

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE POPULAIRE
MINISTER DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des hydrocarbures et les énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers

Département Science de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie des bassins sédimentaire



Mémoire de Master

En vue de l'obtention du diplôme de master

THEME

Analyse Lithostratigraphique et Séquentielle de Réservoir TAGI de la Région de Haoud Berkaoui dans le Bassin de Oued Mya

Réalisé par :

- Ilyas HALFAOUI
- Khaled ROUIHA

Suivi par :

Mr. Abdellatif RAMITA

Devant le jury compose de :

Soutenu le: 13/06/2021

Nom & Prénom

Qualité

Université

• Abdanour HADDAN

Président

Ouargla

• Hamza LAOUINI

Examineur

Ouargla

2020/2021

Dédicace

Je dédie ce modeste travail

A ma chère femme et mes adorables enfants

Qui m'ont encouragé et soutenu, pendant

Toutes les étapes de préparation

De ce mémoire

A mon encadreur

A mes frères et sœurs.

A tous mes profs

A tous les Amis.

HALFAOUI ILYAS

Dédicace

Je dédie ce modeste travail

A ma chère femme et mes adorables enfants

Qui m'ont encouragé et soutenu, pendant

Toutes les étapes de préparation

De ce mémoire

A mon encadreur

A mes frères et sœurs.

A tous mes profs

A tous les Amis.

ROUIHA KHALED

Remerciements

Au terme de cette étude, je tiens en premier lieu à remercier Dieu qui M'a facilité le travail en mettant dans mon chemin des gens qui m'ont énormément aidé et soutenu.

Je tiens à exprimer toute ma reconnaissance à mon encadreur de mémoire, Mr. ABDELLATIF REMITA. Je le remercie de m'avoir encadré, orienté, aidé et conseillé.

J'adresse mes sincères remerciements à tous les professeurs, intervenants et toutes les personnes qui par leurs paroles, leurs écrits, leurs conseils et leurs critiques ont guidé mes réflexions et ont accepté de me rencontrer et de répondre à mes questions durant mes recherches.

Je remercie mes très chers parents, qui ont toujours été là pour moi. Je remercie mes sœurs, et mes frères, pour leurs encouragements.

Enfin, je remercie mes amis qui ont toujours été là pour moi. Leur soutien inconditionnel et leurs encouragements ont été d'une grande aide.

À tous ces intervenants, je présente mes remerciements, mon respect et ma gratitude.

ILYAS HALFAOUI ET KHALED ROUIHA

Abstract	
Résumé	
Dédicace	
Remerciements	
Table de matière	
Liste des tableaux	
Liste des figure	
List des symboles	
Introduction générale.....	01
CHAPITRE I : GENERALITE	
I- CADRE GEOLOGIQUE REGIONAL.....	04
1- LA PLATE FORME SAHARIENNE	04
1-1- Définition	04
1-2- Morphologie	04
1-3- Géologie de la plate forme Saharienne	05
1-3-1. Bassins sédimentaires de la plate forme Saharienne	06
1-4- Aspect structurale	08
2- LE BASSIN D'OUED MYA	11
2-1- Définition	11
2-2- Géologie du Bassin	12
2-3- Aspect Structurale	13
2-4- La roche mère	15
2-5- Les gisements du bassin de Oued Mya	15
2-5-1. Les principaux réservoirs dans le bassin sont constitués	15
2-5-2. Les réservoirs secondaires sont	15
2-5-3. La couverture régionale	15
2-5-4. Le piégeage	15
2-6- Système pétrolier	17
2-6-1. Trias	17
2-6-2. Ordovicien	18
2-6-3. Dévonien	18
2-6-4. Cambrien	19
2-6-5. Carbonifère (Moscovien)	19
2-6-6. Jurassique	20
II- CADRE GEOLOGIQUE LOCALE	22

1- CHAMP DE HAOUD BERKAOUI	22
a. Présentation de la région.....	22
1-1- Situation géographique	23
1-2- Les champs de la région	24
a- Haoud Berkaoui	24
b- Champ de Benkahla	24
c- Champ de Guellala	24
d- La périphérie	24
1-1- Historique	26
1-2- Développement de la région	26
1-3- Géologie du champ de Berkaoui	27
1-3-1. La stratigraphie	27
A- CENOZOIQUE	29
1- Miopliocène	29
B- MESOZOIQUE	29
1- Crétacé	29
1-1- Carbonates supérieurs	29
1-2- Anhydrite terminale	29
1-3- Série à débris roules	29
1-4- Série salifère	29
1-5- Turonien	29
1-6- Cénomaniens	29
1-7- Albien	29
1-8- Aptien	29
1-9- Barrémien	30
1-10- Néocomien	30
2- Jurassique	30
2-1- Malm	30
2-2- Dogger argileux	30
2-3- Dogger lagunaire	30
2-4- Lias anhydritique	30
2-5- Lias salifère	30
2-6- Lias horizon (B)	30
3- Trias	30
3-1- Trias S1+S2	30

3-2- Trias S3	31
3-3- Argiles supérieures	31
3-4- Trias S4	31
3-5- Argiles inférieures	31
3-6- Trias gréseux T2	31
3-7- Trias gréseux T1	31
3-8- Andésites	31
3-9- La Série inférieure	31
C- PALEOZOIQUE	31
1- Le Gothlandien	31
2- LE RESERVOIR DU CHAMP DE BERKAOUI	33
2-1- Aspect structural	33
2-2- Les caractéristiques initiaux du réservoir	33
2-3- Etat actuel du champ	34
3- Les provinces pétrolières du Sahara	34
3-1- Les réservoirs de la plate-forme saharienne	34
3-1-1. Les réservoirs paléozoïques	34
3-1-2. Les réservoirs mésozoïques	35
4- Aperçue sur le trias argilo-gréseux inférieur (TAGI)	35
4-1- Les formations du Trias argilo-gréseux (SI) : (d'après le WEC).	35
4-1-1. La Série Inférieure	35
4-1-2. La Série intermédiaire (roche éruptive : RU)	35
4-1-3. Le Trias T1	36
4-1-4. Le Trias T2	36
4-1-5. Le Trias argileux	36
4-1-6. Le S4	36
CHAPITRE II : METHODOLOGIE DE TRAVAIL	
1- Introduction	38
2- Les paramètres pétrophysique	38
2-1- Mesure de la porosité au laboratoire	38
a- calcule du volume total	38
b- calcule du volume des vides	38
2-2- Mesure de la perméabilité au laboratoire	39
2-2-1. Mode et appareillage	39
2-2-2. Les procédures de mesure	39

3- Détermination des types lithologiques et la corrélation	42
3-1- Le Gamma ray (GR)	42
3-1-1. Les principales applications sont	42
3-1-2. Les usages auxiliaires sont	42
4- La Résistivité.....	42
5- Logiciels IP et Petrel	42
CHAPITRE III : ETUDE PETROPHYSIQUE	
1- Introduction	44
2- Généralités	44
2-1- La roche mère	44
2-2- Les hydrocarbures	44
2-3- La migration des hydrocarbures	44
2-4- La migration primaire	44
2-5- La migration secondaire	44
2-6- Le réservoir	44
2-7- La couverture	45
3- La porosité	45
3-1- Définition	45
4- La perméabilité	45
4-1- Définition	45
5- Les caractéristiques pétrophysique des puits	45
5-1- Le Puits OKN 75	45
5-1-1. Interprétation des histogrammes du puits OKN 75	47
5-2- Le Puits OKN 66	47
5-2-1. Interprétation des histogrammes du puits OKN 66	49
5-3- Le Puits OKN 630	49
5-3-1. Interprétation des histogrammes du puits OKN 630	49
6- Corrélations porosité-perméabilité des puits	51
6-1- Le puits OKN 75	51
6-1-1. Interprétation de diagramme du Puits OKN 75	52
6-2- Le puits OKN 66	52
6-2-1. Interprétation du diagramme du Puits OKN 66	53
6-3- Le puits OKN 630	53
6-3-1. Interprétation du diagramme du Puits OKN 630	53
7- Conclusion	53

SOMMAIRE	PAGE
<hr/>	
CHAPITRE IV : ANALYSES LITHOSTRATIGRAPHIQUE ET SEDIMENTOLOGIQUE	
I- ANALYSE LITHOSTRATIGRAPHIQUE	55
1- Introduction	55
1-1- Première profil OKN68	56
1-2- Deuxième profil OKN75	57
1-3- Troisième profil OKN66	58
1-4- Quatrième profil OKN630	58
II- ANALYSE SEDIMENTOLOGIQUE	60
1- Introduction	60
2- Généralités sédimentologique sur le Trias argilo-gréseux inférieur	60
2-1- Les accumulations silico-clastiques du TAGI	60
3- Les sub-environnements	61
3-1- Dépôts de base du chenal : (channel floor dépôts)	61
3-2- Dépôts de barre du chenal : (channel point bar dépôts)	62
3-3- Dépôts de plaine d'inondation : (flooding plaine dépôts)	62
3-4- Les chenaux	63
4- Les structures sédimentaires observées	64
5- La minéralogie des grés	65
6- La minéralogie des bancs argileux	65
7- Les phases diagénétiques	66
a- La diagénèse précoce	66
b- La diagénèse tardive	66
8- Les phénomènes diagénétiques	67
8-1- La transformation des argiles	67
9- Les différents ciments de la série inférieure.....	67
a- Le ciment siliceux	67
a-1- Le ciment siliceux précoce	67
a-2- Le ciment siliceux tardif	67
b- Ciment carbonaté	68
c- Le ciment évaporitique:	68
d- Le ciment ferrugineux	68
e- Le ciment pyriteuses	68
10- Approche sédimentaire	71
CONCLUSION	72

CHAPITRE V : ANALYSES SEQUENTIELLE ET CORRELATION

I- ANALYSE SEQUENTIELLE DES PROFILS ETUDIES	73
1- Introduction	73
1-2- Profil OKN68 : (profil représentatif)	73
a- Séquence N° 1	74
b- Séquence N° 2	74
c- Séquence N° 3	74
d- Séquence N° 4	74
II- ETUDE CORRELATIVE DES PUITES ETUDIES (OKN68, OKN75, OKN66 et OKN630) ...	75
1- Introduction	75
2- Les différentes corrélations faites dans le champ de Haoud Berkaoui	75
2-1- Corrélation par la lithologie	75
2-2- Corrélation par lithofaciès	75
2-3- Corrélation par la diagraphie	76
2-3-1. La diagraphie	76
2-4- Corrélation par électrofaciès	76
3- Corrélation lithostratigraphique	77
3-1- Les objectifs de la corrélation lithostratigraphique	77
4- Les données sur les puits étudiés	79
4-1- Le puits OKN 68	79
4-1-1. Généralités	79
4-1-1.1. Situation géographique du puits	79
4-1-1.2. But du Sondage	79
4-1-2. Résultats géologiques	81
4-1-3. Résultats diagraphiques du Réservoir de la série inférieure	81
4-1-4. Conclusion et recommandations	81
4-2- Le puits OKN 75	82
4-2-1. Généralités	82
4-2-1.1. Situation géographique du puits	82
4-2-1.2. But du Sondage	82
4-2-2. Résultats Géologiques	84
4-2-3. Résultats diagraphiques du réservoir de la série inférieure	84
4-2-4. Conclusion et recommandations	84
4-3- Le PUITES OKN 66	85
4-3-1. Généralités	85

4-3-1.1. Situation géographique du puits	85
4-3-1.2. But du Sondage	85
4-3-2. Résultats Géologiques	87
4-3-3. Résultats des diagraphies	87
4-3-4. Conclusion et Recommandations	87
4-4- Le puits OKN 630	87
4-4-1. Généralités	87
4-4-1.1. Situation géographique du puits	88
4-4-1.2. But du Sondage	88
4-4-2. Résultats géologiques	90
4-4-3. Résultats diagraphiques du réservoir de la série inférieure	90
4-4-4. Conclusion et recommandations	90
5- Première corrélation entre les unités gréseuse à travers les puits étudiés	90
5-1- Introduction	90
5-2- Interprétation de la corrélation	92
6- CORRELATION ENTRE LES DEPOT DE LA SERIE INFERIEUR (TAGI) :	93
6-1- Le profil OKN75	93
6-2- Le profil OKN66	94
6-3- Le profil OKN630	95
7- Corrélations entre les réservoirs du (TAGI) série Inferieure à travers les puits OKN68, OKN75, OKN66 et OKN630.....	97
7-1- Introduction	97
7-2- Interprétation de corrélation	98
III- Conclusion	99
Conclusion générale & recommandation.....	101

LISTE DES TABLEAUX :

Tableau N°1-Récapitulatif des phases tectoniques dans la partie Est du Sahara Algérien, Bassin d'Ilizi et province triasique.....	10
Tableau N°2-Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Trias.....	17
Tableau N°3 -Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans l'Ordovicien.....	18
Tableau N°4 -Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Dévonien.....	19
Tableau N°5 -Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Cambrien.....	19
Tableau N°6 -Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Carbonifère (Moscovien).20	
Tableau N°7 -Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Jurassique.....	20
Tableau N°8-les failles qui pressentent la structure de Berkaoui.....	33
Tableau N°9 -Les caractéristiques pétrophysique des niveaux producteurs.....	34
Tableau N°10 -Les coordonnées du puits OKN 68.....	79
Tableau N°11 -Données sur le puits étudié.....	81
Tableau N°12 -Caractérisations du réservoir de la série inférieure.....	81
Tableau N°13 -Les coordonnées du puits OKN 75.....	82
Tableau N°14 -Données sur le puits étudié.....	84
Tableau N°15-Caractérisations du réservoir de la série inférieure.....	84
Tableau N°16-Les coordonnées du puits OKN 66.....	85
Tableau N°17-Données sur le puits étudié.....	86
Tableau N°18-Caractérisations du réservoir de la série inférieure.....	87
Tableau N°19 -Les coordonnées du puits OKN 630.....	88
Tableau N°20 -Données sur le puits étudié.....	88
Tableau N°21 Caractérisations du réservoir de la série inférieure.....	90

LISTE DES FIGURES :

Fig.1- Géographie de l'Algérie.....	04
Fig.2- Carte géologique de l'Algérie.....	05
Fig.3 -Carte des bassins sédimentaires de l'Algérie.....	07
Fig.4 -Les unités géologiques d'Algérie.....	08
Fig.5- Coupe géologique et structurale régionale du Sahara.....	09
Fig.6 -Bassin de l'Oued Mya, écorché à la discordance hercynienne.....	11
Fig.7-Carte de situation géologique du Bassin de Oued Mya.....	12
Fig.8-Coupes géologiques N-S et NO-SE dans le bassin de l'Oued Mya.....	13
Fig.9- Eléments tectoniques du Bassin Oued Mya (BLOC 438).	14
Fig.10-Carte de situation des champs pétroliers et du réseau de pipelines (bassin de l'Oued Mya).....	16
Fig.11-Coupe lithostratigraphique type des bassins de l'Oued Mya et Amguid.....	21
Fig.12-Situation géographique du champ de Haoud Berkaoui.....	23
Fig.13-Carte de présentation des Champs de Haoud Berkaoui.....	25
Fig.14-Le colonne lithostratigraphique du champ de Haoud Berkaoui.....	28
Fig.15-Coupe géologique et structurale du Trias, Champ de Haoud Berkaoui.....	32
Fig.16-Section stratigraphique du Trias argilo-gréseux (TAGI).....	37
Fig.17-Appareille de la Pluggeuse.....	40
Fig.18-Appareille de la Raseuse.....	40
Fig.19-Appareille Pompe volumétrique à mercure	41
Fig. 20-Appareille du Perméamètre (Perméamétrie).....	41
Fig.21 -Histogramme de porosité OKN 75	45
Fig.22 -Histogramme de perméabilité OKN 75.....	45
Fig.23 -Histogramme de porosité OKN 66.....	47
Fig.24 -Histogramme de perméabilité OKN 66.....	47
Fig.25-Histogramme de porosité du puits OKN 630.....	49
Fig.26 -Histogramme de perméabilité OKN 630	49
Fig. 27-Digramme montrant la corrélation entre la porosité-perméabilité du puits 75.....	50
Fig. 28 -Digramme montrant la corrélation entre la porosité-perméabilité du puits 66.....	51
Fig. 29-Digramme montre la corrélation entre la porosité-perméabilité du puits 630.....	52
Fig.30- Carte de positionnement des puits du champ de Haoud Berkaoui et représentation des puits étudiés.	54
Fig. 31- profil lithologique du puits OKN68.....	55
Fig. 32- profil lithologique du puits OKN75.....	56
Fig.33 – profil lithologique du puits OKN66.....	57

Fig.34-profil lithologique du puits OKN630.....	58
Fig.35 - Séquence résumée typique d'un système fluviatile en tresse	62
Fig.36 -Bloc diagramme montrant la morphologie d'un système fluviatile en tresse.....	62
Fig. 37-Photos des lames montrant les phénomènes diagénétiques et les différents ciments dans la série inférieure (champ Haoud Berkaoui).....	68
Fig.38-Photos des lames montrant les phénomènes diagénétiques et les différents ciments dans la série inférieure (champ Haoud Berkaoui).....	69
Fig. 39-Représentation des séquences au niveau de profil OKN-68.....	72
Fig. 40-Carte de position des puits champ de Berkaoui.....	77
Fig. 41-Position du puits OKN 68.....	78
Fig. 42-Log de puits OKN68.....	79
Fig.44- Position du puits OKN 75.....	81
Fig.45- Log du puits OKN75.....	82
Fig.46 -Position du puits OKN 66.....	84
Fig.47- Log du puits OKN66.	85
Fig.48-Position du puits OKN 630.....	87
Fig.49-Log du puits OKN630.....	88
Fig.50-Corrélations entre les unités gréseuses à travers les puits OKN68, OKN75, OKN66 et OKN630	91
Fig.51- Représentation des séquences au niveau du profil OKN-75.....	93
Fig.52-Représentation des séquences au niveau du profil OKN-66.....	94
Fig.53- Représentation des séquences au niveau du profil OKN-630.....	95
Fig.54- Corrélations lithostratigraphique et séquentielle des dépôts du (TAGI) à travers les puits OKN68, OKN75, OKN66 et OKN630.....	96
Fig.55- Corrélations entre les réservoirs série Inferieure à travers les puits OKN68, OKN75, OKN66 et OKN630.....	97

LISTE DES SYMBOLES

Symbole	Définition
BKP 11.....	Nom de chantier et de puits
UnitéT1	Niveau repère de Trias
UnitéT2	Niveau repère de Trias
S1	Niveau salifère
D2	Niveau Dolomitique 2
T1(B et C)	Niveau repère de Trias, couche B,C
T2(A).....	Niveau repère de Trias, couche
R1 , R2 , R3 R a-Ri.....	Zone d'Alernance
RDC-1.....	Nom de chantier et de puits selon la région
BKHE-.....	Nom de chantier et de puits selon la région
HGA.....	Nom de chantier et de puits selon la région
GLA	Nom de chantier et de puits selon la région
BKH.....	Nom de chantier et de puits selon la région
OKP.....	Nom de chantier et de puits selon la région
BKH.....	Nom de chantier et de puits selon la région
TAGL.....	Trias argilo-gréseuse Inférieur
TAGS.....	Trias argilo-gréseuse supérieur
TAG.....	Trias argilo-gréseuse
POT.....	Potassium
THO.....	Thorium
Ur.....	Uranium

INTRODUCTION :

Le paléozoïque du Sahara Algérien offre une extension géographique débordant très largement où les affleurements connus au Sud et à l'Ouest de cette vaste région. Le gisement de HAOUD BERKAOUI se situe au Nord-Est du Sahara algérien, 23 Km au Sud-Ouest de Ouargla, et 100 km à l'Ouest de Hassi Messaoud. Il est considéré comme complexe de par son hétérogénéité de faciès et le réseau de faille qui l'affecte; il renferme deux réservoirs, la Série Inférieure du Trias argilo-gréseux (TAGI) qui est le réservoir principale, imprégné d'huile et le T1 dessus l'éruptif qui représente le réservoir secondaire. Il est devenu l'un des bassins qui renferment une importante quantité d'hydrocarbures en Algérie. L'un des objectifs principaux de SONATRACH, ces dernières années, c'est de définir de nouveaux gisements pétroliers et de nouveaux axes d'exploration dans ce bassin. L'importance de la série paléozoïque est liée à la présence de la roche mère du bassin, riche en Argiles radioactives (gris-noir à noir), à la base du Silurien qui s'est déposé sur la totalité de la plateforme saharienne, renseignant ainsi sur l'ampleur de la transgression marine générale sur la plateforme saharienne. Le faible enfouissement de ces argiles au cours du Paléozoïque à préserver leur potentiel pétrolier; leur maturation et la genèse des hydrocarbures ayant eu lieu lors de leur évolution ultérieure sous l'effet de la subsidence mésozoïque. Les objectifs triasiques et paléozoïques sont situés à une profondeur importante comprise entre 3400m et 4000m. Au sein du Trias, l'objectif principal est la Série Inférieure du Trias argilo-gréseux (TAGI).

La région de l'Oued Mya est représentée par le bassin triasique saharien qui constitue un sous bassin de type intracratonique de la plate-forme saharienne. La subsidence guidée par l'héritage structural pré-mésozoïque est accentuée par d'importants dépôts sédimentaires répartis sur une vaste surface. Ces derniers s'étendent vers la flexure saharienne au Nord. Au Trias supérieur, débute une phase de Rifting continental, caractérisé par le rejet d'accidents anciens en failles normales, (voir coupe géologique du champ de Haoud Berkaoui, en annexe).

Cette coupe montre une structure affectée par des failles à rejet important et moins important allant de (15 à 90m), permettant par conséquent le piégeage des hydrocarbures, ainsi que la création d'un système de zonations locales. Le Trias présente des faciès continentaux fluviaux et parfois mixtes (Lagunaire et Littoraux), dans lesquels s'intercalent localement des épanchements (coulées) volcaniques. La distension paraît diffuse à travers tout le bassin et s'exprime par le jeu de nombreuses failles normales. Vu l'extension importante de la province triasique, la pile des dépôts sédimentaires allant jusqu'à 4000m; le bassin de Oued Mya offre un domaine où se développe un bon nombre de gisements d'hydrocarbures.

Les réserves en hydrocarbures découverts en Algérie à ce jour sont renfermées dans un peu plus de 200 gisements d'huiles et de gaz. Il y a 249 niveaux stratigraphiques producteurs dans ces gisements, dont 105 pour le Siluro-Dévonien, 63 pour le Trias et 65 pour l'Ordovicien. Notre étude a pour

l'objectif de déterminer les caractéristiques (nature et origine), des dépôts sédimentaires, et la possibilité de faire une corrélation lithostratigraphique entre eux pour retracer la continuité latérale des unités gréseuses de la série inférieure dans les différents puits proposés. Cette étude joue un rôle très important dans la compréhension du réservoir et dans l'interprétation des résultats pétrophysique obtenus.

Le mémoire s'articule autour :

- une étude pétrophysique qui contrôle la qualité du réservoir (TAGI)
- Une analyse lithostratigraphique et sédimentologique pour déterminer les milieux et environnements de dépôts.
- Une analyse séquentielle pour retracer le découpage des formations aux différents environnements et révéler le dynamisme du bassin et son régime sédimentaire.
- Une corrélation concernant les unités gréseuses pour retracer la continuité latérale de ces corps et par conséquent pour déduire l'architecture du réservoir.

CHAPITRE I

GENERALITE

I-CADRE GEOLOGIQUE REGIONAL :

1- LA PLATE FORME SAHARIENNE :

1-1- Définition :

La plate forme comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire phanérozoïques transgressifs. Elle est située au sud de l'Algérie alpine et appartient au Craton Nord-Africain. Différents éléments tectoniques délimitent des bassins sédimentaires dans lesquels la lithostratigraphie est plus ou moins complète.

1-2- Morphologie :

Le pays comprend quatre grands domaines du nord au sud:

- l'Atlas tellien (ou le Tell), les Hauts Plateaux, l'Atlas saharien et le Sahara, ce dernière est recèle l'essentiel des ressources en hydrocarbures, est un désert formé de grandes étendues de dunes (Erg Oriental et Erg Occidental), de plaines caillouteuses (regs) et parsemé d'oasis, qui sont autant de centres urbains comme El Oued, Ghardaïa et Djinet. Le massif des Eglab à l'ouest et le massif du Hoggar à l'est forment, pratiquement, la limite méridionale du Sahara algérien.

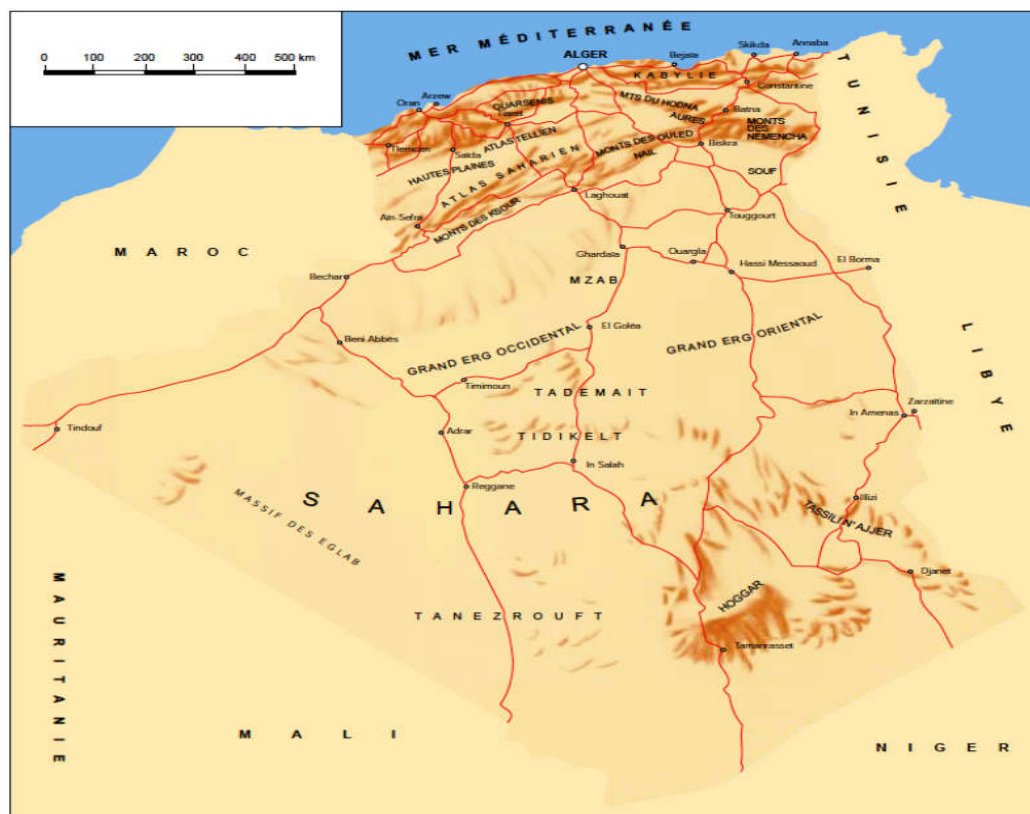


Fig.1 - Géographie de l'Algérie. (Carte création LR/GÉOGRAPHE, 1994).

1-3- Géologie de la plate forme Saharienne :

L'histoire géologique des bassins sédimentaires algériens (Fig. 2) s'inscrit dans le processus de géodynamique globale de la tectonique des plaques qui a structuré l'Algérie en deux domaines :

- au nord, l'Algérie alpine;
- au sud, la Plate-forme saharienne.

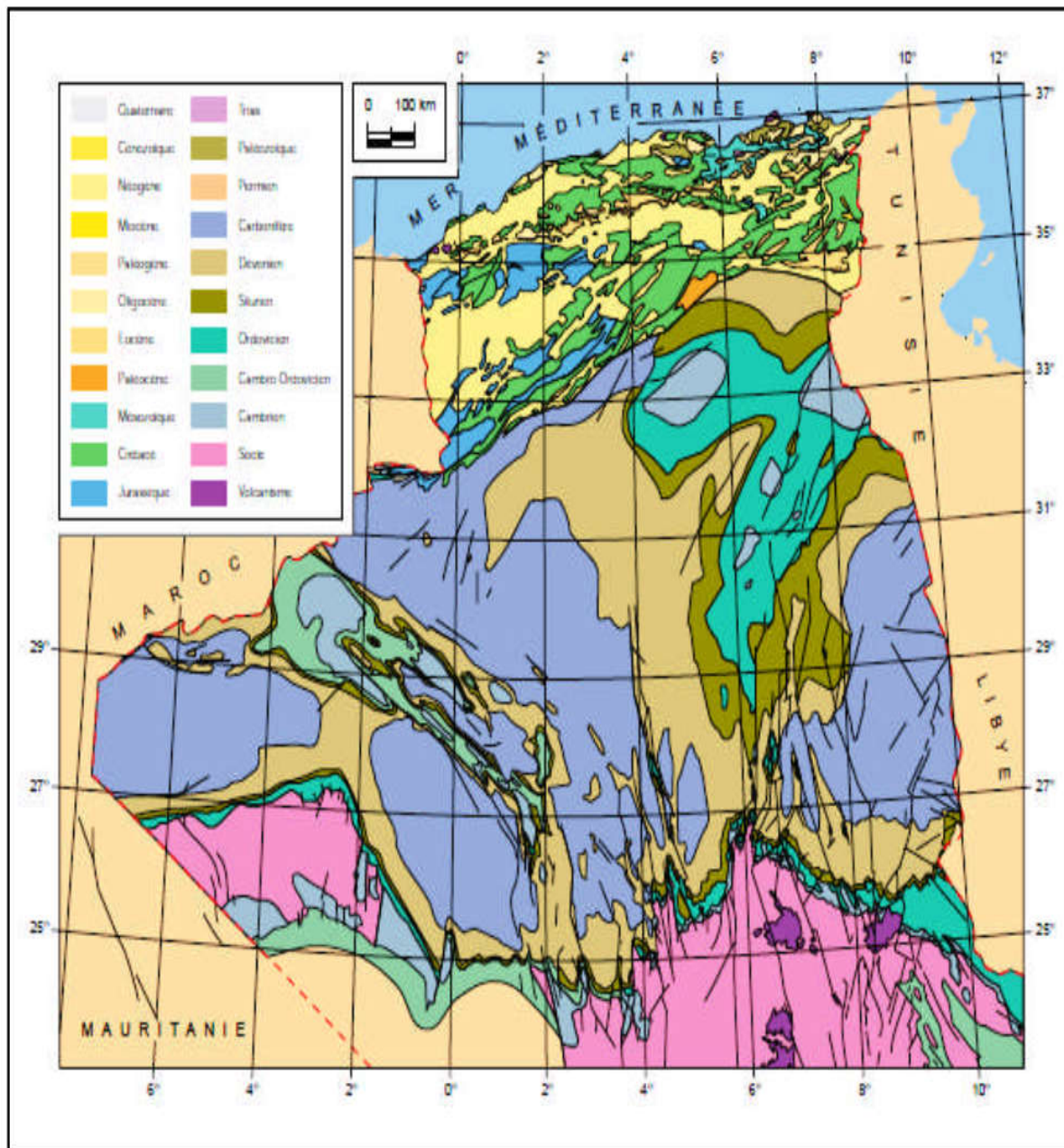


Fig.2 – Carte géologique de l'Algérie. (D'après la carte géologique internationale de l'Afrique (Feuille n°2), et document SONATRACH, écorché au toit du Paléozoïque, pour la Plate-forme Saharienne.

1-3-1. Bassins sédimentaires de la plate forme Saharienne :

Dans la plate-forme Saharienne On distingue d'Ouest en Est:

- les bassins de Tindouf et de Reggane situés sur les bordures nord et nord-est du bouclier Reguibat. La couverture sédimentaire atteindrait 8000m dans le bassin de Tindouf et 6500 m dans celui de Reggane. Dans cette zone peu explorée, les formations paléozoïques pourraient se révéler à hydrocarbures liquides et gazeux,
- le bassin de Béchar limité au nord par le Haut Atlas, au sud et à l'ouest par la chaîne d'Ougarta. Sa couverture sédimentaire atteindrait 8000 m. Les réservoirs se trouvent dans le détritique paléozoïque inférieur et les récifs carbonifères,
- le bassin d'Ahnet-Timimoun limité au nord par le haut fond d'Oued Namous, à l'ouest par la chaîne d'Ougarta, au sud par le bouclier Touareg et à l'est par la dorsale d'Idjerane-Mزاب. La couverture serait en moyenne de 4000 m. Dans le Sud, les réservoirs ordoviciens et dévoniens inférieurs sont gazéifères. Au nord, dans la cuvette de Sbaa, de l'huile a été découverte dans la totalité du Paléozoïque,
- les bassins du Mouydir et de l'Aguemour-Oued Mya sont limités à l'ouest par la dorsale d'IdjeraneMزاب et à l'est par la dorsale Amguid-El Biod. Au sud, les sédiments paléozoïques affleurent dans le Mouydir. Au nord, dans la dépression d'Aguemour-Oued Mya, comblée par une puissante série paléozoïque et méso-cénozoïque (5000m à Oued Mya), d'importants gisements ont été mis en évidence dans le Cambrien (Hassi Messaoud) et le Trias (Hassi Rmel);
- la synéclise d'Illizi-Ghadamès est limitée à l'ouest par la dorsale d'Amguid-El Biod et à l'est par le môle de Tihemboka et les confins tuniso-libyens. Dans le bassin de Ghadamès, la couverture sédimentaire (supérieure à 6000 m), renferme des gisements d'hydrocarbures dans le Paléozoïque et le Trias.

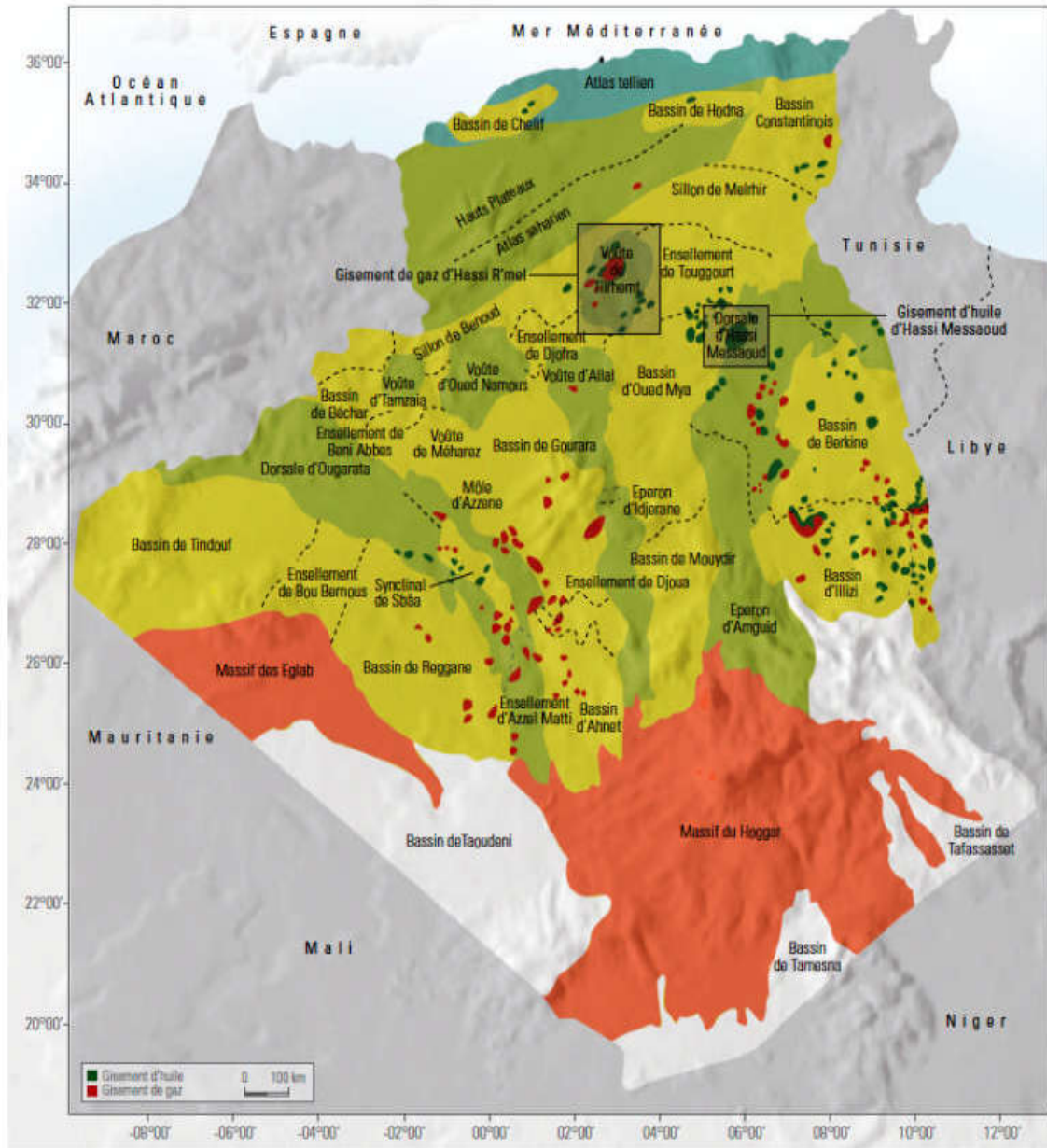


Fig.3 - Carte des bassins sédimentaires de l'Algérie. (D'après WEC Algérie 2007 / la géologie pétrolière de l'Algérie).

1-4- Aspect structurale : (D’après WEC Algérie 2007/ La géologie pétrolière de l’Algérie).

Sur le plan structural, l’Algérie est subdivisée en deux unités tectoniques majeures séparées par la faille sud atlasique :

- Au nord, un domaine alpin marqué par des chaînes de montagnes d’âge tertiaire résultant de l’orogénèse alpine;
- Au sud, la plate-forme saharienne, domaine relativement plus stable constitué d’un socle précambrien sur lequel se sont déposées d’épaisses séries sédimentaires dans des bassins structurés essentiellement durant le Paléozoïque (fig. 6).

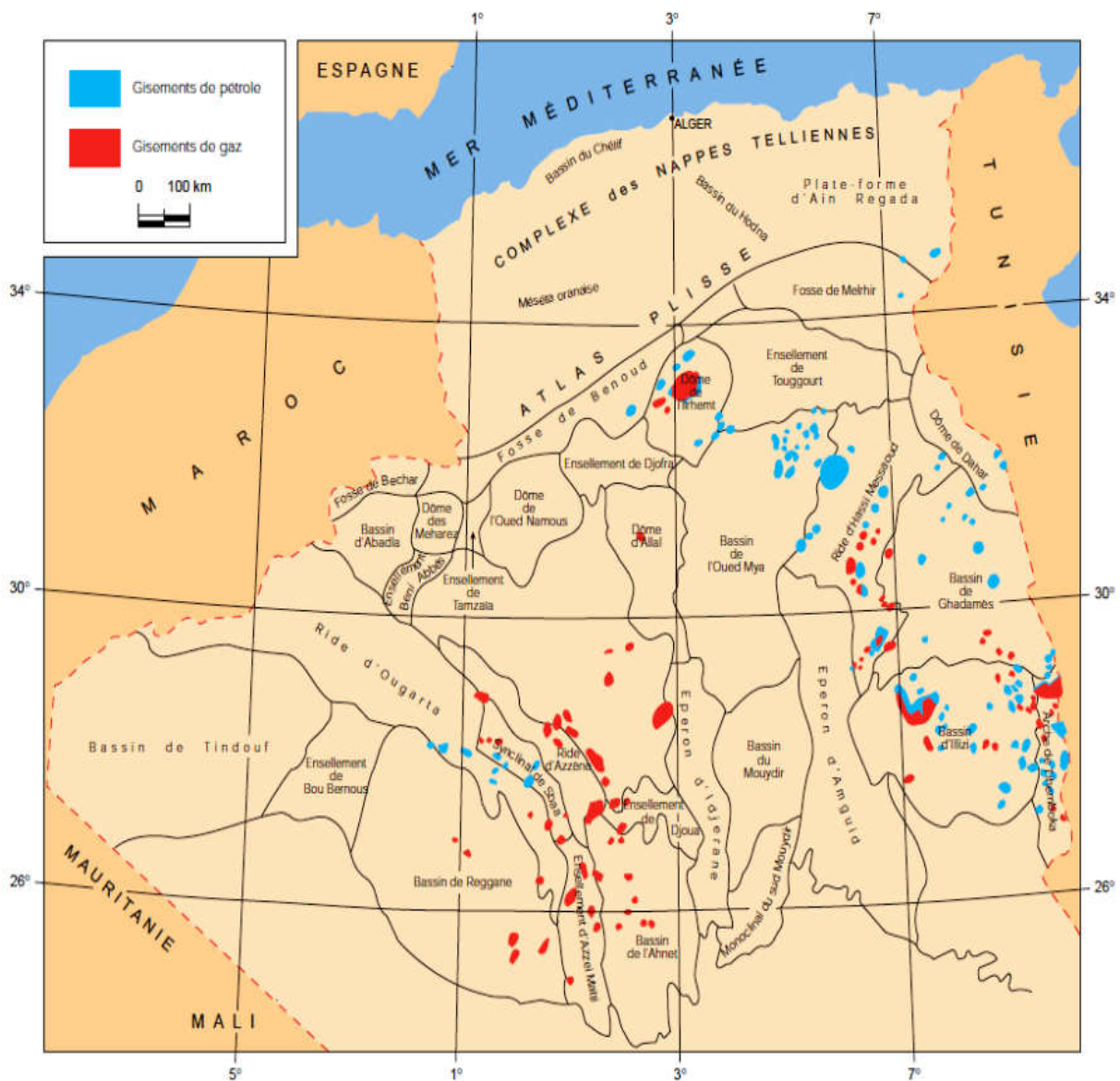


Fig.4 - Les unités géologiques d'Algérie. (Document SH/EXP).

L'histoire géologique de la plate-forme saharienne est très ancienne. Son évolution est influencée par la présence de boucliers parfois très vieux, comme le bouclier Reguibat, qui a acquis sa stabilité entre 1 800 et 2 000 MA, et de boucliers plus jeunes comme le bouclier Touareg résultant de la phase panafricaine, qui date d'environ 500 MA. Le trait structural majeur est la présence de grandes failles sub-méridiennes verticales, soulignées par de puissantes bandes de mylonites. Ces accidents sub-méridiens sont décalés par un réseau de failles conjuguées. Les accidents du socle d'orientation N-S, NE-SO et NOSE sont au moins d'âge panafricain tardif. Ce réseau de fracturation jouera ultérieurement un rôle important sur la structuration et la sédimentation de la plate-forme saharienne (fig.5).

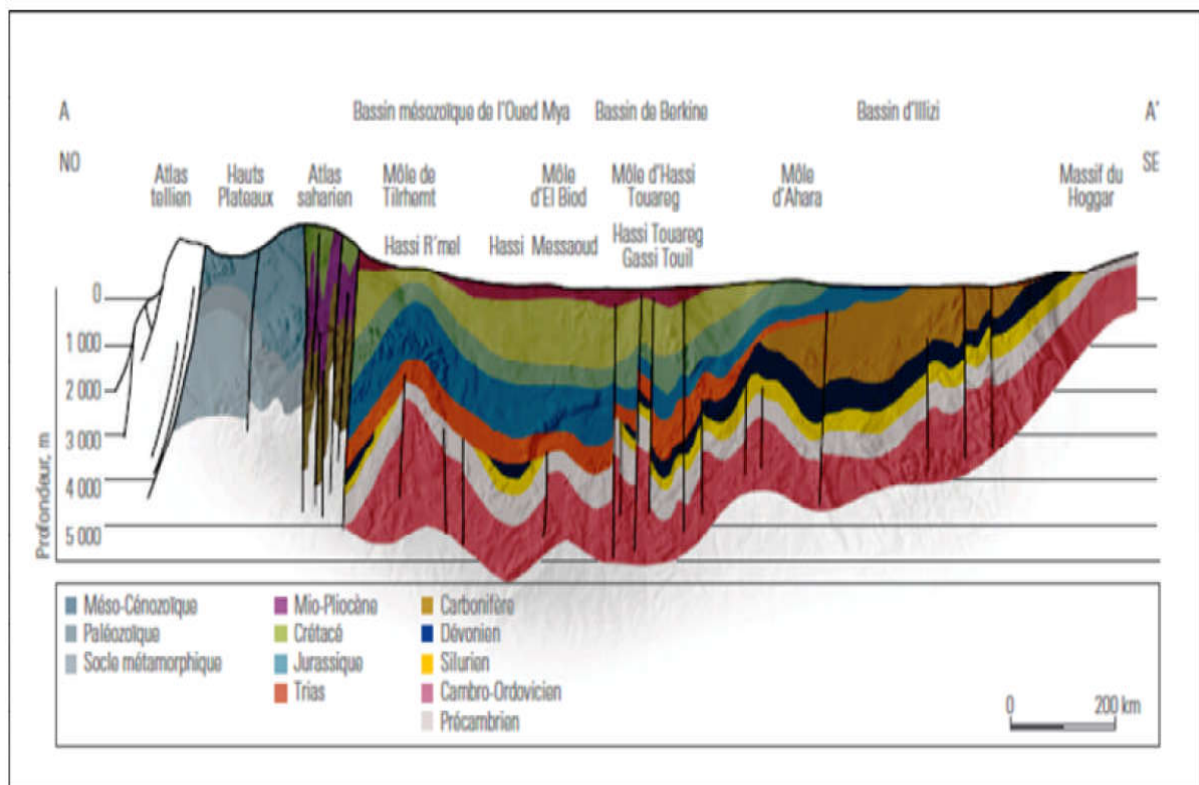
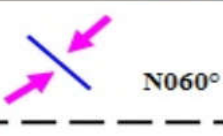
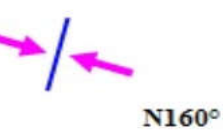
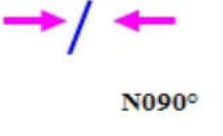
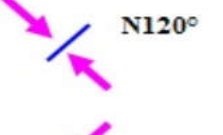
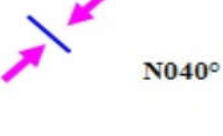
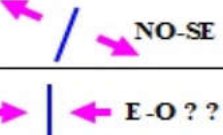
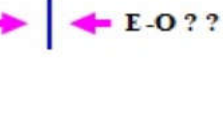
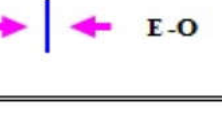


Fig.5– Coupe géologique et structurale régionale du Sahara.

Plusieurs phases tectoniques ont modelé la plate-forme saharienne, à savoir :

- La distension cambro-ordovicienne
- La compression taconique
- La compression calédonienne
- Les différents événements tectono-sédimentaires du Dévonien
- Les mouvements hercyniens
- Les événements méso-cénozoïques (phases Autrichienne et Alpine).

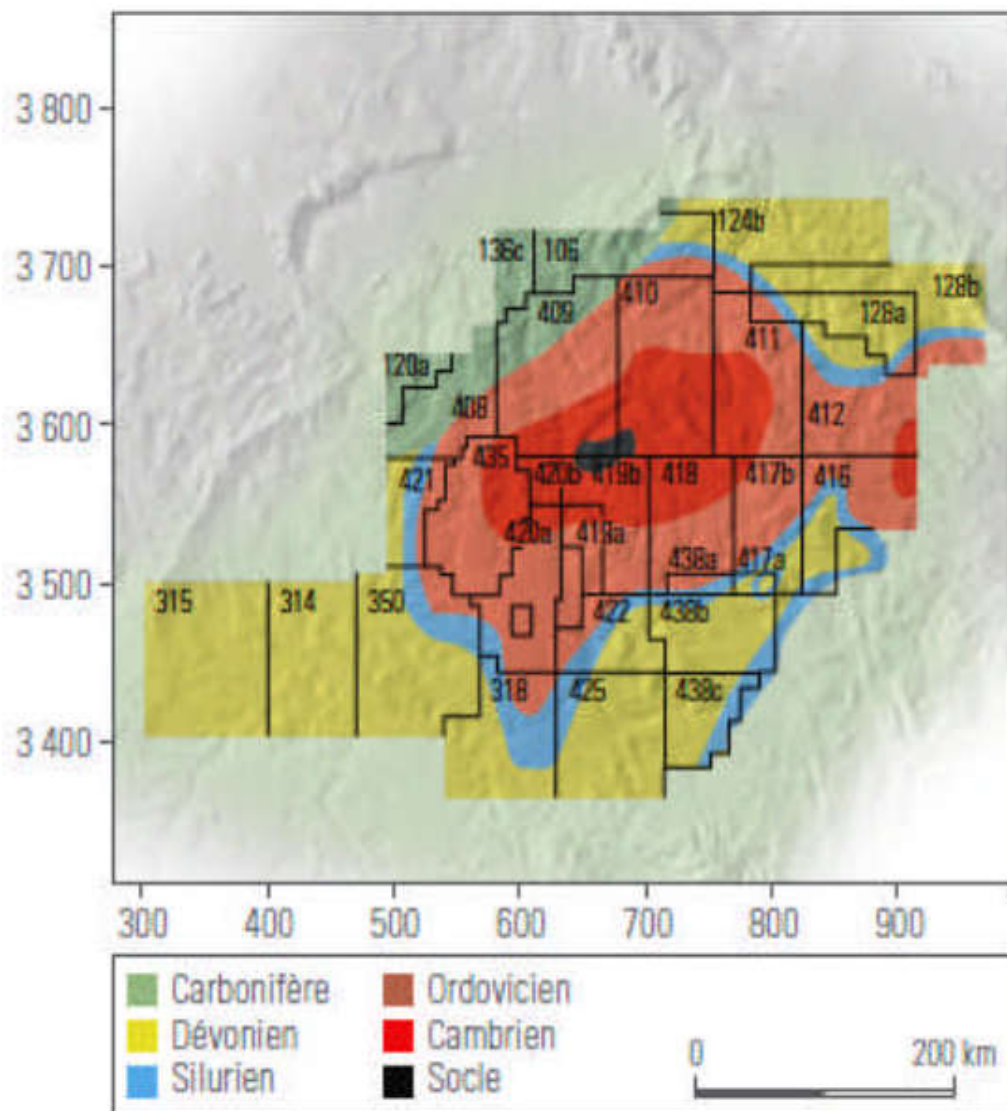
Tableau N°1- Récapitulatif des phases tectoniques dans la partie Est du Sahara Algérien, Bassin d'Ilizi et province triasique.
(In Boudjema, 1987 et Beicip).

ERE	EPOQUE	PHASES	DIRECTION DES PHASES	EFFETS SUR LES JEUX DE FAILLES	
CENOZOIQUE	MIOCENE	ALPINE TARDIVE TERTIAIRE TARDIVE N. 0° 60		Jeu en compression	
	EOCENE	ALPINE MOYENNE EOCENE N. 160		Jeu en compression sur les accidents N-S et création de nouvelles structures	
MESOZOIQUE	CRETACE	PHASE AUTRICHIENNE (ALPINE PRECOCE)		Jeu en inverse sur les accidents N-S	
	JURASSIQUE				
	TRIAS				
PALEOZOIQUE	PERMIEN	PHASE HERCYNIEENNE TARDIVE		Jeu inverse sur les failles NE-SO	
	CARBONIFE	VISIEN	PHASE HERCYNIEENNE PRECOCE		Jeu inverse sur les failles NO-SE
		DEVONNIEN	Supérieur	PHASE FRASNIENNE	
	Moyen				
	Inferieur				
	SILURIEN	PHASE CALEDONNIENNE		(variation de faciès et d'épaisseur) (volcanisme) Jeu en inverse sur les failles N-S (érosion sur les môles subméridiens)	
	ORDOVICIEN				
	750 – 550 Ma	PHASE PANAFRICAINNE		Tectonique cassante, réseau NE-SO et NO-SE	

2- LE BASSIN D'OUED MYA :

2-1- Définition :

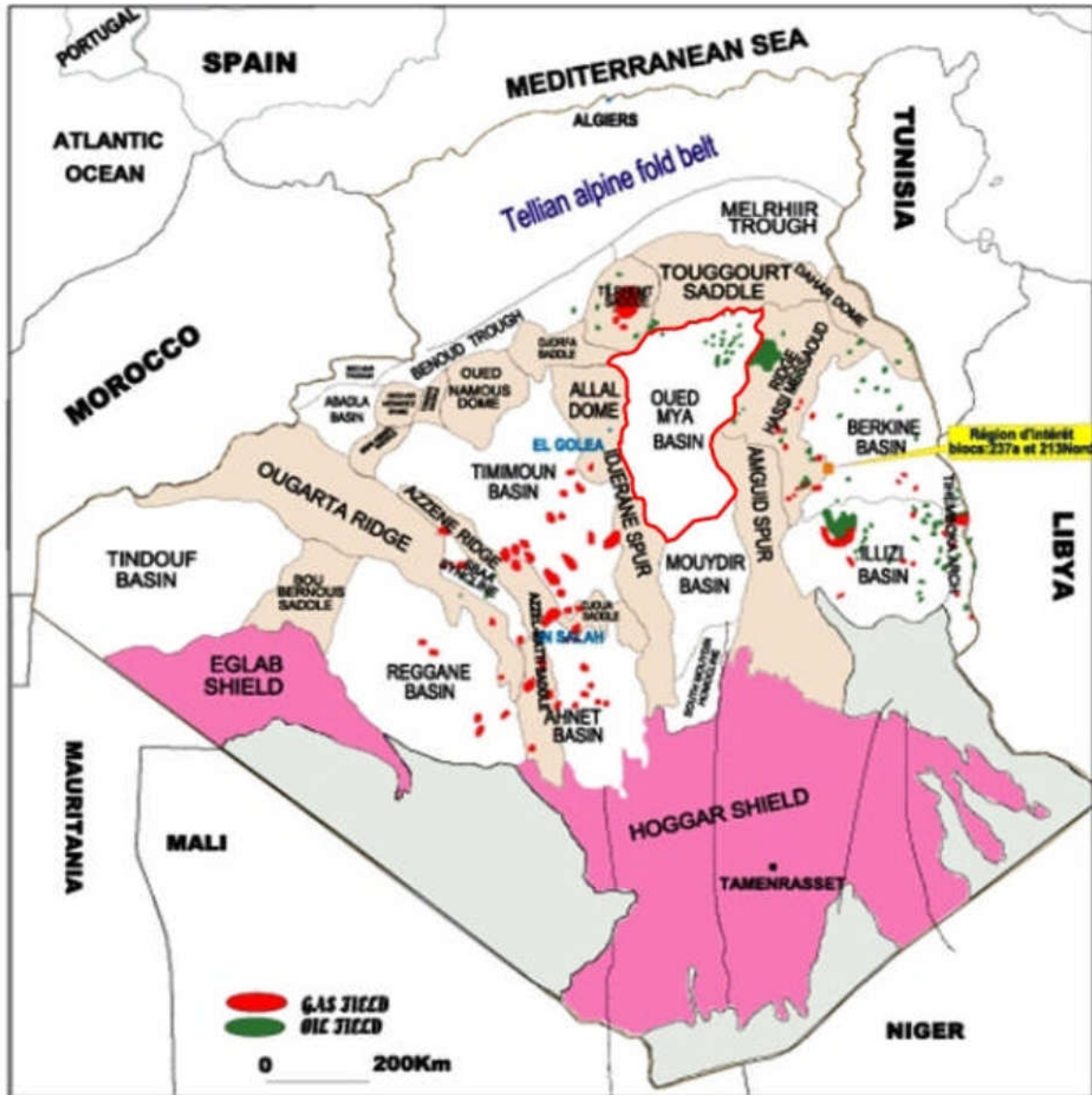
Le bassin de l'Oued Mya est un bassin intracratonique dans lequel se développent les séries types de la province triasique, Il fait partie des bassins les plus riches d'Algérie et renferme plusieurs gisements d'huile et de gaz dans les grès du Trias, qui constituent le principal objectif pétrolier. Une mince section miopliocène (0 à 400 m) et une épaisse série mésozoïque pouvant dépasser 4 000 m. Cette dernière s'épaissit vers le NE du bassin et repose en discordance angulaire sur des formations paléozoïques fortement affectées par l'érosion hercynienne (fig. 9).



**Fig.6 - Bassin de l'Oued Mya, écorché à la discordance hercynienne.
(d'après WEC Algérie 2007 / La géologie pétrolière de l'Algérie).**

2-2- Géologie du Bassin :

Ce bassin est situé au nord de la plate-forme saharienne et à environ 600 km au sud d'Alger (fig. 10). Le bassin est limité par le haut structural Djemaa- Touggourt au nord, le bassin du Mouydir au sud, le haut structural d'Amguid-Messaoud à l'est, et la voûte d'Allal à l'ouest. Les principaux éléments structuraux sont de direction N-S et NE-SO.



**Fig.7 - Carte de situation géologique du Bassin de Oued Mya.
(Sonatrach \PED 2003).**

2-3- Aspect Structurale :

Le schéma structural actuel du bassin est le résultat de plusieurs phases tectoniques dont les plus importantes sont la panafricaine, l'hercynienne, l'extension Trias-Crétacé, l'autrichienne et la phase majeure alpine.

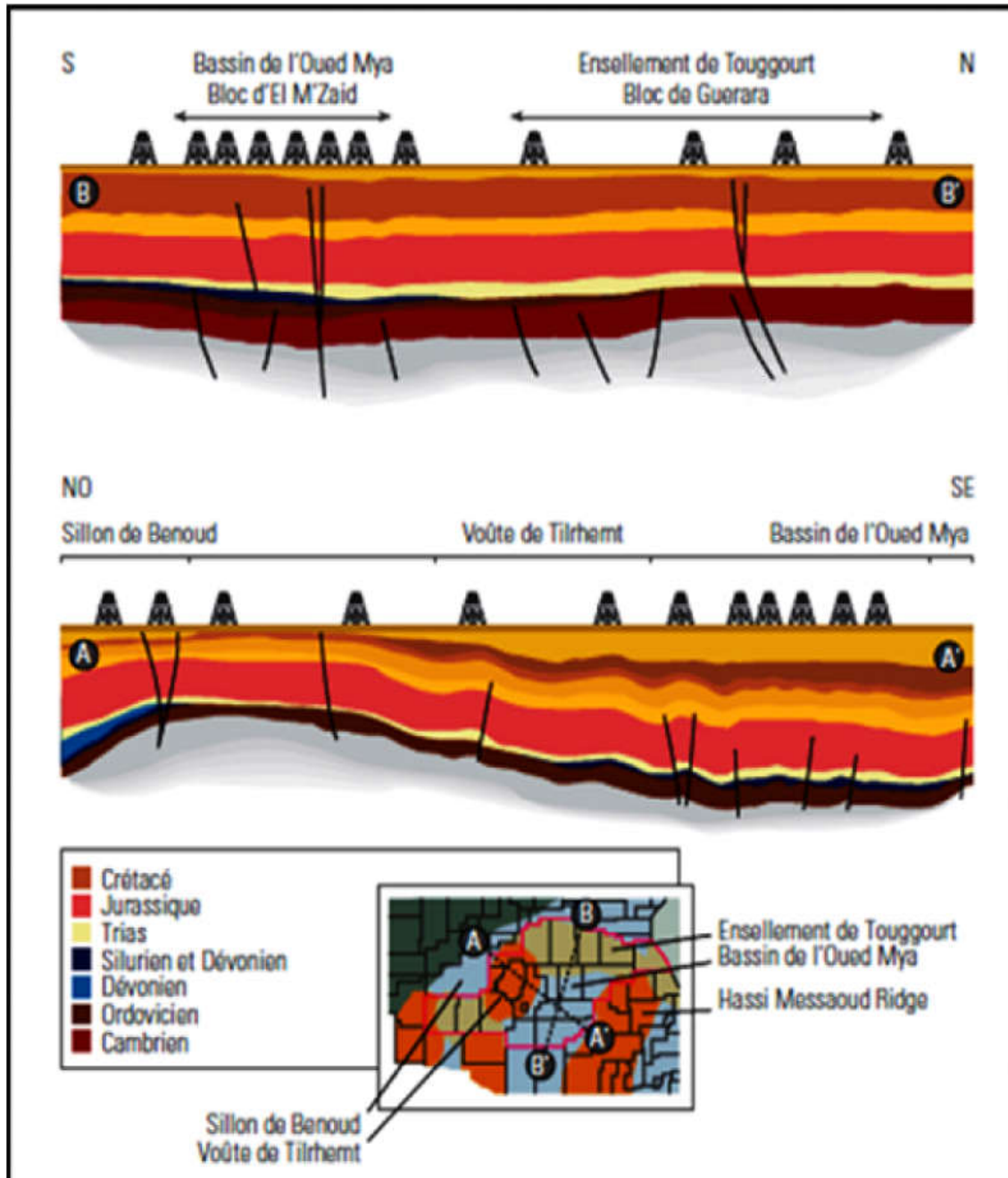


Fig.8- Coupes géologiques N-S et NO-SE dans le bassin de l'Oued Mya. (D'après WEC Algérie 2007 / La géologie pétrolière de l'Algérie).

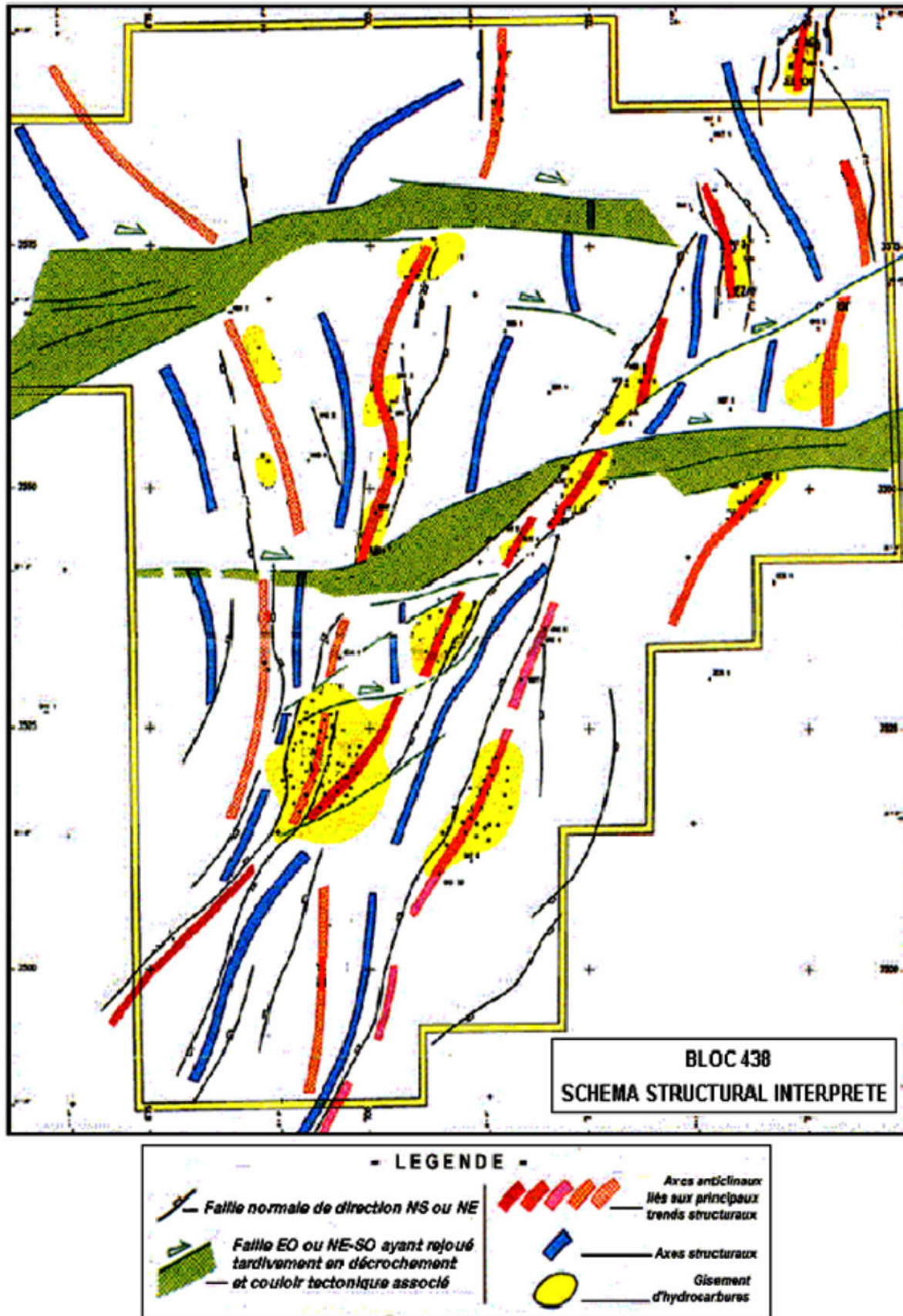


Fig.9 Eléments tectoniques du Bassin Oued Mya (BLOC 438)

2-4- La roche mère :

Les argiles à graptolites du Silurien radioactif constituent la roche mère principale du bassin. Elles ont, quand elles ne sont pas affectées par l'érosion hercynienne, une épaisseur moyenne de 50 m et des teneurs en carbone organique total initial d'une valeur moyenne de 11 %. Cette excellente roche mère est en phase à huile depuis le Crétacé supérieur. Elle atteint la phase à gaz dans certaines zones très enfouies (Benoud). Trois principales « Kitchen Areas » sont reconnues dans le bassin : les sillons de Benoud et Melhir, et l'axe de la dépression Oued Mya. Les argiles d'El Gassi et les argiles d'Azzel de l'Ordovicien constituent des roches mères secondaires.

2-5- Les gisements du bassin de l'Oued Mya :

On a le gisement géant de Hassi R'mel qui renferme du gaz à condensat avec un anneau d'huile et les champs de Berkaoui, Benkahla et Guellala renferme de l'huile. Plusieurs autres découvertes d'huile ont été faites dans le bassin, principalement dans les grès du Trias, mais aussi dans des grès quartzitiques de l'Ordovicien et des grès du Dévonien inférieur.

2-5-1. Les principaux réservoirs dans le bassin sont constitués :

Par les grès fluviatiles du Trias qui incluent :

- l'unité série inférieure (centre du bassin et sud de Hassi R'mel),
- l'unité T1 (nord de la partie centrale du bassin et région de Hassi R'mel),
- l'unité T2 (région de Hassi R'mel).

Les grès quartzitiques de l'unité quartzites de Hamra(Ordovicien) considérés comme objectif principal depuis la récente découverte d'huile dans la structure de Berkaoui (puits BKP).

2-5-2. Les réservoirs secondaires sont :

- les grès du Dévonien inférieur, les grès quartzitiques de l'Ordovicien (dalle de M'Kratta, grès de l'Oued Saret, grès de Ouargla, grès d'El Atchane) et les grès du Cambrien ;
- Les grès et carbonates du Moscovien au NO du bassin et les carbonates du Jurassique au NE.

2-5-3. La couverture régionale :

Les réservoirs triasiques sont constitués par les évaporites du Trias (salifère S4) et du Lias (niveaux S3 à S1). Pour les réservoirs paléozoïques, la couverture est assurée par les séries argileuses intercalées.

2-5-4. Le piégeage :

Dans le bassin est de type structural, mixte ou purement stratigraphique. L'alimentation des réservoirs se fait verticalement à l'aide des failles et/ou latéralement le long des drains constitués par les niveaux réservoirs.

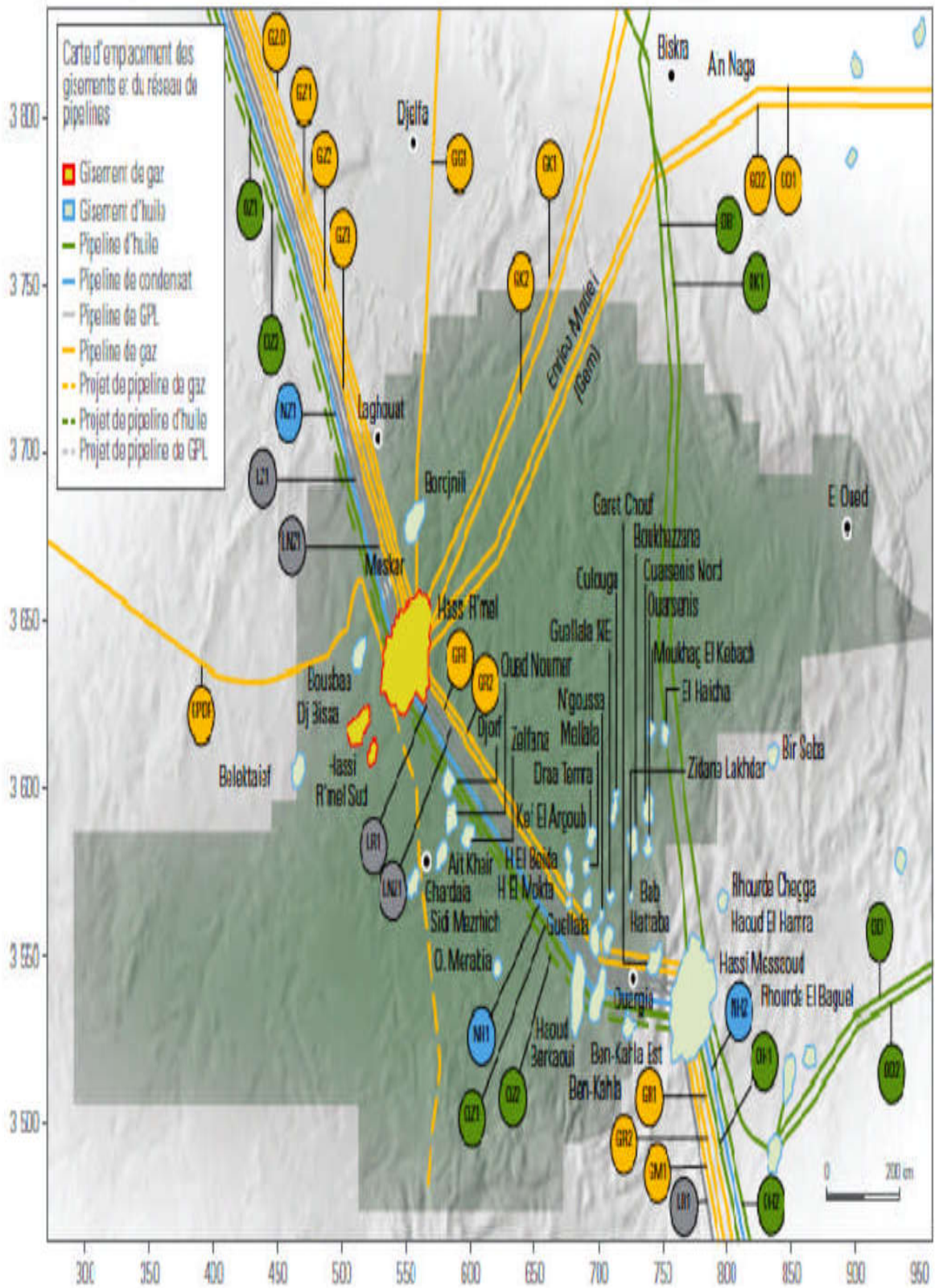


Fig.10 - Carte de situation des champs pétroliers et du réseau de pipelines (bassin de l'Oued Mya).

(d'après WEC Algérie 2007 / La géologie pétrolière de l'Algérie).

2-6- Système pétrolier :

2-6-1. Trias :

Dans le bassin de l'Oued Mya, le Trias argilo-gréseux correspond à un ensemble détritico-azoïque, recouvert par les dépôts évaporitiques du Trias salifère S4, et qui repose en discordance angulaire sur des formations d'âge variable du Cambrien au Dévonien inférieur. Le Trias est délimité à la base par la discordance hercynienne et au sommet par la base du repère dolomitique D2 d'âge hettangien et d'extension régionale. Les datations palynologiques permettent d'évaluer l'âge des dépôts triasiques du Carnien inférieur au Rhétien. Dans le bassin de l'Oued Mya, le Trias est subdivisé en six unités lithologiques qui sont, de bas en haut : la série inférieure, les roches éruptives, le niveau T1 (membres C et B), le niveau T2 (membre A), l'argileux inférieur et le salifère S4. La topographie de la surface de la discordance hercynienne et le régime tectonique en extension durant l'activité du rift triasique sont les facteurs majeurs contrôlant la distribution des sédiments triasiques. Ces derniers se sont déposés en climat semi-aride à aride sur une large surface, sous forme de dépôts de remplissage de vallées fluviales. Les niveaux série inférieure, T1 « B & C » et T2 « A » constituent les principaux réservoirs dans le bassin.

Tab.2 - Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Trias.

(D'après WEC Algérie 2007 / La géologie pétrolière de l'Algérie).

Roche mère	Argiles du Silurien radioactif (principale) ; argiles d'El Gassi et argiles d'Azzel (secondaire).
Roche couverture	Assurée à l'échelle régionale par l'épaisse série évaporitique du salifère S4 du Trias et les niveaux S3 à S1 du Lias. Les argiles intercalées entre les réservoirs triasiques peuvent constituer des couvertures à l'échelle locale. Les roches éruptives, quand elles sont assez épaisses et non fracturées, constituent une bonne couverture locale pour le réservoir série inférieure.
Piège	De type structural (structures de faible amplitude), mixte (cas de la structure de Benkahla) ou purement stratigraphique (biseau et point bar des réservoirs de la série inférieure et du T1).

2-6-2. Ordovicien :

L'Ordovicien, productif d'huile dans plusieurs puits du bloc 438, débute par des dépôts évoluant du type continental à marin, marquant le début d'une transgression marine qui se termine par une période glaciaire. Il est subdivisé en huit formations qui sont de bas en haut :

- argiles d'El Gassi.
- grès d'El Atchane.
- quartzites de Hamra.
- grès de Ouargla.
- argiles d'Azzel.
- grès de l'Oued Saret.
- argiles micro-conglomératiques.
- dalle de M'Kratta.

L'alimentation des réservoirs ordoviciens se fait par migration latérale le long des drains et/ou verticale le long des failles.

Tab.3 - Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans l'Ordovicien. (D'après WEC Algérie 2007 / La géologie pétrolière de l'Algérie).

Roche mère	Argiles du Silurien radioactif (principale) ; argiles d'El Gassi et argiles d'Azzel (secondaire)
Roche couverture	Séries argileuses d'âge ordovicien intercalées entre ces réservoirs, les argiles du Silurien radioactif et du Dévonien quand elles ne sont pas érodées, argiles et roches éruptives du Trias
Piège	Structures anticlinales ; pièges de type mixte, à composante lithologique

2-6-3. Dévonien :

Il est fortement affecté par l'érosion hercynienne et seul un ensemble argilo-gréseux du Dévonien inférieur est épargné par cette érosion dans l'axe de la dépression de l'Oued Mya (Gedinnien Siegénien) et à l'ouest de Hassi R'mel (Gedinnien à Emsien dans le sillon de Benoud). Des productions d'huile ont été enregistrées dans plusieurs puits au centre du bassin (bloc 438) et à l'ouest du champ de Hassi R'mel (structure de Belktaief). Les niveaux réservoirs sont représentés par des barres gréseuses régressives du type shelf marin peu profond intercalées dans des séries argileuses. Les grès sont constitués par des grains fins à moyens, gris-blanc, silico-argileux et micacés. Les valeurs de porosité peuvent dépasser les 25%, tandis que les perméabilités restent relativement faibles (< 100 mD).

Tab.4 -Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Dévonien. (D'après WEC Algérie 2007 / La géologie pétrolière de l'Algérie).

Roche mère	Argiles du Silurien radioactif
Roche couverture	Séries argileuses sus-jacentes du Dévonien inférieur et/ou argiles et roches éruptives du Trias
Piège	De type mixte et structural

2-6-4. Cambrien :

Le Cambrien est constitué par un ensemble grés-conglomératique, souvent azoïque et déposé en milieu continental fluviatile. Il est subdivisé en plusieurs termes lithologiques qui sont de bas en haut: R3, R2, R1 (Ra-Ri) et zone des alternances. Le niveau Ra est le principal réservoir dans le champ de Hassi Messaoud où il est productif d'huile. Dans le bassin de l'Oued Mya, peu de puits ont atteint les niveaux cambriens. Les réservoirs Ri et Ra y sont considérés comme objectifs pétroliers secondaires et sont constitués par des grès quartzitiques, dont la qualité réservoir est tributaire de la diagenèse et du développement de la fracturation. Ils ont présenté de bons indices d'huile dans la région de Hassi R'mel.

Tab.5 -Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Cambrien. (D'après WEC Algérie 2007 / La géologie pétrolière de l'Algérie).

Roche mère	Argiles du Silurien radioactif (principale) ; Ordovicien (secondaire), quand les rejets de failles le permettent
Roche couverture	Argiles du Paléozoïque (zone des alternances à Dévonien) et niveaux argileux, éruptifs et évaporitique du Trias au Lias quand ils affleurent sous la discordance hercynienne
Piège	Essentiellement de type structural et mixte

2-6-5. Carbonifère (Moscovien) :

Au nord-ouest du champ de Hassi R'mel (zone de Bordj Nili), le Moscovien constitue un play pétrolier. Il est représenté par un ensemble argilo-gréseux sur lequel repose un ensemble carbonaté. Son épaisseur totale varie entre 0 et 80 m. Un puits NL-2, réalisé en 1959, a enregistré lors des tests une production d'huile dans l'ensemble gréseux. Le réservoir moscovien est constitué par des grès fins à moyens, assez bien classés, intercalés avec des silts et argiles noires et verdâtres. L'épaisseur totale de ce réservoir varie de 5 à 15 m. Il présente des qualités réservoir très variables dues aux variations de faciès. Au niveau du puits NL-2, les porosités atteignent des valeurs de 19 % et les

perméabilités des valeurs de 850 Md.

Les données sismiques et lithologiques sur l'ensemble carbonaté suggèrent la possibilité de développement de formes récifales au nord de la zone de Bordj Nili.

Tab.6 - Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Carbonifère (Moscovien). (D'après WEC Algérie 2007 / La géologie pétrolière de l'Algérie).

Roche mère	Argiles radioactives du Silurien (principale), qui sont en phase de maturation à gaz dans le sillon de Benoud ; argiles et carbonates du Jurassique et argiles de l'Ordovicien (secondaire)
Roche couverture	Argiles et carbonates du Carbonifère et argiles et évaporites du Trias et du Lias
Piège	Stratigraphique, lié au caractère lenticulaire des corps gréseux, et récifal pour les niveaux carbonatés

2-6-6. Jurassique :

Les niveaux carbonatés du Jurassique (Malm et Dogger) ont présenté d'intéressants indices d'huile au nord du bassin de l'Oued Mya (région de Djemaa-Touggourt et sillon de Melrhir), où ils constituent un play pétrolier. La formation jurassique renferme plusieurs niveaux réservoirs gréseux et carbonatés, ayant présenté de bonnes à très bonnes qualités réservoir et des indices d'huile encourageants dans certains puits du bassin.

Tab.7 - Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Jurassique. (d'après WEC Algérie 2007 / La géologie pétrolière de l'Algérie).

Roche mère	Niveaux argileux et carbonatés du Jurassique, riches en matière organique et en phase à huile, dans le sillon de Melrhir
Roche couverture	Formations argileuses et niveaux carbonatés compacts, intercalés entre les niveaux réservoir
Piège	De type structural, mixte ou purement stratigraphique

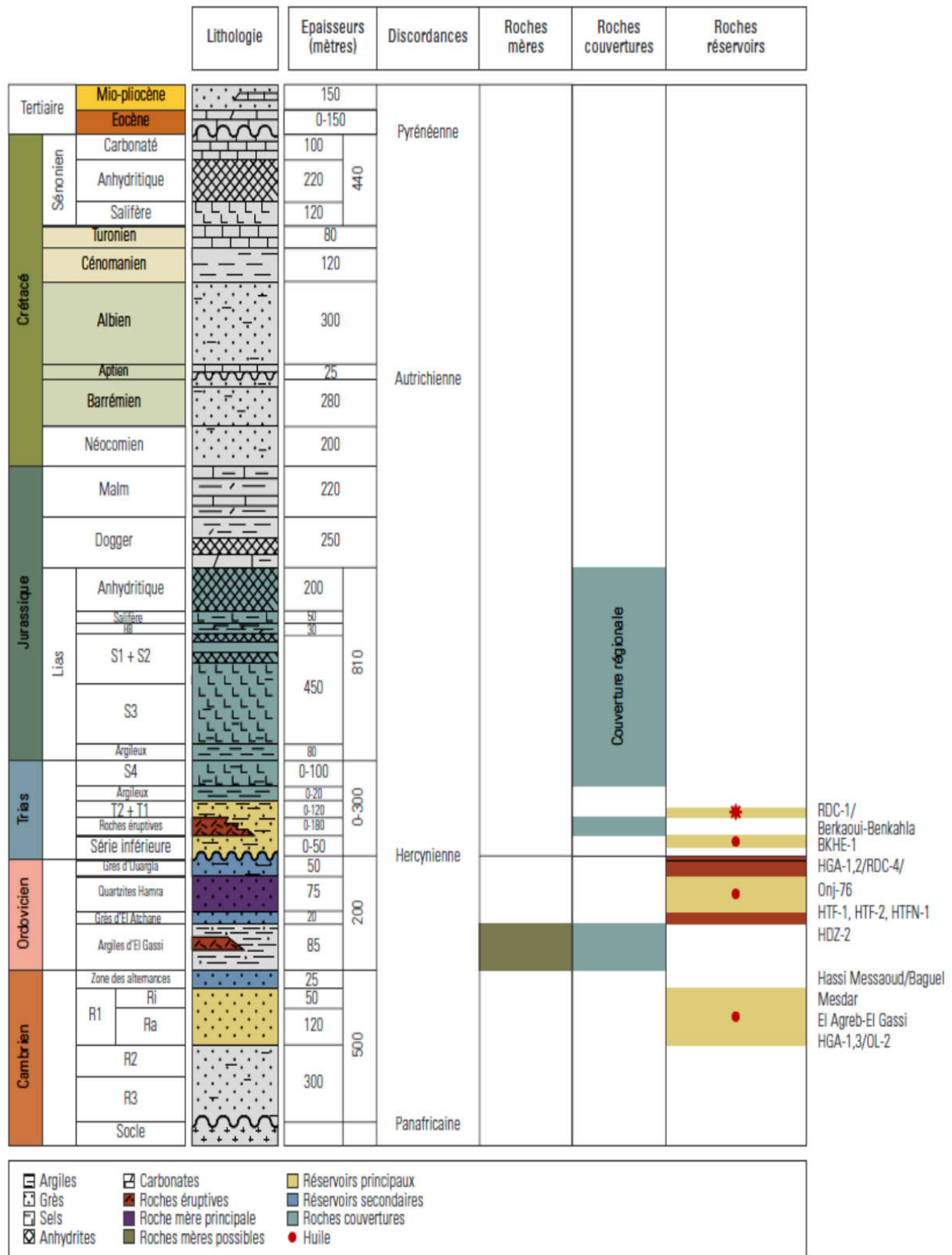


Fig.11-Coupe lithostratigraphique type des bassins de l'Oued Mya et Amguid. (D'après WEC Algérie 2007 / La géologie pétrolière de l'Algérie).

II- CADRE GEOLOGIQUE LOCALE :

1-1- Présentation de la région :

La région de Haoud-Berkaoui fait partie du bassin de Oued-Mya, ce dernier se situe dans la partie Nord du Sahara Algérien, elle se localise exactement dans la province centrale. Cette région a la configuration d'une dépression allongée d'orientation Nord-Est/Sud-Ouest acquise au cours du paléozoïque. Elle est limitée, au Nord par la zone haute de Djamâa –Touggourt, constituée de terrains d'âge cambrien ; Au nord-ouest le môle de Talemzane (Hassi R'mel) ; Au SudEst le môle de Hassi Messaoud qui se prolonge au Nord par le dorsale d'El Agreb-El Gassi. La région de Haoud- Berkaoui se situe au nord de la dépression de Oued-Mya (Bloc 438). Cette structure se trouve dans la partie la plus subsidence orientée Nord-Est/Sud-Ouest, cette dernière séparée du bourrelet d'Erg Djouad par un sillon dont l'amplitude varie de 200 à 400 Km, sa largeur varie de 25 à 30 Km au sud-ouest et de 08 à 10 Km au Nord-Est.

1-2- Situation géographique :

La région de Haoud-Berkaoui représente une des 10 (dix) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien. Cette région se situe à environ 800 Km au sud-est de la capitale Alger, à 100 km au Nord-Ouest de Hassi-Messaoud et à 30 km d'Ouargla. Elle s'étend du sud-est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhzana près de la route de Touggourt.

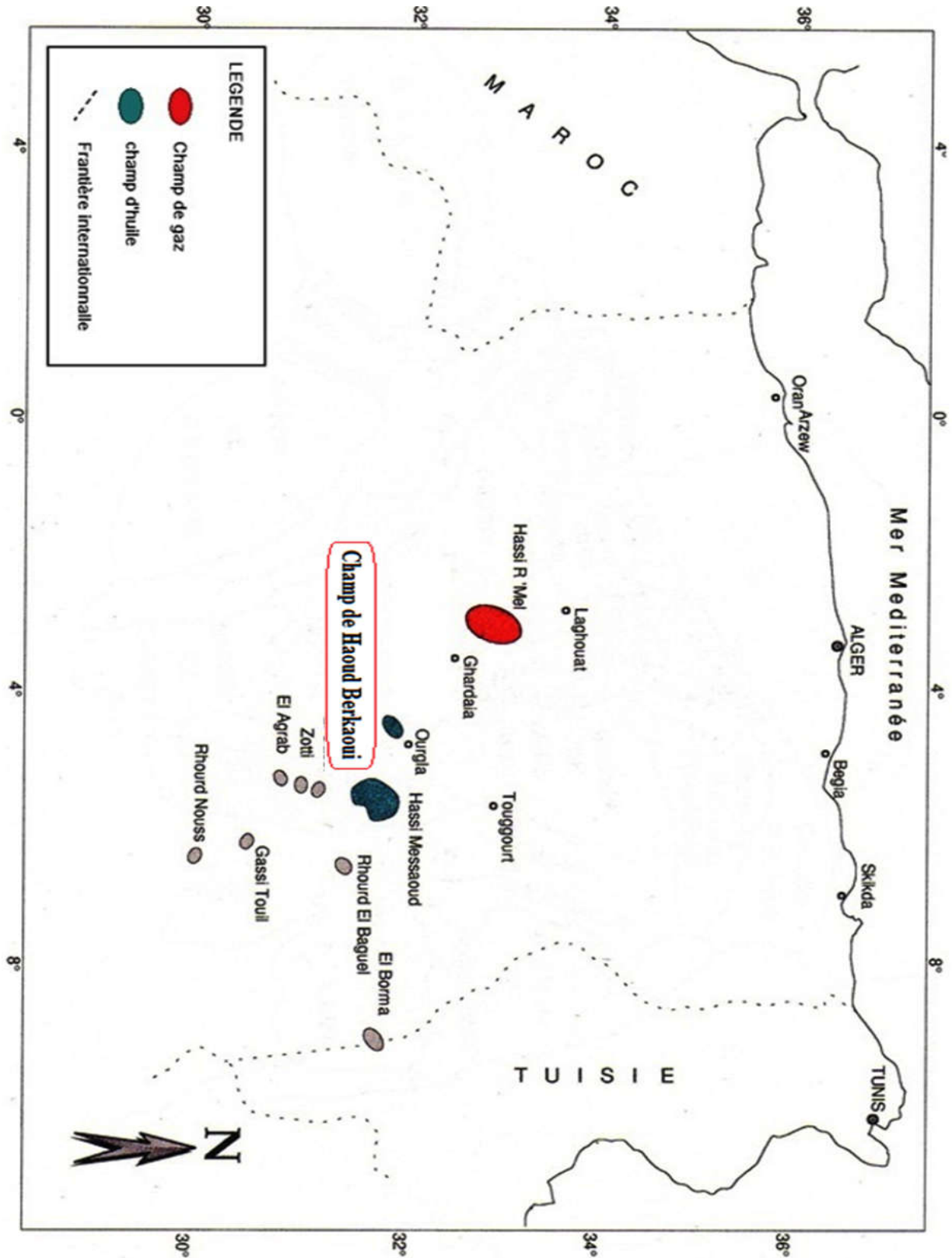


Fig.12 - Situation géographique du champ de Haoud Berkaoui.
 (DocumentSONATRACH).

1-3- Les champs de la région :

La région de Haoud-Berkaoui est l'un des grands secteurs pétroliers algériens, elle est composée essentiellement de trois champs principaux (Berkaoui, Benkahla, Guellala) et des petites structures de la périphérie. Les champs de Haoud-Berkaoui sont répartis sur une superficie de 6300km², dont les principaux sont :

a- Haoud Berkaoui :

Le gisement de Haoud-Berkaoui s'étend sur une superficie de 175 Km² avec une élévation de 220 m par rapport au niveau de la mère. Il a été découvert en mars 1965 par la CFPA (compagnie française du pétrole algérien) avec le forage OK#101 situ au sommet de la structure. Ce gisement a été mis en production en janvier 1967 dont les réserves ont été de 136.4 millions st^m d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m.

Actuellement le soutirage de l'huile se fait naturellement (déplétion naturelle) et artificiellement (gas-lift), tout en citant que la pression de gisement est maintenue par l'injection d'eau (dans certaines zones).

b- Champ de Benkahla :

Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 72 Km², élevée de 209 m par rapport au niveau de la mère. Il a été découvert en novembre 1966 par la même compagnie française par le forage OKP#24. Benkahla a été mis en production en 02 mai 1967 dont les réserves sont d'environ 86.8 millions st^m d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m. Il produit par sa propre énergie de gisement aidé par le maintien de pression et le gas-lift.

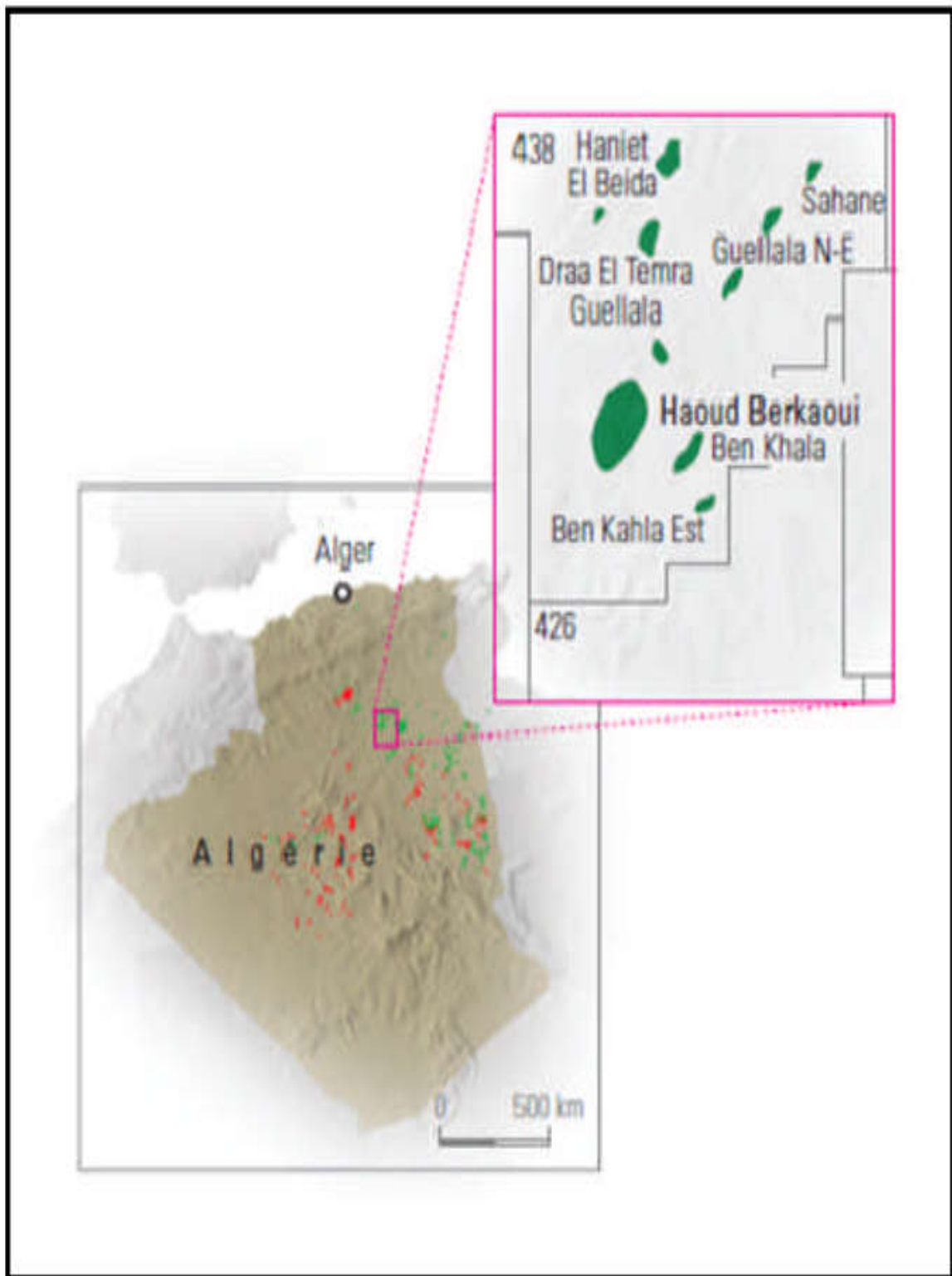
c- Champ de Guellala :

Le gisement de Guellala a une surface de 35 Km² avec une élévation par rapport au niveau de la mère de 198 m. Il a été découvert à la date de 28 octobre 1969 par le forage GLA#01. Il a été mis en production en février 1973 dont les réserves sont de 99 millions st^m d'huile. La profondeur moyenne est de 3500 m. Sa production est assurée comme Berkaoui et Benkahla.

d- La périphérie :

Elle est composée de plus de 10 patates. La production de quelques puits se fait par une déplétion naturelle et d'autres sont activés par le gas-lift.

Parmi ces petits champs on a : N'goussa / Drâa Tamra / Guellala Nord-Est / Haniet El Beida / Mokh El Kabech / Boukhazana ...etc.



**Fig.13 – Carte de présentation des Champs de Haoud Berkaoui.
(D’après WEC Algérie 2007 / La géologie pétrolière de l’Algérie).**

1-4- Historique :

La région a été gérée par Hassi Messaoud jusqu'à 1977, l'année dans laquelle elle est devenue autonome. Le premier sondage de la région était OA#01 à Ouargla en 1963. C'était en mars 1965 que le premier puits a été implanté (OK#101). Le forage atteint le Gothlandien à 3327.8 m (1^{er} horizons paléozoïques rencontrés sous la discordance triasique). Une accumulation d'huile légère d'une densité 43°API (0.8) était mise en évidence dans le trias argilo gréseux.

1-5- Développement de la région :

En espace de 39 ans, la région a connu des changements très importants.

Au fur et à mesure de son développement dont voici les plus importants :

- 1963 : Découverte du champ Oulouga par le sondage OA#01.
- 1965 : Découverte du champ HBK par le sondage OK#101 situé au sommet de la structure.
- 1966 : Découverte du champ BKH par le sondage OKP#24.
- 1967 : Mise en production d'un centre de traitement d'huile à Berkaoui, composé de deux (02) batteries de séparation, trois (03) bacs de stockage et de deux (02) motopompes Diesel pour l'expédition.
- 1969 : Découverte du champ de Guellala par le sondage GLA#01.
- 1970 : Extension du centre de Berkaoui pour recevoir la production de Ben Kahla.
- 1971 : Mise en service du centre de Ben Kahla.
- 1972 : Découverte du champ Guellala Nord-Est par le sondage GLA-NE#01.
- 1976 : Mise en service du centre de production GLA.
- 1978 : Mise en service du centre de production GLA-NE et création de la région de Haoud Berkaoui.
- 1979 : Mise en service du centre de traitement de DRT.
- 1981 : Démarrage de l'injection d'eau à HBK et BKH.
- 1984 : Extension du centre de BKH.
- 1985 : Démarrage de l'unité de traitement des gaz associés à Oued Noumer.
- 1986 : Extension du centre GLA-NE.
- 1989 : Passation de consignes entre la région HBK et Hassi R'mel pour les champs d'Oued Noumer.
- 1992 : Mise en service des nouvelles unités électriques d'injection d'eau à GLA et BKH.
- 1995 : Mise en service de la nouvelle unité électrique d'injection d'eau à HBK .
- 1996 : Mise en service d'une unité de dessalage au centre de HBK.
- 1999 : Découverte du champ de BKHE par le sondage BKHE#01.
- 2001 : Mise en service d'une station de traitement des eaux domestiques.

1-6- Géologie du champ de Berkaoui :**1-6-1. La stratigraphie :**

La zone de Oud Mya, centre du bassin triasique, est caractérisée par la Présence d'une série paléozoïque résiduelle, très érodée, renfermant les roches mères, recouverte par une puissante série mésozoïque comprenant à sa base les principaux réservoirs du bassin et leur couverture salifère.

La série stratigraphique de Berkaoui se présente par le mio-pliocène qui affleure en surface : Le crétacé; Le jurassique; Le trias; Le Gothlandien et l'ordovicien. Le cambrien qui repose sur le socle, le dévonien, le carbonifère et le permien sont inexistant; Le trias productif repose en discordance hercynienne sur le Gothlandien (silurien).

LITHOSTRATIGRAPHIE DE HAUD-BERKAOUI

Age	Prof Moyenne		Etages	Stratigr.	Lithologie	Epaisseur	
TERTIAIRE	Mio-Pliocène	65	Mio-pliocène		Gres et Argiles	0 à 60 m	
			S.Carbonaté		Calcaire dolomique	0 à 700 m	
	SENOMIEN		S.Anhydritique		Anhydrite dolomique et argile		
			S.Sulfere		Sel massif		
CRETACE	SUP	75 2	Turonien		calcaire crayeux		
			Cenomanién		argile grise, anhydri. biche, dol. marnes		
	INF	97 6	Albien		Gres fin à moy. à intercal d'arg. brun-rou et sable gr à la base	300 à 900 m	
			142 6	Aptien		Dolomie et marne	10 à 30 m
			144 5	Barremien		Sable fin à très grossier passée de dolomie, calc et marne.	600 à 700 m
				Neocomien		Grès fin à moyen, passée d'argile et de lignite.	
JURASSIQUE	SUP	196 9	MALM		Argile silteuse à intercal. de dolomie, de calcaire et marne.	120 à 300 m	
	MOY	220 0	Dogger argil.		Argile indurée.		
			Dogger Lag.		Anhyd. et dolomie		
	L	245 0	(Anhydritique Massive)		Anhydrite massive, blanche incl. de dolomie et argile.	700 à 900 m	
			Sel massif I		Sel massif hyalin		
			Horizon "B"		Argile dolomitique		
			Sel + Anhyd. S2		Sel massif p. arg. plastique		
			Sel Massif III		Sel massif incolore à rose		
			Argiles Sup.		Arg. plastique salifere calcaire dolomitique		
	TRIASS ARGILO-GRESEUX	329 0		Argilo-sal. S4		Sel incolore	100 à 250 m
		argile inf.		Argile silteuse			
		T2		Grès fin argilo-silteux			
		T1		Grès Argileux			
		Andésites		Andésite altérée			
		Serie Infer.		Grès fin à moyen			
		Devonien Inf.		Argiles noires, grès fin à moyen			
DEVONIEN inf	346 0		Devonien Inf.		Argiles noires, grès fin à moyen	100 à 130 m	
SLUREN	35 80		Silurien radioc.		Argiles noires radioactives, fossil.	60 à 65 m	
ORDOVICIEN	DALLE DE M KRATA				Grès quartzite et Argiles	12 à 25 m	
	ARGILES MICRO-CONGLOMERAT				Argiles noires, m-conglomé	90 à 100 m	
	GRES D'OUED SARET				Argiles noires, passées Grès	50 à 70 m	
	ARGILES D'AZEL				Argiles noires, passées Grès	40 à 50 m	
	GRES D'OUARGLA				Argiles noire, passées Grès	120 à 140 m	
	QUARTZITES DE HAM RA				Quartzite et grès quartzite fissurés	90 à 110 m	
	GRES D'EL ATCHANE				Grès fin, intercalations argileuses	49 m	
	ARGILES D'EL GASSI				Argiles noires silteuses, grès-argileux	>10 m	

Fig.14 Le colonne lithostratigraphique du champ de Haoud Berkaoui (document SONATRACH, actualisé).

A- CENOZOIQUE :

1- Miopliocène : Formé d'alternance de grès roux et beige à abondant, ciment calcaire et de calcaire gréseux roux avec passées de sable blanc et de grès peu consolidé.

B- MESOZOIQUE :**1- Crétacé :**

1-1- Carbonates supérieurs : Affecté par l'érosion tertiaire, cette série des carbonates supérieure est limitée au sommet par la discordance miopliocène. Elle est essentiellement formée de calcaires blancs, fins, vacuolaires et fossilifères, avec des intercalations de calcaire jaune, compact, parfois dolomitique et vacuolaire et de calcaire argileux beige jusqu'à 196 m et de marne dolomitique à la base.

On note la présence de calcite parfois abondante.

1-2- Anhydrite terminale :

Anhydrite blanc massif avec des intercalations et passées de marne dolomitique grise.

1-3- Série à débris roules :

Alternances d'anhydrite blanche, de marne dolomitique grise, de calcaire dolomitique beige, avec prédominance de marne dolomitique gris vert à brun rouge à la base.

1-4- Série salifère : On distingue deux ensembles :

* Sel massif blanc à beige avec intercalations d'anhydrite blanche et passées d'argile grise à brun rouge.

* Anhydrite massive blanche à rares passées d'argile.

1-5- Turonien :

Représenté par un ensemble de calcaire crayeux blanc avec passées de calcaire argileux gris brun.

1-6- Cénomanién :

* Constitué d'alternances d'anhydrite blanche et de marne gris dolomitique avec présence de sel.

* Intercalations et passées d'argile grise et de calcaire dolomitique beige avec la présence du sel.

1-7- Albien :

Alternance de grès blanc à beige, fin à moyen, friable à ciment argileux, d'argile gris vert à brun rouge silto-sableux, tendre à plastique, légèrement dolomitique, avec passées de sable jaune, fin à très grossier, subanguleux à sub arrondi mal classé.

1-8- Aptien :

Dolomie beige cristalline dure à passées de calcaire dolomitique blanc, tendre et de marne grise.

1-9- Barrémien :

Alternance de sable jaune, fin à grossier, subanguleux à sub arrondi mal classé, de gris brun rouge fin à grossier argilo carbonate avec passée d'argile brun rouge, gris clair et verte tendre à plastique silto-sableuse.

1-10- Néocomien :

Argile brun rouge, gris vert, tendre à indurée, silto-sableuse légèrement dolomitique ; Passées de dolomie beige cristalline dure, de grès fin à moyen argileux, de calcaire dolomitique blanc tendre argileux et d'anhydrite blanc pulvérulent, parfois cristalline dure. Présence de Lignite et de gypse à la base.

2- Jurassique :**2-1- Malm :**

Argile gris vert et brun rouge tendre à plastique, parfois sableuse, passées de Dolomie beige cristalline dure, de grès blanc fin à moyen, friable à ciment argilo-carbonate. Intercalations de marne grise tendre à dolomitique avec passées d'anhydrite blanche pulvérulente.

2-2- Dogger argileux :

Argile gris vert et brun, tendre à plastique, parfois silteuse, passées de calcaire gris blanc à beige, tendre à moyennement dur argileux, de marne grise à grès vert tendre dolomitique et de dolomie grise cristalline dure, traces d'anhydrite blanche pulvérulente.

2-3- Dogger lagunaire :

Marne et argile grises à grès vert, tendre à indurée dolomitique avec Intercalations d'anhydrite blanche, de dolomie beige cristalline et de calcaire gris blanc tendre crayeux argileux.

2-4- Lias anhydritique :

Anhydrite blanche tendre pulvérulente, parfois cristalline dure, intercalations d'argile grise à gris vert et brun rouge tendre à plastique, légèrement dolomitique de dolomie grise, beige microcristalline.

2-5- Lias salifère :

Sel massif incolore, avec passées d'argile brun rouge pâteux.

2-6- Lias horizon (B) : Marne grise à gris clair avec passées d'argile brun rouge.

3- Trias**3-1- Trias S1+S2 :**

Alternance d'anhydrite blanche à grise, tendre pulvérulente de sel massif incolore, parfois rose et d'argile brun rouge pâteuse salifère.

3-2- Trias S3 : Sel massif incolore, parfois rose avec fin passée d'argile grise plastique salifère.

3-3- Argiles supérieures :

Argile brun rouge, tendre à indurée plus ou moins salifère avec des fines passées de sel massif incolore.

3-4- Trias S4 :

Argile brun rouge à gris vert pâteux, parfois indurée, salifère à la base avec intercalations de sel incolore à rose.

3-5- Argiles inférieures : Argile brun rouge, parfois gris vert silteuses indurée.

3-6- Trias gréseux T2 :

Grès fin, brun rouge, compact, dur et micacé. Aussi grès très fins, gris clair à ciment argilocarbonaté. Conglomérat à éléments argileux à la base.

3-7- Trias gréseux T1 : Constitué de :

- 1- Argile brun rouge à grise, dolomitique et silteuse par endroits.
- 2- Grès fins gris à brun rouge, à ciment argilo ferrugineux et carbonaté.
- 3- Argile brune rouge légèrement dolomitique.

3-8- Andésites :

La série andésitique est anisopaque. Andésite vert sombre parfois altérée, avec nombreuses fissures remplies de calcite.

3-9- La Série inférieure :

Elle est formée d'une alternance de grès fin et moyen argileux, gris et gris vert à niveau conglomératique et d'argile brun rouge et verte, parfois dolomitique avec intercalations de zones dolomitiques à aspect remanié.

C- PALEOZOIQUE :**1- Le Gothlandien :**

Le Gothlandien a été le premier et le seul horizon paléozoïque reconnu Entièrement sous la discordance triasique. Il est représenté essentiellement par l'argile indurée et silteuses, grise à noir, quelques fois plastique, avec des intercalations de grès fin blanc à gris beige. La zone carbonatée radioactive apparaît à partir de 3653 m.

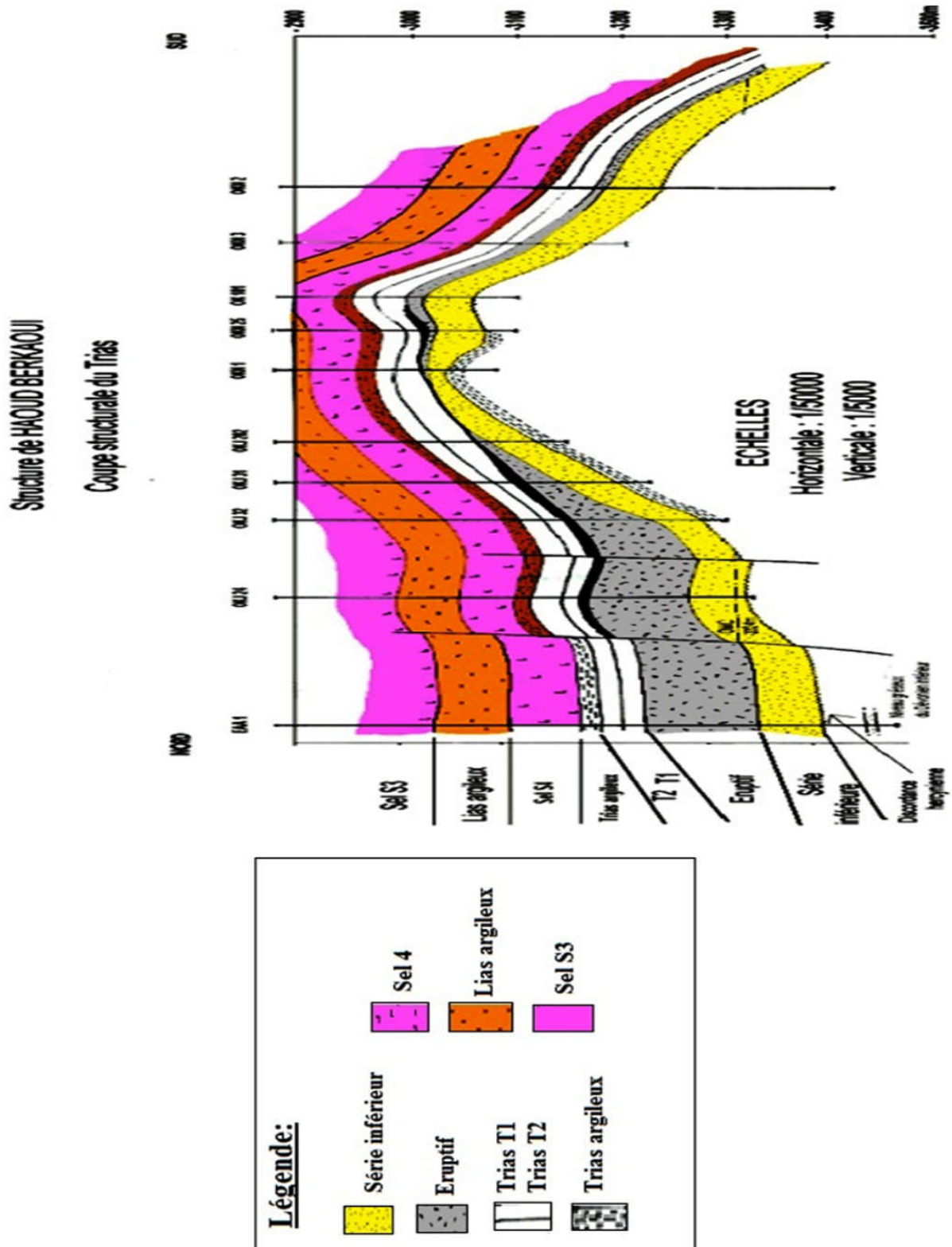


Fig.15 - Coupe géologique et structurale du Trias, Champ de Haoud Berkaoui.
(D'après SONATRACH)

2- LE RESERVOIR DU CHAMP DE BERKAOUÏ:

2-1- Aspect structural :

La structure anticlinale Haoud Berkaoui se situe sur le bourrelet est de la dépression de Oued Mya au bord Ouest du môle d'Amguid El Biod, faisant partie d'un trend de structures de direction nord / nord-est _sud / sud-ouest, se situant sur le bourrelet est de la dépression de Oued Mya et sur le flanc ouest du haut fond d'Amguid El Biod.

La structure est un brachianticlinial directionnel au trend dont elle fait partie. Cette structure encaisse un réseau de failles conséquentes et subséquentes. Le top du trias argilo gréseux se situe à une profondeur moyenne de 3380 m; La structure est un anticlinal orienté Nord-Sud d'environ 22 Km de long et de 15 Km de large, avec un relief vertical de l'ordre de 300 m au-dessus du contact huile-eau ; La fermeture structurale est de 300 m. La structure de Berkaoui a subi plusieurs accidents structuraux, ce qui a créé une certaine complexité structurale.

Tab.8 – Les failles qui pressentent la structure de Berkaoui.

<i>PUITS</i>	<i>TYPE DE FAILLE</i>	<i>ORIENTATION</i>	<i>REJET VERTICAL</i>
<i>OKJ#41-OKJ#02 bis</i>	Inverse	NE-SO	60 m
<i>OKN#76-OKN#77</i>	Normal	NE-SO	30 m
<i>OKNI#06-OKN#22</i>	Normal	NE-SO	30 m
<i>OKJI#27</i>	Normal	EO	10 m
<i>OKNI#05-OKN#03</i>	Normal	NE-SO	20 m
<i>OKN#73-OKN#36</i>	Normal	NO-SE	20 m
<i>OKN#36-OKN#34</i>	Normal	NO-SE	10 m

2-2- Les caractéristiques initiales du réservoir :

- 1/ Les niveaux producteurs : Le T1 et la SI du TAG, le T2 est généralement compact ;
- 2/ La profondeur moyenne: 3550 m ;
- 3/ La pression de gisement initiale : 518 Kg/cm² à la côte de référence (-3100 m) ;
- 4/ La pression de bulle : 190 Kg/cm² ;
- 5/ Le contact huile-eau initiale : 3324 m ;
- 6/ La température du réservoir : 100°C ;
- 7/ La hauteur totale moyenne de la SI : 47 m ;
- 8/ La hauteur totale moyenne du T1 : 30 m ;
- 9/ La surface de la si : 41.1 Km².

Les caractéristiques pétrophysique des niveaux producteurs sont les suivantes :

Tab.9 - Les caractéristiques pétrophysique des niveaux producteurs.

<i>Caractéristiques</i>	<i>Porosité moy(%)</i>	<i>Sw moy (%)</i>	<i>Kmoy (md)</i>
<i>SI</i>	08.8	32.7	56.2
<i>TI</i>	08.3	25.5	20.4

2-3- Etat actuel du champ :

Actuellement plus de 70 puits (entre producteur et injecteur) sont forés sur le Champ, dont quelques puits sont fermés à cause des raisons techniques (work-over / un grand WOR / transformation en puits injecteur... etc.)

La quantité d'eau injectée depuis le début de maintien de pression au 31/12/1988 jusqu'à la fin de 2001, dépasse 10.556.392 m³ ; A la fin de 2001 la production est atteinte 73.44 * 10⁶ st m³ depuis le début de l'exploitation de gisement.

3- Les provinces pétrolières du Sahara :

Du point de vue pétrolier, on distingue quatre provinces plus ou moins matures:

- le Sahara Est, à gisements connus d'huile et de gaz, recèle encore un bon potentiel de découvertes;
- le Sahara Central, considéré comme gazifères (gisements d'importance variable) mais où de récentes découvertes d'huile permettent d'espérer d'autres développements;
- le Sahara Ouest est surtout considéré à gaz, mais ses ressources demeurent pratiquement inconnues;
- dans le Nord de l'Algérie, malgré des découvertes d'huile et de gaz de petite taille, le potentiel pétrolier n'a pas encore été révélé du fait d'une géologie complexe.

3-1- Les réservoirs de la plate-forme saharienne :**3-1-1. Les réservoirs paléozoïques :**

Le Paléozoïque comprend pour l'essentiel des réservoirs bien développés et régulièrement distribués dans tous les bassins de la Plate-forme Saharienne. Il constitue une partie importante des réserves du Sahara algérien. Même le Carbonifère, longtemps déconsidéré, est un prospect important à la lumière des résultats acquis dans les bassins de Ghadamès et de Timimoune.

3-1-2. Les réservoirs mésozoïques :

Dans la partie NO de la Plate-forme Saharienne, le Mésozoïque en général et le Trias en particulier recèlent d'importantes ressources en huile et gaz. Les faciès réservoirs sont de type fluvial à deltaïque à influences marines comme dans le NE 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).

4- Aperçue sur le trias argilo-gréseux inferieur (TAGI) :

Les principales découvertes ont été faites dans les régions de Rhourde Nous, 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 75 m et peut atteindre 100m dans la région d'El Borma et 150m dans le bassin de Ghadamès. Ces variations sont à l'image de la morphologie du soubassement du Trias inférieur qui s'appuie en onlap sur la discordance hercynienne et érode profondément la série paléozoïque. L'environnement de dépôt du Trias implique des 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 de 6 à 22% et sont le plus souvent supérieures à 12% avec des perméabilités de 10 à 100 md. Les qualités de réservoir sont contrôlées par des facteurs diagénétiques, dissolutions, nourrissages des feldspaths et des carbonates, redistributions minéralogiques des argiles, cimentations variées. Les régions les plus propices sont les bassins d'Illizi et Ghadamès et une auréole située à l'est de la ligne de partage passant par Bou Sebaa-1 et Oued Seb Seb-1.

4-1- Les formations du Trias argilo-gréseux (SI) : (D'après le WEC).

4-1-1. La Série Inférieure :

C'est un ensemble argilo-gréseux. La série est formée par des séquences grano-décroissantes, à ciments argilo- siliceux à la base et argilo-siliceux carbonatés au sommet. L'analyse séquentielle et le type de faciès montrent que la série inférieure s'est déposée dans un système fluviatile en tresses affectées par des périodes d'envoyage et de sécheresse vers le sommet de la série.

4-1-2. La Série intermédiaire (roche éruptive RU) :

Elle provient d'un épanchement volcanique intra-dépositionnel de la série inférieure. Son épaisseur varie de moins de 3 à 70 mètres. Le maximum d'épaisseur est observé au nord de la structure.

4-1-3. Le Trias T1 :

Cette formation est constituée de faciès argilo-gréseux d'une épaisseur variant de 20 à 30 mètres. Le Trias T1 est représenté par des séquences grano-décroissantes « chenalissantes » de grès moyens à fins.

4-1-4. Le Trias T2 :




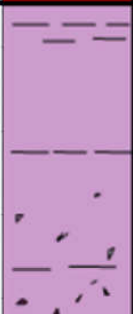

Il correspond au dernier épisode silto-gréseux du Trias qui évolue vers un faciès argileux. Il est formé par un faciès argilo-silteux brun-rouge, d'une épaisseur variant de 8 à 15 mètres.³

4-1-5. Le Trias argileux :

Il constitue la couverture des principaux réservoirs triasiques. Il est constitué d'argiles pâteuses salifères.

4-1-6. Le S4 :

Il constitue l'unité finale triasique qui marque l'installation du cycle évaporitique couvrant toute la série argilo-gréseuse du Trias.

Age	Prof.	Etages	Strati.	Lithologie	Epaisseur
T R I A S A R G I L O G R E S E U X	3400	T-2		Altern.d'argile silteuse et de silts,passées de gres beige à cim.argilo-dolomitique	20 à25m
	3425	T-1		Alternance d'argile et de silts passées de gres beige ciment argilo siliceux fine altercal.de gres gris-blanc.	25 à 30 m
		ERUPTIF		Andesite brun-rouge à brun sombre altérée en général au sommet. Présence de nodules de carbonates.Fines intercalations de joints d'argile ferrugineuse.	0 à 75 m
	3490	SERIE INFERIEURE		Grés gris beige fin,moy à grossier.Ciment carbonaté à siliceux.Passées de films d'argile verdâtre .Presence de pyr et nodules d'argile verte ou ferrugineuse.	15 à 60 m
	3600	GOTHLANDIEN		Argile noire feuilletée pyriteuse, silt.	300 à 900m

**Fig.16 - Section stratigraphique du Trias argilo-gréseux (TAGI).
(D'après SONATRACH).**

CHAPITRE II

METHDOLOGIE DE TRAVAIL

1- Introduction :

Ce chapitre est basé sur différents méthode qui sont permis de faire les interprétations et les analyses des données.

On les cités comme suivants :

2- Les paramètres pétrophysique :

2-1- Mesure de la porosité au laboratoire :

Après le lavage et le séchage des plugs, on entame la mesure de porosité:

Les méthodes de mesures sont différentes suivant la nature de l'échantillon et ses dimensions. Parmi ces méthodes on cite celle utilisée à Hassi Messaoud au niveau de Centre de recherche et de développement (CRD).

La méthode consiste à:

- Calculé le volume total (V_t)
- Calculé le volume des vides (V_v)
- Calculé le volume solide (V_s)

a- calcule du volume total

Le volume total (V_t) mesuré à l'aide d'une pompe volumétrique à mercure (voir fig. 19):

→ *Mode et appareillage :*

- Une cellule porte échantillon avec un système de hublots permettant de repérer le niveau Constant de mercure.
- Manomètre à vide.
- Vanne repère.
- On va calibrer l'appareil à zéro (o)
- Immersion du plug dans le mercure
- Le volume de total (V_t) est obtenu par mesure de la poussée d'Archimède.
- La lecture du volume totale (V_t) sera mentionnée sur le manomètre.

b- calcule du volume des vides :

Pour obtenir Le volume des vides (V_v) il faut suivre les démarches suivantes :

- On pèse le plug pour connaître son poids total (P_t)
- On met l'échantillon au four pour extraire tous les fluides qui occupent les pores
- On pèse l'échantillon une deuxième fois pour déterminer le poids solide (P_s)
- Une simple opération mathématique en peut avoir le poids des fluides

$$P_f = P_t - P_s$$

D'après la nature des fluides qui occupent les pores on peut déterminer la densité du fluide (df)

$$(Pf) / (df) = Vv$$

On peut déterminer la porosité : $\Phi = Vv / Vt$

2-2- Mesure de la perméabilité au laboratoire :

La perméabilité est mesurée à l'aide d'un perméamètre conventionnel (voir fig.20), cette dernière elle est conçue sur la loi de Darcy (écoulement laminaire).

2-2-1. Mode et appareillage :

C'est un appareil à charge constante, qui utilise l'azote (gaz inerte) pour la mesure de la perméabilité. Il est fait :

- De deux manomètres gradués, un pour la lecture du mercure et l'autre pour la hauteur d'eau.
- D'une cellule porte échantillon constituée à l'intérieure d'une membrane (tubing) en caoutchouc. Cette dernière a pour rôle de maintenir l'échantillon sous une pression de 200 psi (pression de sertissage).
- D'orifices différents (0.030, 0.150, 0.500, 2.048, 5.00, 10, 20.492).

2-2-2. Les procédures de mesure :

On met l'échantillon (plug) dans la cellule puis on le fait traverser par le gaz. Il faut que la lecture sur le manomètre à mercure sera à 60psi, et sur le manomètre à l'eau sera <30psi pour assurer la pression atmosphérique et le régime laminaire, pour cela choisir le bon débitmètre qui varie entre (0.03cc/sec jusqu'à 20.50cc/sec) et pour calculer la perméabilité suivre l'équation suivante

$$K = (L * C * HW * Q) / (S * 200) \text{ md}$$

C : constante du mercure 60 unités ou plus

Q : débit en CC/sec

L : longueur de l'échantillon en cm

HW : Hauteur d'eau dans le manomètre en unités

A : section en cm²

K : Perméabilité



Fig.17 – Appareille de la Pluggeuse.

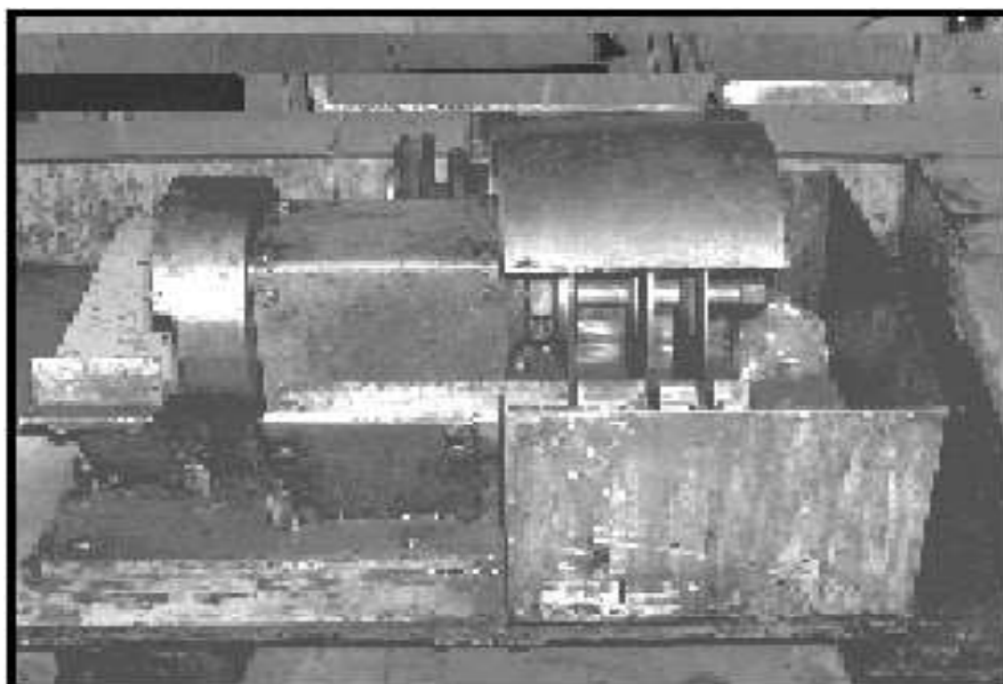


Fig. 18- Appareille de la Raseuse.

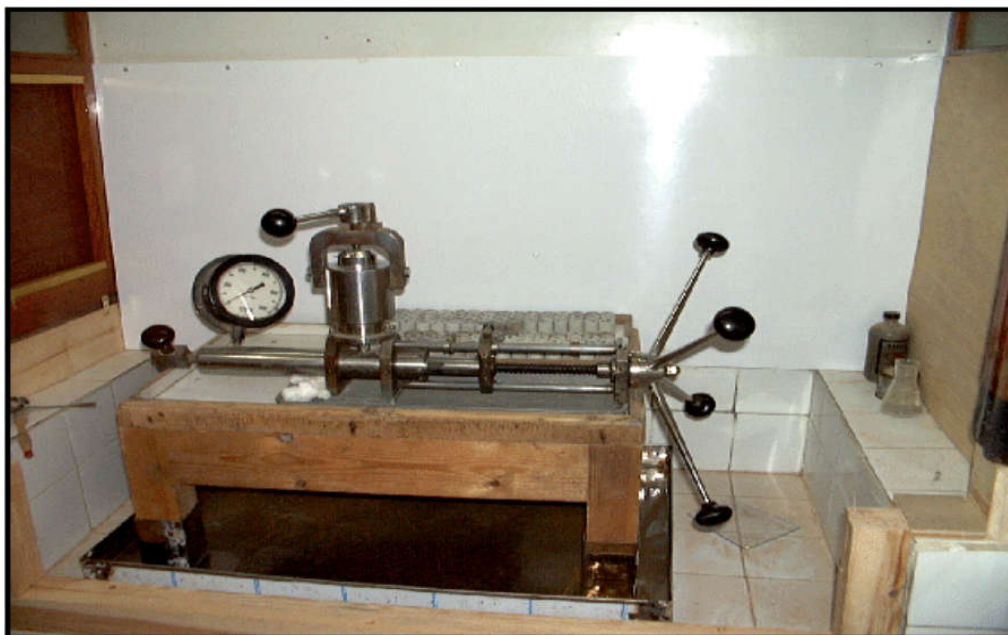


Fig. 19- Appareille Pompe volumétrique à mercure.

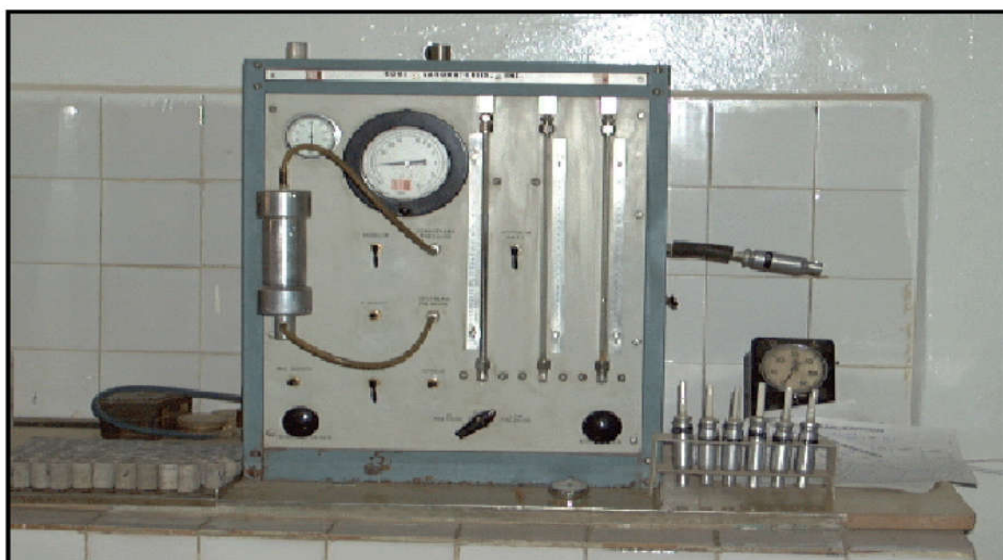


Fig. 20- Appareille du Perméamètre (Perméamétrie).

3- Détermination des types lithologiques et la corrélation :

3-1- Le Gamma ray (GR) :

C'est l'enregistrement de la radioactivité naturelle des roches en fonction de la profondeur. Elle résulte presque entièrement des formations de trois éléments qui s'y trouvent : l'Uranium, le Thorium, et le Potassium.

3-1-1. Les principales applications sont :

- La corrélation de puits à puits.
- La corrélation du trou ouvert et après casing.
- L'évaluation du contenu d'argile (Vsh).

3-1-2. Les usages auxiliaires sont :

- La définition des couches perméables.
- L'évaluation des minéraux radioactifs.
- La délimitation des roches.

Les diagraphies GR sont calibrées en unités °API. Une unité °API est définie comme le 1/200 de la réponse à une calibration standard en face d'une formation artificielle, contenant des quantités précises de : l'Uranium, le Thorium, le Potassium.

4- La Résistivité :

La résistivité, dont la connaissance est en particulier fondamentale pour le calcul de la saturation, peut être mesurée de différentes façons.

Ainsi que les principales tâches à mettre en évidence sont :

- La mesure de la saturation.
- Le calcul de la porosité.
- Le calcul de la résistivité de l'eau interstitielle.
- La corrélation.
- L'étude de la compaction.
- L'application lithologique et sédimentologique.
- La détermination de l'épaisseur des bancs.

5- Logiciels IP et Petrèl :

CHAPITRE III

ETUDE PETROPHYSIQUE

1-Introduction :

Le but de ce chapitre est la mise en évidence de la valeur pétrolière de la région étudiée et cela en délimitant le mieux possible les horizons à meilleures caractéristiques pétrophysique ; cela exige la connaissance de deux propriétés fondamentales qui sont :

La porosité et la perméabilité ainsi que leur valeur spatiale.

2- Généralités :

2-1- La roche mère :

C'est là où s'effectuent les différentes étapes de la formation des hydrocarbures. Une roche mère est donc un sédiment qui renferme une certaine quantité de matière organique ayant donné des quantités appréciables d'hydrocarbures. Ces roches mères correspondent aux :

- Sédiments marins francs riches en plancton tels que les argiles à graptolites du Silurien de la plateforme saharienne.

- Sédiments deltaïques riches en plancton et débris de végétaux.

2-2- Les hydrocarbures :

Les hydrocarbures sont le résultat de la transformation de la matière organique essentiellement sous l'action de la température, c'est une transformation chimique qui se fait au cours de l'enfouissement.

2-3- La migration des hydrocarbures :

Etant donné leurs propriétés physiques (Liquides ou gazeuses) les hydrocarbures migrent de la roche mère vers les réservoirs, généralement on distingue deux types de migrations :

2-4- La migration primaire :

Une fois formée, les hydrocarbures vont être expulsés de la roche mère et vont évoluer vers des niveaux poreux et perméables (réservoirs) qui sont situés à de faibles distances.

2-5- La migration secondaire :

Elle se fait au sein du réservoir une fois son étanchéité assurée. Cette migration se fait à partir des zones à haute pression vers d'autres à plus faible pression ou encore par la poussée d'Archimède lorsqu'elle rencontre l'eau.

2-6- Le réservoir :

C'est une roche qui présente des vides (pores ou fissures) reliés entre eux qui laissent circuler et renferment les hydrocarbures. Elle est caractérisée par deux propriétés principales sont la porosité et la perméabilité.

2-7- La couverture :

C'est une couche imperméable qui fait obstacle à la circulation des hydrocarbures. Elle est soit de nature saline ou argileuse et c'est le plus répondu.

3- La porosité:

3-1-1. Définition :

La porosité (Φ) d'une roche est sa propriété de présenter des vides, pores et fissures. Elle s'exprime quantitativement par le pourcentage du volume poreux par rapport au volume total de la roche.

Par ailleurs cette porosité totale ou brute, on peut définir la porosité utile ($\Phi\mu$), c'est-à-dire la porosité correspondant aux vides reliés entre eux ou volume des vides susceptibles d'être occupés par des fluides.

4- La perméabilité:

4-1-1. Définition

Un milieu poreux permet le déplacement des fluides ou ses pores sont reliés entre eux; on dit alors qu'il est perméable. La perméabilité représente ainsi la facilité avec laquelle une formation permet à ce fluide de viscosité donnée de la traverser. Si le fluide est homogène, et n'a aucune action importante sur le milieu encaissant, la perméabilité (k) est dite absolue. Elle se déduit de la loi de Darcy (d).

5- Les caractéristiques pétrophysique des puits:

Les valeurs acquises nous ont permis d'établir des histogrammes de porosité et de perméabilité ou niveau du réservoir à travers les puits de la région.

5-1- Le Puits OKN 75 :

L'histogramme des classes de porosité montre une distribution croissante, les valeurs de porosité supérieure 20% constitue la classe la plus dominante, elle représente (52.74%) des valeurs de porosité du réservoir, Les classes de porosité qui oscillent entre [10-15] et [15-20] représentent (37.36%) des valeurs de porosité du réservoir et celles entre [0 -10] représente (9.90 %).

L'histogramme des classes de perméabilité montre une distribution unimodal avec la prédominance d'une seule classe ou les valeurs sont comprises entre [100-1000] md elle représente (72.52%) des valeurs de perméabilité du réservoir, La classe variant entre [10-100] présente un effectif de l'ordre de (13.8%) et les classes qui oscillent entre [0,1-10] représentent (5.5%) (Voir Fig.24).

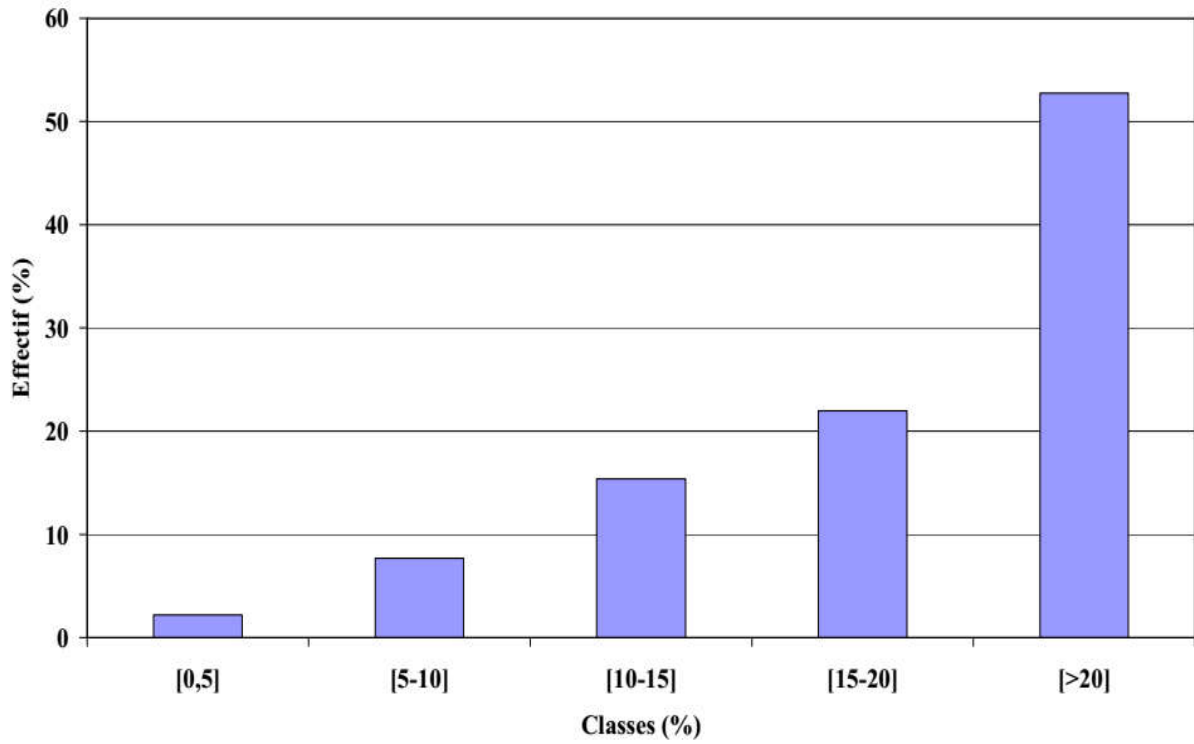


Fig.21 - Histogramme de porosité OKN 75

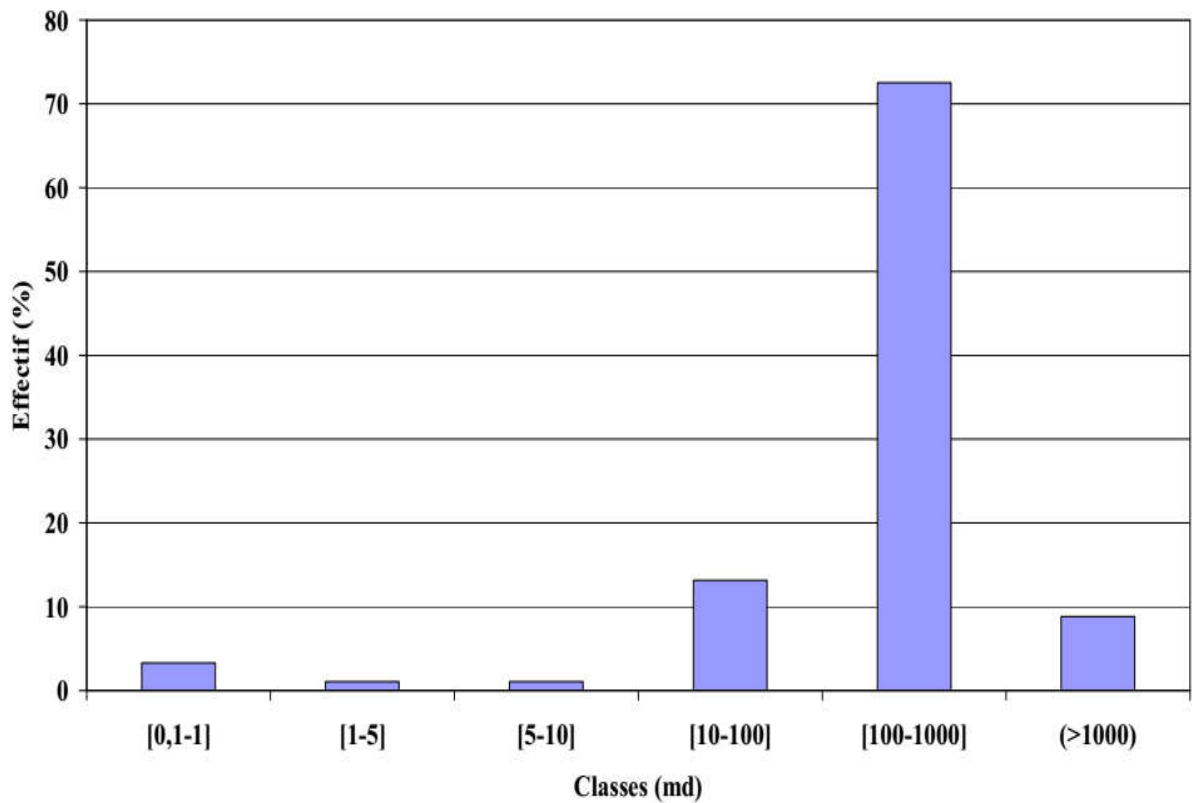


Fig.22 - Histogramme de perméabilité OKN 75.

5-1-1. Interprétation des histogrammes du puits OKN 75 :

L'interprétation des histogrammes qui représentent les caractéristiques pétrophysique du réservoir fait ressortir que Le réservoir est caractérisé par :

Une très bonne porosité car les valeurs de porosité supérieur à 20% occupent (52.74%) des valeurs de porosité du réservoir, Les classes qui représente les faible valeurs de porosité oscillent entre [0-10] occupent 9.9% des valeurs de porosité du réservoir.

Les autres classes présent des porosités moyennes a bonne oscillent entre [10-20] occupent (37.36%) des valeurs de porosité du réservoir.

Une très bonne perméabilité car les la classe de perméabilité la plus dominant varie entre [100-1000] md elle occupe (72.52%) des valeurs de perméabilité.

5-2- Le Puits OKN 66 :

L'histogramme des classes de porosité montre une distribution croissante, les classes oscillent entre [15-20] et la classe supérieure à 20% sont les plus dominantes (29.6% 43.2%).

Les classes varie entre [0-5] et [5-10] représente (13.6%) des valeurs de porosité du réservoir.

L'histogramme de perméabilité montre une distribution unimodale avec la dominance de la classe oscillent entre [100-100] md, elle représente (46.4%) des valeurs de perméabilité du réservoir.

Les classes vari entre [10-100] et [>1000] représente respectivement (18.4%) et (21.6%) des valeurs de perméabilité du réservoir et les classes oscillent entre [0.1-10] représente (13.6%) (Voir fig.25)

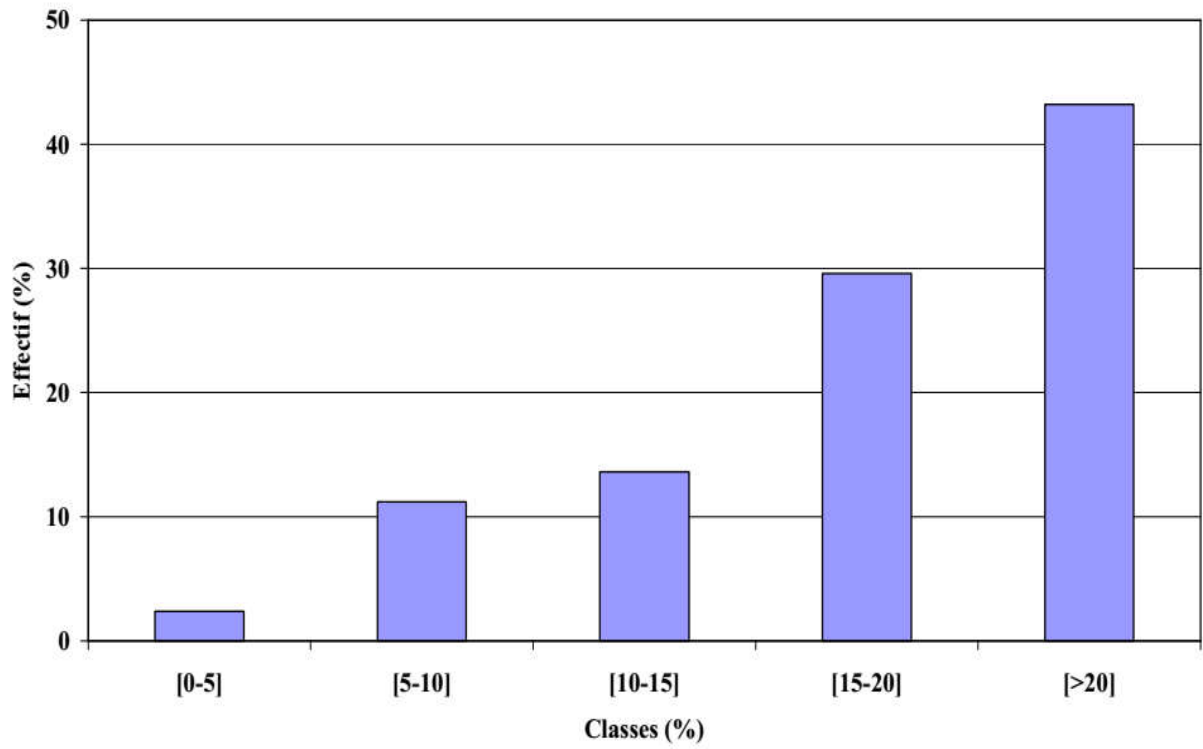


Fig.23 - Histogramme de porosité OKN 66.

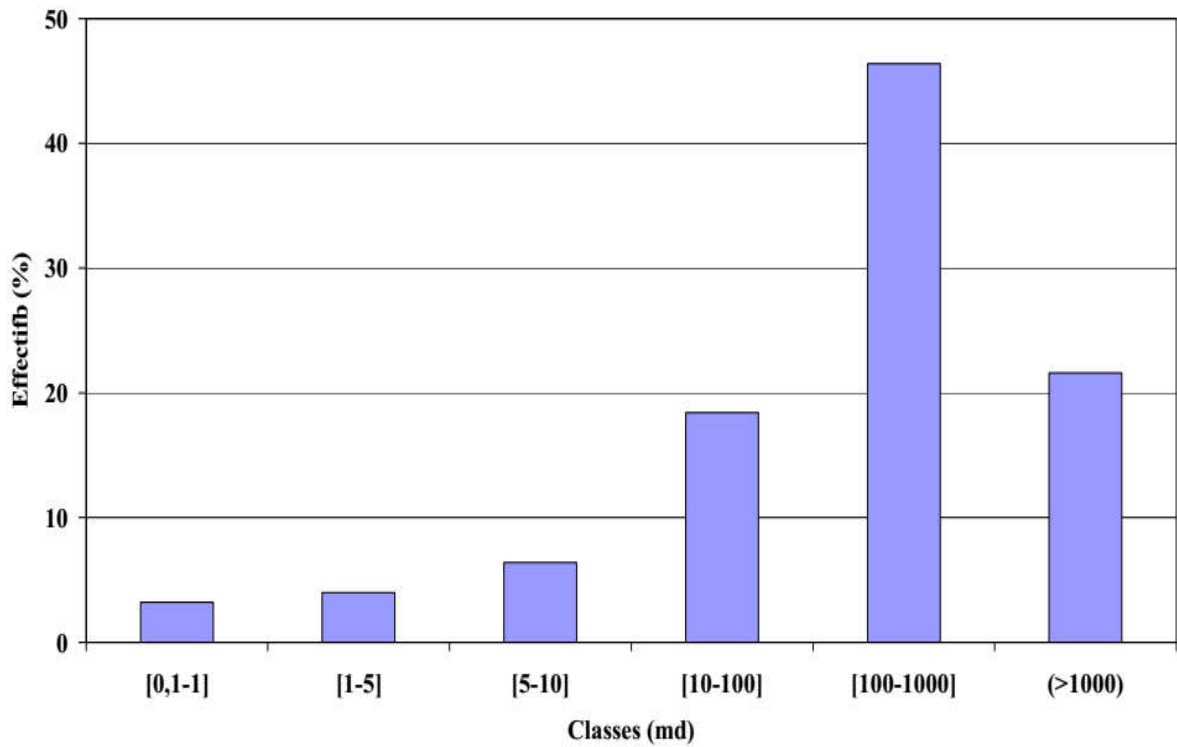


Fig.24 - Histogramme de perméabilité OKN 66.

5-2-1. Interprétation des histogrammes du puits OKN 66 :

L'interprétation des histogrammes qui représentent les caractéristiques pétrophysique du réservoir fait ressortir que Le réservoir est caractérisé par :

Une bonne à très bonne porosité car les classes de porosité [$>20\%$] et celle qui oscillent entre [15-20] sont les plus dominantes avec un effectif de l'ordre de (72,8%).

Les faibles valeurs de porosité oscillent entre [0-5] et [5-10] occupent (13.6%) des valeurs de porosité du réservoir.

Une très bonne à excellente perméabilité car les valeurs varient entre [100-1000] md et [>1000] occupent respectivement (46.4%) et (21.6%) des valeurs de perméabilité du réservoir.

Les classes oscillent entre [0.1-1] et [1-5] représente des valeurs de faible perméabilité occupent (7.2%) des valeurs de perméabilité du réservoir.

5-3- Le Puits OKN 630 :

L'histogramme des classes de porosité montre une distribution croissante, les classes ou les valeurs oscillent entre [15-20] et [>20] sont les plus dominantes, elle représente respectivement (52.72%) et (36.36%) des valeurs de porosité du réservoir.

La classes oscillent entre [10-15] représente (9.1%) des valeurs de porosité du réservoir et la Classe oscillent entre [5-10] représentant (10.92%). La classe [0-5] est absente.

L'histogramme des classes de perméabilité montre une distribution unimodale, la classe de perméabilité varie entre [100-1000] md est la plus dominante elle représente (78%) des valeurs de perméabilité du réservoir, les classes vari entre [10-100] et [>1000] occupant respectivement (12.73%) et (8.18%) des valeurs de perméabilité du réservoir, et les classes oscillent entre [0.1-10] représentées (8.19%) (Voir fig25).

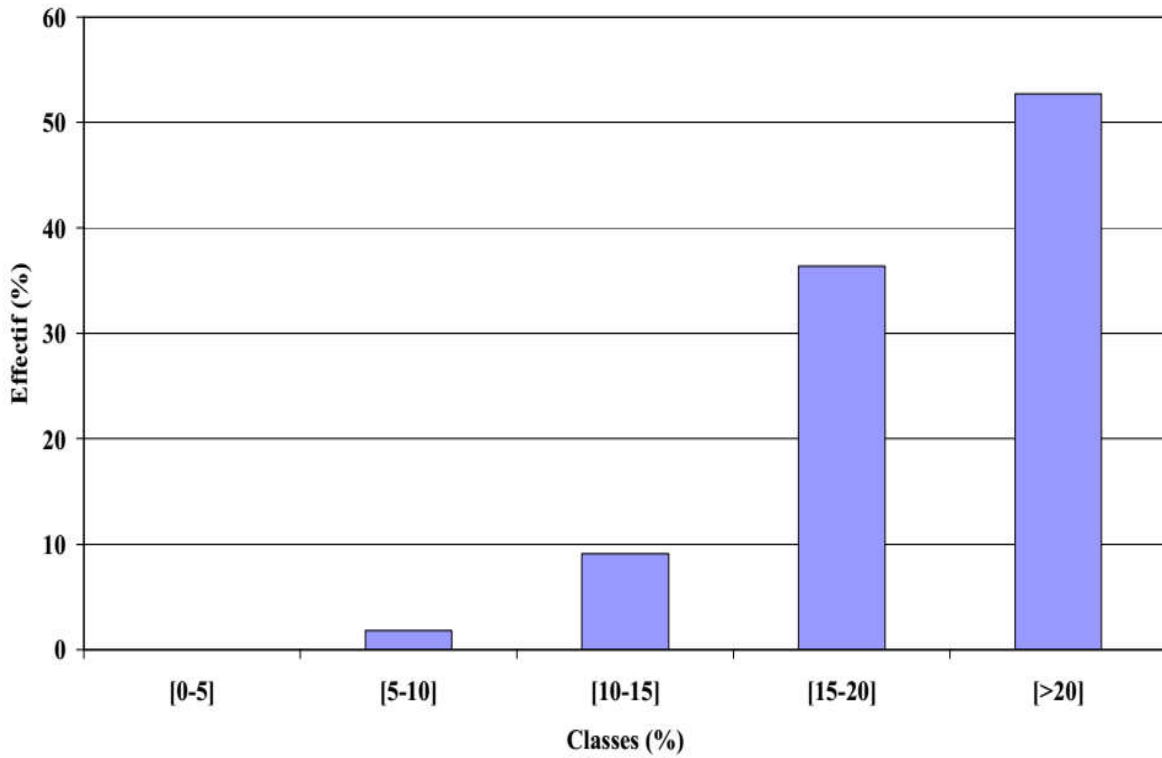


Fig.25- Histogramme de porosité du puits OKN 630.

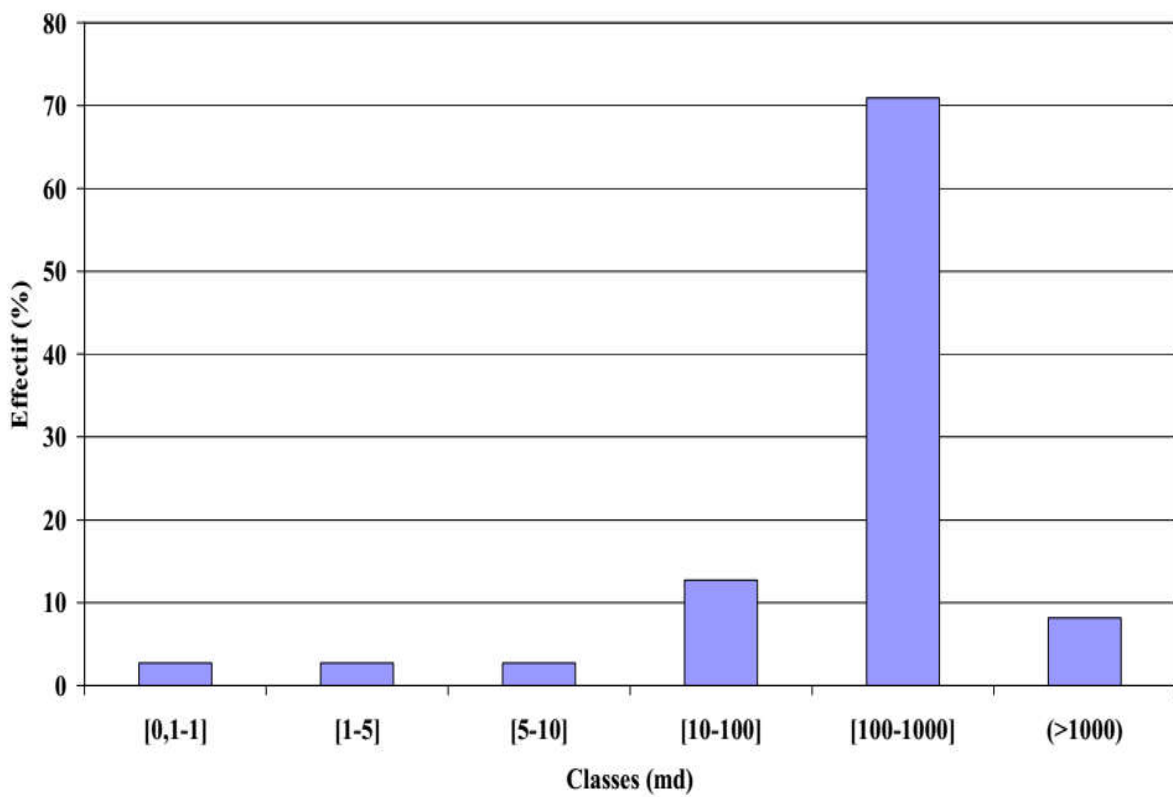


Fig.26 - Histogramme de perméabilité OKN 630

5-3-1. Interprétation des histogrammes des puits OKN 630 :

L'interprétation des histogrammes qui représentent les caractéristiques pétrophysique du réservoir fait ressortir que Le réservoir est caractérisé par :

Une porosité bonne à très bonne car :

Les classes de porosité oscillent entre [15-20] et [>20] occupant 89.05% des valeurs de porosité du réservoir, Les faibles valeurs de porosité varient entre [5-10] occupent (1.82%) des valeurs de porosité du réservoir.

Une très bonne perméabilité car la classe la plus élevée représente par des valeurs oscillent entre [100-1000] md occupent (70.90%) des valeurs de perméabilité du réservoir.

6- Corrélations porosité-perméabilité des puits :

6-1- Le puits OKN 75 :

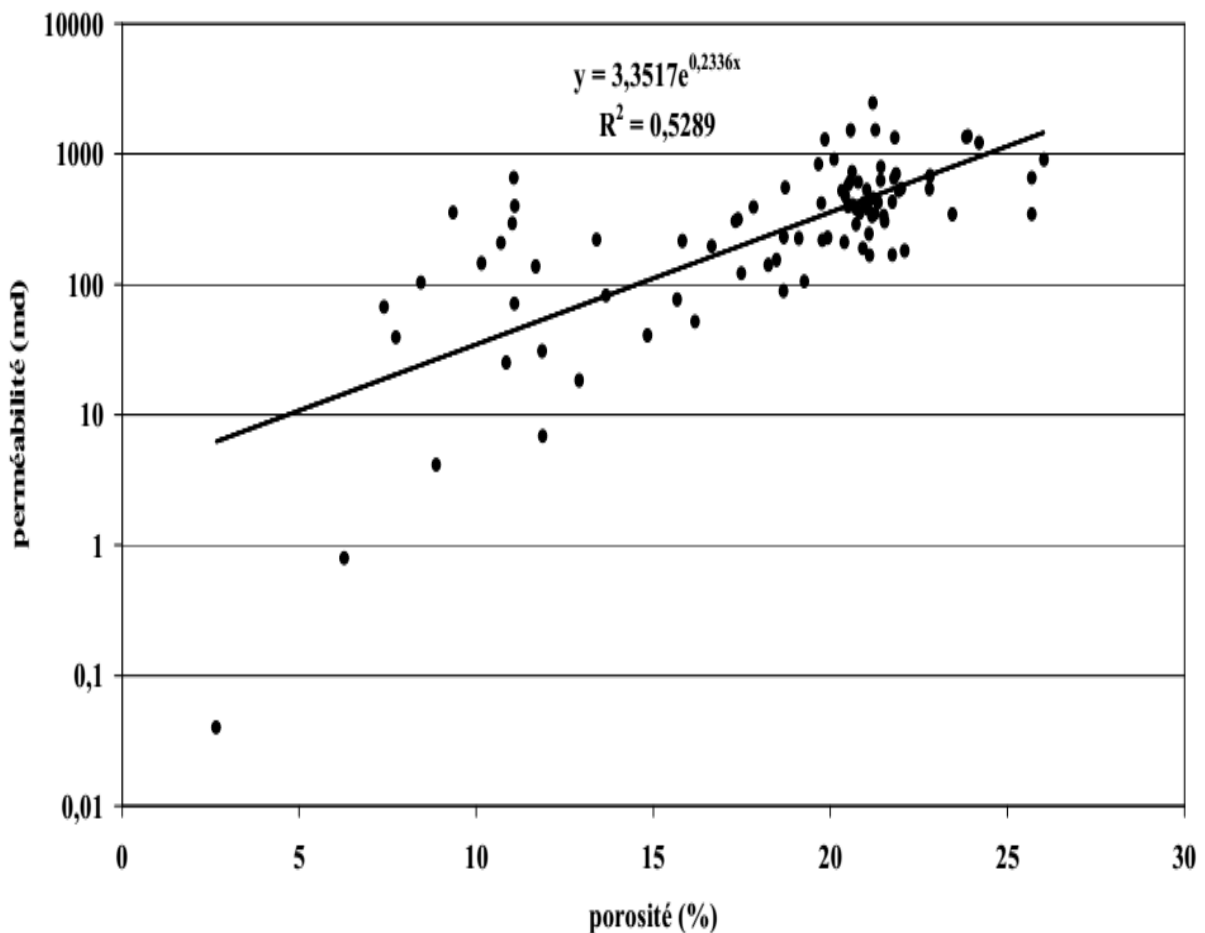


Fig. 27- Digramme montrant la corrélation entre la porosité-perméabilité du puits 75.

6-1-1. Interprétation de diagramme du Puits OKN 75 :

Le diagramme représente la variation de la perméabilité en fonction de la porosité ou niveaux du réservoir celle-ci montre un faible coefficient de corrélation ($R^2=0.52$) ce qui indique une faible relation entre la porosité et la perméabilité.

6-2- Le puits OKN 66 :

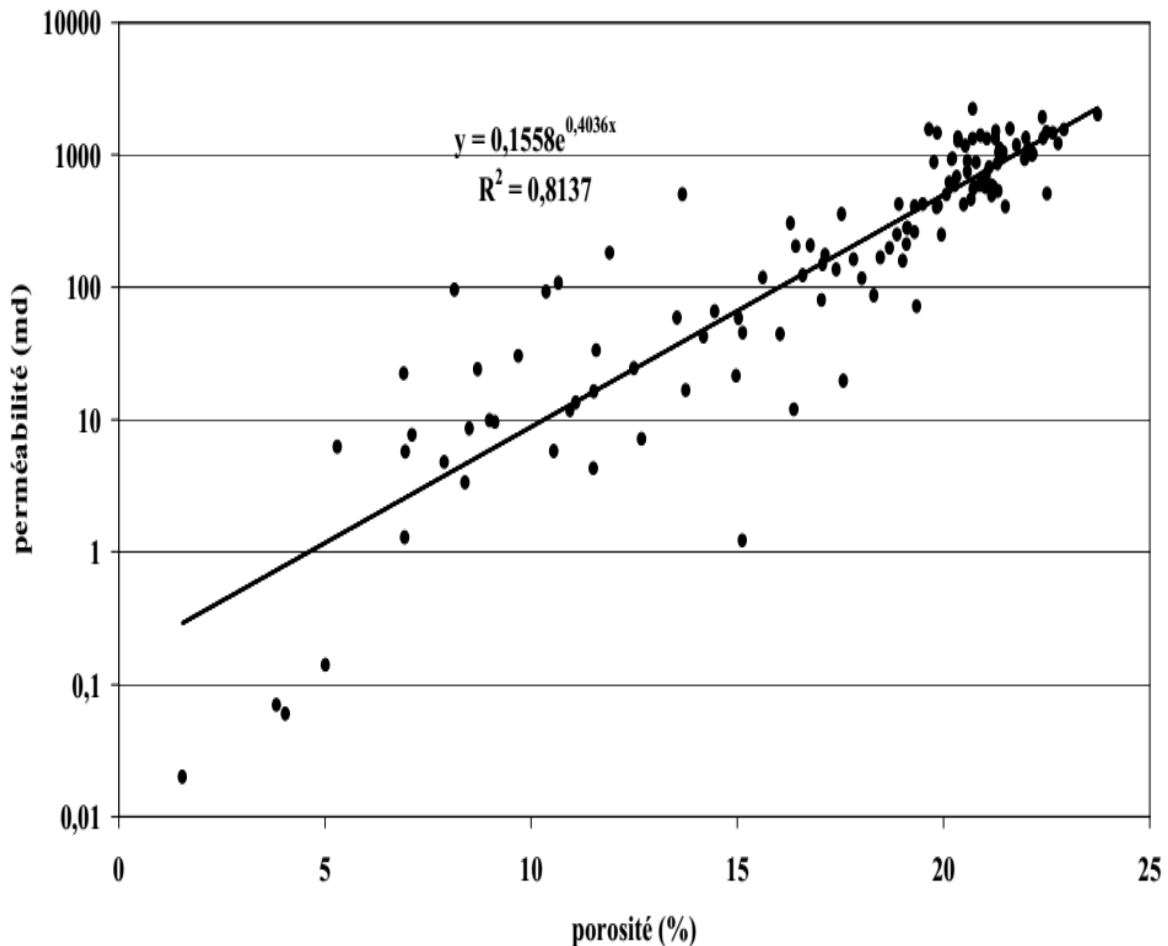


Fig. 28 - Diagramme montrant la corrélation entre la porosité-perméabilité du puits 66.

6-2-1. Interprétation du diagramme du Puits OKN 66 :

La variation de la perméabilité en fonction de la porosité dans le réservoir TAGI montre un bon coefficient de corrélation ($R^2=0.81$) et qui indique une forte relation entre la porosité et la perméabilité.

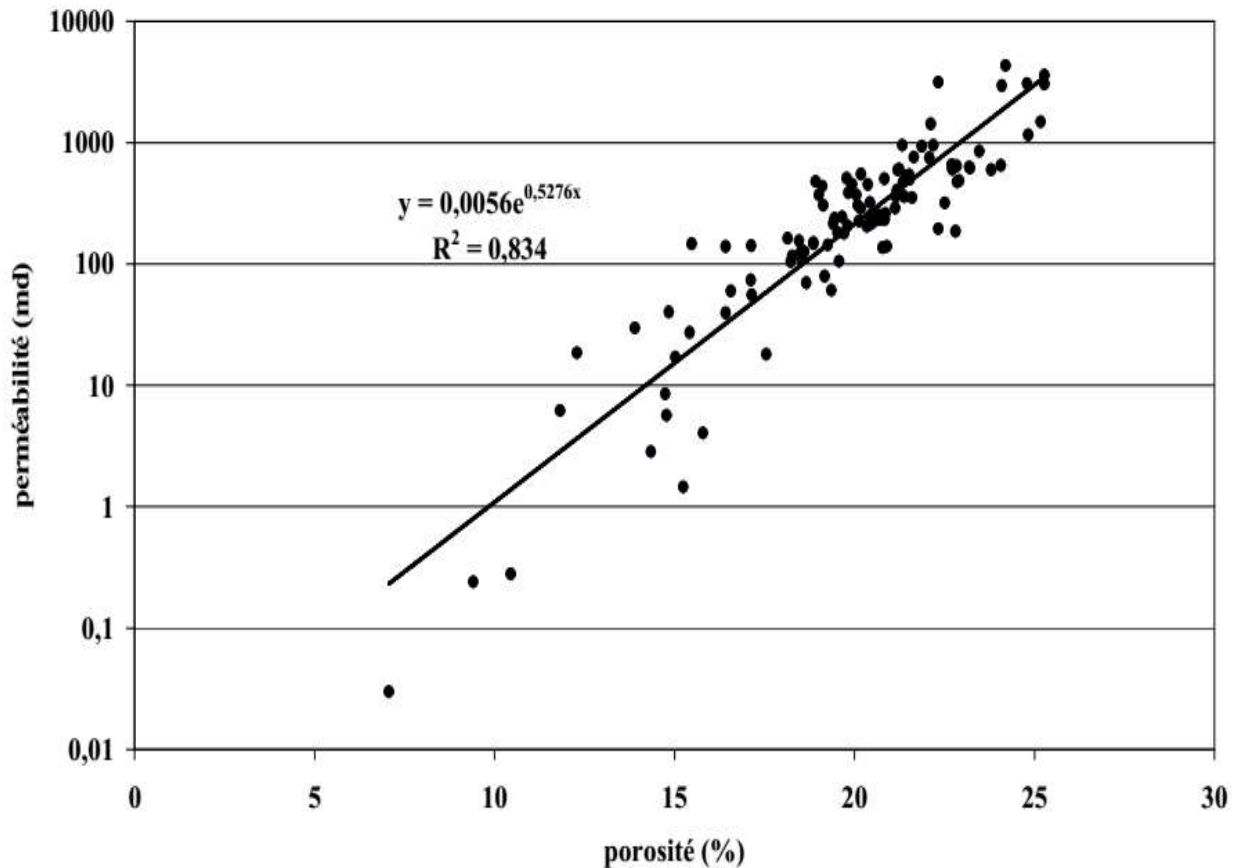
6-3- Le puits OKN 630 :

Fig. 29- Digramme montre la corrélation entre la porosité-perméabilité du puits 630.

6-3-1. Interprétation du diagramme du Puits OKN 630 :

Le diagramme de porosité –perméabilité montre un bon coefficient de corrélation ($R^2=0.83$) ce qui peut être expliqué par une bonne relation entre la porosité et la perméabilité, et que la perméabilité dépend essentiellement de la porosité.

7- Conclusion :

D'après cette étude pétrophysique on constate que les caractéristiques pétrophysique de la Série Inférieure sont relativement bonnes. Les porosités moyennes est de l'ordre de 18%, cette porosité est une porosité inter granulaire probablement d'origine primaire Elle n'a été que partiellement colmatée par les différents ciments : anhydrite, dolomie et de la silice et de perméabilité de l'ordre de 500md.

CHAPITRE IV
ANALYSES
LITOSTRATIGRAPHIQUE
ET SEDIMENTOLOGIQUE

I-ANALYSE LITOSTRATIGRAPHIQUE :

1- Introduction :

Les formations de types détritiques du Trias argilo-gréseux de la série inférieure (TAGI) sont composées de deux types lithologiques des segments gréseux et des formations tendres d'apparence argileuse.

Notre étude s'est concernée à quatre profils d'orientation Nord-Sud nommés successivement : OKN68, OKN75, OKN66 et OKN630.

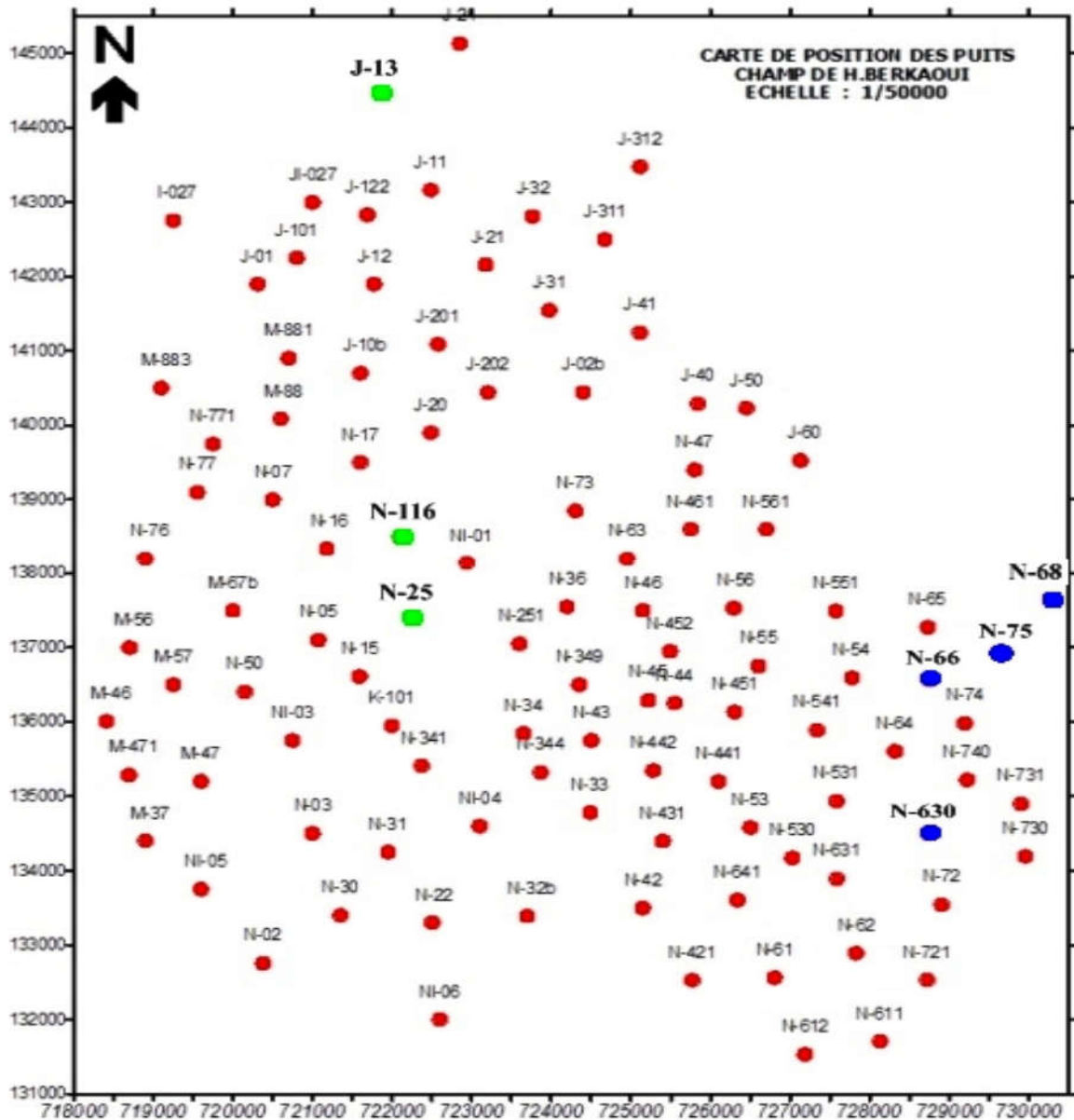


Fig.30 – Carte de positionnement des puits du champ de Haoud Berkaoui et représentation des puits étudiés. (D'après SONATRACH).

1-1-Première profil OKN68 :

Ce profil, d'épaisseur environ 39 m, est situé plus au Nord par rapport aux autres profils. Il repose en discordance sur les formations Permienne tectonisées pendant l'horogénèse Hercynienne. Ce profil peut se subdiviser en trois segments essentiels :

Un segment (d'environ 14 m) surtout gréseux à la base, surmonté d'un passage environ 17 m en particulier argileux et enfin de nouveau le profil se termine par un deuxième segment gréseux (environ 8 m) de même lithologie que celui de base.

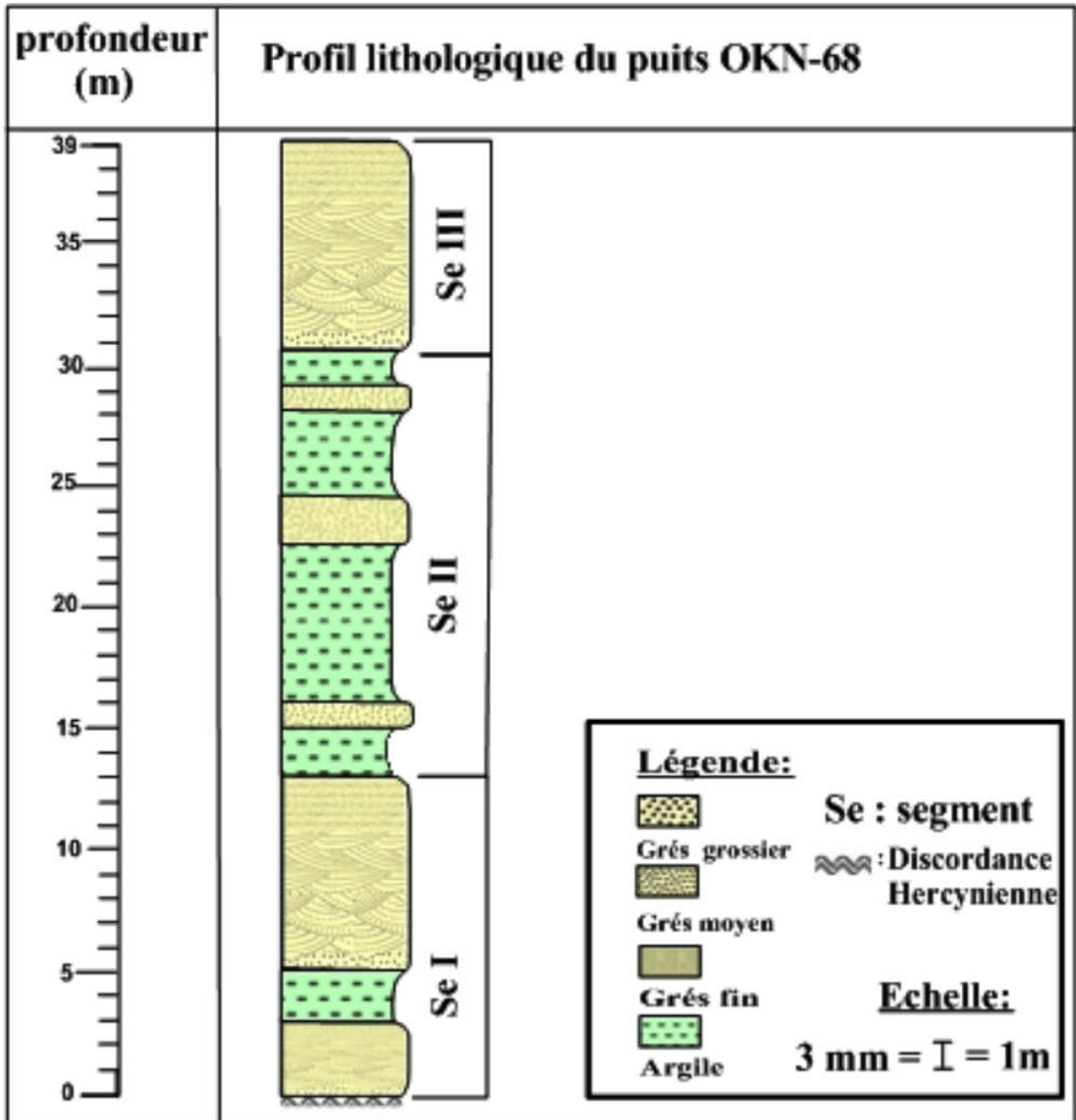


Fig. 31 – profil lithologique du puits OKN68.

1-2-Deuxième profil OKN75 :

Ce profil d'épaisseur environ 35 m, se localise à environ 1000m en vers le SudOuest du OKN68. Il repose également en discordance sur les formations Permienne plissées pendant la phase tectonique Hercynienne. Du point de vu lithologique, il se compose de deux segments essentiels avec celui de base à caractère surtout argileux environ 25 m, surmonté par un segment gréseux (environ 10m) de même apparence lithologique que celui du OKN68 en partie sommitale.

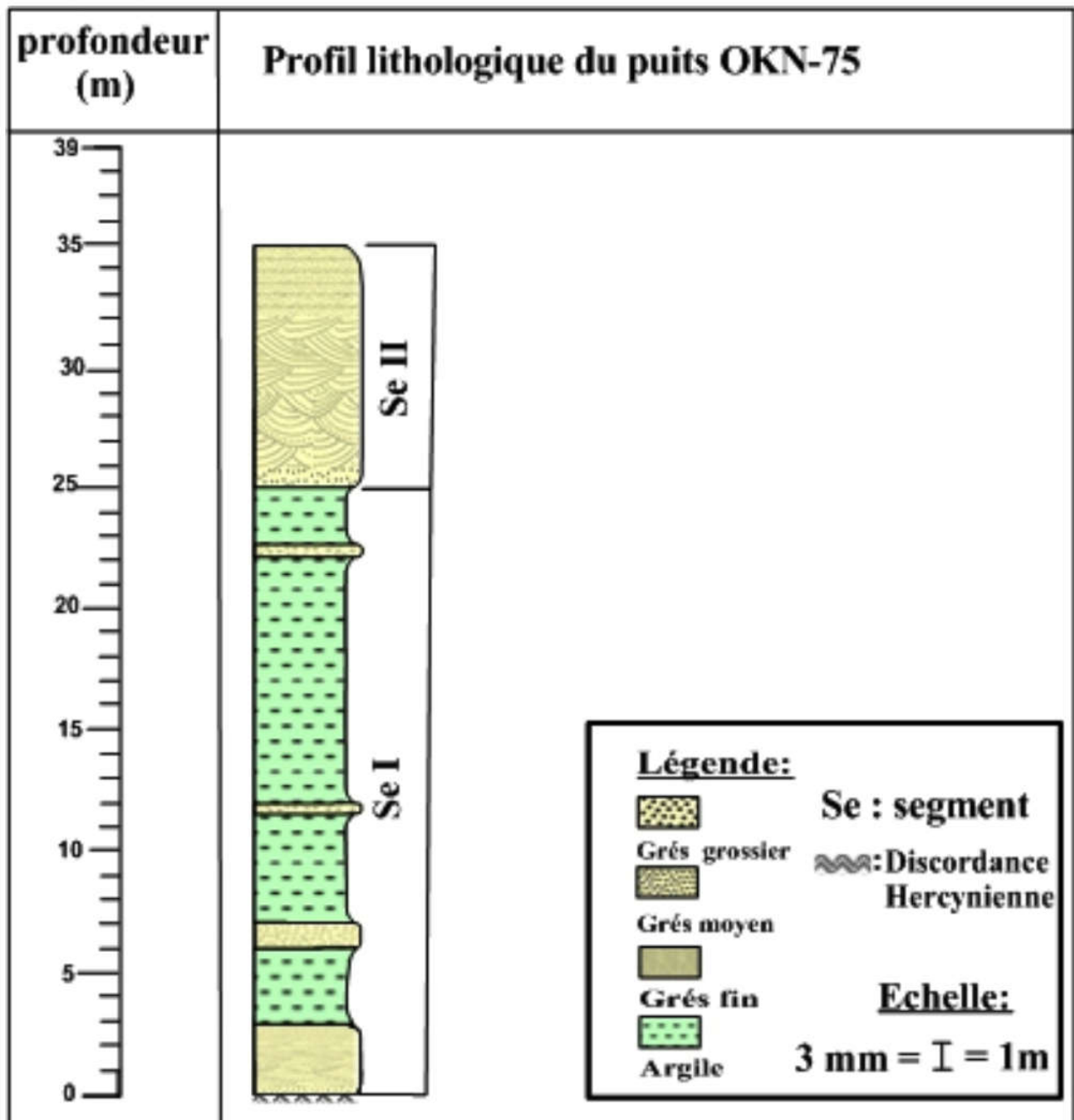


Fig. 32 – profil lithologique du puits OKN75.

1-3-Troisième profil OKN66 :

Ce profil, d'épaisseur environ 39 m, se localise à environ 1000m du OKN75 dans la direction Sud-Ouest. De même il repose en discordance sur le Permien tectonisé pendant la phase Hercynienne.

Lithologiquement, le profil est composé de deux segments essentiels avec celui de base (environ 19m) représentant un passage argileux et celui de sommet représenté par des grès (environ 20m) qui se terminent par deux niveaux argileux en vers le sommet.

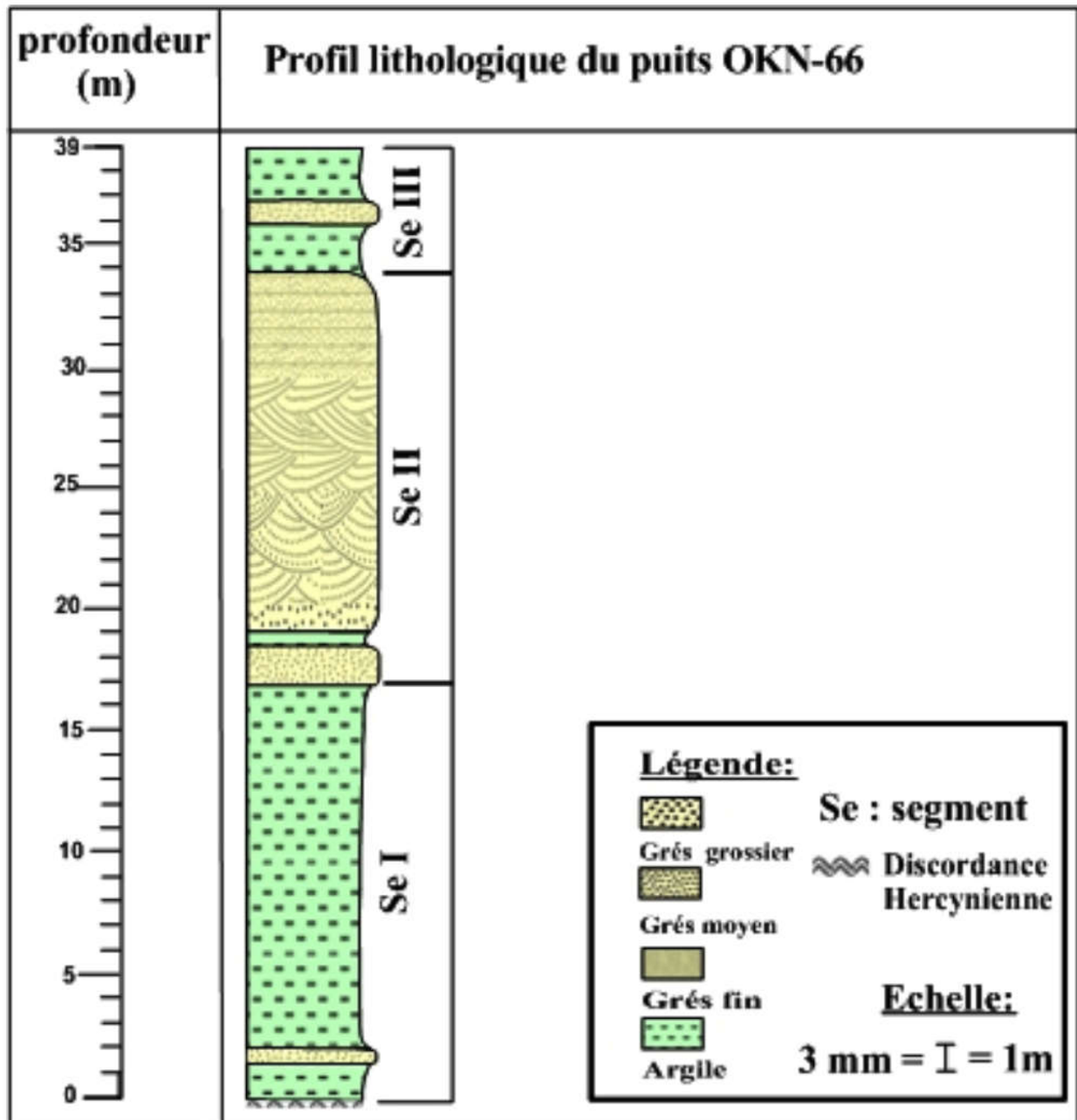


Fig.33 – profil lithologique du puits OKN66.

1-1-Quatrième profil OKN630 :

Ce profil, d'épaisseur environ 30 m, est le plus au sud à environ 3000m du OKN66. Il se trouve aussi reposé, comme les trois autres profils, sur une surface irrégulière discordante de la phase Hercynienne représenté par des grés Permien.

Selon la lithologie, il se subdivise en deux termes de grés et d'argile qui sont représentés par deux segments dont celui de base est surtout gréseux (environ 12 m) et celui de sommet (environ 18m) est tendre d'apparence argileuse.

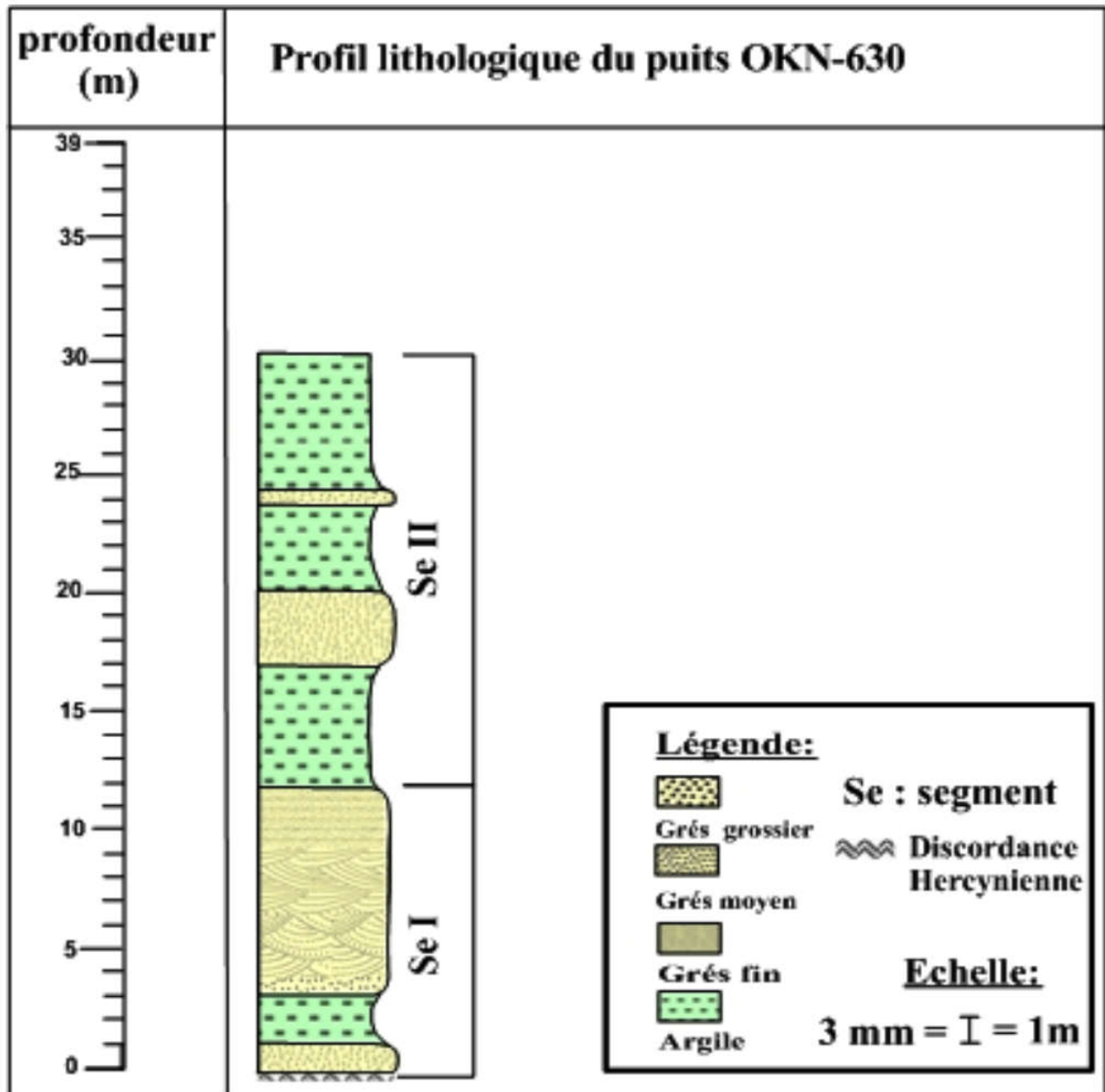


Fig.34– profil lithologique du puits OKN630.

I-ANALYSE SEDIMENTOLOGIQUE :

1-Introduction :

L'identification des milieux de sédimentation et des environnements de dépôts est primordiale pour guider la prospection et l'exploitation des réservoirs, à cet effet, on utilise les données élémentaires de surface et de subsurface pour définir les critères d'identification des milieux de dépôts.

L'étude des dépôts fluviatiles s'appuie sur les modèles de faciès qui ont été construits à partir des cours d'eau actuels. Ceux-ci sont fiables et sont facilement utilisables pour la reconstitution des anciennes séries.

Cette partie est basée sur les études intérieures qui ont fait au niveau de SONATRACH concernant la région de Haoud Berkaoui.

2- Généralités sédimentologique sur le Trias argilo-gréseux inférieur :

Les dépôts du Trias argilo-gréseux inférieur sont composés d'après différentes observations de dépôts rythmiques silico-argileux, de niveaux d'argiles et de grès au sommet. L'interprétation sédimentologique du milieu de dépôts est basée principalement sur l'étude de la granulométrie, la détermination des séquences granodécroissantes (fining up) le plus souvent empilées les unes sur les autres avec des intercalations à contact érosif, et en continuité avec des séquences en argiles et/ou de silts et parfois des surfaces de ravinement, où l'on observe ces deux dernières.

Les séquences observées reflètent des faciès à propagation, des passages de faciès avec des limites d'érosion et des joints de stratifications avec différentes orientations relatant les conditions d'un dépôt à forte énergie.

2-1- Les accumulations silico-clastiques du TAGI :

Ces accumulations sont associées à trois sources d'apports probables :

- Le premier est in-situ, la phase orogénique locale a favorisé l'érosion des niveaux siluriens sommitaux composés essentiellement d'argiles très pyriteuses.
- La seconde tardivement puisée à l'Est et le plus précisément au niveau des dômes revalorisés par les phénomènes tectoniques où l'on note l'absence des dépôts cambro-ordoviciens.
- L'autre source probable se trouve au Nord-Ouest au niveau des chaînes actuelles de l'Ougarta.

Ces dépôts bien classés de morphoscopies variables ont été transportés par un moyen hydraulique à des régimes d'écoulements variables et sous un climat relativement aride et sec. Les séquences types rencontrées sont granodécroissantes et les faciès témoignent d'un régime relativement fort au niveau de la série inférieure.

Ce régime tend à ralentir au top du TAG et permet le remplacement de l'environnement fluviatile en tresse par un environnement fluviatile méandriforme. Les causes de ce changement

sont essentiellement d'origine tectonique et peuvent être associées aux coulées volcaniques.

Du fait de l'azocité des dépôts, aucune subdivision chronostratigraphique n'est possible même dans tout le Trias détritique. Cependant les études palynologiques de **Melle ACHAB (1970)** sur le **TAG** ont permis de mettre en évidence quatre zonations successives au sein du Trias, et sont du sommet vers la base comme suit :

Zone palynologique : Q caractérisée par une association de Classopolis.

Zone palynologique : P3 caractérisée par une association à Classopolis et Disaccates.

Zone palynologique : P2 caractérisée par une association à Pamérosporites, Patinosporites, Oralipolis et Disaccates.

Zone palynologique : P1 caractérisée par une association à Camérosporites, Platysaccus, Verrucosisporites et Disaccates.

A la base de ces zonations, une corrélation entre Haoud Berkaoui et Hassi R'mel a été établie, cette corrélation aurait pu être très efficace si la variation latérale des faciès n'était pas trop rapide.

3- Les sub-environnements :

Le milieu de dépôt du champ de Haoud Berkaoui est un milieu fluvial en tresse où la séquence type est caractérisée par : (Fig. n°35 et 36).

3-1- Dépôts de base du chenal : (channel floor deposits)

Caractérisés par des microconglomérats et/ou des grès grossiers, composés généralement d'agrégats des séries sous-jacentes, les éléments sont des galets mous et des fragments de silice. Ces dépôts sont rarement à stratifications obliques du fait de la forte hétérométrie des éléments. Ils caractérisent donc les écoulements avec une forte énergie et une source d'apport très proximale permettant le creusement durant la période de crue des chenaux du centre et la création de nouveaux chenaux avec une déposition des agrégats à granulométrie grossière d'accrétion, puis avec le temps durant la fin du régime, s'installe un autre régime d'énergie dépositionnelle qui cède la place au régime de moyenne énergie pendant lequel l'accrétion se fait sur la périphérie et ainsi de suite jusqu'à l'arrivée du faciès de comblement et de pénéplaination.

3-2- Dépôts de barre du chenal : (channel point bar deposits)

Le faciès est composé essentiellement de grès moyens à fins, bien classés et granodécroissants. Ces dépôts sont composés de quartz avec une argilosité qui augmente vers le sommet. La silice secondaire de nourrissage disparaît pour laisser la place parfois au chlorite frangeant et à la muscovite.

En ce qui concerne les structures, cet intervalle est partagé en trois parties témoignant de la dégradation de l'énergie d'écoulement.

Les structures sont entrecroisées à la base puis obliques, parallèles, pour devenir enfin subhorizontale dans la partie sommitale. Ces dépôts sont caractéristiques d'un remplissage du chenal.

Du point de vue pétrolier, cette partie est la plus importante du fait des qualités réservoirs (une bonne porosité et une perméabilité moyenne) qu'elle possède. La hauteur utile reste relativement faible et discontinue car elle dépasse rarement les cinq mètres (ce qui constitue une différence par rapport aux barres de méandres qui peuvent atteindre plus d'une dizaine de mètres).

3-3- Dépôts de plaine d'inondation : (flooding plaine deposits)

Ce faciès est caractérisé par des silts gris verdâtres et des argiles rougeâtres fortement ferrugineuses à rares galets mous, tapissés de concrétions et certaines veinules dolomitiques d'origine probablement diagénétiques typique d'une maturation d'un paléosol. Ces veinules dolomitiques remplissent les joints et les fissures créées lors de la compaction différentielle des sédiments sus-jacents. Ces dépôts finement déposés, s'accompagnent de joints de stratification organisés en fines lamelles et sont micacés la plupart des cas. Cela témoigne que ces dépôts se sont déroulés par suspension à très faible énergie en une vaste plaine d'inondation où l'on observe également des solutions d'infiltrations diverses tel que la présence d'anhydrite en forme de paillettes ou des cristaux.

De plus, des figures de paléosols (mud crack) ne sont observées qu'à la fin de ces inondations, avec une observation sur plaques minces de la dernière séquence, des éléments de dépôts éoliens prennent place à travers des fissures de fentes de dessiccation.

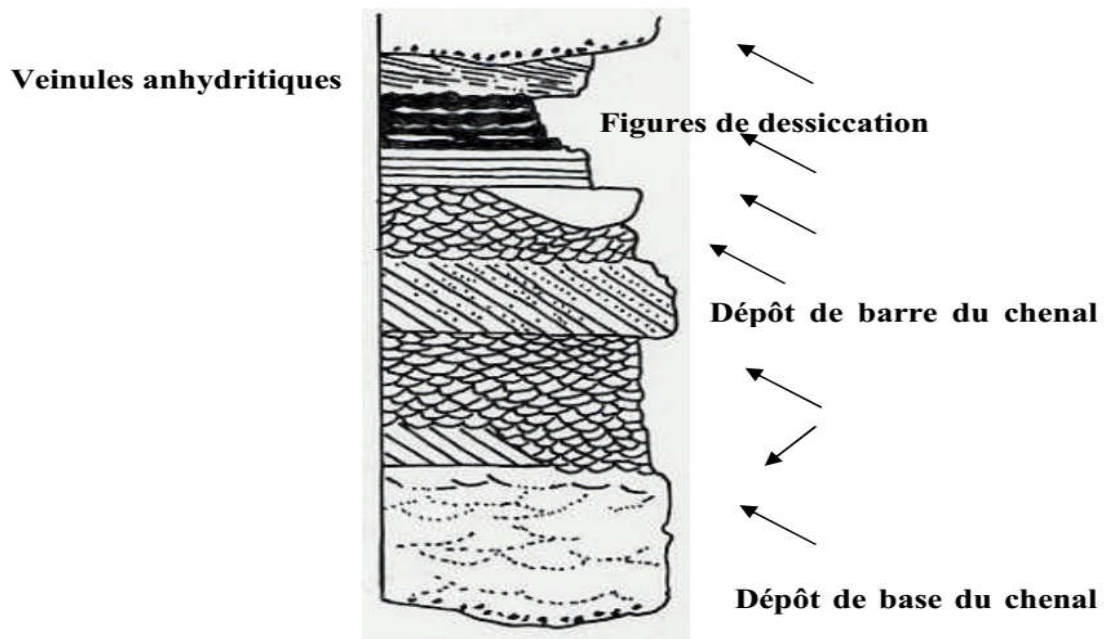


Fig.n°35 - Séquence résumée typique d'un système fluvatile en tresse (WALKER et CANT, 1984)

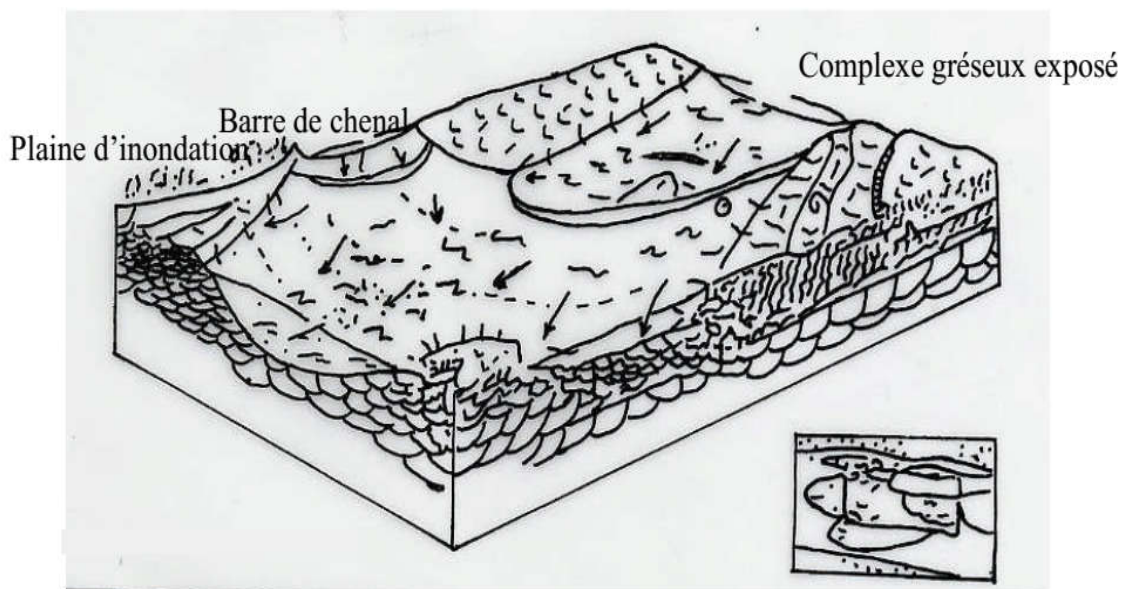


Fig.n°36 -Bloc diagramme montrant la morphologie d'un système fluvatile en tresse (WALKER et CANT, 1984)

3-4- Les chenaux :

Ce sont des lentilles gréseuses de largeur atteignant quelques centaines de mètres, tandis que leur longueur dépasse le kilomètre, quant à leur hauteur est en moyenne de 5 à 8 m, parfois moins dans les zones à forte dégradation en faciès gréseux. Ces barres gréseuses sont en général constituées de grains grossiers à moyens, érosifs à la base, renfermant des nodules d'argiles vertes. Ces corps gréseux sont organisés en fining up, crevasses (lobes, levées), les géométries des corps apparaissent indissociables avec alternances d'argile et de grès, organisées en coarsening up. Les faciès laminés représentent la sédimentation naturelle dans tout le bassin où l'énergie de dépôt est extrêmement faible. Ils sont constitués d'alternances très fines en lithologie, silts et argiles.

4- Les structures sédimentaires observées :

Les détails et les structures sédimentaires observés dans la série inférieure sont mentionnés ci-dessous sous forme de tirets :

- Laminations obliques jusqu'à 25 et même 30° avec des stratifications entrecroisées à grande échelle, communes à la base des bancs gréseux.
- Milieu agité, à forte énergie indiqué par le pendage des couches élémentaires.
- Rides de courants peu fréquentes.
- Matériel assez grossier.
- Galets mous, assez nombreux, notamment à la base des bancs.
- Contacts érosionnels abrupts, en forme d'ondulations, presque aussi fréquents au sommet qu'à la base.
- Reprise de dépôts antérieurs par des courants puissants, chenalisés.
- Laminations parallèles rares dans les couches plus fines et plus argileuses.
- Période de calme, de décantation, entre des crues, ou dans les petites régions isolées momentanément.
- Laminations convultes rares, également dans les couches les plus fines et plus argileuses.
- Solifluxion et échappement d'eau.
- Fentes de dissociation (mud cracks) et fissurations réticulées assez abondantes au sommet des niveaux argileux.
- Emersion momentanée des dépôts : alternance de périodes de crue et de périodes sèches.

5- La minéralogie des grès :

- Les grès sont constitués presque uniquement de grains de quartz, bien arrondis pour les gros, sub-anguleux pour les petits.
- Leur maturité est élevée à la suite de remaniements successifs, à partir de dépôt gréseux plus ancien.
- Rares fraguements de roches dures : chert, microquartzite.

- Pas ou très peu de matrice argileuse dans les grès moyens à grossiers constituant la base des séquences, la seule argile rencontrée est sous forme de taches, c'est-à-dire d'anciens galets mous.
- Courants puissants, mais intermittents.
- Silicification (nourissage auréolaire des quartzs) toujours assez développée, mais sans jamais atteindre le stade de l'orthoquartzite compacte.
- Phénomènes en relation avec les eaux cônnées. Tout se passe comme si la quantité de silice libre était limitée de faite que l'hydrodynamisme n'a pas été puissant dans la nappe souterraine de la région à cette époque.
- Carbonates (dolomies) en taches circulaires de couleur blanche à rose, entièrement cimentée, abondantes surtout dans la moitié supérieure de la série.
- Exsudation à partir des argiles encaissantes et surtout des laves sus-jacentes.
- Présence sporadique de bitumes de sel (okj12) et également de pyrite en proportions presque toujours faibles, au détriment parfois de la porosité.
- Du point de vue pétrophysique, la porosité résiduelle varie en moyenne de 10 à 15%, décroissante vers le haut.

6- La minéralogie des bancs argileux :

La caractérisation des minéraux argileux a été établie à partir du diffractomètre rayons (X) dans le but de déterminer :

- La variation qualitative de la composition minéralogique des échantillons.
- L'évolution verticale des minéraux argileux qui peut prouver une possibilité Pour la différenciation des faciès.

Dans ce contexte, on a pu déceler les caractères généraux des bancs argileux consistant en:

- Les bancs argileux ou argilo-gréseux méritent une observation spéciale quant à leur faciès étranger, leur origine inhabituelle pour une partie d'entre eux, et leur rôle de barrière de perméabilité non négligeable.
- Argile verte, plus rarement brun rouge, en couche de l'ordre du centimètre et parfois décimétriques, d'aspect vésiculaire très caractéristique et gonflante à l'eau.
- Altération d'anciennes poussières de verre volcanique (hyaloclastites), qui sont probablement à l'origine du colmatage de certains tubings de production.
- Joints argileux centimétriques, gris verts, finement laminés, pouvant être confondus avec de plus grands galets aplatis.
- Décantation d'eau boueuse pendant les arrêts brutaux du courant.
- Argile brun rouge plus ou moins gréseuse, à tachetures verdâtres (ou l'inverse) avec de fréquentes concrétions roses de dolomie, à texture pseudo-brêchique au sommet.

- Ils constituent sans aucun doute des barrières restreintes à l'écoulement vertical de fluides, et peuvent isoler des corps gréseux lenticulaires de petites dimensions.

7- Les phases diagénétiques :

Les dépôts de la série inférieure du TAG ont subi deux phases diagénétiques :

a- La diagénèse précoce :

Les grains de quartz après leurs dépôts sont bordés par une fine pellicule ferrugineuse ou argileuse. Au début de leur enfouissement, ils sont nourris en silice secondaire, cette diagénèse est marquée par :

- Le couvrement des grains de quartz après leur dépôt par une fine pellicule ferrugineuse ou argileuse.
- Le nourrissage des grains de quartz au début de leur enfouissement en silice secondaire sous forme d'auréoles provenant des eaux circulantes et riches en silice parfois, ces grains subissent à un deuxième nourrissage matérialisé par une double auréole liée à un deuxième lessivage.
- Le développement de concrétions et nodules dolomitiques et anhydritiques.

b- La diagénèse tardive : au cours de l'enfouissement progressif, elle est distinguée par :

- La dissolution de la silice précoce sous l'effet de la circulation des eaux basiques.
- L'altération des oxy-micas et des feldspaths.
- La transformation des argiles en libérant les ions : Fe^{+2} , Mg^{+2} , Ca^{+2} , la précipitation des ciments carbonatés issue de la circulation des eaux riches en ions déjà libérés dans les fissures liées aux phases tectoniques distensives.
- La compaction devenant importante, elle induit la précipitation de la silice par pressiondissolution.
- Le développement de la dolomite dans les faciès gréseux et argilo-silteux à partir des solutions riches en Mg^{+2} , ensuite la dolomite subit la dissolution.

8- Les phénomènes diagénétiques :

L'examen des lames minces de la série inférieure a révélé l'existence de différents ciments et les diverses transformations diagénétiques suivantes :

- Le développement du ciment siliceux.
- La transformation des argiles.
- La mise en place des ciments carbonatés, évaporitique et ferrugineux.
- La dissolution des ciments, l'altération, la néoformation liées à la nature des fluides interstitiels.

8-1- La transformation des argiles :

La fraction argileuse de la série inférieure représentée principalement par l'illite et le chlorite et accessoirement par les interstratifiés illite- montmorillonite- chlorite, ce qui explique la transformation des argiles et l'altération des feldspaths suivant l'équation chimique suivante :



L'illite est rencontrée dans tous les puits avec une proportion importante le long de toute la série inférieure (de 50 à 100 %). Elle est rencontrée dans tous les sondages et répartie pratiquement dans toute la série inférieure avec un taux relativement considérable (5 à 15 %). Dans la partie sommitale elle atteint parfois les 40 % et dans la partie basale elle se réduit jusqu'à (5 à 10 %) ou disparaît totalement par endroit pour le compte de chlorite.

9- Les différents ciments de la série inférieure : (fig.37 et 38)

a- Le ciment siliceux : on distingue le ciment siliceux précoce et tardif.

a-1- Le ciment siliceux précoce : constitué par un nourrissage des grains de quartz en silice sous forme d'auréole et certains grains présentent deux auréoles ce qui traduit deux phases de nourrissage. Les grains de quartz montre dans la plupart des cas des contacts droits, ponctuels à flottants, ce qui favoriserait la précipitation de ce ciment précoce lors de la circulation des eaux riches en silice.

a-2- Le ciment siliceux tardif : représenté par la silice secondaire cryptocristalline qui précipite dans les espaces poreux, ce ciment est dû à:

- L'enfouissement progressif traduisant les phénomènes de compaction, ce qui entraîne la libération de la silice à partir des grains originels de quartz et sa remise en place dans les espaces poreux.
- L'altération des micas et des feldspaths, la transformation des argiles et la dissolution du quartz lors de l'enfouissement dans les conditions de température élevée et de PH basique.

b- Ciment carbonaté : représenté essentiellement par la dolomite qui est répartie irrégulièrement dans la série et elle est abondante dans les niveaux les plus argileux, elle apparaît :

- en nodules ou plages isolées dans lesquels baignent les quartz dans certains niveaux argileux.
- en rhomboèdres zonés soulignés de microfilms d'oxyde de fer indiquant plusieurs phases de croissance Dans les niveaux gréseux fins, en mouchetures et rhomboèdres éparses.
- Parfois, sous forme de plages et veinules à gros cristaux.

c- Le ciment évaporitique : il est moins répandu relativement aux ciments précédents, sa répartition est irrégulière.

Il est représenté principalement par l'anhydrite, la barytine et l'halite qui précipitent à partir des eaux naturelles condensées.

⊖ L'anhydrite : se manifeste sous forme de plages et nodules ou remplissant les espaces intergranulaires en corrodant le quartz, la silice secondaire et la dolomie, parfois elle est affectée par la dissolution qui améliore les paramètres pétrophysiques, elle est probablement due à la circulation des eaux issues des séries évaporitiques supérieures ou à la deshydratation du gypse dans les niveaux gréseux, elle se précipite à partir des eaux diagénétiques du barrym.

⊖ L'halite : se présente en fantômes dus à la dissolution, elle provient de l'infiltration des eaux issues des dépôts salifères triasiques sus-jacents, son taux est très faible (<5%).

d- Le ciment ferrugineux : se trouve dans les argiles, son taux moyen varie de 2 à 5 %, il est représenté par l'hématite soulignée dans les auréoles de silice secondaire, dans les zonations de certaines dolomites parfois sous forme de fines pellicules en errobant les grains de quartz et sous forme associée à l'argile, les sources de ce ciment sont les conditions oxydantes de surface, l'évolution tardive des composés ferreux, la dissolution des carbonates.

e- Le ciment pyriteuses : la pyrite apparaît sous forme de petits cubes dispersés ou amas dans le vide intergranulaire et sous forme associée à l'argile et à la matière organique, elle se trouve à la base de la série inférieure et elle est probablement liée au remaniement des séries sous-jacentes gothlandiennes très pyriteuses.

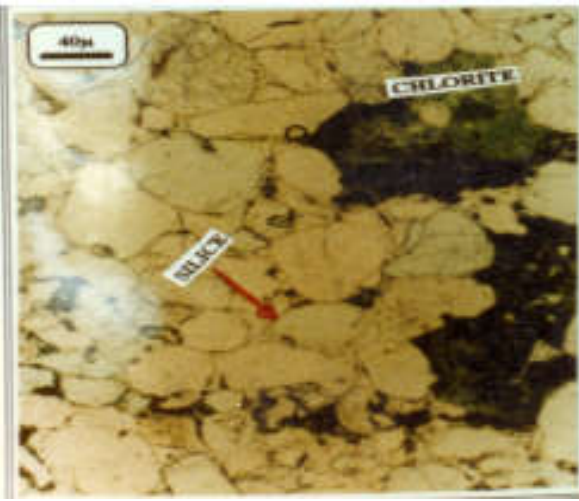

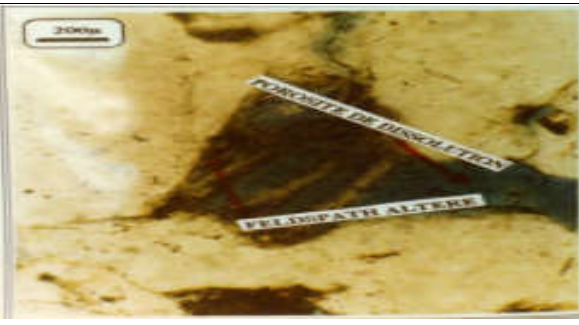

	<p>Photo 1 : Puits : OKJ13 (LN et LP x 100, Côte : 3541.5m)</p> <p>Grès moyen, à ciment chloriteux localisé dans la zone à droite de la photo.</p> <p>On note quelques traces de dolomie intergranulaire.</p> <p>La silice de nourrissage est très abondante dans la partie restante de la photo.</p>
	<p>Photo 2 : Puits : OKJ13 (LP x 40, Côte : 3522.5m)</p> <p>Présence de grains moyens présentant des craquelures.</p> <p>La cimentation est dolomitique et anhydritique.</p>
	<p>Photo 3 : Puits : OKN25 (LP et LN x 40, Côte : 3549.0m)</p> <p>Dissolution d'un feldspath partiellement altéré en illite.</p> <p>On note la présence de la silice induite de la pression dissolution.</p>
	<p>Photo 4 : Photo 4 Puits : OKN25 (LN x 100), Cote : 3261.5m</p> <p>Grès moyen à nourrissage siliceux et peu ferrugineux.</p> <p>On note l'existence d'un réseau de microfissures toutes ouvertes.</p>

Fig. 37- Photos des lames montrant les phénomènes diagénetiques et les différents ciments dans la série inférieure (champ Haoud Berkaoui)

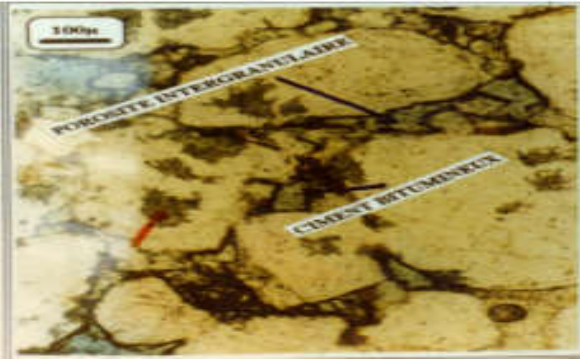
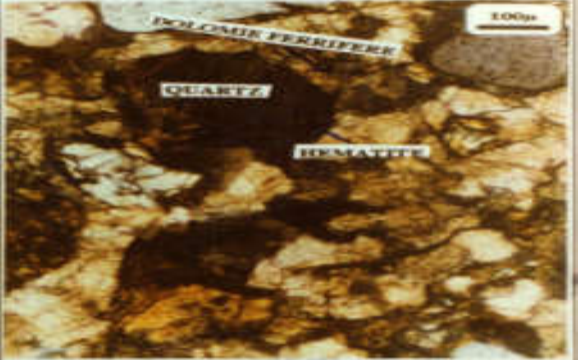


	<p>Photo 5 : Puits : OKN25 (LN et LP x 100) Côte : 3255.0m Présence de dolomite intergranulaire partiellement dissoute et des bitumes tapissant la porosité existante.</p>
	<p>Photo 6 : Puits : OKN116 (LP x 100) Côte : 3261.5m Plage à dolomite très ferrifère. Ce genre de concrétions est souvent rencontré au sommet des barres de chenaux.</p>
	<p>Photo 7 : Puits : OKJ13 (LP x 40) Côte : 3522.5m Présence de grains moyens présentant des craquelures. La cimentation est dolomitique et anhydritique.</p>
	<p>Photo 8 : Puits : OKN25 (LN x 40) Côte : 3256.5m Porosité de dissolution de la hallite. On note des traces de sel présent en haut de la photo.</p>

Fig.38- Photos des lames montrant les phénomènes diagénétiques et les différents ciments dans la série inférieure (champ Haoud Berkaoui).

10- Approche sédimentaire :

Les réservoirs sont déposés dans un environnement continental à margino-littoral, les faciès s'organisent suivant une même logique avec un domaine où les réservoirs sont bien développés passant latéralement à des faciès marginaux moins favorables, puis à des faciès argileux de plaine d'inondation représentant les termes ultimes de chaque séquence.

Bien que les apports détritiques proviennent globalement du Sud/Sud-Ouest, ce sont lors de ces phases d'inondation qui ont débordé et recouvert le domaine le plus vaste.

De plus, ces faciès de bordure ont été le siège privilégié de phénomènes diagénétiques précoces plus ou moins généralisés, en particulier de cimentation salifère prenant son développement maximal au niveau du T₂ avant le dépôt du Trias salifère S₄.

CONCLUSION :

L'environnement de dépôt du Trias argilo-gréseux inférieur est fluviatile, en tresses, la qualité du classement et la disposition des faciès montrent que l'environnement est essentiellement de remplissage des chenaux.

Les coulées andésitiques ont favorisé la modération de la pente et l'installation d'un environnement fluviatile à faible régime hydrodynamique méandrique.

La source d'apport est probablement du Sud, notamment du Cambro-Ordovicien de la région de Hassi Messaoud et de l'Ouest, c'est à dire de la chaîne de l'Ougarta.

Les apports totalement détritiques sont structurés en une succession répétitive et rythmique des faciès caractéristiques :

- Microconglomérat à la base.
- Grés moyen à fin.
- Silt et argile.

Cet arrangement est typique d'un remplissage de chenal en tresses depuis sa création par érosion et dépôt des microconglomérats de base jusqu'à la précipitation des dépôts argileux, et donc émergence et confinement.

La précision du découpage demandé nous a mené à supposer que les discontinuités brutales de la granulométrie traduisent la réactivation pour le dépôt d'une nouvelle séquence.

CHAPITRE V

ANALYSES SEQUENTIELL ET

CORRELATION

I- ANALYSE SEQUENTIELLE DES PROFILS ETUDIES:

1- Introduction :

La lithologie, les données sédimentologique, pétrographiques et géophysiques des formations du Trais inférieur dans la région de Haoud Berkaoui ont permis de faciliter le découpage séquentiel et de faire même la corrélation des profils en question.

Pour ne pas faire répéter des explications pour des séquences semblables dans les quatre profils, il est nécessaire d’interpréter un profil représentatif et puis faire des corrélations à celui-ci.

1-1- Profil OKN68 : (profil représentatif).

Ce profil est divisé en quatre séquences. Les deux premières de base et la quatrième sont essentiellement gréseux, cependant la troisième est surtout représentée par des argiles.

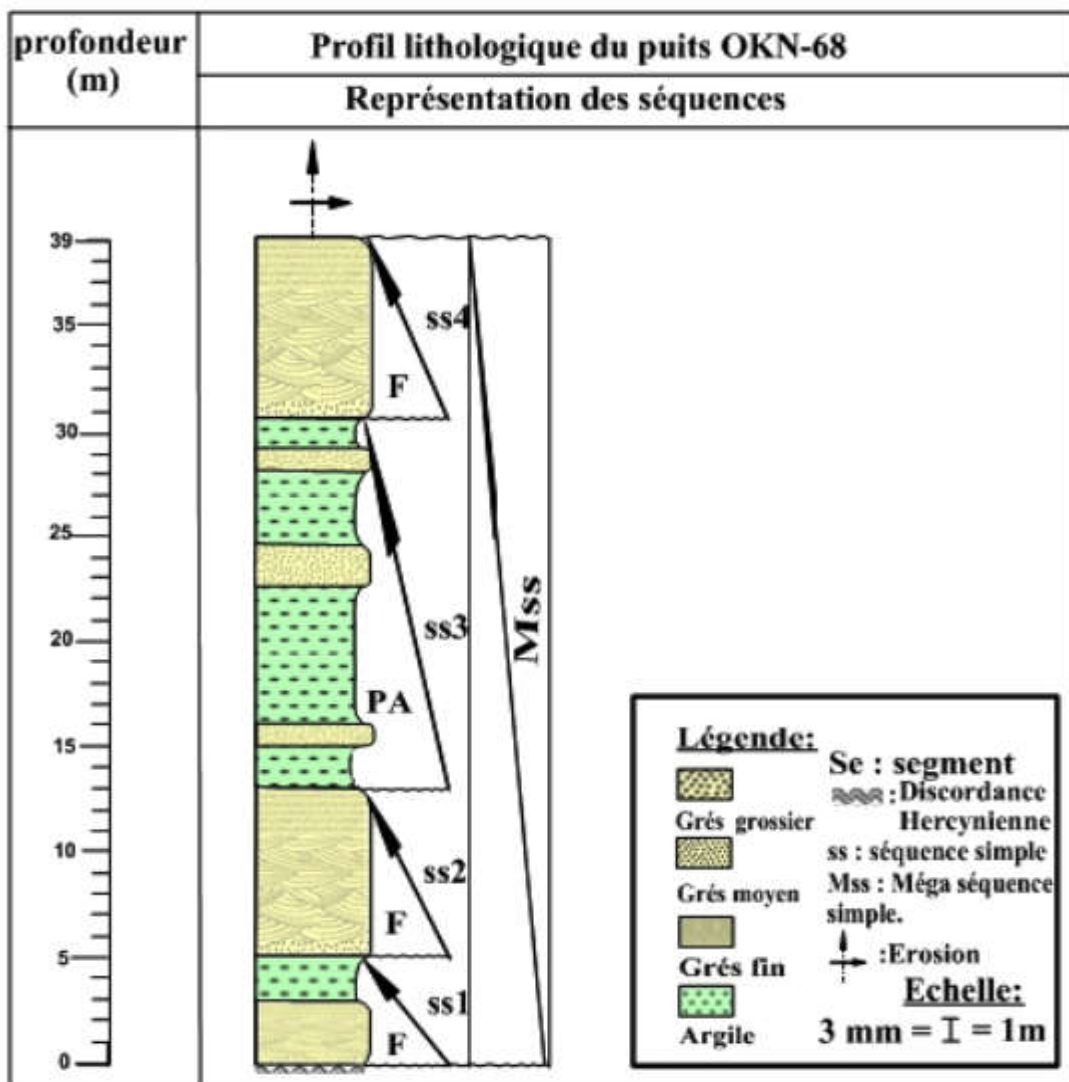


Fig. 39 – Représentation des séquences au niveau de profil OKN-68.

a- Séquence N° 1 :

Elle est d'épaisseur (5m), dans la base est gréseuse alors que le sommet est argileux. La partie gréseuse montre une granulométrie grossière à la base, à grains épars et ne montre pas de vraies stratifications donc l'énergie est supposée élevée ce qui traduit un dépôt de base de chenal.

Plus haut, s'installe une granulométrie moyenne peu stratifiée et entrecroisée (Accrétion périphérique du base de chenal) et enfin un niveau argileux sommitale de faible énergie caractérisant un faciès de comblement.

b- Séquence N° 2 :

Cette séquence d'épaisseur (8m) est complètement gréseuse. Elle débute à la base par des grains grossiers à moyens à structure entrecroisée passant ensuite à des structures parallèles et obliques à grains de plus en plus fins et finalement à des structure subhorizontales à texture silteuse.

Ces dépôts sont caractéristiques de barre de chenal de type longitudinal qui résiste à l'érosion fluviale même aux périodes des crues qui en générale érode des barres de types transversal. Cette séquence repose à la base sur un contact érosif qui la sépare de la première séquence.

En vers la partie inférieur, l'existence d'une lentille argileuse peut être expliqué par un creux de faible courant pour une fine sédimentation, les analyse de Gamma Ray (GR) et perméabilité (K) ont bien montré cette manifestation de faible énergie.

c- Séquence N° 3 :

Cette séquence d'épaisseur (18m) est la plus importante en épaisseur pour ce profil. Elle est à dominance argileuse et présente de minces niveaux gréseux dont les plus petits sont représentés par le Gamma Ray en petit pics. Cette séquence représente clairement un environnement de faible énergie (décantation argileuse) de plaine alluviale ou de plaine d'inondation qui est alternée de petits segments gréseux d'épaisseur peu variables. Ces derniers sont à grains moyens à fins granodécroissants et à structure parallèle sub-horizontale.

Ces corps gréseux organisés en fining up ne peuvent représenter que des crevasses qui s'intercalent de temps à autre dans la sédimentation de plaine alluviale pendant les périodes d'inondations.

d- Séquence N° 4 :

Elle est d'épaisseur (8m) et est formé de grains moyens à fins granodécroissants (fining up). Elle ressemble à la séquence N° 2 à grains moyens entrecroisés à la base passant à des grains fins parallèles et obliques et puis se termine par des silts à taux d'argile de plus en plus élevé. Elle représente aussi une séquence du type barre de chenal.

II- ETUDE CORRELATIVE DES PUIITS ETUDIÉS (OKN68, OKN75, OKN66 et OKN630):

1- Introduction :

Pour mieux caractériser les faciès et détailler l'architecture du réservoir de la série inférieure afin de reconnaître les propriétés pétrophysiques dans chaque niveau, un découpage en layer a été réalisé.

Ce découpage est basé sur l'observation des différentes discontinuités sédimentaires ainsi que sur les limites régionales et locales matérialisées par des discontinuités surtout d'ordre granulométrique brutale importante ou suivant une surface érosive apparente pour surmonter les difficultés posées par l'absence de discontinuités d'ordre régional. La granulométrie variable des séquences et leur organisation géométrique au sein de la formation de la série inférieure permettent de distinguer des séquences organisées en fining up, d'après les courbes de GR, ces séquences sont en forme de cloche et rarement en cylindre d'après CANT et WALKER.

2- Les différentes corrélations faites dans le champ de Haoud Berkaoui :

2-1- Corrélation par la lithologie :

Les corrélations lithologiques d'orientation Nord-Sud et Est-Ouest, faites le long du champ ont permis de localiser les variations des formations dans tout le Trias argilo-gréseux. Lors de la réalisation de cette corrélation, on a estimé la discordance hercynienne comme datum afin d'écartier l'influence de la tectonique. Plusieurs constatations ont été reconnues :

- Une uniformité de la série inférieure à travers tout le champ, l'épaisseur est comprise entre 30 et 54 m.
- Une variabilité des dépôts éruptifs dans tout le champ, l'amplitude de ces coulées volcaniques est contrôlée par la position par rapport aux failles existantes.

2-2- Corrélation par lithofaciès :

La caractérisation de la séquence type étant assimilable à une séquence virtuelle de dépôts d'un environnement fluviatile à régime en tresse, des essais de découpage systématique vertical de la série inférieure ont été mis en évidence, dans ce contexte, les descriptions macroscopiques englobant 16 sondages ont été indispensables, ainsi que les résultats diagaphiques ayant pour objectif d'affiner le découpage. D'une façon générale, Cinq (5) unités de séquences ont été distinguées, ainsi que le caractère lithologique change d'une séquence à l'autre .Ce caractère revêt en commun la nature de la séquence examinée sur le point textural ou granulométrique.

En raison de comparaison, c'est parfois leur épaisseur et le rapport ou taux argile/grés et le changement de ciment où s'est accentuée d'une diagénèse différente par rapport aux uns et aux autres. La granulométrie qui est bien sûr, un facteur prépondérant, mais reste conforme à la

croissance de la formation. Ce découpage prend en compte la succession des faciès, mais n'écarte pas la possibilité que cette succession peut être incomplète (du faite de l'érosion intensive).

2-3- Corrélation par la diagraphie :

2-3-1. La diagraphie :

C'est l'enregistrement continu en fonction de la profondeur des variations d'une caractéristique donnée des formations traversées par un sondage, plusieurs paramètres peuvent être obtenus pendant une descente dans le trou. Cette corrélation s'étend du Nord-Ouest au Sud-Est du champ de Haoud Berkaoui, le découpage en unités de dépôts s'est fait à la base d'une interprétation des diagraphies et des études sédimentologique des carottes, cette corrélation permet d'émettre les conclusions suivantes :

- Une présence accessoire de l'éruptif dans toutes les zones du champ, qui devient conséquente dans la zone Nord et Nord-Est, pouvant atteindre plusieurs dizaines de mètres (jusqu'à 130 m).

2-4- Corrélation par électrofaciès :

Les limites concernant le mur de la série inférieure, de tous les sondages est aisément reconnaissable par la simple signature du GR : pic radioactif, correspondant à la lecture de 120 °API et plus. Il est à signaler qu'une chute de résistivité relative au voisinage de la déflexion GR, au niveau du mur de la série inférieure / toit de Silurien, est bien spécifiée pour tous les puits observés. La limite supérieure ou toit de la série inférieure, correspond à la grande partie des silts argileux, rougeâtres et tâches d'argiles verdâtres.

On remarque dans cet intervalle, (zone de faible venue d'eau), les dépôts de plaine d'inondation où s'est déposé un faciès en climat aride. Les courbes sont en forme de dents de scie du GR.

3- Corrélation lithostratigraphique :

Dans notre étude on a utilisé la méthode diagraphique : le Gamma ray.

3-1- Les objectifs de la corrélation lithostratigraphique :

Les buts primordiaux de cette corrélation consistent en :

- Le découpage du réservoir de la série inférieure en unités séquentiel.
- L'étude de la variation lithologique et granulométrique verticalement dans chaque puits, c'est à dire à l'échelle des unités composant le réservoir de la série inférieure ;
- L'étude des changements faciologiques latéralement, c'est à dire à l'échelle horizontale entre les puits ciblés par ces corrélations ;
- La détection des meilleures communications des corps gréseux entre les puits ;
- La confirmation de l'indépendance ou de la communication des unités entre elles.

De ce fait, les puits concernés par ces corrélations sont choisis d'une manière à assurer le

balayage de tout le gisement. Par conséquent, les corrélations élaborées sont de directions Nord-Sud et Est-Ouest.

Dans chaque puits inclus dans n'importe quelle corrélation, est représenté un log sédimentaire en fonction de la profondeur, ce dernier est justifié par les réponses diagraphiques du GR, comblant ainsi les parties où le réservoir est mal ou non carotte.

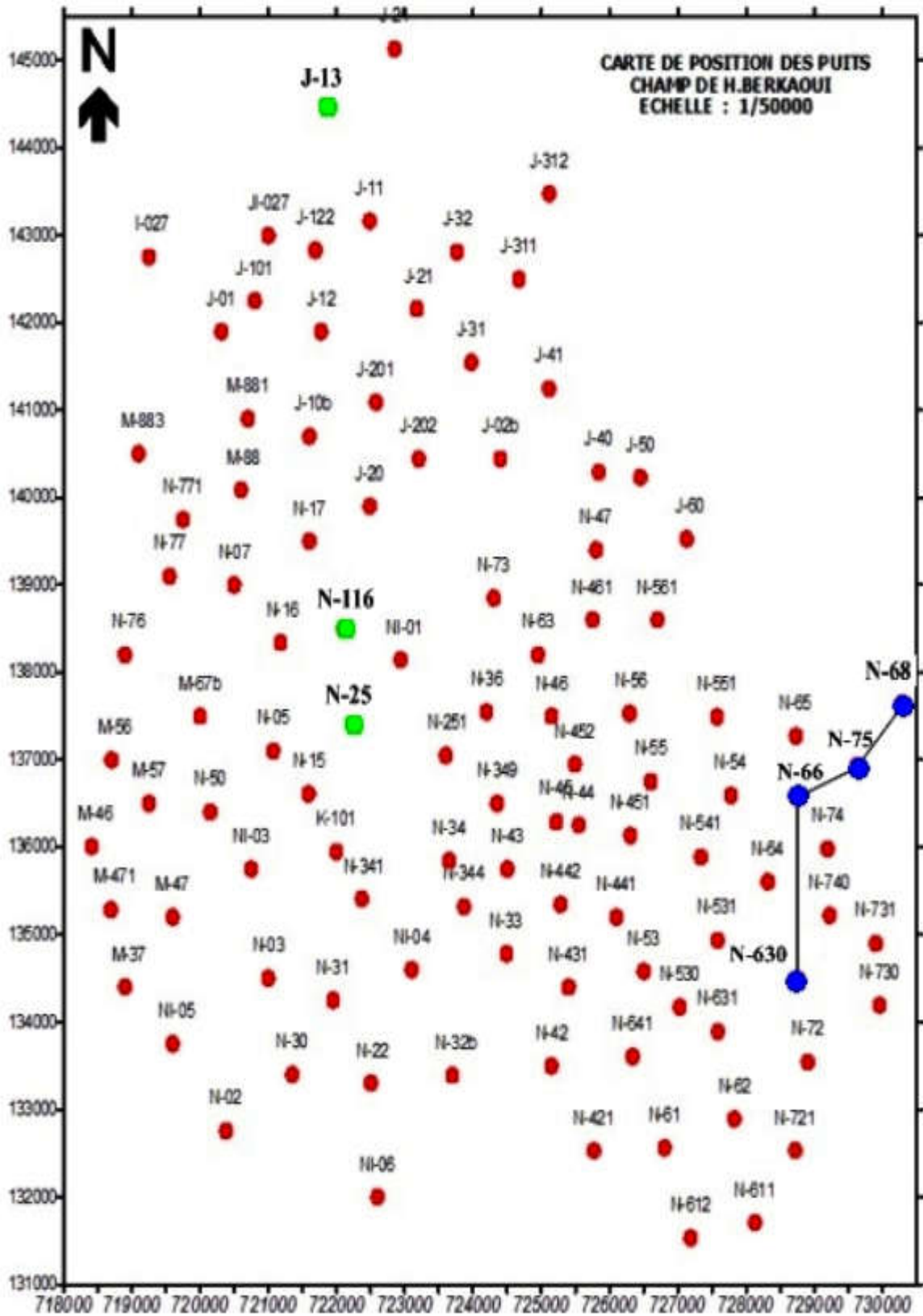


Fig. 40 - Carte de position des puits champ de Berkaoui.
(D'après SONATRACH).

4- Les données sur les puits étudiés :

4-1- Le puits OKN 68 :

4-1-1. Généralités:

Tab.10 – Les coordonnées du puits OKN 68.

Coordonnées UTM	Altitudes
X = 701 729.81	Zs = 225.34m
Y = 2521 127.90	Zt=233m

4-1-1.1. Situation géographique du puits :

OKN 68, est situé au Nord Est d'OKN 75 sur une distance de 1000 m

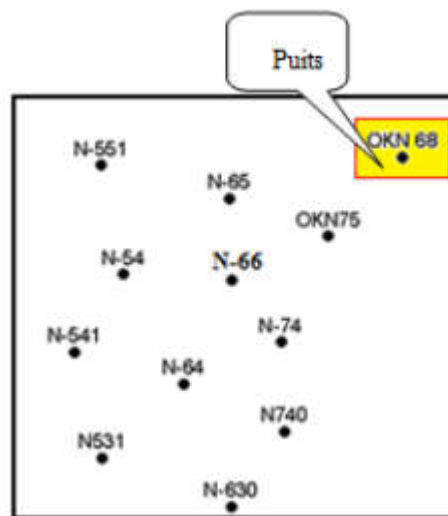


Fig. 41 - Position du puits OKN 68.

4-1-1.2. But du Sondage :

Le puits OKN 68 a été implanté comme puits injecteur dans la Série Inférieure pour le développement de cette partie du gisement et aussi pour mieux définir la structure et l'extension des réservoirs T1 + SI.

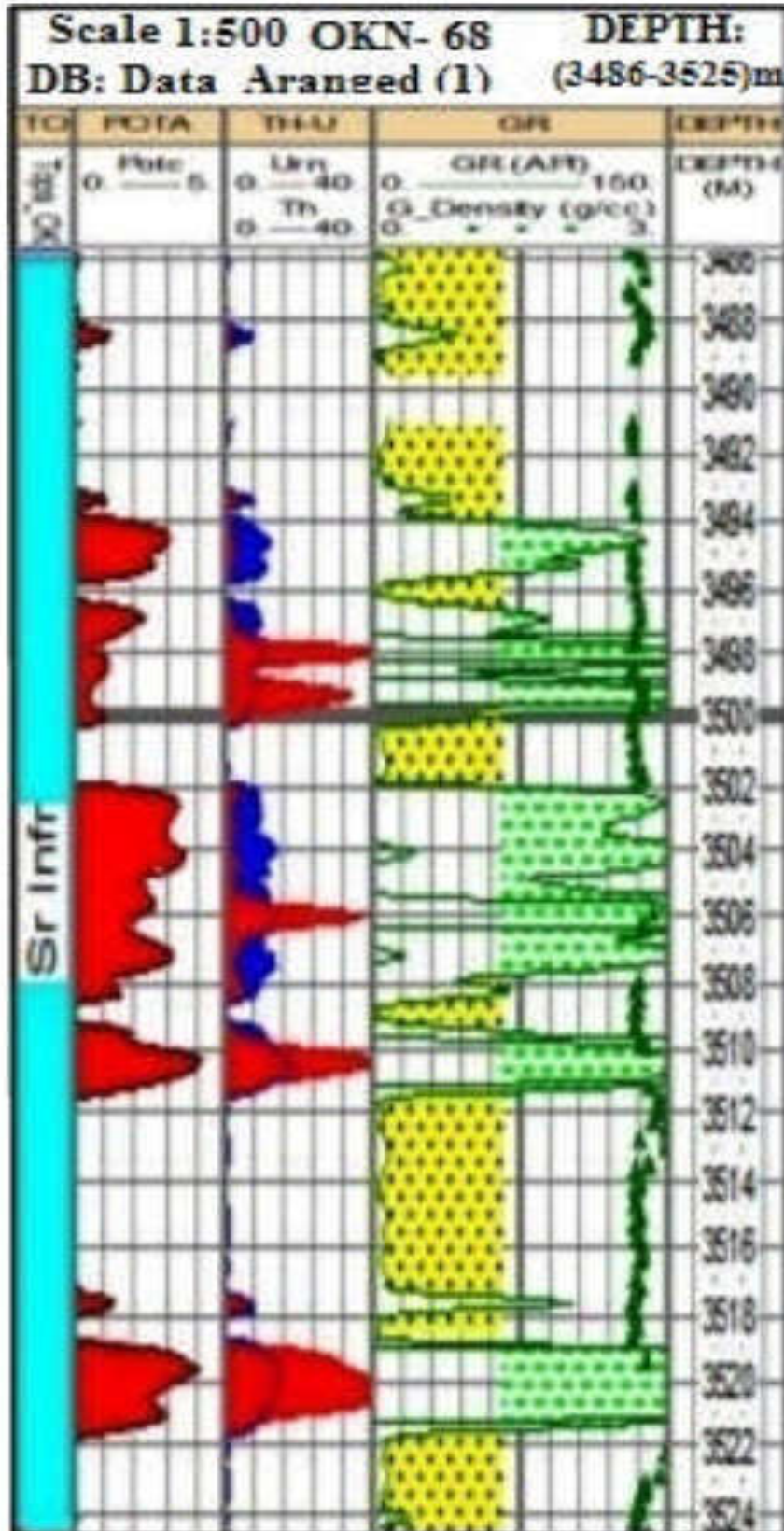


Fig. 42 – Log de puits OKN68.

4-1-2. Résultats géologiques :**Tab.11 - Données sur le puits étudié.**

Formation	Depth (m)
Argiles Inf	3427
T2	3437
T1 Argileux	3451
T1 Gréseux	3465.5
Série Andésitique	3476
Série Inférieure	3486
Gothlandien	3525

4-1-3. Résultats diagraphiques du Réservoir de la série inférieure :**Tab.12 – Caractérisations du réservoir de la série inférieure.**

CARACTERISATION	VALEURS
Epaisseur Totale	39m
Porosité utile moyenne (logs)	10.58%
Teneur en argile moyenne (Vsh)	9.48%
Saturation Sw moyenne	23.96%

4-1-4. Conclusion et recommandations :

L'interprétation des diagraphies de fin du puits, les mesures de pression RDT ainsi que la description sommaire des carottes, nous confirme que le réservoir < **série inférieure** > reste complément dans la partie à huile.

4-2- Le puits OKN 75 :

4-2-1. Généralités:

Tab.13 – Les coordonnées du puits OKN 75.

Coordonnées UTM	Altitudes
X = 701 131.00	Zs = 226 m
Y = 3 520 360.00	Zt=232 m

4-2-1.1. Situation géographique du puits :

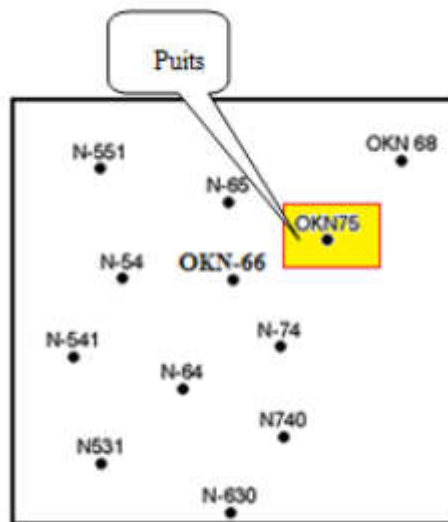


Fig.44 - Position du puits OKN 75.

OKN 75 est situé à 1000 m au Sud Est d'OKN 65 et au Nord Est d'OKN 74

4-2-1.2. But du Sondage :

OKN 75 a été implanté comme puits injecteur d'eau dans la Série Inférieure.

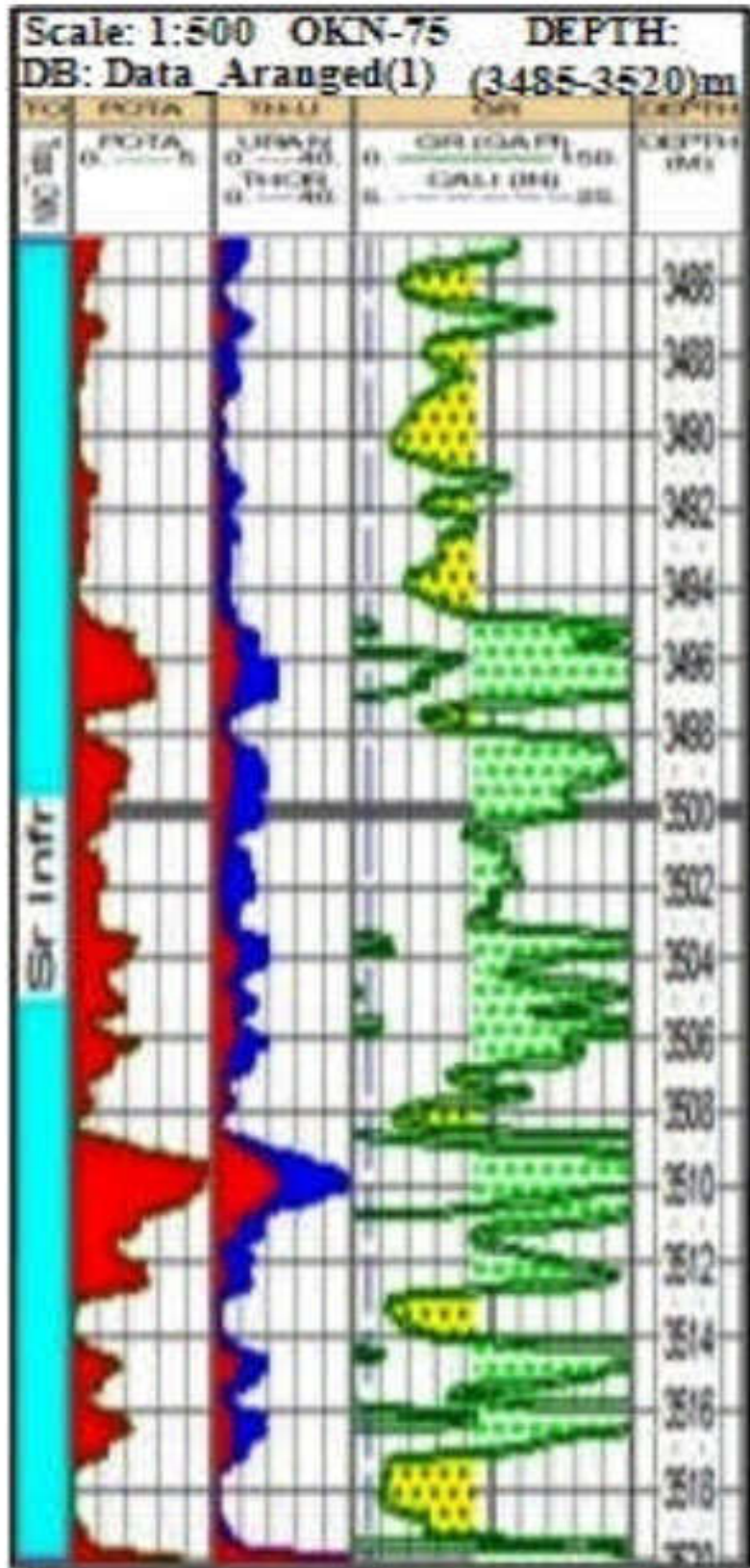


Fig.45 – Log du puits OKN75.

4-2-2. Résultats Géologiques :**Tab.14- Données sur le puits étudié.**

Formation	Depth (m)
Argiles Inf	3425
T2	3435
T1	3444
Série Andésitique	3475.5
Série Inférieure	3485
Gothlandien	3520

4-2-3. Résultats diagraphiques du réservoir de la série inférieure:**Tab.15 – Caractérisations du réservoir de la série inférieure.**

CARACTERISATION	VALEURS
Epaisseur Totale	35m
Porosité utile moyenne (logs)	11.49%
Teneur en argile moyenne (Vsh)	8.59%
Saturation Sw moyenne	18.06%

4-2-4. Conclusion et recommandations :

L'interprétation des diagraphies nous montre que le TAG T1 présente une partie gréseuse à la base dont les caractéristiques pétrophysiques sont plus ou moins bonnes, par contre le réservoir série inférieure est compact dans son ensemble.

4-3- Le Puits OKN 66 :

4-3-1. Généralités :

Tab.16– Les coordonnées du puits OKN 66.

Coordonnées UTM	Altitudes
X = 701 169.10	Zs = 226.11 m
Y = 3 520 034.00	Zt=233 m

4-3-1.1. Situation géographique du puits :

Il est situé à 700 m au Nord-Ouest d'OKN 74

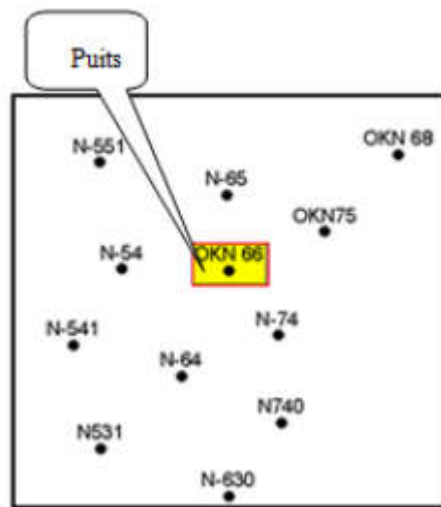


Fig.46 -Position du puits OKN 66.

4-3-1.2. But du Sondage :

OKN 66 a été implanté comme puits injecteur d'eau dans la Série Inférieure.

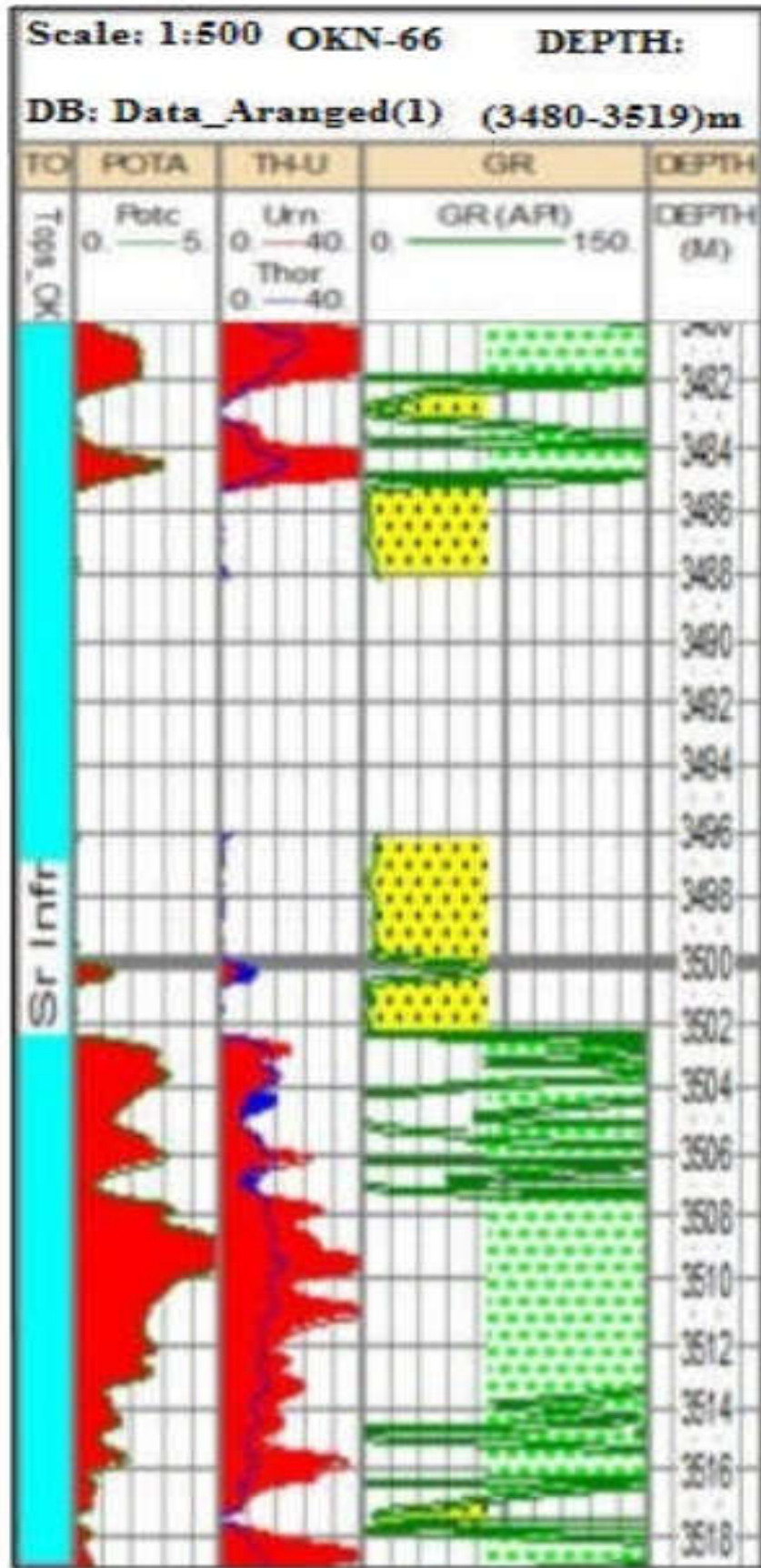


Fig.47 – Log du puits OKN66.

4-3-2. Résultats Géologiques :**Tab.17 - Données sur le puits étudié.**

Formation	Depth (m)
Argiles Inf	3424
T2	3431
T1	3441
Série Andésitique	3471
Série Inférieure	3480
Gothlandien	3519

4-3-3. Résultats des diagraphies :**Tab.18– Caractérisations du réservoir de la série inférieure.**

CARACTERISATION	VALEURS
Epaisseur Totale	39m
Porosité utile moyenne (logs)	9.56%
Teneur en argile moyenne (Vsh)	2.64%
Saturation Sw moyenne	26.61%

4-3-4. Conclusion et Recommandations :

L'interprétation préliminaire des diagraphies nous montre que la Série inférieure se présente argileuse à la base et plus ou moins importante au sommet ayant des caractéristiques pétrophysique moyennes.

4-4- Le puits OKN 630 :

4-4-1. Généralités:

Tab.19 – Les coordonnées du puits OKN 630.

Coordonnées UTM	Altitudes
X = 700140.00	Zs = 223.79 m
Y = 3 518000.00	Zt=230 m

4-4-1.1. Situation géographique du puits :

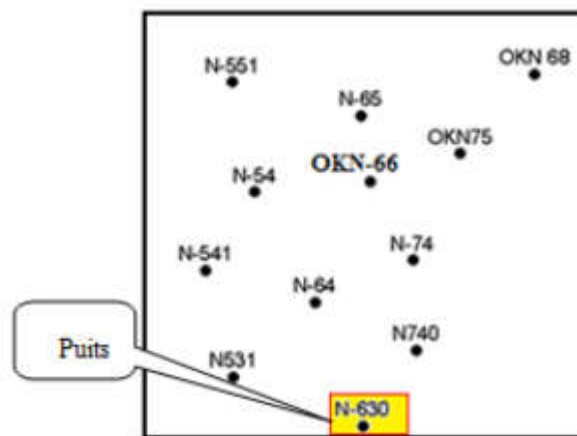


Fig.48- Position du puits OKN 630.

Le puits OKN 630 est situé à environ 1300m au sud d'OKN 64 et à 1500m au nord-est d'OKN 631.

4-4-1.2. But du Sondage :

OKN 630 a été implanté comme puits injecteur dans la Série Inférieure pour le développement de cette partie du gisement et aussi pour mieux définir la structure et l'extension des réservoirs T1 + SI.

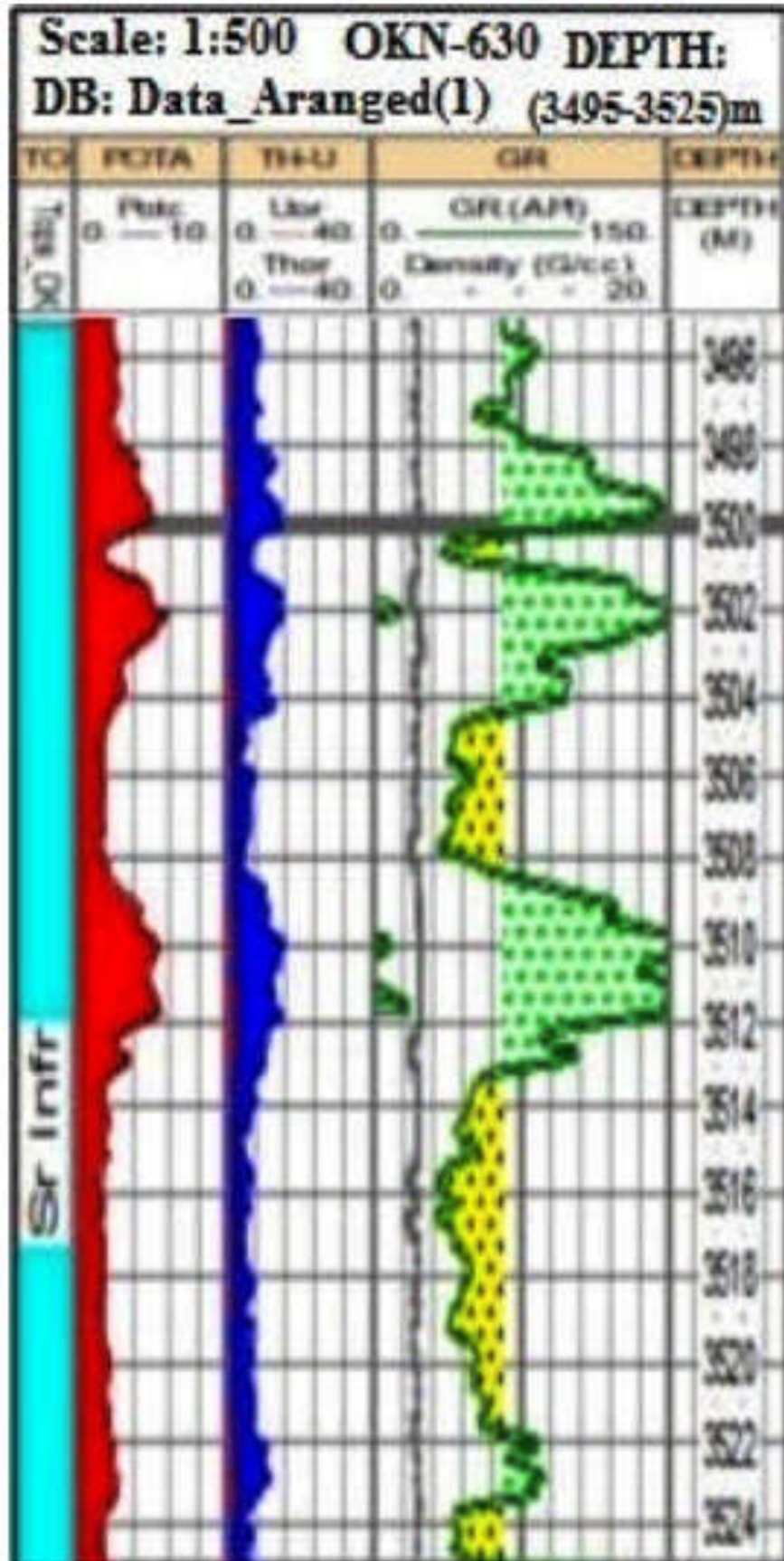


Fig.49 – Log du puits OKN630.

4-4-2. Résultats géologiques :**Tab.20 - Données sur le puits étudié.**

Formation	Depth (m)
Argiles Inf	3427
T2	3437
T1 Argileux	3451
T1 Gréseux	3465.5
Série Andésitique	3476
Série Inférieure	3495
Gothlandien	3525

4-4-3. Résultats diagraphiques du réservoir de la série inférieure :**Tab.21 – Caractérisations du réservoir de la série inférieure.**

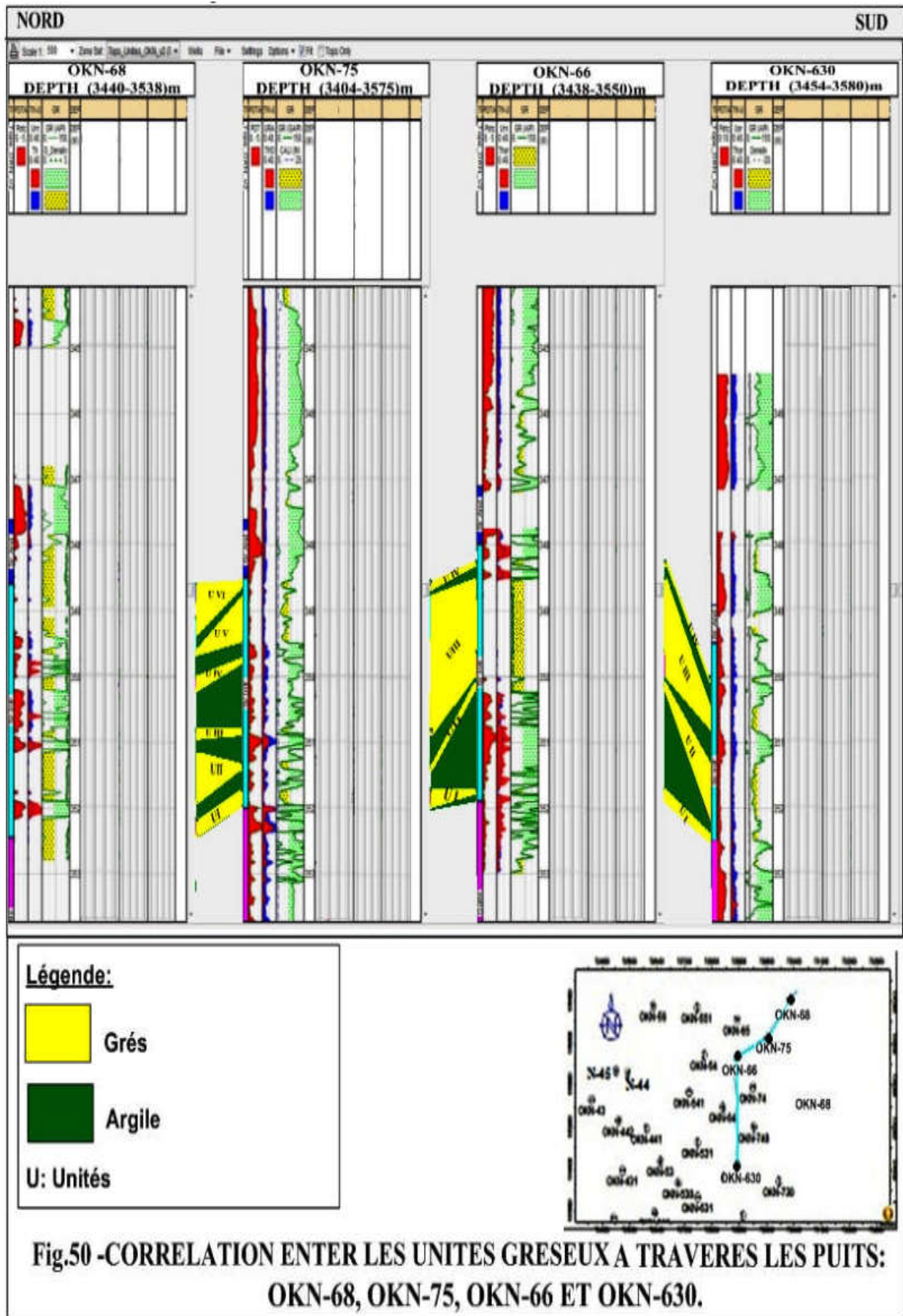
CARACTERISATION	VALEURS
Epaisseur Totale	39m
Porosité utile moyenne (logs)	11.02%
Teneur en argile moyenne (Vsh)	6.71%
Saturation Sw moyenne	27.95%

4-4-4. Conclusion et recommandations :

L'interprétation des diagaphies montre que la Série inférieure possède de bonnes qualités pétro physiques.

5- Première corrélation entre les unités gréseuse à travers les puits étudiés :**5-1- Introduction :**

En se basant sur l'interprétation des réponses des outils diagraphiques de fin de trou (jeu complet de diagraphie) des puits assez proches les uns des autres afin de diminuer l'influence de l'hétérogénéité de faciès, un découpage basé sur l'observation des différentes discontinuités sédimentaires, les limites locales et sur les descriptions de carottes, nous a permis de réaliser cette corrélation dans le but de déterminer l'évolution spatiale des corps gréseux; sans pour autant tenir compte des variations latérales de la lithologie.



5-2- Interprétation de la corrélation :

Cette corrélation est d'orientation Nord-Sud, à travers les puits suivants : OKN68- OKN75- OKN66- OKN630.

Après avoir exécuté la corrélation lithostratigraphique des unités gréseuses, on a pu ressortir les constatations ci-dessous :

- Toutes les unités composant le réservoir de la série inférieure, sont détectées et confirmées, ainsi qu'elles sont justifiées par les réponses diagraphiques de bas en haut, commençant par l'unité gréseuse n°1 jusqu'à l'unité n°6 dans quelques puits.
- Au sein de ces unités principales, sont encore détectées des petites séquences, révélées et subdivisées suivant la variation de la granulométrie ;
- La variation des épaisseurs des unités est soulignée et même aussi avec des changements fluctuants du Nord au Sud.

- **Unité n°1** : reposant directement sur la discordance hercynienne, présente dans les trois (3) puits concernés à des épaisseurs réduites par rapport à l'ensemble des autres unités, sauf le puits OKN-66 qui députe par une couche d'argile.

Elle change l'épaisseur de 3 m (dans le puits OKN68, OKN-75) jusqu'à 1m (dans le puits OKN-630), avec un minimum d'amincissement dans le puits OKN-66, où elle égale à 0.5 m.

- **Unité n°2** : son épaisseur augmente du Nord au Sud, avec un maximum dans le puits OKN-630 (9m) et le puits OKN-68 (7) m, puis elle s'amincie dans la partie centrale, au puits OKN-75 et OKN-66, peut atteindre successivement 1 m et 2 m.

- **Unité n°3** : commence par 1 m dans le puits OKN-68, puis son épaisseur diminue jusqu'à 0,5 m dans le puits OKN75, elle augmente avec un maximum dans le puits OKN-66 (15) m, enfin elle diminue aussi à épaisseur (4) m dans le puits OKN630.

- **Unité n°4** : commence par 2 m dans le puits OKN-68, puis son épaisseur diminue jusqu'à 0,5 m dans le puits OKN75, elle augmente dans le puits OKN-66 (15) m, enfin elle diminue aussi à épaisseur (0,5) m dans le puits OKN630.

- **Unité n°5** : son épaisseur diminue du Nord au Sud, elle prend son maximum d'épaisseur au sein de la partie sommitale dans les puits OKN-68 puis s'amincie dans le puits OKN-75 (0,5) m. Elle ne pas présenter dans les deux dernière puits (OKN-75 et OKN-630).

- **Unité n°6** : Elle représentée que dans le première puits OKN-68 dans le partie sommitale à épaisseur atteindre (8) m.

6- CORRELATION ENTRE LES DEPOT DE LA SERIE INFERIEUR (TAGI):

6-1- Le profil OKN75 :

Ce profil est d'une grande ressemblance au profil représentatif. La séquence SS1 est à peu près de même épaisseur (environ 5 m).

Le segment gréseux de base est semblable alors que le passage argileux est un peu plus important, ceci peut être expliqués par une moindre érosion qui en profil représentatif qui est surmonté par des grés à énergie élevé.

La séquence SS2 est absente dans ce profil, probablement elle est érodée avant le dépôt de la SS3.

La séquence SS3 est semblable à celle du profil représentatif, seulement ses niveaux gréseux sont d'épaisseurs plus faible ce qui explique des crevasses de moindre importance pour la sédimentation des niveaux au sein de la plaine alluviale.

La séquence SS4 ressemble exactement à celle du profil représentatif en épaisseur, granulométrie et structures sédimentaires (séquence de barre de chenal).

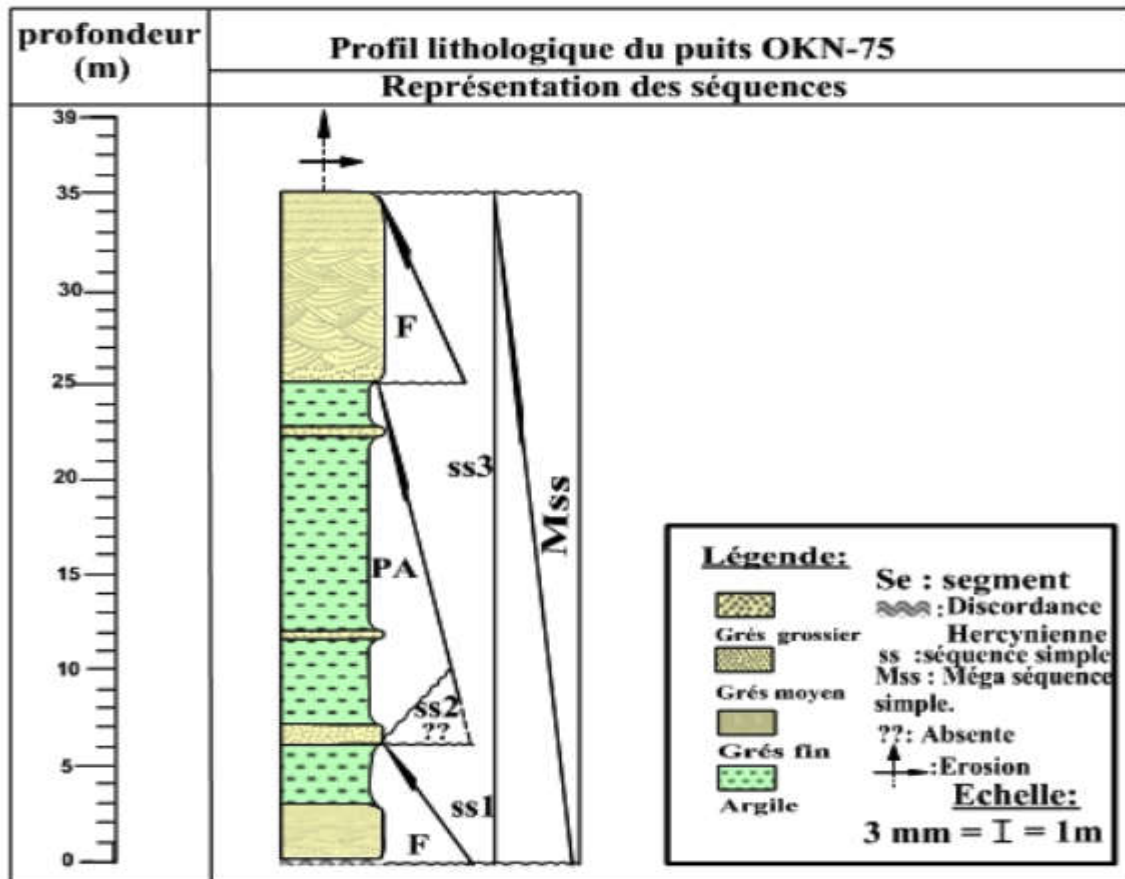


Fig.51 – Représentation des séquences au niveau du profil OKN-75.

6-2- Le profil OKN66 :

Ce profil débute directement par des dépôts de plaine alluviale et ne montre qu'un tout petit segment gréseux à la base. Elle est presque de même épaisseur (17 m) qu'en profil OKN75 et OKN68, cette partie de la plaine alluviale n'a pas connu des dépôts de crevasse au moment des inondations ce qui explique peut-être un niveau plus bas de chenal en traversant la région de OKN66.

La séquence SS4 de ce profil est aussi gréseuse comme en OKN75 et OKN68, cependant son épaisseur est plus importante, ceci peut être expliqué par une érosion moindre qu'en deux autres profils situés plus au Nord.

La séquence SS5 (5m) est de nouveau argileuse avec un petit segment gréseux de type crevasse. Cette séquence de plaine d'inondation n'apparaît pas dans les deux profils plus au Nord, ceci témoigne également une érosion plus importante qui a fait disparaître la SS5 et une grande partie de la SS4. Ici, on peut conclure que vers le Nord les paléoreliefs ont été plus accentués de telle façon que l'érosion a pu jouer un rôle important pour leur pénélaination.

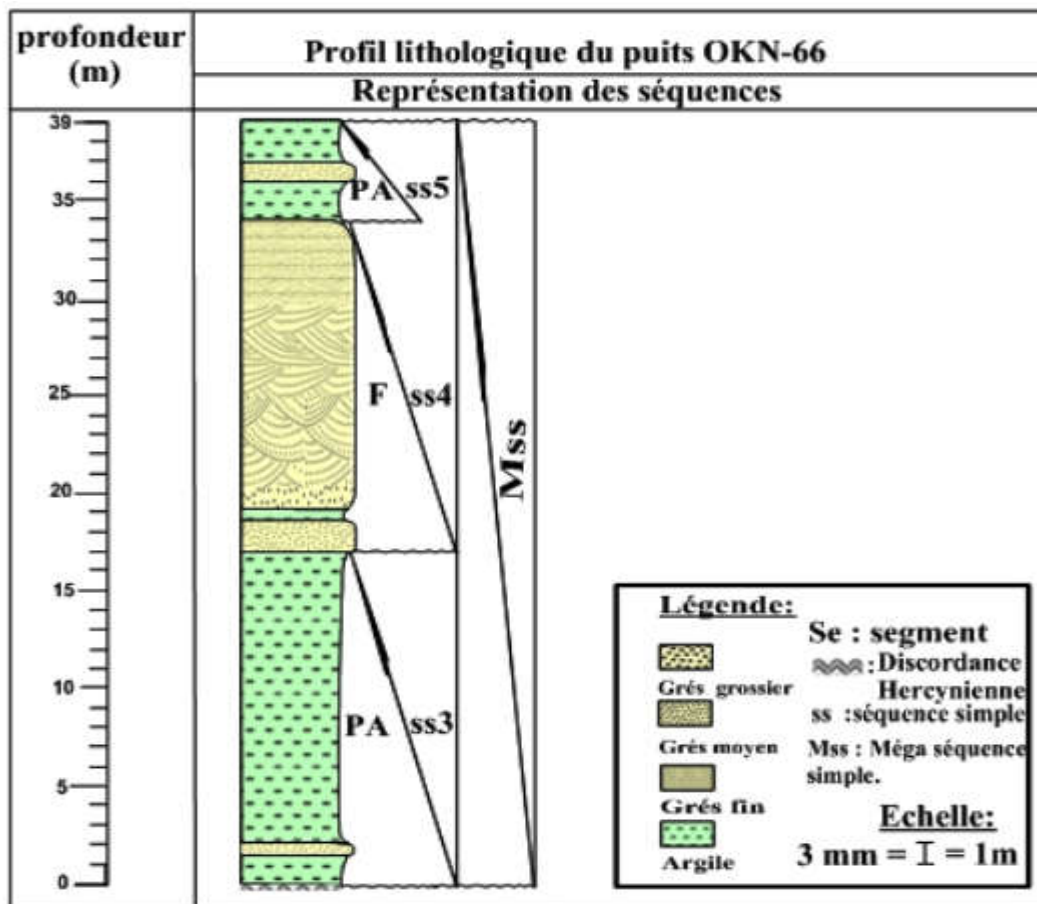


Fig.52 – Représentation des séquences au niveau du profil OKN-66.

6-3- Le profil OKN630 :

Ce profil débute par un niveau gréseux surmonté d'argile. Cet ensemble est corrélatif à la SS1 des deux profils OKN75 et OKN68, cependant le niveau gréseux paraissant de moindre importance s'explique par un milieu de dépôt moins abaissé qu'ailleurs et ceci témoigne évidemment d'un apport sédimentaire de faible intensité.

La séquence SS2 du profil est ressemblante à la SS2 du profil représentatif OKN68 avec une épaisseur un peu plus importante qui témoigne probablement une érosion moindre ou un apport sédimentaire plus important.

La séquence SS3 est d'une majorité argileuse renfermant en son milieu un segment gréseux (d'environ 3m d'épaisseur) qui peut être expliqué par un dépôt de crevasse de durée sédimentaire plus long par rapport aux autres dépôts de crevasse des autres profils.

Les deux autres séquences SS4 et SS5 marquent leur absence ceci s'explique probablement par une érosion assez poussée par rapport au Nord ou les reliefs sont moins accentués.

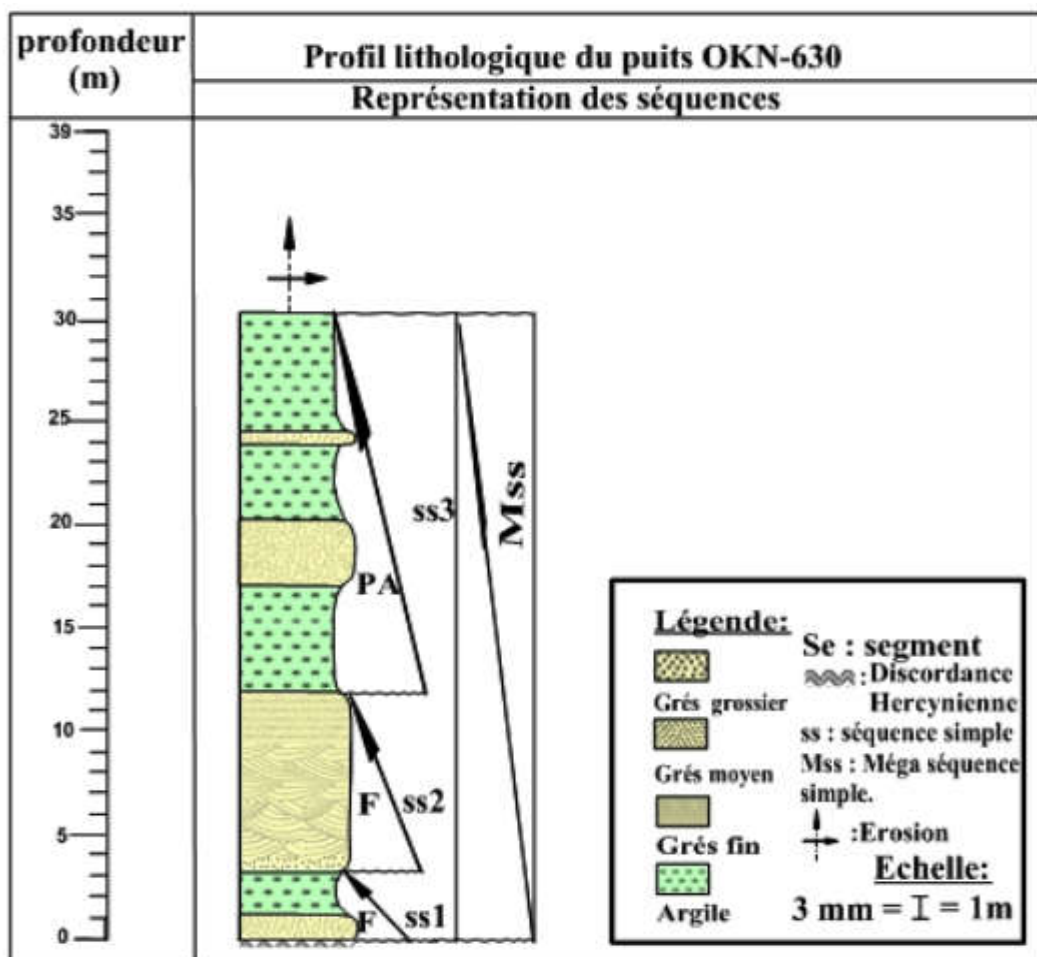


Fig.53 – Représentation des séquences au niveau du profil OKN-630.

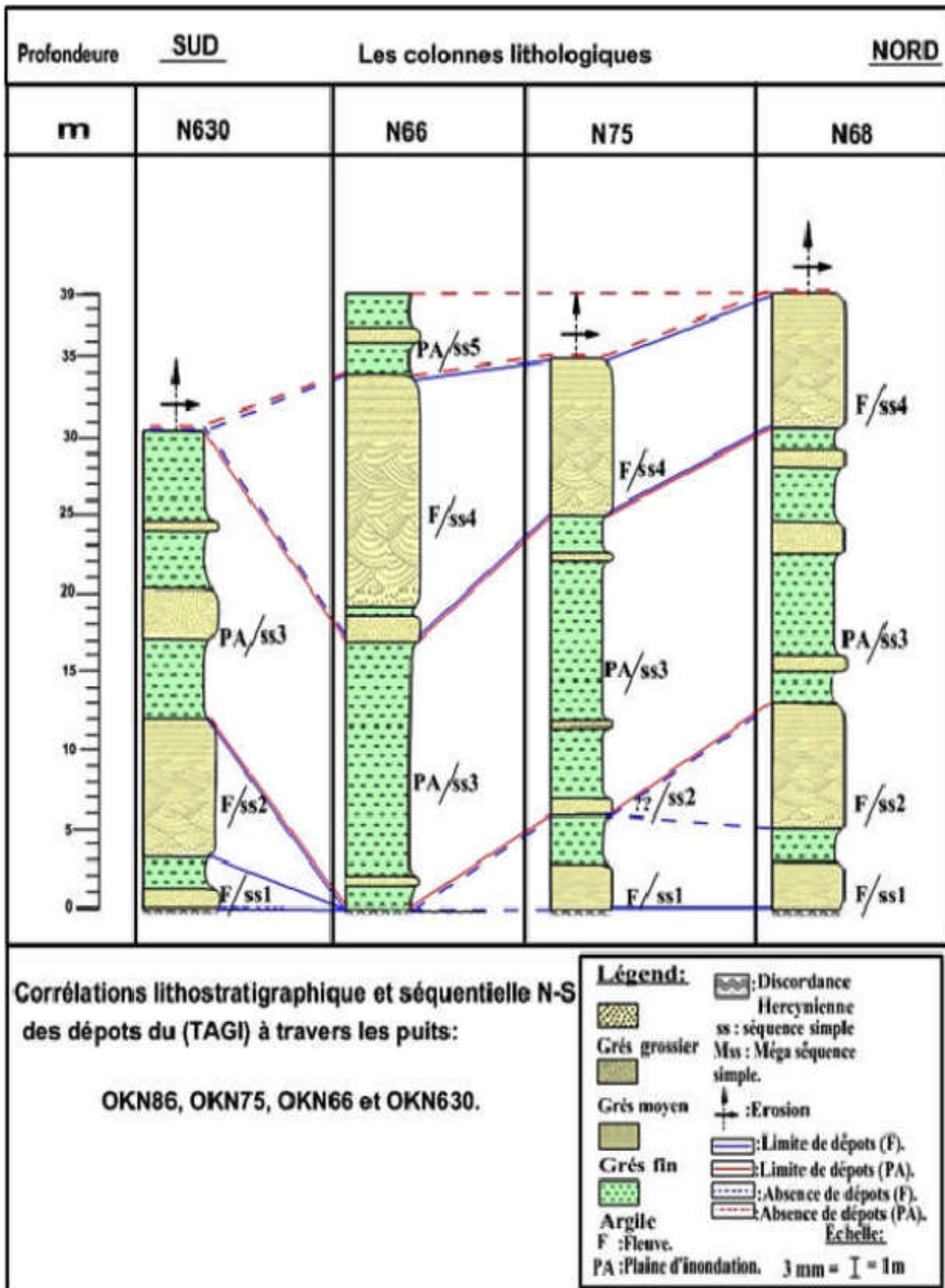
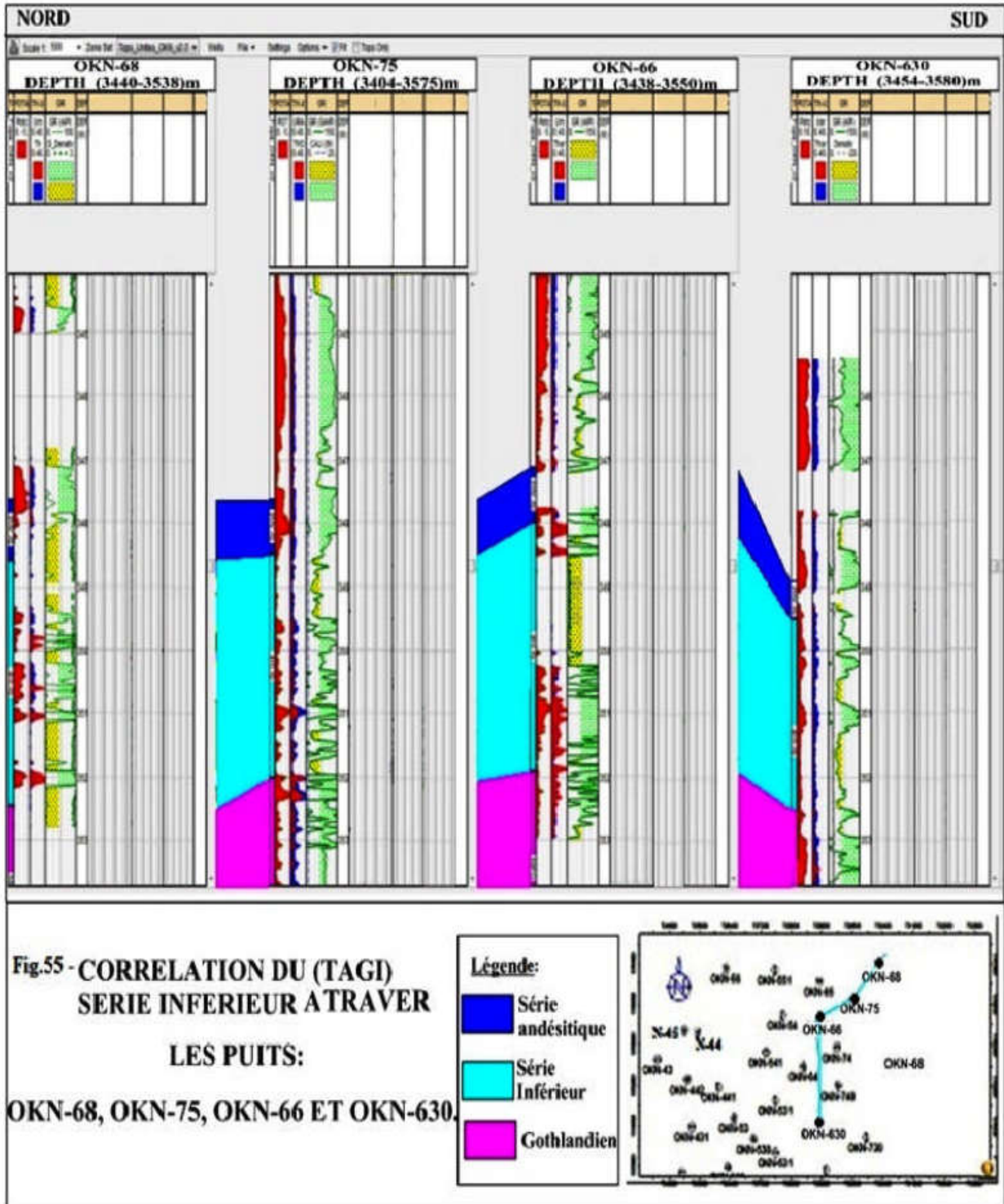


Fig.54 - Corrélations lithostratigraphique et séquentielle des dépôts du (TAGI) à travers les puits OKN68, OKN75, OKN66 et OKN630.

7- Corrélations entre les réservoirs du (TAGI) série Inferieure à travers les puits OKN68, OKN75, OKN66 et OKN630.

7-1- Introduction :

Après la corrélation des unités gréseux et des dépôts qui ont fait au niveau du (TAGI), une corrélation en grande terme c'est possible comme suivant :



7-2- Interprétation de corrélation :

Après avoir exécuté la corrélation lithostratigraphique des unités gréseux, on a pu ressortir les constatations ci-dessous :

- Les décalages structuraux entre les puits, nous a permis de révéler l'architecture et l'allure réelle du relief, où le point le plus culminant se trouve dans le puits OKN-66 (le top de l'unité n°4) à 3482 m et le point le plus subsident se trouve dans le puits OKN-630 (le mur de l'unité n°1) à 3529 m.
- Du point de vue structural, le relief à travers les puits concernés, a l'allure d'un anticlinal, où le sommet de celui-ci est indiqué dans le puits OKN-66 et les flancs sont traversés par les puits OKN-75 et OKN-630 qui est le point le plus subsident.

III- Conclusion :

Après avoir examiné la corrélation lithostratigraphique des unités gréseuses, on a pu ressortir les révélations ci-dessous :

- Les six (6) unités composant le réservoir de la série inférieure sont toutes soulignées dans les logs sédimentaires et justifiées par les réponses diagraphiques à travers tous les puits de cette corrélation ;
- D'autres micro-séquences sont encore à révéler dans les six principales unités, en fonction de la variation de la granulométrie.
- Les variations des épaisseurs dans les unités sont très fluctuantes d'Ouest en Est à travers les puits ciblés.

L'analyse des dépôts du champ de Haoud Berkaoui peut aboutir à un découpage séquentiel suivant :

- Deux séquences (1 et 2) du type chenal qui sont surtout représentées au Nord et au Sud de la zone d'étude.
- Une troisième séquence de type plaine d'inondation représentée dans l'ensemble des profils étudiés.
- Une quatrième séquence gréseuse de type chenal représentée dans les trois profils étudiés (OKN-68, OKN-75, OKN-66).
- Une cinquième séquence qui n'apparaît que dans l'un des profils du type plain d'inondation (OKN-66).

Après avoir examiné la corrélation lithostratigraphique de la série inférieure (TAGI) à travers les puits concernés, on a pu ressortir les révélations ci-dessous :

- Les décalages structuraux entre les puits, nous a permis de révéler l'architecture et l'allure réelle du relief.
- Structuralement, le réservoir de la série inférieure traversée par les puits concernés, a l'allure d'un banc plus ou moins différencié sur toute l'étendue de la corrélation.

CONCLUSION

CONCLUSION :

Après avoir étudié le réservoir de la série inférieure dans le champ du Haoud Berkaoui qui fait l'objet de notre étude, plusieurs conclusions sont dégagées, notamment :

- du point de vue lithologique le (TAGI) du Haoud Berkaoui, est le résultat d'un cortège détritique d'origine fluviatile représenté par une alternance argilo-gréseuse, cette dernière est constituée de bancs gréseux lenticulaires séparés par des stratifications argileuses au l'inverse.
- Les analyses sédimentologique et pétrographique montrent que le milieu de dépôt est un environnement fluviatile en tresse, dont la séquence type est composée de faciès microconglomératiques à grés grossier, suivi de grés moyen, puis d'argile ferrugineuse.
- Les descriptions macroscopiques ont permis de subdiviser le réservoir de la série inférieure en six (6) unités validées par les corrélations élaborées. Dans ces unités, les limites de séquences sont représentées soit par des surfaces d'érosion locales, soit par des contacts brutaux de granulométrie.
- Les trois (3) corrélations réalisées entre les six (6) unités de chaque puits révèlent grossièrement le caractère lenticulaire de celles-ci au niveau des sédiments de plaine d'inondation et de segment complètement gréseux au niveau des dépôts de chenal.
- Un découpage séquentiel des environnements de dépôt du bassin de Haoud Berkaoui a pu donner les différentes séquences suivantes :
 - Deux séquences (1 et 2) du type chenal qui sont surtout représentées au Nord et au Sud de la zone d'étude.
 - Une troisième séquence de type plaine d'inondation représentée dans l'ensemble des profils étudiés.
 - Une quatrième séquence gréseuse de type chenal représentée dans les trois profils étudiés (OKN-68, OKN-75, OKN-66).
 - Une cinquième séquence qui n'apparaît que dans l'un des profils du type plain d'inondation (OKN-66).

Du point de vue structural, le relief à travers les puits concernés, a l'allure d'un anticlinal, où l'architecture interne des dépôts de la série inférieure est très complexe, les études montrent des variations extrêmement rapides en lithologie : argiles silteuses, argiles gréseuses, grés carbonates....etc.

RECOMMANDATIONS :

En guise de complément de cette étude, il serait souhaitable de réaliser les travaux suivants:

- Exécuter des coupes géologiques et des corrélations structurales et lithostratigraphique du réservoir de la série inférieure à travers tous les puits du champ et suivant toutes les directions diverses possibles, de préférence avec l'option **CPS3** du logiciel **GEOFRAM (SCHLUMBERGER)** pour révéler les lentilles gréseuses et leur extension.
- Elargir les analyses des caractéristiques pétrophysique et le découpage en unités sur la majeure partie du gisement de Haoud Berkaoui.
- Pousser et approfondir les études sédimentologiques, afin de confirmer le découpage séquentiel électrique et faire des comparaisons entre les séquences électriques et sédimentaires.
- Restaurer les paramètres pétrophysique dans les puits endommagés, soit par l'injection d'eau douce pour dissoudre les dépôts et les sels, soit par un grattage par wire line ou par les opérations spéciales (acidifications et fracturations) dans les puits affectés par des colmatages conséquents.

Bibliographie :

- **A.SERBA, 2012** - Etude corrélatif au niveau de réservoir TAGE Champs de Berkaoui Bassin Oued Mya. Mém. Unive, Kasdi Merbah Ouargla .
- **BEICIP.F (1992)** -région d'Oued Mya-évaluation des réserves.
Volume I : Résumé et conclusions ;
- **BEICIP.F (1992)** -région d'Oued Mya-évaluation des réserves.
Volume II : Evolution régionale
- **BEICIP.F (1992)** -région d'Oued Mya-évaluation des réserves.
Volume III : Etude des accumulations
- ACHAB (1970)** -Le trias détritique de oued mya (Sahara Algérien)
- **Centre de Recherche et de Développement (CRD) Hassi Messaoud :**
Etude sédimentologique et diagénétique des réservoirs argilo-gréseux de la série inférieure du champ de Haoud Berkaoui.
- **Documents interne de SONATRACH.**
 - Interprétation des diagraphies des puits OKN-68, OKN-75, OKN-66 et OKN-630.
 - Géologie de l'Algérie.
 - Rapport de description des carottes du champ de Haoud Berkaoui.
 - Rapport d'implantation et du fin de sondage OKN-68
 - Rapport d'implantation et du fin de sondage OKN-75
 - Rapport d'implantation et du fin de sondage OKN-66
 - Rapport d'implantation et du fin de sondage OKN-630
 - Recueil des fiches stratigraphiques du champ de Haoud Berkaoui.
- **WEC** (Well évolution conférence) 2007 Document SONATRACH/SCHLUMBERGER,
ALGER

ملخص:

هذا العمل يتعلق بمقاربة كيفية توضع وتسلسل طبقات منطقة حوض بركاوي الواقعة بحوض واد ميا شمال المنصة الصحراوية. هذا الأخير أنجز بتعاون مع شركة سوناطراك (مصلحة الجيولوجيا) أين أجريت تربيص ميداني على مستواها .

هناك أساليب جديدة لإنجاز هذه الدراسة مثل تطبيق أشعة غاما والتي تعتمد أساسا على المعادن المشعة (اليورانيوم, البوتاسيوم و الثوريوم) بالإضافة إلى برامج أخرى.

إن استغلال المعلومات الجيوفيزيائية و الجيولوجية يسمح لنا بتحديد البيئة الرسوبية (واد, سهل) للمنطقة مع إمكانية تقطيع هذا الأخير إلى خمسة أجزاء تسلسلية ذات بيئة رسوبية نهريّة.

كما مكنت لنا هذه التطبيقات من تتبع هندسة الحوض من خلال وحدات الأحجار الرملية المكونة لهذا الحوض.

Résumé :

Le travail concerne une approche lithostratigraphique et séquentielle de la région de Haoud Berkaoui dans le Bassin de Oued Mya au Nord de la plate-forme Saharienne. Celui-ci est réalisé encollaboration avec l'Enterprise SONATRACH (services géologiques) où j'ai déjà effectué un stage pratique à son service.

Nouvelles méthodes d'étude comme l'application du spectral Gamma Ray (basé sur les minéraux radioactifs, de l'Uranium, Potassium et du Thorium) ainsi que le logiciel IP et Petrel.

L'application des données géophysiques et géologiques nous ont permis de déduire les environnements sédimentaires (dépôts de chenaux et de plaine d'inondation) et un découpage séquentiel de ces derniers en cinq séquence sédimentaires fluviales.

Aussi ces applications nous ont permis de retracer l'architecture du réservoir à travers les unités gréseuses des quatre puits et la qualité du réservoir d'aux ces derniers.