



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE



وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITÉ KASDI MERBAH – OUARGLA
FACULTÉ DES HYDROCARBURES DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET
DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS
Département :

Mémoire de Fin d'Études
Master Académique

Domaine : Science de la Terre et de l'Univers
Filière : Géologie
Spécialité : Géologie des Hydrocarbures

Présenté par :

M. MERABET Marouan Salah Eddine

M. HOUNI Oualid

Thème :

Evaluation des paramètres pétrophysiques du réservoir triasique
dans la zone sud de Benkahela

Soutenu publiquement le : [10/06/2026]

Devant le jury :

Qualité	Nom et Prénom	Grade	Établissement
President	HACINI Massouad	Professeur	UKM Ouargla
Examineur	MEDJANI Fethi	Professeur	UKM Ouargla
Encadrant	MEBROUKI Nacira	MCB	UKM Ouargla

Année Universitaire: 2025-2026

Remerciements

Avant tout, nous remercions Dieu le Tout-Puissant de nous avoir donné la force, le courage et la patience d'accomplir ce travail.

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à notre directeur de mémoire, **MEBROUKI Nacira**, pour sa patience, ses précieux conseils et ses orientations avisées qui ont guidé nos pas tout au long de cette recherche.

Nos remerciements s'adressent également aux honorables membres du jury qui ont accepté d'évaluer ce travail et d'enrichir notre recherche par leurs remarques constructives.

Nous ne saurions oublier de remercier chaleureusement tous les enseignants du département de **Géologie** pour la qualité de leur enseignement et leur soutien durant nos années d'études.

Enfin, un immense merci à nos familles respectives, en particulier à nos parents, pour leur amour inconditionnel, leurs prières et leur soutien indéfectible. À tous nos amis et camarades de promotion, merci du fond du cœur.

DÉDICACE

Nous dédions ce modeste travail :

À nos chers parents : Nos mères et nos pères, pour leur amour inconditionnel, leurs prières continuelles, leurs grands sacrifices et leur soutien indéfectible tout au long de notre parcours scolaire. Que Dieu leur accorde santé et longue vie.

À nos frères et sœurs : Pour leur affection, leurs encouragements et leur présence rassurante à nos côtés.

À nos familles respectives : Pour leur soutien moral et leur fierté qui ont toujours été une source de motivation pour nous.

À tous nos enseignants : Qui nous ont transmis le savoir avec dévouement.

À nos fidèles amis et camarades de promotion : Avec qui nous avons partagé des moments inoubliables et des souvenirs précieux durant ces années d'études.

Résumé

Le champ de Benkahla se situe dans la dépression de Wadi Mya, au centre de la région triasique, au sud-est du champ de Berkawi. Son système pétrolier est caractérisé par des schistes bitumineux profonds d'âge silurien, tandis que les pièges à hydrocarbures se trouvent dans des structures mixtes combinant des caractéristiques structurales et stratigraphiques. À l'échelle régionale, d'épaisses évaporites salines de la série triasique S4, associées aux argiles S1 à S3, forment la principale couverture réservoir. Localement, les couches d'argile interstratifiées entre les réservoirs triasiques jouent un rôle important de couverture secondaire, contribuant à la rétention des hydrocarbures. Le champ de Benkahla est l'un des plus importants champs pétroliers de la région d'Ouargla, exploité et produit depuis plusieurs années. Des études et explorations récentes ont révélé plusieurs réservoirs prometteurs au sud du champ. Cette étude vise à évaluer les caractéristiques pétrophysiques du réservoir triasique dans la partie sud du champ de Benkahla par l'analyse des données de puits et des mesures géophysiques (diagraphies). L'objectif est de déterminer la qualité du réservoir, d'estimer sa capacité de stockage et de production d'hydrocarbures et de contribuer à une meilleure compréhension de son potentiel pétrolier. Ce travail comprend les éléments suivants :

- Étude du contexte géologique du champ de Benkahla et de la zone de Wadi Mia.
- Collecte et analyse des données géologiques disponibles.
- Interprétation des diagraphies.
- Évaluation du réservoir et formulation de conclusions.

ABSTRACT

The Benkahla field lies within the Wadi Mya depression in the central part of the Triassic region, southeast of the Berkawi field. The field's petroleum system is characterized by deep Silurian source shale rocks, while the hydrocarbon traps are located in mixed structures combining structural and stratigraphic features. Regionally, thick saline evaporites of the S4 Triassic series, along with the S1-S3 lyes, form the main reservoir cap. Locally, the interbedded clay layers between the Triassic reservoirs play a significant role as secondary caps, contributing to hydrocarbon retention. The Benkahla field is one of the most important oil fields in the Ouargla region, having been exploited and produced for several years. Recent studies and explorations have revealed several promising reservoirs south of the field. This study aims to evaluate the petrophysical characteristics of the Triassic reservoir in the southern region of the Benkahla field by analyzing well data and geophysical measurements (diagraphies). The goal is to determine the reservoir's quality, estimate its hydrocarbon storage and production capacity, and contribute to a better understanding of its petroleum potential. This work includes the following elements:

- Studying the geological framework of the Benkahla field and the Wadi Mia area.
- Collecting and analyzing available geological data.
- Interpreting well logs.
- Evaluating the reservoir and drawing conclusions.

ملخص

يقع حقل بنكحلة ضمن منخفض وادي ميا في الجزء الأوسط من إقليم العصر الترياسي، ويقع إلى الجنوب الشرقي من حقل بركاوي. يتميز النظام البترولي للحقل بوجود صخور مصدرية طينية عميقة تعود إلى العصر السيلوري، في حين تتجسد المصائد الهيدروكربونية في تراكيب مختلطة تجمع بين الخصائص التركيبية والطباقية. وعلى المستوى الإقليمي، تشكل المتبخرات الملحية السمكية من السلسلة S4 الترياسية، إلى جانب مستويات اللياس الممتدة من S1 إلى S3، الغطاء الصخري الرئيس للخرانات. أما على المستوى المحلي، فتؤدي الطبقات الطينية المتداخلة بين مكامن العصر الترياسي دوراً مهماً كأغطية صخرية ثانوية تساهم في حجز الهيدروكربونات. ويُعد حقل بنكحلة من أهم الحقول النفطية في إقليم ورقلة، حيث خضع للاستغلال والإنتاج لعدة سنوات. كما كشفت الدراسات والاستكشافات الحديثة عن وجود عدة خزانات واعدة جنوب الحقل، تهدف هذه الدراسة إلى تقييم الخصائص البتروفيزيائية للخزان الترياسي في المنطقة الجنوبية من حقل بنكحلة، من خلال تحليل بيانات الآبار والقياسات الجيوفيزيائية (Diagraphies)، وذلك لتحديد جودة الخزان وتقدير قدرته على تخزين وإنتاج المحروقات، والمساهمة في تحسين فهم الإمكانيات البترولية. ويتضمن هذا العمل العناصر التالية:

- دراسة الإطار الجيولوجي لحقل بنكحلة ومنطقة وادي ميا.

- جمع وتحليل المعطيات الجيولوجية المتاحة

- تفسير سجلات الآبار

- تقييم الخزان واستخلاص النتائج.

Table des matières

<i>Table des matières</i>	I
<i>Table des figures</i>	II
<i>Liste des tableaux</i>	V
<i>LISTE DES ABREVIATIONS</i>	VI

<i>INTRODUCTION GENERALE</i>	1
------------------------------------	---

CHAPITRE I : CADRE GEOLOGIE REGIONALE ET LOCALE DE LA ZONE D'ETUDE

I. GENERALITE	2
INTERDUCTION.....	2
I.1. Cadre régionale du bassin d'Oued M'ya... ..	3
I.1.1. Situation géographique d'Oued M'ya.....	3
I.1.2. Cadre géologique du bassin d'Oued Mya.....	4
I.1.2.1. Stratigraphie.....	5
I.1.2.2. Tectonique... ..	5
I.1.2.2.A. Les grandes étapes de l'évolution structurale de la plate-forme saharienne au Paléozoïque... ..	5
I.1.2.2.B. Evolution structurale du bassin d'Oued Mya	9
I.1.2.3. L'intérêt pétrolier du bassin Oued Mya	10
I.1.2.3.A. Roches mères de l'oued Mya	11
I.1.2.3.B. Les réservoirs de l'oued Mya	11
I.1.2.3.C. La couverture régionale des réservoirs triasiques	11

I.1.2.3.D. Le piégeage dans le bassin	11
I.1.3. Système pétrolier	12
I.1.4. L'évaluation du bloc 438	13
I.2. Cadre locale : présentation de champ du Benkahla... ..	15
I.2.1. Situation géographique du gisement de Benkahla... ..	15
I.2.2. Cadre géologique du gisement de Benkahla... ..	15
I.2.3. Historique de la région d'étude.....	16
I.2.4. Colonne stratigraphique de Benkahla	17
I.2.5. Structure de gisement de Benkahla.....	22
I.2.5.1. Les roches mères... ..	22
I.2.5.2. Les roches réservoirs... ..	23
I.2.5.3. Les roches couvertures.....	24
I.2.5.4. La migration.....	24

CHAPITRE II : METHODE DE TRAVAIL

Introduction.....	27
II.1. Interprétation diagrapie.....	28
II.1.1. Détermination du pourcentage d'argile V_{sh}	29
II.1.1.A. Méthode du Gamma Ray.....	29
II.1.1.B. Méthode de résistivité	30
II.1.2. Détermination de la porosité de réservoir.....	30
II.1.2.A. Classification des porosités... ..	30
II.1.2.B. Détermination de la porosité par la diagrapie.....	31
II.1.3. Diagrapie de résistivité	34
II.1.4. La perméabilité (k)... ..	35
II.1.4.1. Définition.....	35
II.1.4.2. Types de perméabilités... ..	35
II.1.4.2.1. Perméabilité absolue.....	35
II.1.4.2.2. Perméabilité effective	35
II.1.4.2.3. Perméabilité relative.....	35

II.1.4.3. Estimation de la perméabilité...	35
--	----

CHAPITRE III : EVALUATION DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR

Introduction...	38
III. 1.Description Lithologique des carottes	39
III.2. Interprétation pétrophysique OKS25	40
III. 3.Interprétation pétrophysique OKS.42	41
III.2.1. 4.Interprétation pétrophysique OKS.46	43
III.5 .Corrélation Diagraphiques entre les puits	46
III.2.1.a. 6. Interprétation de la corrélation sud du Trias argilo- gréseux.....	46
Conclusion.....	47

<i>CONCLUSION GENERALE.....</i>	48
--	-----------

<i>Bibliographie.....</i>	49
----------------------------------	-----------

Table des figures

Figure 1: situation géographique d'Oued Mya (SONATRACH/ EXPLOTATION, 1995) ...	3
Figure 2: Situation géologique du bassin d'Oued Mya (SONATRACH PRODUCTION)....	4
Figure 3: Coupe lithostratigraphique type des bassins d'Oued Mya (SONATRACH et SCHLUMBERGER, 2007)	5
Figure 4: La coupe géologique N-S et NO-SE dans le bassin d'Oued Mya (SONATRACH et SCHLUMBERGER, 2007)	9
Figure 5: Les différentes phases tectoniques aux cours des géologiques (d'après Boujemaa, 1987).....	10
Figure 6: Carte principales accumulations du bloc 438BEICIP (BEICIP, 1992)	14
Figure 7: Situation géographique de Benkahla (SONATRACH/ EXPLOTATION,1995)..	15
Figure 8: Colonne stratigraphique type de Benkahla (Document Division Production/ SONATRACH)	22
Figure 9: La coupe géologie S-SE.....	25
Figure 10: La coupe géologie S-NE	25
Figure 11: Section stratigraphique du traîs argilo-gréseux (Division Production/ SONATRACH)	26
Figure 12: Schéma du CNL	30
Figure 13: Schéma du BHC	31
Figure 14: Schéma d'une interaction de type "effet compton"	32
Figure 15: Plans de position des puits.....	37
Figure 16: Composite plot interprétation du puits OKS25	40
Figure 17: Composite plot interprétation du puits OKS 42	42
Figure 18: Composite plot interprétation des puits OKS 46	44
Figure 19: La corrélation sud du Traîs argilo-gréseux.....	46

Liste des tableaux

Tableau 1: Les phases tectonique affectant la forme saharienne (A.Boujemaa, 1987).....	6
Tableau 2: Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Trais (SONATRACH et SCHUMBERGER, 2007)	13
Tableau 3: Les données des paramètres régionaux Source (EP/ SONATRACH).....	28
Tableau 4: Caractérisation lithologique des unités du réservoir TAG Série Inférieure dans le puits OKS42	38
Tableau 5: Caractérisation lithologique des unités du réservoir TAG Série Inférieure dans le puits OKS 46	38
Tableau 6: Paramètres pétrophysiques des intervalles productifs du TAG Série Inférieur (OKS25)	39
Tableau 7: Paramètres pétrophysiques des intervalles productifs du réservoir TAG Série Inférieure (OKS42).....	40
Tableau 8: Paramètres pétrophysiques des intervalles productifs du réservoir TAG Série Inférieure (OKS 46).....	42

LISTE DES ABREVIATIONS

Vsh : Volume d'argile.

Rw : Résistivité électrique de l'eau de formation.

TAG SI : Trias Argileux Gréseux Série Inférieure.

ρ_f : densité du filtrat de boue

ρ_{sh} : densité d'argile.

ρ_{ma} : densité de la matrice.

NPHI : porosité neutron.

ΦN_{sh} : porosité neutron d'argile.

Δt_{ma} : porosité sonic de la matrice.

Δt_f : porosité sonic du filtrat.

Δt_{sh} : porosité sonic d'argile.

Hu : épaisseur utile.

GR : Gamma Ray.

CNL : compensated neutron log.

BHC : Bore Hole Compensated.

Δt : porosité sonic.

Le FDC : Formation Density Compenated.

Rt : Résistivité du réservoir.

F : Facteur de formation.

SIS : Schlumberger Information Solutions.

Q : Porosité de carotte.

K : Perméabilité de carotte

TAG : Trias Argileux Gréseux

Introduction générale :

Introduction générale l'industrie pétrolière constitue l'un des piliers fondamentaux de l'économie algérienne, ce qui rend indispensable l'étude des réservoirs d'hydrocarbures et l'amélioration de leur exploitation. Dans ce contexte, les études pétrophysiques jouent un rôle important dans la caractérisation des réservoirs à travers la détermination de paramètres essentiels tels que la porosité, la perméabilité, la saturation en eau et le volume d'argile, qui influencent directement la qualité et la productivité du réservoir. Le champ de Benkahla est situé dans la dépression d'Oued Mya, au centre de la province triasique algérienne, au sud-est du champ de Berkine. Depuis les premières campagnes d'exploration menées en 1956, cette région a fait l'objet de nombreux travaux d'exploration et de développement, ce qui en fait aujourd'hui l'une des zones les plus explorées du Sahara algérien. Le champ comprend plusieurs puits producteurs et injecteurs exploitant principalement le réservoir TAG. Malgré son potentiel pétrolier important, cette zone connaît régulièrement des problèmes de production. De plus, des études récentes ont mis en évidence la présence de réservoirs prometteurs dans la partie sud du champ de Benkahla, suscitant un intérêt particulier pour leur évaluation. C'est dans ce cadre que s'inscrit le présent travail intitulé « Évaluation des paramètres pétrophysiques du réservoir triasique dans la zone sud de Benkahla ». L'objectif principal de cette étude est de caractériser les propriétés pétrophysiques du réservoir à partir des données disponibles afin d'évaluer sa qualité réservoir et son potentiel en hydrocarbures. Pour atteindre cet objectif, ce mémoire est structuré en trois chapitres. Le premier chapitre est consacré à la présentation du bassin d'Oued Mya ainsi qu'à la description de la zone d'étude de Benkahla. Le deuxième chapitre expose la méthodologie de travail adoptée et les différentes données utilisées. Enfin, le troisième chapitre est dédié à l'interprétation pétrophysiques des puits étudiés ainsi qu'à l'analyse des résultats obtenus pour l'évaluation des paramètres pétrophysiques du réservoir triasique. Une conclusion générale viendra clôturer ce mémoire en récapitulant les principaux résultats et les perspectives qui en découlent.

CADRE GEOLOGIE REGIONALE ET LOCALE DE LA ZONE D'ETUDE

I. GENERALITE

1.Introduction

La plateforme saharienne dont notre région d'étude fait partie est située au Sud de l'Algérie alpine et appartient au Craton nord-africain. Elle comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire, structurée au Paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des zones hautes. Dans ce contexte, 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'Ahnnet-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-M'zab. La couverture serait en moyenne de 4000 m. Dans le sud, les réservoirs ordovicien et dévonien inférieurs sont gazifères. Au nord, dans la cuvette de Sbâa, de l'huile a été découverte dans la totalité du paléozoïque.
- Les bassins du Mouydir et de l'Aguemour-Oued M'ya sont limités à l'ouest par la dorsale d'Idjerane-M'zab 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 M'ya, comblée par une puissante série paléozoïque et méso-Cénozoïque (5000m à Oued M'ya). D'importants gisements ont été mis en évidence

dans le Cambrien (Hassi Messaoud) et le Trias (HassiR'Mel).

- La synéclyse d'Illizi-Ghadamès est limitée à l'Ouest par la dorsale d'Amguid-El Biod et à l'Est par le môle de Tihemboka et les confins tuniso-libyens. Dans le bassin de Ghadamès, la couverture sédimentaire (supérieure à 6000 m), renferme des gisements d'hydrocarbures dans le paléozoïque et le trias (SONATRACH/ EXPLOTATION, 1995).

I.1. Cadre régional du bassin de l'Oued M'ya

I.1.1 Situation géographique de l'Oued M'ya

L'oued M'ya est un bassin de la plate-forme saharienne, correspondant à la partie occidentale de la province triasique, couvrant une superficie de 400 000 km², Les limites géographiques se présentent comme les meilleurs repères (Figure 01).

Les parallèles 31°15' et 33°00' limitent respectivement ensemble au sud et au nord, et les méridiens 6°15' et 3°30' limitent à l'est et à l'ouest, englobant les blocs :438-425-422-437-436-3178-420-419-418-417et416, appartenant au district IV de la Sonatrach. 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'Allalà l'ouest (Figure 01).

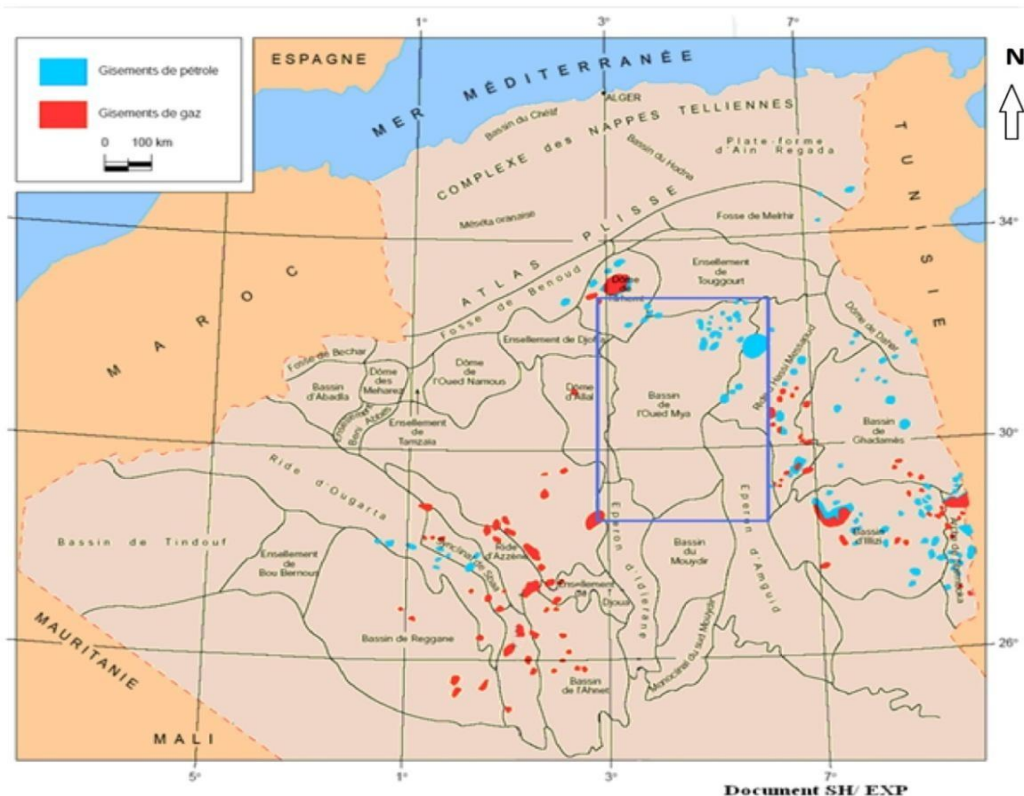


Figure 1: situation géographique d'Oued Mya (SONATRACH/ EXPLOTATION, 1995)

I.1. 2 Cadre géologique du bassin d'Oued Mya

La région de l'Oued M'ya ne constitue qu'un sous bassin intracratonique. Sa bordure Nord s'ennevoie progressivement vers la flexure saharienne où l'existence d'un fossé très subsident au mésozoïque donnera naissance à la chaîne péricratonique de l'atlas saharien (Figure 02).

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

1-La sédimentation du paléozoïque, pratiquement restreinte au paléozoïque inférieur et sa structuration pré-hercynienne.

2-La création d'un bassin au trias et son évolution au cours du mésozoïque et du tertiaire.

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

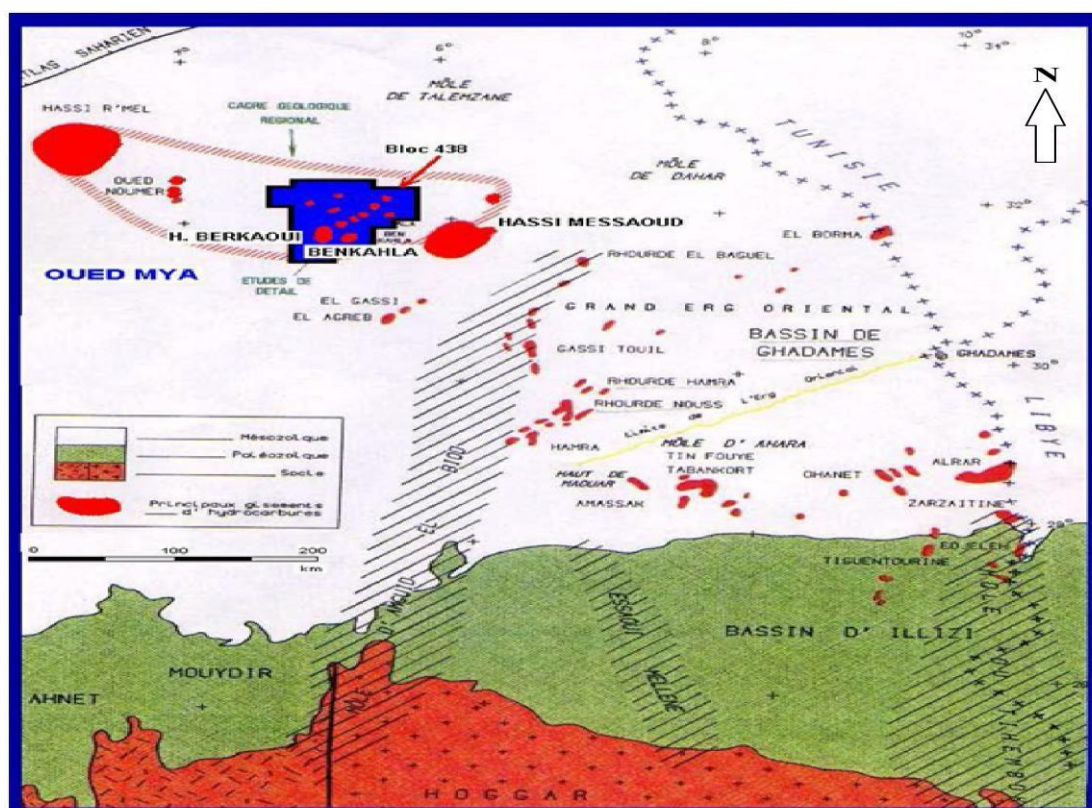


Figure 2: Situation géologique du bassin d'Oued Mya (SONATRACH PRODUCTION)

Chapitre I : CADRE GEOLOGIE REGIONALE ET LOCALE DE LA ZONE

I.1.1.1.Stratigraphie

Dans la partie septentrionale de la plate-forme (Oued M'ya), la série sédimentaire type dont l'épaisseur peut atteindre 6 000 mètres (figure 03), présente des dépôts paléozoïques souvent érodés jusqu'à l'Ordovicien et le cambrien.

Le mésozoïque, discordant sur le paléozoïque, est présent du trias au crétacé.

Le cénozoïque est représenté par une mince série détritique du mio-pliocène. (SONATRACH et SCHLUMBERGER, 2007).

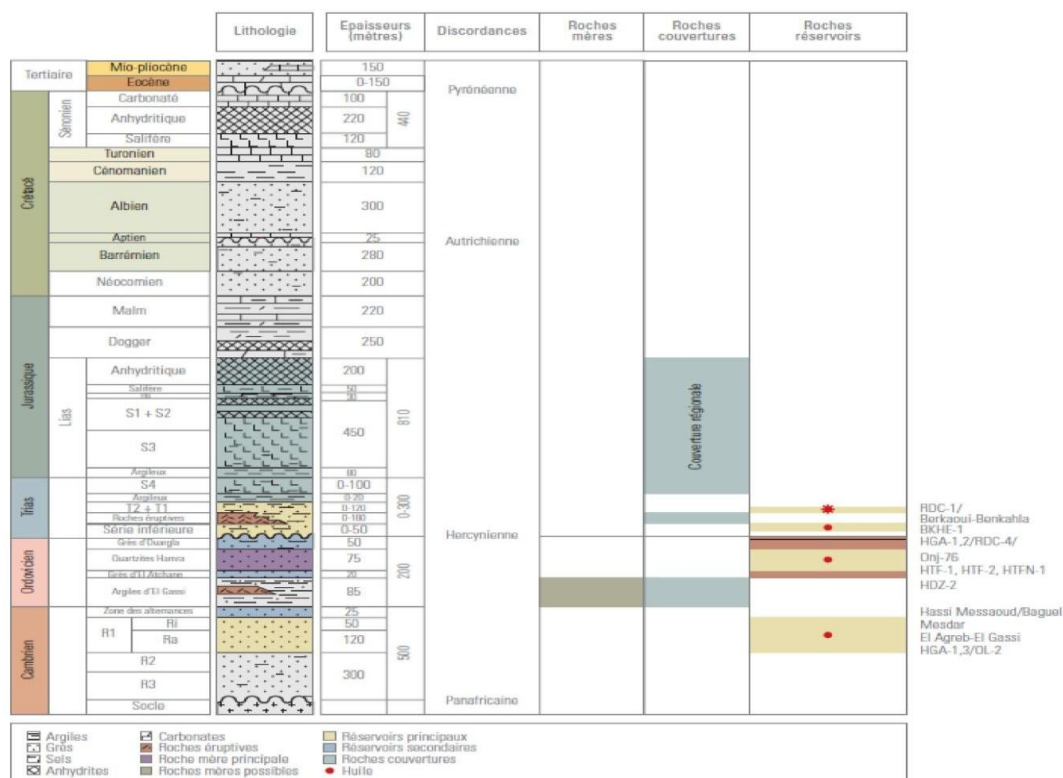


Figure 3: Coupe lithostratigraphique type des bassins d'Oued Mya (SONATRACH et SCHLUMBERGER, 2007)

I.1.1.2. Tectonique

I.1.1.2.A. Les grandes étapes de l'évolution structurale de la plate-forme saharienne au paléozoïque

Vu la diminution d'épaisseur parfois même la disparition complète d'unités sédimentaires par le biais des discordances locales ou par manque de sédimentation, il s'avère nécessaire de rappeler les principales phases de l'évolution structurale de la plate-forme saharienne au cours du paléozoïque. (Tableau 01)

I.1.1.2.A.1. L'orogénèse panafricaine et l'origine du réseau de fracturation du craton nord-africain

Matérialisée par des mouvements verticaux accompagnés d'éruptions volcaniques et de soulèvements, entraînant l'érosion de la couverture sédimentaire. Le résultat de cette orogénèse

Chapitre I : CADRE GEOLOGIE REGIONALE ET LOCALE DE LA ZONE
est le réseau de fracturation.

I.1.1.2.A.2. Distension du Cambro-Ordovicien et mise en place de la couverture

Ayant pour résultat la formation d'une pédiplaine, appelée Infra-tassilienne.

I.1.1.2.A.3. La phase de compression Taconique (Caradoc)

Après la période de distension suivie par la transgression généralisée de L'arénigien - Lianvirien, on assiste au Caradoc à un mouvement compressif, accompagné de soulèvements régionaux entraînant une érosion. Parallèlement, il y a eu un changement climatique qui a provoqué la mise en place d'une calotte glaciaire, centrée au Sahara central d'âge Caradoc-Asligilien.

I.1.1.2.A.4. La fonte de l'inlandsis et rejeux eustatiques

La fonte de l'inlandsis à l'Ordovicien supérieur a entraîné une remontée du niveau marin.

I.1.1.2.A.5. La phase de compression Calédonienne

Elle a eu lieu à la fin du Silurien avec une orientation est-ouest.

I.1.2.2.A.6- La phase de distension du Dévonien inférieur

Après les mouvements distensifs, on assiste à une transgression marine à l'emsien.

I.1.2.2.A.7. Mouvements tectoniques du Dévonien moyen supérieur Matérialisés par la discordance Frasnienne, d'orientation nord-sud.

I.1.2.2.A.8. Mouvement Post-Faménien. I.1.2.2.A.9. Mouvements Hercyniens

D'après l'étude (A. BOUDJEMAA 1987), deux mouvements Hercyniens sont mis en évidence :

Tableau 1: Les phases tectonique affectant la forme saharienne (A.Boujemaa, 1987)

PERIODE MAX D'ACTIVITE	DIRECTION DE LA CONTRAINTE	EFFET SUR LE SYSTEME DE FAILLES	EFFET SUR LA SEDIMENTATION
PANAFRICAINE	E-W 	Tectonique cassante créant des failles et des fractures conjuguées NW-SE&NE-SW	Compartimentage du craton du Sahara central
CAMBROORDOVICINN E	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles N-S.	Les variations de l'épaisseur sont contrôlées par des failles. Basculement NW de la plate-forme saharienne. Volcanisme.
TACONIQUE (Caradoc-Ashgilien)	N40° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NS. Début de formation	Erosion de Tihemboka et soulèvement de l'Ougarta.

Chapitre I : CADRE GEOLOGIE REGIONALE ET LOCALE DE LA ZONE

		de la chaîne varisque	
CARBONIFERE SUP, A PERMIEN (Hercynienne principale)	N120° 	Mouvement inverse oudécrochant le long des faillesNE-SW (résultant de laformation de la pangée).	Erosion sur les axes NE-SW.
RIFTING TRIAS-LIAS (Dislocation de la pangée)	NW-SE 	Réaction des failles NE-SW se terminant au TAGS et S4	Contrôle de la sédimentation par des failles entraînant une variation rapide d'épaisseur le long des failles NE-SW
CRETACE INFERIEUR (Autrichienne)	E-W 	Réaction des décrochements des failles N-S&NE-SW résultant Du mouvement différentiel	Erosion des sédiments du Crétacé sous l'Aptien (l'arche d'Al Biod& Illizi), effet léger sur le
EOCENE (Pyrénéenne)	N-S&NW-SE 	Début de chevauchement au Nord résultant de la convergence de la plaque Africaine avec la plaque Européenne. Décrochement de la faille Sud Atlas.	
MIOCENE	NW-SE&N-S 	Mouvement normal le long des failles N-S.	Sédimentation prédominante de flyshs au Nord.
POSTVILLAFRANCHIE N	N-S 	Basculement et inversion deblocs. Période finale de compression dans le domaine atlasique. Evénement majeur de collision.	Soulèvement du Hoggar. Basculement du bloc d'El Borma

L'architecture actuelle dénote un résultat d'une longue évolution, comme l'aboutissement de lentes déformations qui se sont poursuivies d'une façon plus ou moins continue tout au long de l'histoire du bassin.

Les principales phases de déformations ayant influencé la sédimentation et l'astructuration du bassin (Bœuf, 1971 ; Boudjemaa, 1987) sont la phase Hercynienne et la phase Autrichienne.

Les mouvements Hercyniens correspondent à une compression de direction N° 120, la déformation la plus importante se situe le long des accidents NE- SW.

Chapitre I : CADRE GEOLOGIE REGIONALE ET LOCALE DE LA ZONE

Un des traits les plus importants de cette formation concerne le sort des principales roches mères (siluriennes). Elles sont préservées dans les dépressions de Berkine et de l'Oued M'ya, et alimenteront en hydrocarbures les pièges structuraux et stratigraphiques qui se formeront ultérieurement. (Boudjemaa, 1987).

Lors des mouvements Autrichiens (aptien terminal), on assiste à une phase compressive est-ouest, qui fait rejouer en inverse les accidents subméridiens N-S de l'Oued M'ya. Cette compression serait responsable de l'individualisation des pièges structuraux.

I.1.1.1.A. Evolution structurale du bassin d'Oued Mya

Les principaux éléments structuraux sont de direction N-S et NE-SO (figure 04). (SH et SCH, 2007).

Au Cambrien : On assiste à une importante érosion qui nivelle les structures et les reliefs antérieurs (Bœuf et al, 1971).

Le périmètre Oued M'ya centre se trouvait sur le flanc d'une dépression majeure qui correspondait à l'emplacement actuel de la zone haute de Hassi Messaoud (Benamrane, 1993).

L'Ordovicien débute par une transgression marine de l'Arénigien Lianvirinien, on assiste à des soulèvements régionaux (Eglab). Ces soulèvements entraînent une érosion Atteignant parfois le socle (Bœuf, 1971). Vers la fin de cette période, une glaciation s'est mise en place, avec calotte au niveau du Hoggar actuel.

Suite à la phase Calédonienne, la zone de Oued M'ya centre commençait à s'élever tout en restant submergée.

Au Silurien, la fonte définitive de cette calotte glacière entraîne la remontée du niveau de la mer, une transgression généralisée atteint le Sahara méridionale où se déposent les argiles noires à graptolites (Boudjemaa, 1987).

A cette époque, la zone de Oued M'ya centre a été entièrement recouverte par cette mer (Benamrane et al, 1993).

Au Dévonien, suite au soulèvement tectonique (phase Calédonienne), une régression de la mer durant le Gédinnien, est suivit d'une transgression.

Le début de l'orogénèse Hercynienne, et le soulèvement graduel de la zone de Hassi Messaoud a impliqué le déplacement des dépôts du centre du bassin vers l'ouest, où les dépôts Dévoniens sont développés.

Vers la fin du Carbonifère, la collision entre le Gondwana et Laurasia a accentué le soulèvement de la région du dôme de Tilghermt et la structuration de Djemaa Touggourt.

La région de l'Oued M'ya se présentait comme un haut plateau immergé, ce qui a

Chapitre I : CADRE GEOLOGIE REGIONALE ET LOCALE DE LA ZONE

empêché le dépôt du Carbonifère (Benamrane, et al, 1991) La formation de la Pangée a eu lieu vers la fin de l'orogénèse Hercynienne et l'intense érosion des reliefs a atteint par endroit le socle.

A Oued M'ya le Dévonien est la formation paléozoïque la plus jeune. Au Permo-trias, la région est restée continentale jusqu'à la fin du trias, ce qui a fait que la mer permienne n'a pas atteint la région.

La zone de l'Oued M'ya est caractérisée au Trias par un système fluviatile installé en faveur des paléovallées Hercyniennes, selon la direction NE-SW avec des sources d'apports constituées par les zones hautes de l'époque, qui sont HassiR'Mel, Hassi Messaoud, et la voûte d'Allal.

A la fin du Trias, les dépôts évaporitiques sont suivis de carbonates sur cette terre submergée, puis d'une transgression marine au Jurassique supérieur.

Au Crétacé, une manifestation de l'orogénèse alpine, ainsi qu'une transgression marine s'installa sur une grande étendue suivie d'une régression à l'Albien.

Suite aux transgressions généralisées du Cénomaniens et du Turonien, les mouvements orogéniques Alpains ont façonné la structuration actuelle.

La zone de l'Oued M'ya est caractérisée actuellement par une structuration assez complexe héritée dès le paléozoïque, matérialisée par des trends structuraux d'orientations NE-SW. (Figure 05).

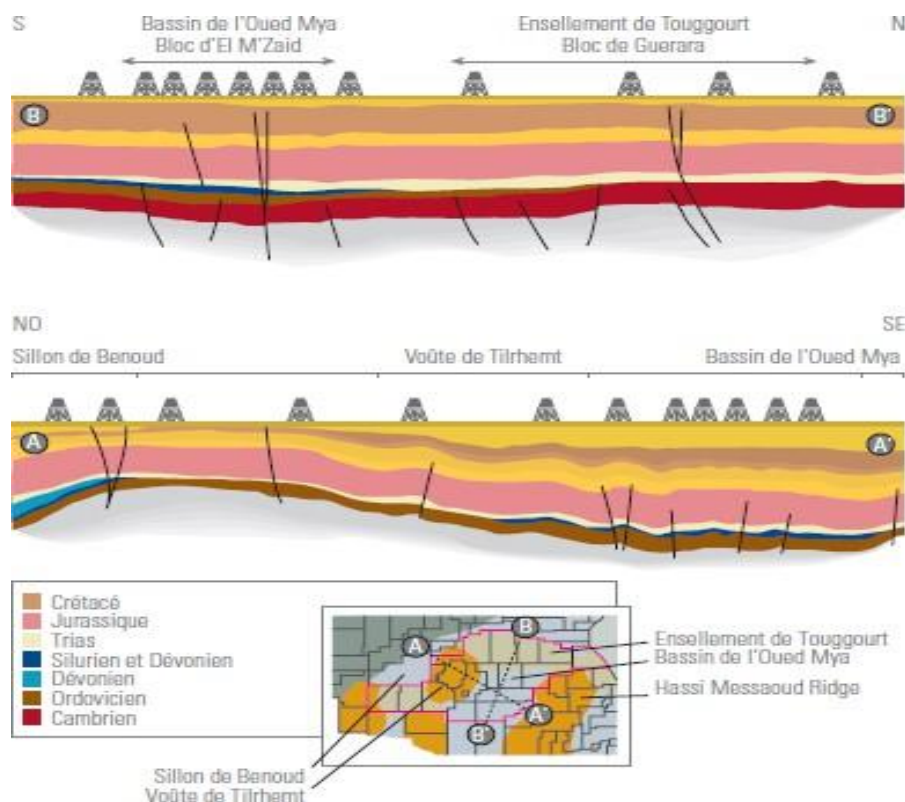


Figure 4: La coupe géologique N-S et NO-SE dans le bassin d'Oued Mya (SOUNATRACH et SCHLUMBERGER, 2007)

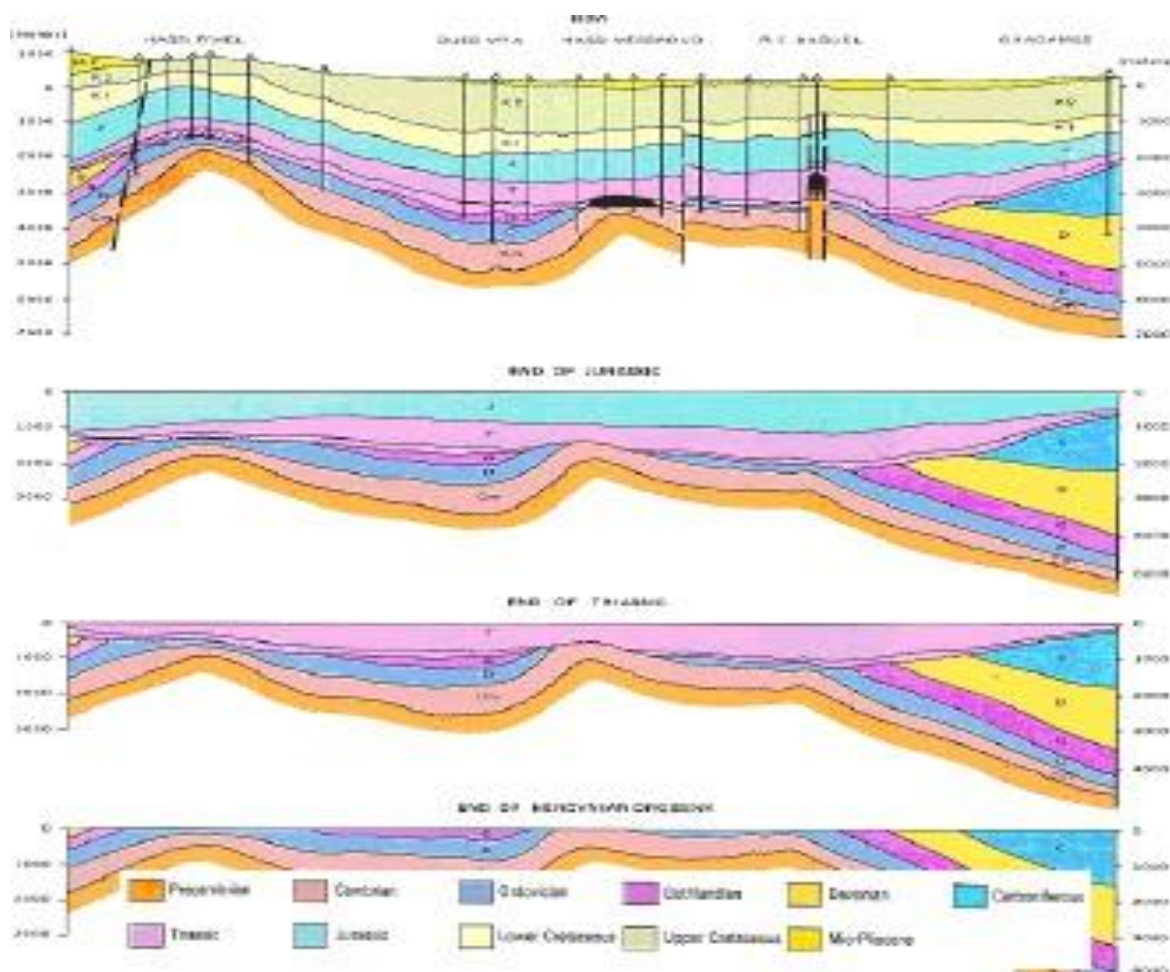


Figure 5: Les différents phases tectoniques aux cours des géologiques (d'après Boujema, 1987)

I.1.1.3 L'intérêt pétrolier du bassin Oued Mya

L'intérêt pétrolier majeur du bassin est lié à la présence des réservoirs du trias. Toutefois, la compréhension des résultats pétroliers obtenus à ce jour et des guides pour l'exploitation doivent être recherchés dans l'évolution paléozoïque de ce bassin.

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

Chapitre I : CADRE GEOLOGIE REGIONALE ET LOCALE DE LA ZONE

I.1.1.1.B. Roches mères

Le silurien est le principal niveau roche mère dans les bassins de l'Oued M'ya, grâce à un niveau basal d'argiles radioactives gris noir à noires très riche en matière organique.

(SONATRACH et SCHLUMBERGER, 2007).

I.1.1.1.C. Réservoirs de l'oued M'ya (SONATRACH et SCHLUMBERGER, 2007)

I.1.2.3. B.1.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 HassiR'Mel) ;
- L'unité T1 (nord de la partie centrale du bassin et région de HassiR'Mel) ;
- L'unité T2 (région de HassiR'Mel).

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

I.1.2.3.B.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 Moscovie au NO du bassin et les carbonates du jurassique au NE.

I.1.1.1.D. Couverture régionale des réservoirs triasiques

Elle est constituée 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.

I.1.1.1.E. Piégeage dans le bassin

Il 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. (SONATRACH et SCHLUMBERGER, 2007).

I.1.2. Système pétrolier (SONATRACH et SCHLUMBERGER, 2007) Réservoir Trias

Dans le bassin de l'Oued M'ya, le trias argilo-gréseux correspond à un ensemble détritique azoïque, recouvert par les dépôts évaporitiques du trias salifère S4, reposant en discordance angulaire sur des formations d'âge variable du cambrien au dévonien inférieur. Le trias est

Chapitre I : CADRE GEOLOGIE REGIONALE ET LOCALE DE LA ZONE
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 M'ya, le trias est subdivisé en six unités lithologiques qui sont, de bas en haut : la série inférieure, les roches éruptives, le niveau T1 (Réservoir C et B), le niveau T2 (réservoir 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 seront 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 (Tableau 02, SONATRACH et SCHLUMBERGER, 2007).

Roche mère

La roche mère principale pour les réservoirs triasiques du bassin de l'Oued M'ya est constituée par les argiles radioactives du Silurien. Les argiles de l'Ordovicien (argiles d'El Gassi et argiles d'Azzel) constituent des roches mères secondaires. L'alimentation des réservoirs en hydrocarbures se fait par migration verticale le long des failles et/ou par migration latérale le long des drains perméables.

- **Réservoirs Série inférieure**

Elle représente le terme de base du Trias et constitue le réservoir principal dans la partie centrale de la dépression (bloc 438). Elle est représentée par une alternance d'argile silteuse brune à verte et de grès blancs, brun-rouge à verdâtres, fins à grossier et conglomératiques. Dans les zones les plus proches des sources d'apport, le matériel détritique est plus grossier et à conglomérats abondants (zones de Benkahla, Haoud Berkaoui, Gar et Echouf, Guellala), avec de minces bancs d'argile intercalés. Ils seront déposés dans un environnement fluvial à réseau en tresse, provenant des mûles de Hassi Messaoud et de Tilghermt -Hassi R'Mel, évoluant vers le nord vers des dépôts de type méandrique, avec une influence marine qui se fait sentir par des niveaux de plus en plus carbonatés. L'épaisseur totale de la série inférieure est en moyenne de 50 à 70 m (variant de 0 m à plus de 90 m).

La qualité du réservoir de cette unité est largement contrôlée par les faciès sédimentaires et leurs caractéristiques texturales. La taille des grains et les taux de ciment et liants sont les facteurs principaux contrôlant la perméabilité. Les grès de la série inférieure ont subi des effets d'une activité diagenétique intense au nord du bassin. La pression-dissolution et la formation de quartz de cimentation y sont communes. Les ciments anhydritiques, carbonatés et salifères sont aussi présents. Les porosités moyennes de la série inférieure sont de 9 à 12 % et les perméabilités peuvent dépasser les valeurs de 100 mD.

- **Niveaux T1 et T2**

Ces niveaux sont représentés par des grès brun-rouges, fins à grossiers, et des argiles brun-

Chapitre I : CADRE GEOLOGIE REGIONALE ET LOCALE DE LA ZONE

rouges silteuse, légèrement dolomitiques. Leur sédimentation, tout comme celle de la série inférieure, est caractérisée par une augmentation de la subsidence et des épaisseurs vers le NE. Elle est contrôlée par le nouveau relief créé par la mise en place de dépôts éruptifs et les rejeux tectoniques liés à l'activité du rift triasique. Les unités T1 et T2 ont été déposées dans un environnement continental fluviatile, passant progressivement vers le NE à une sédimentation fluvio-deltaïque. Les corrélations diagraphiques montrent une superposition de plusieurs séquences correspondant à des dépôts de chenaux ou point bars. Les grès sont gris et rouges, micacés, grossiers à la base ou avec des galets d'argile.

Les séquences sont séparées par des bancs d'argile, brun-rouge ou gris-vert, de plaine d'inondation, avec présence de paléosols. L'épaisseur totale des unités T1-T2 est en moyenne de l'ordre de 100 m et augmente vers le nord, où elle peut dépasser les 200 m.

Tableau 2: Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Trais (SONATRACH et SCHUMBERGER, 2007)

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 <i>point bar</i> des réservoirs de la série inférieure et du T1)

I.1.1. L'évaluation du bloc 438

Elle correspond à la partie occidentale du bassin triasique algérien et représentant la zone la plus explorée de ce bassin. Cette zone est localisée entre les deux gisements de Hassi R'Mel au Nord-Ouest et Hassi Messaoud au Sud-Est (Figure 06).

Ce bloc s'étend sur environ 400 km en longitude et 300 km en latitude, couvrant une superficie de l'ordre de 120.000 km². Les objectifs paléozoïques et triasiques sont situés à une profondeur importante comprise entre 3400 m et 4000 m.

Au sein du Trias, l'objectif primordial consiste en la série inférieure, tandis que le réservoir T1 étant une cible secondaire sur une grande partie du bloc.

Le Dévonien inférieur n'est présent que dans l'axe du sillon de l'Oued M'ya et les objectifs ordoviciens sont pratiquement marginaux et de peu d'intérêt.

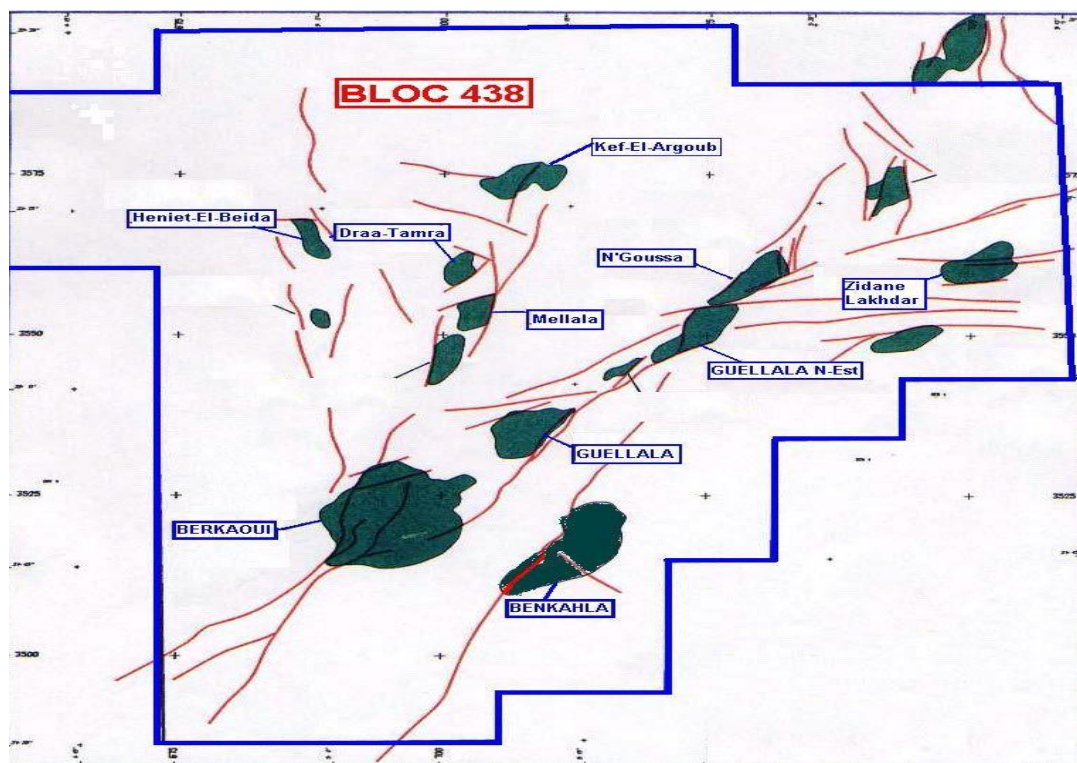


Figure 6: Carte principales accumulations du bloc 438 BEICIP (BEICIP, 1992)

Du point de vue structural, à l'exception de la structure de Haoud Berkaoui qui présente une fermeture verticale de l'ordre de 300 m ; cette zone est en général faiblement structurée. Cela est conjugué à la présence d'épaisses séries évaporitiques au sein des recouvrements mésozoïques, ce qui rend très difficile la définition des pièges structuraux par la sismique. La définition de ces fermetures de faible amplitude est également très influencée par les importantes variations de vitesse qui sont en partie liées à la distribution complexe du Sénonien salifère.

Les structures mises en évidence s'organisent le long de trends liés à des failles, essentiellement orientées nord-sud et nord-est/sud-ouest, dont le plus important correspond à l'axe du sillon de l'Oued M'ya (trend Haoud Berkaoui/ Guellala/Boukhezna-Sahane). Ces trends sont recoupés par des trends transverses d'orientation est-ouest, ayant joué tardivement en décrochement.

- La plupart des structures ont été forées et correspondent :

Aux trois gisements de Haoud Berkaoui, Guellala et Ben Kahla développés en la série inférieure.

Aux autres accumulations développées dans le bloc, à une multitude de champs périphériques qui sont par ordre d'importance : N'Goussa, Guellala nord est, Draa Tamra et Mokh El Kebechs.

I.2. Cadre local : présentation du champ de Benkahla

I.2.1. Situation géographique du gisement de Benkahla

Le gisement de Benkahla est situé dans la région, anciennement nommée Gara krima à 80 kilomètres environ à l'ouest de Hassi Messaoud, à une vingtaine de kilomètres au sud du gisement de Guellala, et à la même distance à l'est de HaoudBerkaoui. Sa superficie est de l'ordre de 83.5 km². (Figure 07)

La zone de Benkahla se trouve dans la wilaya de Ouargla et se positionne ainsi entre les deux régions de Hassi Messaoud et de HassiR'Mel, à 600 km au Sud d'Alger.

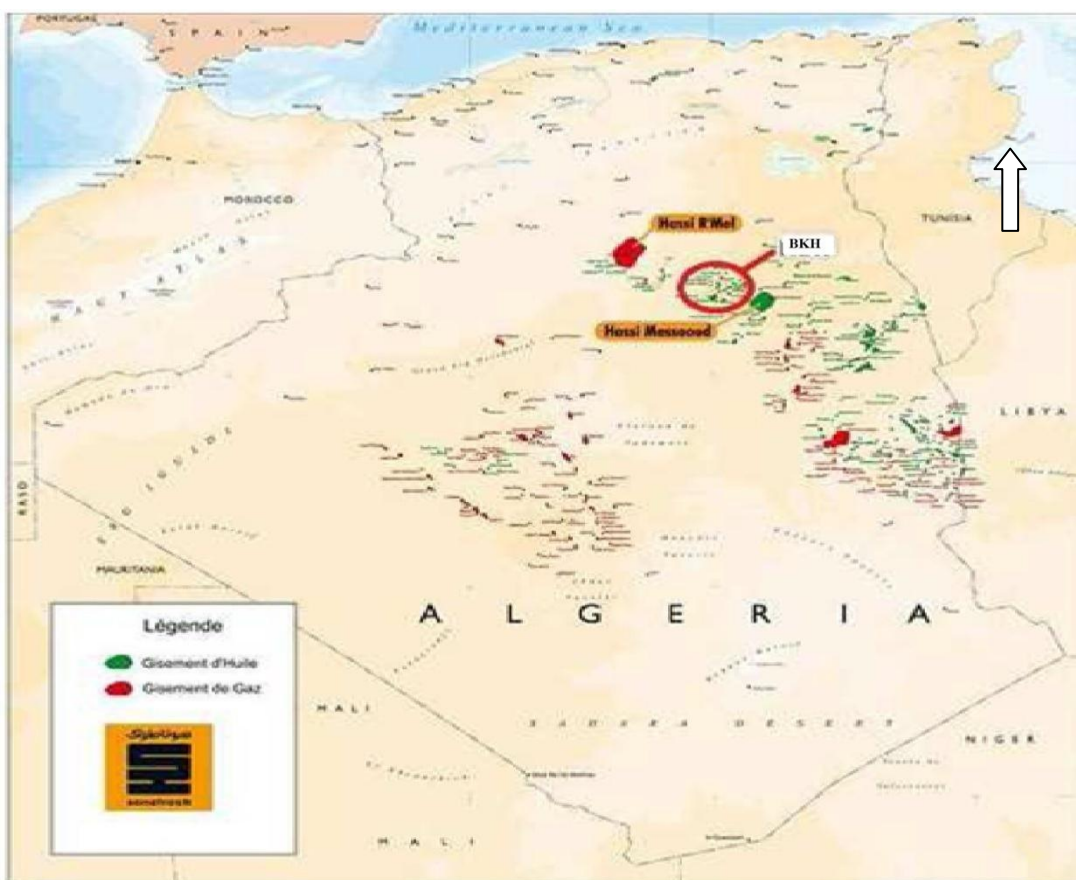


Figure 7: Situation géographique de Benkahla (SONATRACH/ EXPLOTATION,1995)

I.2.2. Cadre géologique du gisement de Benkahla

Le gisement de Benkahla se situe dans la dépression de l'Oued M'ya, au centre de la province triasique, où elle est limitée à l'ouest par le champ de HassiR'Mel, au nord-ouest par le gisement de Berkaoui, au nord-est par le gisement de Galalla, à l'est par le champ de Hassi Messaoud, et au sud par le gisement d'El-Gassi.

I.2.3. Historique de la région d'étude

La direction régionale de HaoudBerkaoui se trouve dans la commune de Rouissait à 25 Km du chef-lieu de la wilaya de Ouargla. La région a été gérée par Hassi Messaoud jusqu'en 1977, l'année où elle est devenue autonome.

Les études géophysiques réalisées dans la région de Ouargla ont permis de révéler l'existence de deux (02) structures appelées : HaoudBerkaoui Benkahla, toutes les deux situées sur une surface d'exploitation de 1600 km².

Le premier sondage réalisé dans la région de Ouargla en 1963 est OA01. C'est en mars 1965 que le premier sondage OK101 est implanté au sommet de la structure de HaoudBerkaoui, localisant une accumulation d'huile légère d'une densité de 43 °API ($d = 0.8$) dans la série inférieure du Trias argilo-gréseux (TAG) par la compagnie française de pétrole algérien (CFPA). Ce forage a atteint le Gothlandien à 3327.8 m (premier horizon paléozoïque rencontré sous la discordance hercynienne). Suite à ce forage et aux interprétations sismiques, un deuxième puits OKP24 a été foré le : 31/08/1966 dans la structure de Benkahla ; où il a rencontré également de l'huile dans le T.A.G. Pour évaluer cette nouvelle structure un autre puits OKS55 a été foré.

Le test de production effectué par la CFPA donna un débit de 11 m³/h avec une pression de gisement de 520 kg/cm² et un GOR de 101 m³/m³. Ce test réussi était prometteur, il persuada les producteurs à implanter d'autres puits aux alentours de la structure, ce qui a permis de mettre en évidence d'autres gisements périphériques.

A ce jour, 38 puits sont en exploitation, répartis sur l'ensemble des champs, dont 27 puits producteurs et 08 puits injecteurs d'eau pour le maintien de la pression. Les autres puits qui sont au nombre de 03 sont des puits secs.

Toutes les quantités d'huile et de gaz récupérées sont acheminées vers les différents centres de production de la région. Les activités principales de la région sont :

- La production d'huile et de condensât.
- La production de gaz associé (gaz de vente et gaz lift).
- L'injection d'eau.

I.2.4.Colonne stratigraphique de Benkahla

Du point de vue stratigraphique, la particularité de la province triasique est que le Mésozoïque repose en discordance hercynienne sur le Paléozoïque (Figure 08), cela nous permet de signaler que la zone de Benkahla compte trois sous-systèmes entiers qui sont érodés :

- Le Dévonien.
- Le Carbonifère.
- Le permien.

✓ La stratigraphie partant du Paléozoïque est la suivante :

II.1.4.1. Le paléozoïque

Les données stratigraphiques obtenues par 32 forages du gisement, dans cette période sont celles du Silurien.

A. Le Silurien

Cette unité stratigraphique, anciennement appelée Gothlandien a été très affectée par la discordance hercynienne. Elle est composée d'argiles noires, feuilletées, charbonneuses quelque fois carbonatées, devenant très fossilifères au sommet, avec des intercalations gréseuses de quelques mètres d'épaisseur parfois

II.1.4.2.Le Mésozoïque

Le Mésozoïque est bien développé dans la province triasique.

A. Le Trias

Il est composé d'une série argilo-gréseuse d'origine continentale reposant en discordance sur les différents termes du Paléozoïque et se termine par une série argilo-salifère d'origine laguno-marine, qui constituant une excellente couverture pour les gisements du Trias gréseux, et se composant de bas en haut :

- La Série inférieure

Elle constitue le réservoir principal dans les champs de HaoudBerkaoui et Guellala, mais l'unique réservoir de Benkahla. (Sonatrach/ EP).

Cette série géologique constituée d'argiles et de grès est discordante sur le Silurien (discordance hercynienne), et elle est aussi recouverte par les épanchements andésitiques. Son épaisseur moyenne est de l'ordre de 40 à 50 m, se composant d'une succession de grès grossiers, de grès fins à moyens, de grès très fins et d'argile fréquemment dolomitique (J. Thouvenienjan

Ces différents constituants sont généralement ordonnés en séquences sédimentaires, allant des plus grossiers à la base, aux plus fins au sommet.

Ces argiles sont tantôt vertes au sommet, tantôt grises. Les intercalations des joints argileux sont gris-verts de l'ordre des centimètres, et sont finement laminées.

On rencontre parfois des galets moins aplatis, la cause probable, c'était un arrêt séquentiel des dépôts de boue. Vers la base se sont déposées des argiles brunes-rouges, parfois gréseuses bréchiques et des galets mous, avec de fréquentes concrétions de dolomie rose.

- La Série éruptive (Série l'Andésitique)

C'est une série d'épanchement volcanique intra-dispositionnelle de la série inférieure ou bien vers la fin de la sédimentation de celle-ci. Son épaisseur varie de 0 à 70 mètres à HaoudBerkaoui, en moyenne de 130 à 140 m à Guellala, et enfin de 0 à 80 m à Benkahla.

Cette série admet parfois des intercalations des argiles rouges dolomitiques ou silteuses (OKP12, OKP22 et OKP24).

Son épaisseur augmente du sud au nord de Benkahla. La présence d'intercalations gréseuses intra-andésitique, renfermant une pression supérieure à celle du réservoir, semble montrer, que l'éruptif forme la couverture du gisement de Benkaha. Un test effectué au toit d'un niveau détritique intra-andésitique à OKP22, a permis de récupérer de l'eau salée à 320g/l. Quant à la pression vierge, elle était de 477Kg/cm², alors que dans la série inférieure était à 210Kg/cm².

Au-dessus de l'Andésite et dans la partie méridionale de Benkahla, on rencontre un passé d'argile à cinérites dont l'épaisseur varie de 1 à 6 m. Cependant, certains forages n'ont pas rencontré la Série andésitique. Les argiles à cinérites étant la seule manifestation du volcanisme (PL2) d'après J-Thouveninjan 1968. Ces argiles à cinérites forment une cuirasse ferrugineuse (Paléosol).

- Le Trias gréseux T1

Cette formation constitue une séquence argilo-gréseuse, variant entre 20 et 30 m d'épaisseur. Dans sa partie sommitale, on trouve un banc d'argile dolomitique et bréchique d'environ 10 m de hauteur. Le niveau T1 s'est déposé sur l'ensemble de la région de HaoudBerkaoui et Guellala, sauf à Benkahla, où il est très faiblement déposé.

La présence de ce faible dépôt au sud de Benkahla nous fait penser que ces dépôts ont été

Chapitre I : CADRE GEOLOGIE REGIONALE ET LOCALE DE LA ZONE
interrompus par un phénomène de volcanisme, ou bien la structure était beaucoup plus élevée au moment de la sédimentation. On peut subdiviser le T1 en deux sous-couches :

- _ Une sous-couche argilo-dolomitique au sommet, avec une épaisseur de l'ordre de 8m.
 - _ Une sous-couche gréseuse, d'une épaisseur de 12m.
- **Le Trias gréseux T2**

Au sommet, on trouve une sous-couche argilo-silteuse brune rougeâtre, d'une dizaine de mètres. Elle est dolomitique à fissures remplies de sel et d'anhydrite. Une sous-couche gréseuse a la base (grains moyens à fins de 8 à 10 m).

B. Le Jurassique

Il est constitué de dépôts évaporitiques (laguno-marins), avec une épaisseur de 850m environ, et il est subdivisé, comme suit :

- Le Lias

Son épaisseur est de l'ordre de 340m-350m, se subdivisant en deux zones lithologiques :

- _ A la base : le sel massif (80m) ;
- _ Au sommet : l'anhydrite massive (260-270) m.

Le mur du jurassique est pris à la base du banc marneux, dit horizon "B" qui constitue un repère diagraphique régional.

- Le Dogger

Il se subdivise en deux séries :

1. Le Dogger lagunaire

Il a une épaisseur de 120 m, et il est composé d'alternance d'argiles grises-vertes et brunes rouges, de marnes grises et d'anhydrite.

2. Le Dogger argileux

Cette série est composée d'argiles plastiques et d'argiles indurées, de marnes grises parfois dolomitiques et d'intercalations de grès fins.

- Le Malm

C'est un complexe argilo-grésocalcaire de 234 m d'épaisseur, composé d'alternance d'argile plastique, souvent silteuse, de calcaire argilo-dolomitique et de marnes grises et d'intercalation de grés.

C.Le Crétacé

- Le Néocomien

Il est composé d'argiles brunes rouges et marnes grises, souvent dolomitiques avec intercalations de grés fin et passées de calcaires dolomitiques, de 181m d'épaisseur.

- Le Barrémien

Il est composé de sable fin à très grossier et de grés fins beiges à bruns-rouges, avec quelques intercalations de passées d'argile silteuse, brun-rouges et de calcaire argileux de 372m d'épaisseur.

_ L'Aptien

C'est une série carbonatée, dolomitique microcristalline, d'une épaisseur de l'ordre de 20 à 30m.

_ L'Albien

C'est un ensemble de grés et d'argiles avec la présence de quelques intercalations dolomitiques, et une alternance de marne et d'argile au sommet de la couche. Il a une épaisseur de 460m environ.

_ Le Cénomani

Il a une épaisseur de 161m, composé au sommet d'alternances d'anhydrite blanche, de calcaire, de marnes dolomitiques et d'argiles grises, et à la base par des argiles et des marnes dolomitiques grises, avec des passées de calcaire dolomitique, d'argiles grises-vertes et brunes-rouges.

_ Le Turonien

C'est une série de dépôts marins de 70 m d'épaisseur, carbonatés constitués de calcaire crayeux beige à blanc, avec des passées de calcaire argileux et dolomitique au sommet.

_ Le Sénonien

Il est subdivisé en :

1.Le Sénonien salifère

Il est formé de sel massif translucide avec des intercalations d'anhydrite cristalline dure, d'argile grise tendre, légèrement dolomitique et salifère, et à la base, il est constitué d'anhydrite massive de 220 m d'épaisseur.

2.Le Sénonien anhydritique

Il est constitué d'alternances d'anhydrite blanche microcristalline parfois cristalline, de dolomie grise, de passées de calcaire beige et d'argile brune-rouge dolomitique, avec 250m d'épaisseur.

3.Le Sénonien carbonaté

Il est affecté par l'érosion et il est marqué par la discordance alpine au sommet. C'est une série carbonatée de calcaire fossilifère blanc, souvent dolomitique et vacuolaire, avec des passées de marne de 225 m d'épaisseur.

II.6.4.3. Le Cénozoïque

Seul le Mio-pliocène représente les terrains cénozoïques dans la région, reposant en discordance sur le Mésozoïque ; son épaisseur varie de 30 à 70 m. il est constitué de sable jaune fin, grossier, sub- anguleux à arrondi, avec des passées de grès fin à moyen, friable à ciment carbonaté et calcaire blanc tendre, parfois gréseux dolomitique.

ÈRE	SYST	ÉTAGES	DESCRIPTION	EPAISSEUR
MESOZOÏQUE	CENO-ZOÏQUE	MIO-PLIOCÈNE discordance alpine	Sable, grès et argile	0 à 60 m
		SÉNONIEN		
	CRÉTACÉ	CARBONATÉ	Calcaire dolomitique et marne	0 à 700 m
		ANHYDRITIQUE	Anhydrite massive, calcaire, dolomie, argile et marne	
		SALIFÈRE	Sel massif, anhydrite et argile	
		TURONIEN	Calcaire crayeux	
		CÉNOMANIEN	Argile grise, anhydrite blanche, dolomie et marne	300 à 900 m
		ALBIEN	Grès fins à moyen à intercalations d'argile brun-rouge et de sable grossier à la base	
		APTIEN	Dolomie et marne	
		BARRÉMIEN	Sable fin à très grossier Passées de dolomie Calcaire et marne	
		NÉOCOMIEN	Grès fins à moyen Passées d'argile et d'anhydrite, lignite	600 à 1300m
	JURASSIQUE	MALM	Argile silteuse à intercalations de dolomie, de calcaire et de marne	120 à 300 m
		DOGGER	ARGILEUX	
			LAGUNAIRE	
		LIAS	ANHYDRITIQUE	700 à 900 m
			SALIFÈRE	
			HORIZON "B"	
			S1 + S2	
			S3	
			ARGILES SUPÉRIEURES	
	TRIASSIQUE	S4	Argile brun-rouge parfois salifère	100 à 250 m
		ARGILES INFÉRIEURES	Argile silteuse	
		T2	Grès fin argilo-silteux	
		T1	Grès argileux	
		ROCHES ÉRUPTIVES	Andésite altérée	
		SÉRIE INFÉRIEURE discordance hercynienne	Grès fin à moyen	
		GOTHLANDIEN	Argile noire grès fin à moyen	300 à 900 m

Figure 8: Colone stratigraphique type de Benkahla (Document Division Production/ SONATRACH)

I.2.5. Structure du gisement de Benkahla

I.2.5.1. Roches mères

L'importance de la série inférieure paléozoïque est liée à la présence des roches mères du bassin dont les plus riches sont constituées par les argiles radioactives du Silurien (Figure 11). En liaison avec la condensation sédimentaire de l'ensemble du Silurien dans ce bassin ; ces argiles présentent d'excellentes caractéristiques géochimiques. Leur faible enfouissement au cours du paléozoïque a préservé 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. La roche mère silurienne est absente sur les môles de Hassi Messaoud et de Talemzane.

Dans la dépression de l'Oued M'ya, la roche mère du Silurien présente actuellement un degré de maturation favorable à la génération d'huile. Son degré de maturation est plus élevé (zone à gaz) à l'ouest de HassiR'Mel et au nord du môle Talemzane, où son enfouissement augmente vers le sillon sud Atlasique.

La configuration actuelle du bassin et l'extension de la roche mère du Silurien ont été extrêmement favorables à l'alimentation des réservoirs sus-jacents (Trias et localement Dévonien Inférieur) dans la dépression de L'oued M'ya.

A L'ouest, le gisement de HassiR'Mel, à proximité immédiate du biseau du Silurien a pu être alimenté, étant donné sa configuration structurale très favorable. (Document Division Production/ SONATRACH). (Figure 09, 10)

I.2.5.2. Les roches réservoirs

A l'exception de quelques niveaux réservoirs situés dans le Dévonien inférieur au cœur de sillon de l'oued M'ya, les réservoirs paléozoïques sont limités aux grès du Cambro-ordovicien. Ces réservoirs présentent globalement des caractéristiques médiocres, surtout au niveau de la dalle de M'Kratta et des Quartzites de Hamra. L'extension de ce dernier est limitée à la partie orientale du bassin où son épaisseur est beaucoup plus faible que sur la bordure ouest du bassin de Berkine.

Les réservoirs les plus importants sont ceux du Cambrien présents sur l'ensemble du bassin. Cependant, dans les zones où le cambrien est couvert par les séries argilo-gréseuses de l'ordovicien, il est généralement très profond et en position défavorable par rapport aux roches mères. Sur le môle de Talemzane où il est partiellement érodé sous les grès du Trias, il n'est pas couvert.

Au contraire, sur le môle El Agreb-Hassi Messaoud, la couverture du cambrien peut être assurée par le faciès argileux du Trias, les bons niveaux réservoirs ne s'étant pas déposés dans ce secteur.

Dans la dépression de l'Oued M'ya, les réservoirs triasiques sont semblables, mais dans lesquels, la distribution des réservoirs et leur qualité varient d'une manière notable, et on distingue (Document Division Production/ SONATRACH). (Figure 09, 10) :

➤ La série inférieure :

Elle repose sur le substratum paléozoïque dont les meilleurs faciès sont localisés dans la dépression de l'Oued M'ya, vraisemblablement en liaison avec le paléo-môle de Hassi Messaoud. Ainsi, cette série constitue le principal réservoir des gisements de Benkahla, Guellala, HaoudBerkaoui, et d'une grande partie du bloc 438. Cette formation est considérée comme l'équivalent du Trias argilo-gréseux inférieur (TAG) du bassin de Berkine.

- L'unité T1

Dans laquelle sont développés de très intéressants réservoirs dans la partie ouest du bassin (réservoirs B et C). Au contraire, dans le sillon de l'Oued M'ya, les niveaux réservoirs de cette unité sont fortement réduits (réservoir T1) au-dessus d'une série éruptive très développée dans ce secteur, en relation avec les jeux en distension des trends structuraux majeurs. Cette unité est l'équivalent du Trias carbonaté du bassin de Berkine et des réservoirs du Trias intermédiaire de la région de RhourdeNouss.

- L'unité T2

Dans laquelle se développe le réservoir « A », particulièrement important au niveau du gisement de HassiR'Mel, et rapidement dégradé par ailleurs, en particulier par une cimentation salifère généralisée au niveau du bloc 438.

Cette unité est l'équivalent du Trias argilo-gréseux supérieur (TAGS) qui présente son développement maximal dans la région de RhourdeNouss.

I.2.5.3. Roches couvertures

La série évaporitique déposée à la fin du Trias à travers le champ de Benkahla constitue une excellente couverture régionale sur l'ensemble du bassin Triasique. Cette couverture est constituée par des sels et des anhydrites avec des épaisseurs, dépassant les mille mètres.

En plus de cette couverture régionale, il existe une couverture locale propre à ce réservoir. Les roches éruptives du Trias qui sont bien développées, provenant des coulées de laves assez considérables, et jouant un rôle important, en assurant une bonne étanchéité entre la série inférieure et le T2. (Figure 11)

Le réservoir de la série inférieure est un piège en forme de biseau litho-stratigraphique limité à l'ouest par une faille régionale qui constituerait un écran et biseautage au sud. (Document Division Production/ SONATRACH).

I.2.5.4. La migration

Les hydrocarbures générés, surtout dans la partie nord-est du bassin de l'Oued M'ya la plus affaissée, ont migré vers les zones hautes où a eu lieu le piégeage, la migration s'est effectuée de l'ouest vers Hassi Messaoud, et du nord vers le sud dans les directions de HaoudBerkaoui, Benkahla, Guellala et même Hassi Messaoud.

Le timing entre la mise en place de la couverture salifère fin Trias, début Jurassique, et début de la génération des hydrocarbures au Crétacé moyen, implique le fait que toute la quantité d'hydrocarbures générée soit accumulée et piégée dans ce même bassin en l'absence de fuites. (Document Division Production/ SONATRACH).

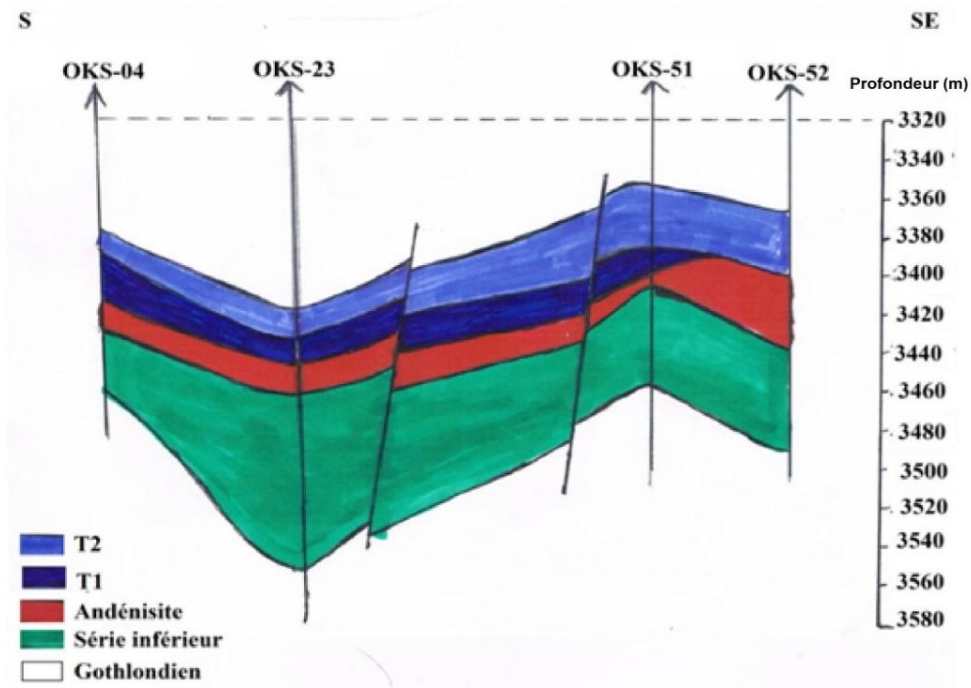


Figure 9: La coupe géologie S-SE

(Echelle : H : 1/ 500 00, V : 1/ 2000 m)

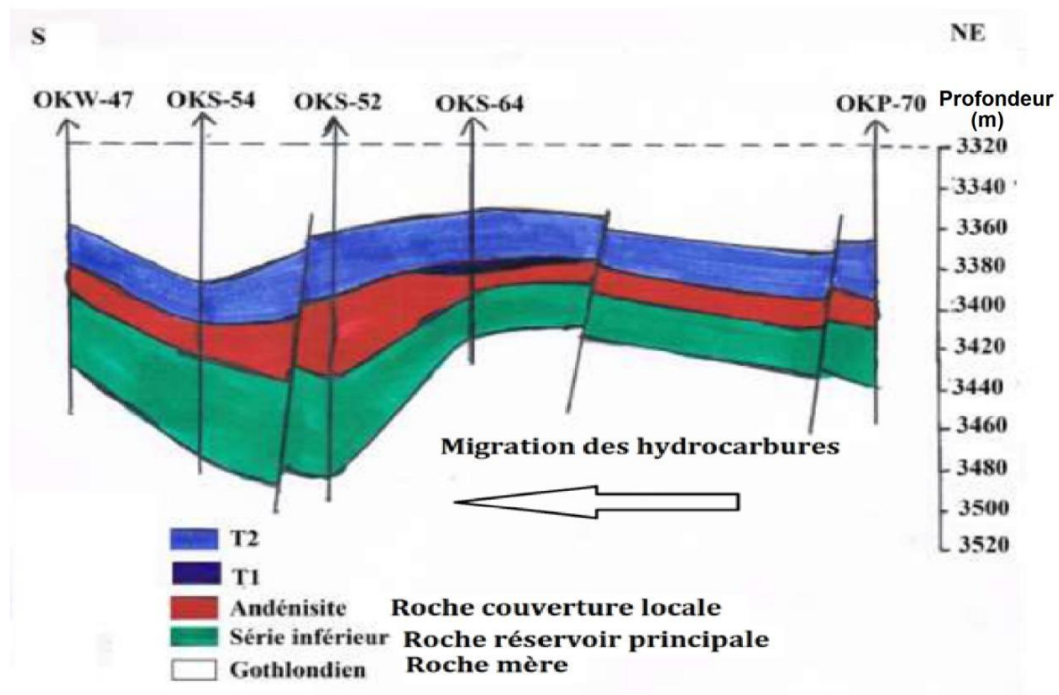


Figure 10: La coupe géologie S-NE

(Echelle : H : 1/ 500 00, V : 1/ 2000m)

Age	Etages	Strati.	Lithologie	Epaisseur
T R I A S A R G I L O G R E S E U X	T-2		Altern. d'argile silteuse et de silts, passées de grés beige à cim. argilo-dolomitique	20 à 25m
	T-1		Alternance d'argile et de silts passées de grés beige ciment argilo siliceux fine altercal. de grés gris-blanc.	25 à 30 m
	ERUPTIF		Andésite 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
	SERIE INFERIEURE		Grés gris beige fin, moy à grossier. Ciment carbonaté à siliceux. Passées de films d'argile verdâtre. Présence de pyr et nodules d'argile verte ou ferrugineuse.	15 à 60 m
	GOTHLANDIEN		Argile noire feuilletée pyriteuse, silt.	300 à 900m

Figure 11: Section stratigraphique du trais argilo-gréseux (Division Production/ SONATRACH)

L'effort d'exploration dans le bassin de l'Oued M'ya a connu un nouvel essor ces cinq dernières années, et a été couronné par plusieurs découvertes d'huile. En effet, un intérêt particulier a été porté sur la possibilité d'extension des gisements triasiques, notamment Berkaoui et Benkahla et sur le développement du réseau de fractures ouvertes dans les objectifs profonds (quartzites de Hamra : Ordovicien). Ainsi, plusieurs découvertes récentes ont été réalisées dans le bassin :

- Un gisement d'huile, Benkahla est, a été découvert dans le réservoir série inférieure (Trias) à l'est du gisement Benkahla (puits BKHE-1, 1999) ;
- Une découverte d'huile dans le réservoir quartzites de Hamra de l'Ordovicien, au niveau de la région Berkaoui (puits BKP-1, 2002) ;
- Une découverte d'huile dans les réservoirs triasiques T1 et série inférieure l'Ouest du gisement de Berkaoui (puits BKO-1 à 3, réalisés entre 2001 et 2005) ;
- Deux découvertes d'huile, entre les gisements de Berkaoui et Benkahla et au nord de Berkaoui, dans le réservoir série inférieure (puits BKRE-1, 2005), et le réservoir quartzites de Hamra (puits NHN-1, 2005).

Les modélisations et bilans géochimiques dans le bassin de l'Oued M'ya montrent qu'un volume très important d'hydrocarbures (environ 3 à 4 fois le total découvert à ce jour) reste à découvrir dans différents types de pièges (structuraux, mixtes, stratigraphiques, extension de gisements et objectifs profonds).

Chapitre II

METHODE DE TRAVAIL Introduction

L'objectif de ce travail de recherche est de repropose évaluation des paramètres pétrophysiques du réservoir, On va étudier une caractérisation géologique du réservoir pour l'évaluer du gisement de Benkahala. Pour atteindre cet objectif, beaucoup de paramètres vont être introduits, à savoir la perméabilité, la porosité, les épaisseurs utiles. Ils, seront tirés par l'interprétation des données diagraphique et pétro-physique.

Dans les paragraphes qui suivent, on va présenter les différentes méthodes utilisées dans la détermination des paramètres pétrophysiques. Toutes les données obtenues seront introduites dans le logiciel IP pour la combinaison et la superposition, afin d'évaluation des paramètres pétrophysiques de gisement. Il faut noter aussi l'utilisation des données de 03 puits forés dans la zone sud du gisement de Benkahala.

II.1. Interprétation des diagraphies

L'objectif de l'interprétation des diagraphies sont de déterminer les paramètres pétro-physiques du réservoir, ainsi que l'évaluation des réserves d'hydrocarbures en place : interprétation pétro- physique.

- **Caractéristiques du réservoir :(d'après M.S. Beghoul, 2013)**

- Argilosité du réservoir ($V_{shale} = V_{sh}$ ou $V_{clay} = V_{cl}$).
- Porosité.
- Résistivité (salinité) de l'eau de formation (Tableau 03).
- Coefficients matriciels et facteur de formation (Tableau 03).
- Saturation en eau ou (en hydrocarbures).
- Épaisseur du réservoir (net pay).
- Contacts des fluides (WOC, OGC, ...).

Tableau 3: Les données des paramètres régionaux Source (EP/SONATRACH)

R_w	ρ_f	ρ_{ma}	ΦN_{sh}	ρ_{sh}	Δt_{ma}	Δt_f	Δt_{sh}
0,017	0,9	2,65	26	2,67	55	189	85
Ωm	g/cm³	g/cm³	%	g/cm³	ms/ft	ms/ft	ms/ft

II.1.1. Détermination du pourcentage d'argile V_{sh}

Le V_{sh} nous renseigne sur l'argilite et la nature d'une formation gréseuse, c'est à dire sur l'intercalation des fines d'argile, et sur l'inclusion des nodules d'argiles dans la masse gréseuse.

II.1.1.A. Méthode du Gamma Ray

L'enregistrement du signal de GR à plusieurs applications :

1. Corrélation de puits à puits ;
2. évaluation du contenu d'argile V_{sh} ;
3. définition des couches perméables ;
4. évaluation des minéraux radioactifs ;
5. délimitation des couches réservoirs. Le V_{sh} est donné par la formule suivante :

$$V_{sh} (\%) = (GR_{lu} - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min}).$$

D'où :

GR_{lu} : Gamma ray lu à partir du log.

GR_{min} : Gamma ray en face des bancs propres (sable).

GR_{max} : Gamma ray lu en face des argiles.

II.1.1.B. Méthode de résistivité

On utilise la formule suivante :

$$V_{sh} = \sqrt{R_{cl}/R_t}$$

Avec :

R_{cl} : Résistivité en face des argiles ;

R_t : Résistivité de l'intervalle d'investigation.

II.1.2. Détermination de la porosité de réservoir

Par définition, la porosité est la capacité de stockage de la roche, et elle caractérise l'ensemble des vides, pores et fissures contenues dans la roche. Donc la porosité totale est donnée par la formule suivante :

$$\Phi = V_{\text{poreux}} / V_{\text{roche}} * 100\%$$

II.1.2.A. Classification des porosités

Elles peuvent être classées du point de vue genèse en deux types :

- **Porosité primaire**

La porosité primaire est le résultat du premier dépôt des sédiments et dépend de la taille des grains, leur arrangement, la distribution et la cimentation.

- **Porosité secondaire**

La porosité secondaire est le résultat des processus géologiques, tels que la dissolution, la recristallisation, la dolomitisation et aux ruptures qui affectent les minéraux (Phénomène physicochimiques).

- Elles peuvent être aussi classées de point de vue production :

- **Porosité effective**

Elle est dite effective pour des roches investies par des pores interconnectés entre eux et avec l'extérieur.

- **Porosité résiduelle**

Elle est dite résiduelle pour des roches investies par des pores non connectés et isolés. Il peut s'agir soit de vides intra cristallins (inclusions fluides ou gazeuses par exemple).

- **Porosité totale :**

C'est la porosité effective à laquelle est additionnée la porosité résiduelle, et elle est dite aussi porosité absolue.

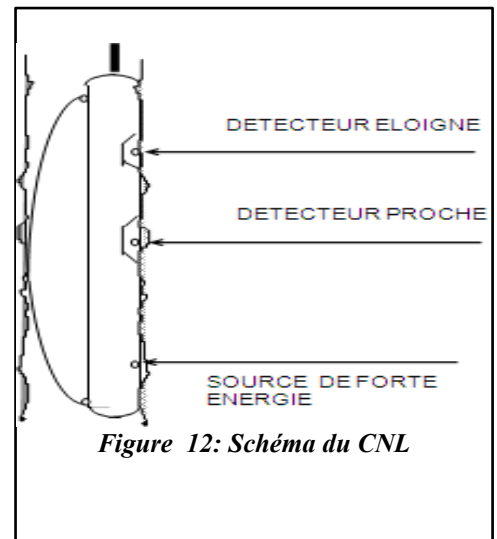
II.1.2.B. Détermination de la porosité par la diagraphie :

➤ Le CNL (Compensated neutron log)

- C'est un outil de lithologie et de porosité. (Figure 12)

_ Principe :

C'est un outil à 2 détecteurs développé pour la détermination de la porosité en trou ouvert ou tubé. Il mesure la vitesse de décroissement du nombre de neutrons thermiques en fonction de la distance à partir de la source. Cette vitesse dépendra principalement de la porosité. Les légères fluctuations de la porosité engendrées par les variations statistiques sont diminuées par l'utilisation de source de forte énergie, ayant un grand flux de neutrons. (O-serra, 1979).



La base de la mesure est le rapport des comptes : détecteur proche, détecteur éloigné. Le panel de surface convertit ce rapport en porosité qui sera enregistré en échelle linéaire sur le log CNL (Compensated neutron log) pour une matrice donnée.

_ Les applications du log CNL

La première application des outils neutrons est la détermination de la porosité. Certaines corrections pour la lithologie et les conditions de trou sont parfois nécessaires. Pour cela, on peut écrire la relation suivante :

$$\Phi_{Ncor} (\%) = \Phi_{Nlu} - V_{sh} \times \Phi_{Nsh}$$

Où :

- Φ_{Scor} : la porosité sonic corrigé.
- Φ_{llu} : transit time lu.
- Φ_{ma} : transit time matrice.
- Φ_{tf} : transit time du fluide de formation.

➤ Diagraphie Sonic

_ Définition

Le log sonic est un enregistrement continu, en fonction de la profondeur et la vitesse du son dans les formations. L'idée d'utiliser les ondes acoustiques pour l'investigation des formations remonte à 1948. On s'aperçut que la propagation des ondes acoustiques dans les formations est fonction de la porosité.

_ Le Principe d'enregistrement

L'onde émise est calibrée en amplitude et fréquence, le signal récupéré par les récepteurs en comparaison avec celui émis, donne une idée sur la vitesse de l'onde acoustique dans le milieu qui est liée à sa compaction, donc, liée à la porosité. L'outil mesure le temps de transit dès l'onde acoustique sur une distance de 1 pied.

Le transit time est le temps que met une onde sonore pour traverser 1 pied de formation, il est exprimé en (ms/ft) (O-serra, 1979).

L'outil BHC (Bore Hole Compensated) possède deux émetteurs d'onde acoustique et quatre récepteurs. (Figure 13)

Les transmetteurs sont pulsés alternativement et Δt est lu, alternativement, sur les deux paires de récepteurs. Cette alternance entre les deux émetteurs et les deux paires de récepteurs est une technique du BHC pour éliminer les effets d'environnement.

L'enregistrement se fait en échelle linéaire sur la marge droite des logs. Les valeurs de cette échelle varient entre 140 & 40 $\mu\text{s/ft}$.

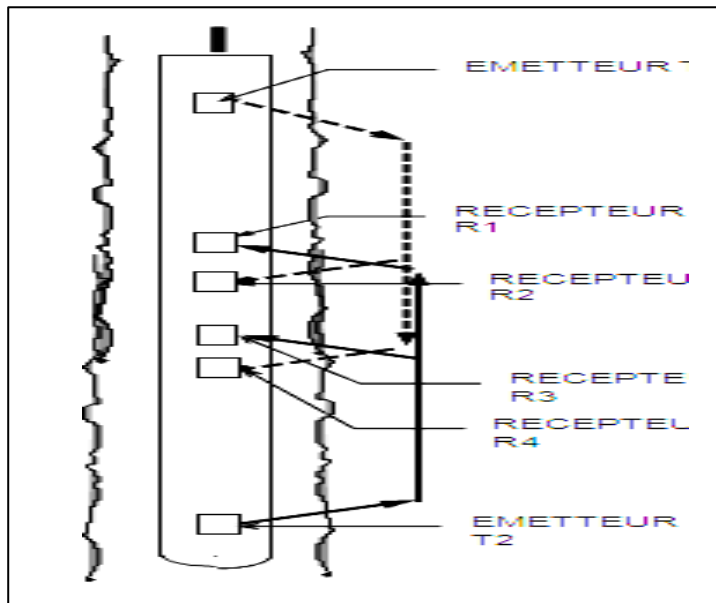


Figure 13: Schéma du BHC

_ Traitement de la lecture sonic

- On peut citer La relation liant le Φ_{flu} à Φ_{Scor} comme la suite :

$$\Phi_{Scor} = (\Phi_{flu} - \Phi_{tma}) / (\Phi_{tf} - \Phi_{tma})$$

Où :

- Φ_{Scor} : La porosité sonic corrigé.

- Φ_{lu} : Transit time lu.
- Φ_{ma} : Transit time matrice.
- Φ_{ff} : Transit time du fluide de formation.

➤ **La densité LDL (l'outil gamma-gamma)**

Le FDC (Formation Density Compensated) ou LDL est un outil de lithologie et porosité. Il enregistre uniquement, en trou ouvert. (Figure 14).

– **Le principe**

Une source radioactive Césium 237 est montée sur un des patins de l'outil, appliqué à la paroi du sondage. Cette source émet des rayons gamma d'énergie moyenne ≈ 1 MeV dans la formation.

Ces rayonnements γ vont entrer en collision avec les électrons des atomes composant la formation. A chaque collision, le rayonnement perd de son énergie qu'il communique à l'électron et continue son trajet avec une énergie moindre (O-serra, 1979).

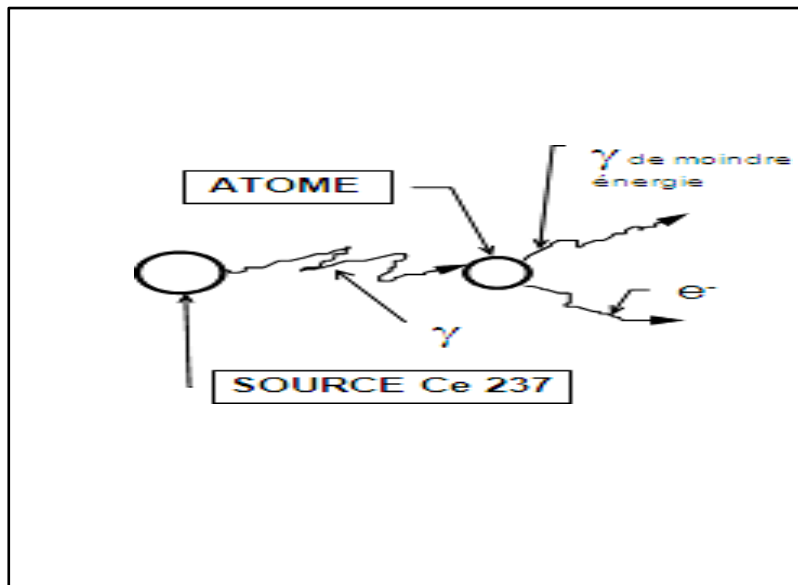


Figure 14: Schéma d'une interaction de type "effet compton"

Ce type de collision est appelé effet Compton (Voir schéma ci-contre).

Le nombre de rayons γ atteignant le détecteur, après la collision, et est inversement proportionnel à la densité du milieu ; donc proportionnel à la porosité.

– **Traitement de la lecture densité :**

- **Porosité Densité :**
$$\Phi_D = (\rho_{ma} - \rho_b) / (\rho_{ma} - \rho_f)$$

- Calculer la porosité densité corrigée sur l'effet d'argile :

$$\Phi_{Dcor} = \Phi_D - \Phi_{Dsh} * V_{sh}$$

Où :

Φ_{Dcor} : la porosité de densité corrigée.

ρ_{ma} : densité de la matrice.

ρ_b : densité bulk lue sur log FDC.

ρ_f : densité du fluide de formation.

II.1.3. Diagraphie de résistivité

Le principe de fonctionnement des outils de résistivité est basé sur l'envoi d'un courant continu d'intensité et de potentiel connus dans la formation à partir d'une source.

L'intensité du courant recueillie au retour et donne la valeur de résistivité de la partie du terrain traversée (O-serra, 1979).

Pour l'évaluation d'existence des fluides dans le réservoir, on y trouve les différentes courbes de résistivité, selon leur rayon d'investigation :

1. La courbe LLD, L'aérogéologie Deep à rayon d'investigation, relativement, profond.

2. La courbe LLS, L'aérogéologie Shallow à rayon d'investigation relativement proche. L'enregistrement des résistivités se fait sur la marge droite du log. Elle est en échelle logarithmique.

➤ Application de la résistivité R_t

- Interprétation rapide pour détection des hydrocarbures.
- Calcul de la saturation en eau S_w .
- Détermination du diamètre d'invasion d_i .
- Détermination de la résistivité de l'eau de formation R_w .

➤ Détermination de la saturation en eau (S_w) du réservoir

La combinaison de deux enregistrements de résistivité Deep et Shallow nous a permis, en connaissant la porosité utile, d'évaluer la résistivité de la formation R_t à partir de laquelle, on peut déterminer :

Le S_w , saturation en eau dans les réservoirs à hydrocarbures, connaissant la résistivité de l'eau de formation (R_w) et la porosité utile (Φ_u).

Par contre dans un aquifère saturé, on peut évaluer la résistivité de l'eau de formation R_{wet} par la même sa salinité en équivalent $NaCl$, connaissant la porosité utile.

La saturation en eau qui est le pourcentage d'eau occupé dans le volume des pores, est donné par la loi d'Archie :

$$S_w = \sqrt{F * R_w / R_t}$$

II.1.4. La perméabilité (k)

II.1.4.1. Définition

La perméabilité d'une roche caractérise son aptitude à permettre l'écoulement des fluides contenus dans son espace poreux. Ce dernier ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux ; on dit alors qu'il est perméable. La perméabilité est donnée par Loi améliorée de Darcy :

$$K = \frac{Q\mu L}{S(P_1 - P_2)}$$

Où :

Q : Volume d'eau écoulé par unité de temps [cm³/s en unités CGS] ;

P_1 : Pression entrante [atm en unités CGS] ;

P_2 : Pression sortante [atm en unités CGS] ;

S : Surface de la couche filtrante [cm² en unités CGS] ;

K : Perméabilité [Darcy en unités CGS] ;

μ : Viscosité du fluide [centipoise en unités CGS] ;

L : Longueur sur laquelle s'effectue l'écoulement [cm en unités CGS].

II.1.4.2. Types de perméabilités

II.1.4.2.1. Perméabilité absolue

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

II.1.4.2.2. Perméabilité effective

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

II.1.4.2.3. Perméabilité relative

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

II.1.4.3. Estimation de la perméabilité

- **A partir de l'analyse des carottes**

L'analyse des carottes permet des mesures directes de la perméabilité dans les conditions de laboratoire. Pour cette raison, les perméabilités des carottes sont souvent considérées comme standards, mais elles ne reflètent pas la perméabilité vraie de la formation.

La perméabilité mesurée au laboratoire est supposée horizontale (Le plug analysé est parallèle aux strates) ; elle est supérieure à la perméabilité verticale. Cela est le résultat de la diminution de la taille des canaux de pores disponibles pour l'écoulement du fluide dans le sens vertical et la plus grande tortuosité de chemin de fluide. En outre, la perméabilité verticale peut être encore réduite par la présence des stratifications du schiste dans les grès ou carbonates ou être augmentée par la présence des ruptures verticales.

- **A partir des essais de puits**

L'utilisation des différents essais de puits, tels que le déclin de pression (Drawdown test), remontée de pression (Buildup test), essai d'interférence et le DST, donnent des informations importantes qui peuvent être employés dans la description du réservoir. Ces informations comportent la perméabilité moyenne de la roche réservoir, la porosité, les discontinuités du réservoir, et d'autres données relatives.

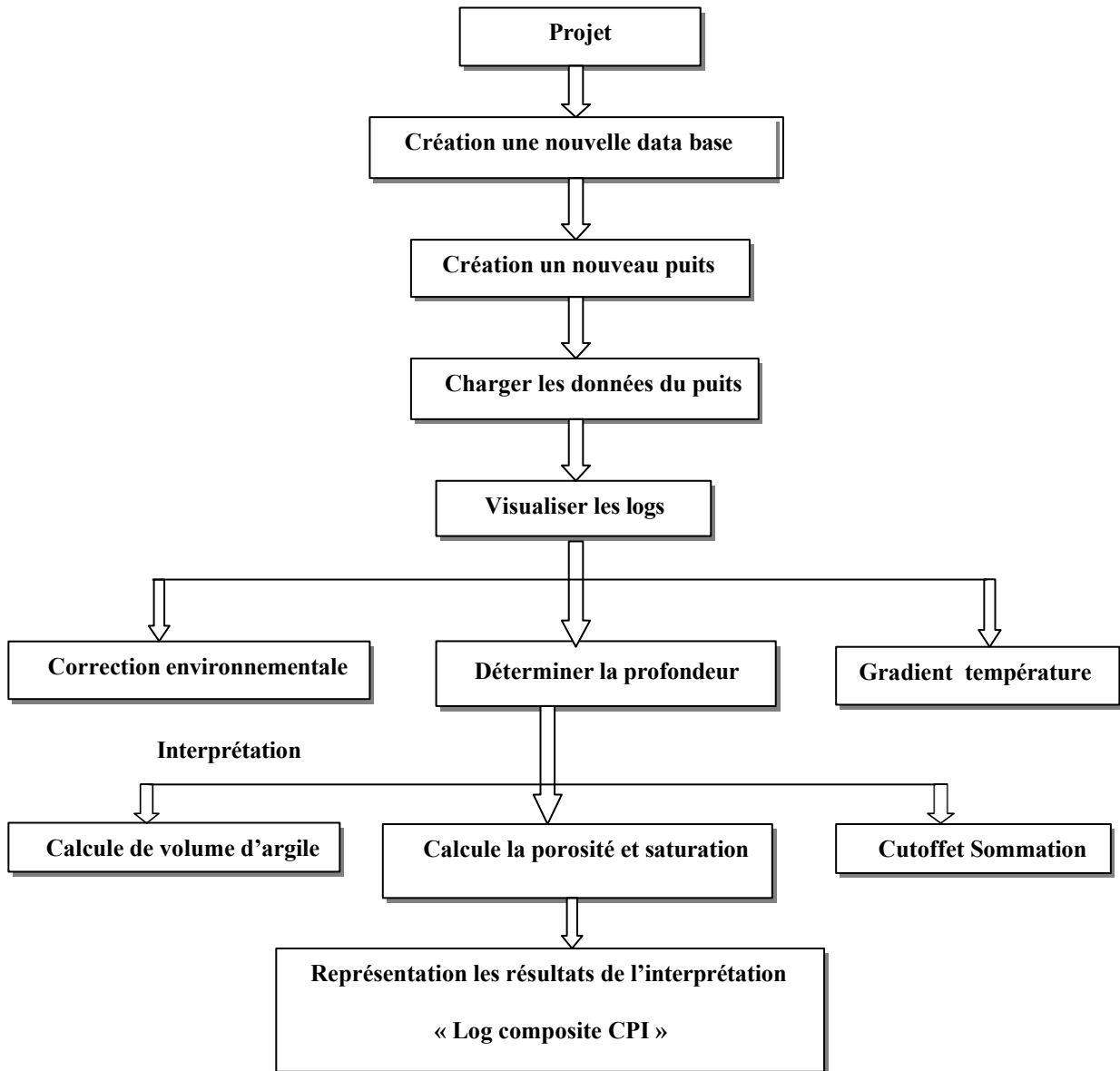
- **A partir des Well Logging**

L'utilisation des Well Logging pour estimer la perméabilité offre plusieurs avantages, tels que les coûts de l'opération sont moins élevés que le procédé de laboratoire, les enregistrements se font aux conditions de fond et de façon continue. Les perméabilités précises du log du puits sont souhaitables, car les logs existent pour tous les puits.

Puisque aucune corrélation ne peut être généralement appliquée à tous les réservoirs, les chercheurs ont compté sur des corrélations empiriques développées pour certains types de formation. Ces techniques changent selon la nature de la roche, la distribution de la saturation du liquide, la direction d'écoulement et l'hétérogénéité du milieu.

Il existe des dizaines de corrélations qui relient la perméabilité à la porosité. La plupart de ces corrélations relient la perméabilité à la surface par unité de volume des grains (S_{gv}), ou de pore (S_{pv}) ; et celui-ci ne peut pas être déterminé directement à partir des logs de puits ; mais plutôt à partir de l'analyse dans laboratoire. Par conséquent, la perméabilité du log a été obtenue en reliant la surface à la saturation irréductible de l'eau (S_{wi}). La majorité de ces modèles sont développés pour des formations mouillables à l'eau avec des grès inter-granulaires, et ces mêmes corrélations ont été également employées avec des degrés variables de succès dans des réservoirs carbonatés.

- Le logiciel IP (**Schlumberger**) permet d'effectuer l'interprétation quantitative des données diagraphiques.
- Les différentes étapes de l'interprétation des données de diagraphies conventionnelles par logiciel IP (**Interactive petrophysics**).



Chapitre III

Interprétation pétrophysique

Introduction

Évaluation des paramètres pétrophysiques du réservoir de la zone Sud du champ BKH (Figure 15) construit, en utilisant logiciel IP est le résultat de l'intégration de toutes les données disponibles et les résultats obtenus de l'interprétation pétro-physiques et les électro-faciès déterminés à partir de l'interprétation des logs (qui donne volume d'argile, la porosité, la saturation d'eau, l'épaisseur du réservoir et l'épaisseur utile) dans chaque puits.

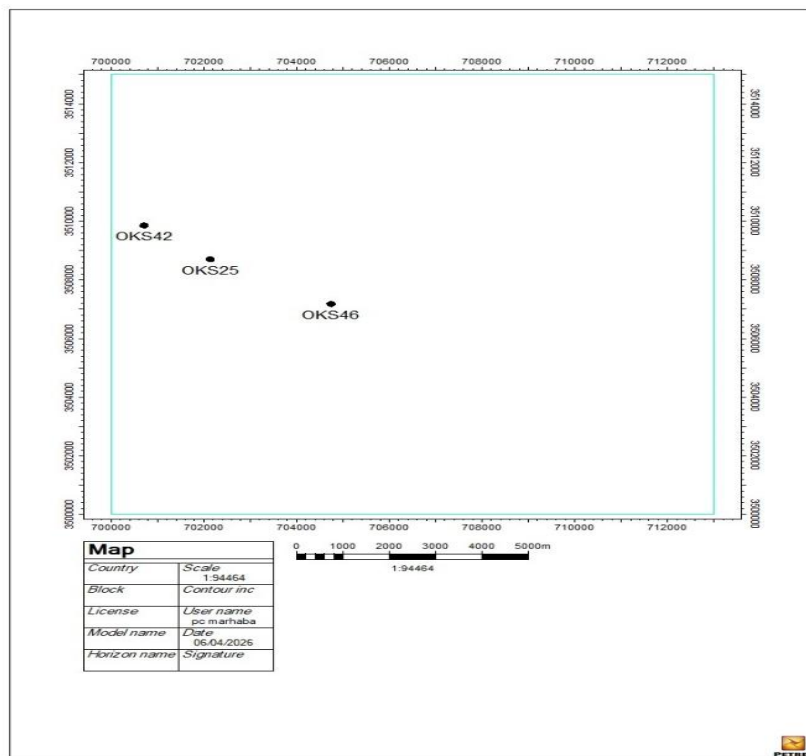


Figure 15: Plans de position du puits

1. Description Lithologique des carottes :

1.1. Puits OKS42 :

Tableau 4: Caractérisation lithologique des unités du réservoir TAG Série Inférieure dans le puits OKS42

Unité	De pth	Description Lithologique
Unité 1	3461.5	Argile silteux avec des intercalations des grés gris décimétrique, Présence la pyrite.
	3462	Argile silteux avec les intercalations des grés beige fin compact.
Unité 2	3464	Argile gris silteux.
	3465	Grés gris à sombre moyen, stratification horizontale.
Unité 3	3467	Argile gris silteux avec les intercalations centimétriques des bancs des grés.
	3470	Grés gris à beige fin compact, stratification horizontale.
Unité 4	3470.9	Grés sombre à la base grossier sub horizontale.
	3471	Gré gris à sombre moyen moucheté, stratification subhorizontale.
	3473	Argile silteux beige
Unité 5	3474	Argile gris à beige silteux.
	3476	Gré gris à sombre moyen subhorizontale. Bitumineux
	3478.5	Gré gris à sombre grossier bitumineux
	4379.5	Gré gris clair moyen

1.2. Puits OKS 46 :

Tableau 5: Caractérisation lithologique des unités du réservoir TAG Série Inférieure dans le puits OKS 46

Unité	De pth	Description Lithologique
Unité 1	3432	Grés bitumineux noir, moyenne à grossier à stratification sub- horizontale avec présence des nodules d'argile
Unité 2	3435	Argile noire
	3435.5	Intercalation Grés gris à gris beige, avec argile verdâtre.
	3436	Grés bitumineux fin à moyenne avec présence du nodule d'argile verdâtre.
Unité 3	3438	Argile noire
Unité 4	3442.5	Grés gris à gris sombre, fin à moyenne, présence des nodules d'argile verdâtre
Unité 5	3447.5	Passage d'argile grise

Chapitre III : Interprétation pétrophysique

	3448.5	Grès noir bitumineux moyen à grossier friable, porosité visuelle moyenne.
	3450	Grès noir bitumineux, moyen à grossier avec présence de conglomérat
	3452.2	Grès gris à gris noir

2. Interprétation pétrophysique OKS25 :

2.1. Liste des intervalles de paiement pour le réservoir TAG SERIE INFÉRIEURE :

Tableau 6: Paramètres pétrophysiques des intervalles productifs du TAG Série Inférieure (OKS25)

Unité	Top m	Bottom m	Net m	PHIE %	SW %	VCL %
1	3446,83	3447,75	1,07	13,54	27,09	2,49
2	3448,35	3449,73	1,52	13,57	34,83	0
3	3452,62	3453,54	1,07	10,42	32,26	11,58
4	3454,15	3456,74	2,74	14,23	29,45	4,5
5	3465,73	3466,8	1,22	11,13	40,7	5,47

**Top Bottom Gross Net N/G Av Phi Av Sw 3432.05 3470.15 m 38.10 m 7.62 m 0.200 13.0%
31.6%**

2.2. Description des résultats pétrophysique :

Le réservoir T.A.G série inférieure s'étend entre les profondeurs de 3432,05 m et 3470,15 m avec une épaisseur brute de 38,10 m. Cependant, l'épaisseur nette du réservoir n'excède pas 16,23 m, soit un rapport épaisseur nette sur épaisseur brute de 0,426, reflétant une hétérogénéité marquée par l'intercalation de niveaux aqueux et argileux. La porosité efficace moyenne sur l'ensemble du réservoir est de 11,6 %, valeur modérée, mais elle s'élève à 13,0 % en se limitant aux seules zones productives, ce qui confirme une meilleure qualité de ces intervalles. La saturation en eau (SW) montre une forte variabilité : certains niveaux sont totalement saturés d'eau (jusqu'à 100 %) tandis que les zones productives enregistrent une saturation moyenne en eau inférieure à 33 % (soit une saturation en hydrocarbures comprise entre 67 % et 73 %), un indicateur encourageant. Le volume d'argile (VCL) est très faible dans les intervalles productifs (0 à 11,58 %), indiquant un réservoir propre, alors qu'il atteint 40 % dans les zones non productives. L'épaisseur nette productive totale n'est que de 7,62 m, avec un rapport épaisseur nette productive sur épaisseur brute de 0,200, ce qui limite le potentiel de production malgré la haute qualité des niveaux productifs. Les meilleures zones se situent dans l'intervalle 3446-3457 m, où l'on observe une porosité supérieure à 13 %, une saturation en eau inférieure à 35 % et un volume d'argile inférieur à 5 %, avec une zone secondaire vers 3465,73-3466,80 m. En conclusion : le réservoir est potentiellement productif mais hétérogène, avec une épaisseur utile limitée.

3. Interprétation pétrophysique OKS.42 :

3.1. Pay Interval Listing for réservoir TAG SERIE INFÉRIEURE :

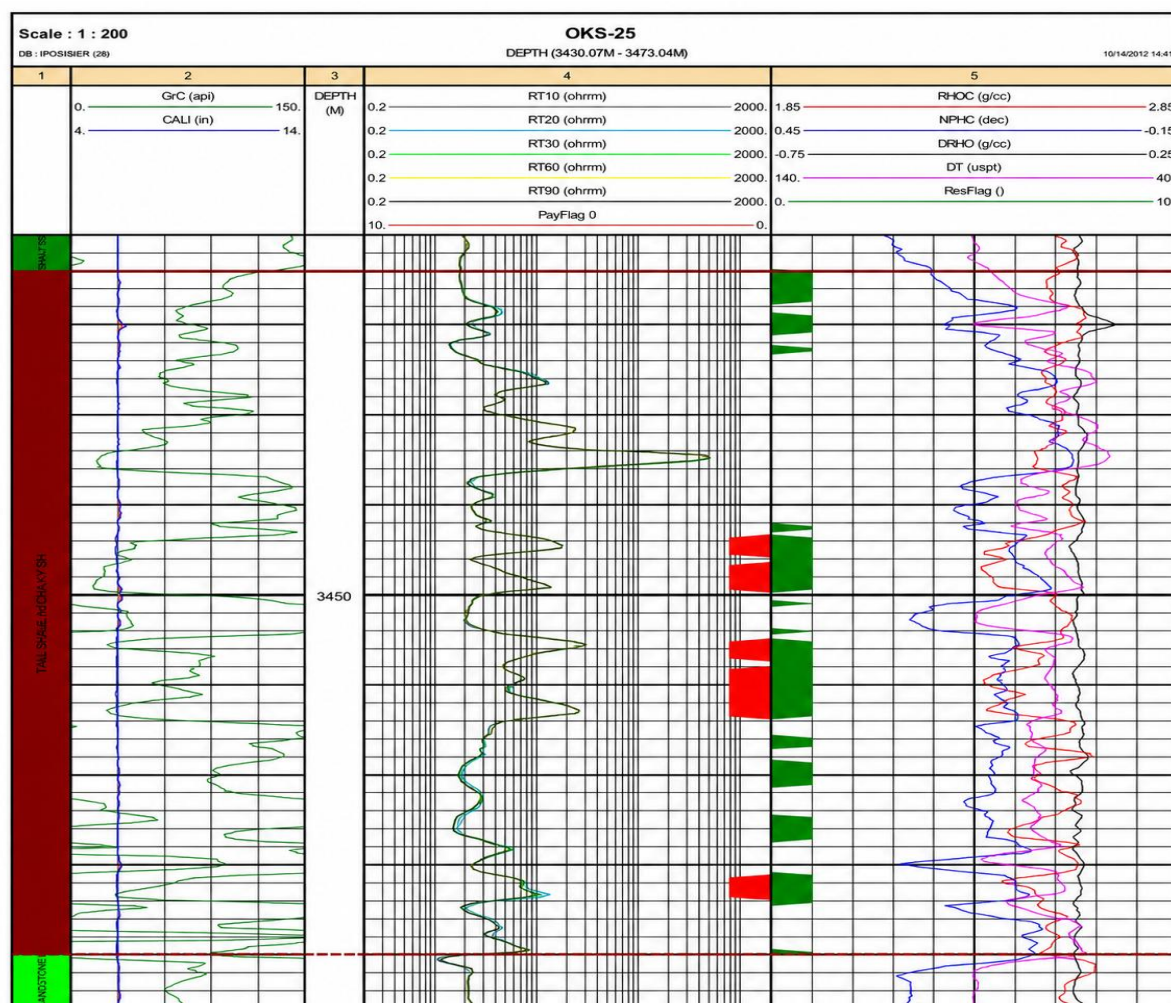


Figure 16: Composite plot interprétation du puit OKS25

Tableau 7: Paramètres pétrophysiques des intervalles productifs du réservoir TAG Série Inférieure (OKS42)

Unité	Bed	Flag Name	Top	Bottom	Net (m)	Av_Shale Volume (%)	Av_Porosity (%)	Av Water Saturation (%)
Unité 1	Bed n°1	PAY	3461.61	3462.68	1.067	3.3%	13%	18.5%
Unité 2	Bed n°2	PAY	3463.9	3466.33	2.438	1.9%	11.8%	20.3%
Unité 3	Bed n°3	PAY	3477.76	3478.68	0.915	6%	12.6%	38.8%
Unité 4	Bed n°4	PAY	3482.18	3482.79	0.610	3.7%	11.4%	44.4%
Unité 5	Bed n°5	PAY	3484.62	3485.99	1.372	6.2%	12.2%	34.3%
Unité 6	Bed n°6	PAY	3486.15	3486.45	0.305	4.7%	10.6%	41.6%
Unité 7	Bed n°7	PAY	3486.91	3487.67	0.762	2.1%	10.9%	35.6%
Unité 8	Bed n°8	PAY	3488.28	3488.58	0.305	0.8%	12.7%	46%

Chapitre III : Interprétation pétrophysique

	Total	7.774	3.58%	11.9%	34.93%
--	--------------	--------------	--------------	--------------	---------------

3.2. Description des résultats pétrophysique :

Le réservoir TAG série inférieure présente une épaisseur brute de 38 m, dont 32 m de grès, mais l'épaisseur utile productive n'excède pas 7,77 m répartis sur huit bancs productifs entre 3461 m et 3489 m. Ce réservoir se caractérise par une porosité moyenne de 11,9 %, valeur satisfaisante traduisant une capacité de stockage appropriée, une saturation en eau moyenne de 34,93 % (soit une teneur en hydrocarbures d'environ 65 %), et un volume d'argile très faible de 3,58 % indiquant une propreté exceptionnelle de la roche réservoir. Le banc n°2 (Bed n°2) se distingue comme le meilleur en termes d'épaisseur utile (2,438 m) avec une faible saturation en eau (20,3 %) et un volume d'argile de 1,9 %, tandis que le banc n°1 (Bed n°1) présente la saturation en eau la plus basse (18,5 %) et la porosité la plus élevée (13 %) mais avec une épaisseur moindre (1,067 m). Selon les priorités opérationnelles, l'épaisseur la plus importante est préférée pour la production, c'est pourquoi le banc n°2 reste le candidat principal. À l'opposé, le banc n°8 est le plus faible avec 0,305 m d'épaisseur et une saturation en eau de 46 %, bien qu'il reste dans la limite acceptable. Le réservoir TAG T1, quant à lui, s'étend sur une épaisseur brute de seulement 18 m (dont 14 m de grès), composé essentiellement d'une couche d'argile au sommet et d'une partie gréseuse à la base, avec une épaisseur utile totale de 3,05 m répartie sur sept bancs entre 3412 m et 3426 m. Ce réservoir enregistre une porosité moyenne plus faible (8,87 %), mais une saturation en eau correcte (33,88 %), et le volume d'argile le plus bas des deux réservoirs (0,54 %), ce qui rend la roche extrêmement propre, la plupart des bancs ayant un volume d'argile nul ou presque nul. Le banc n°4 (Bed n°4) est le meilleur en pratique avec 0,762 m d'épaisseur, une saturation en eau de 28,7 % et une porosité de 7,8 %, bien que les bancs n°5 et n°6 aient des saturations en eau plus faibles (27,3 % et 25,8 %) mais avec des épaisseurs très réduites (0,305 m et 0,153 m), ce qui donne l'avantage au banc n°4. En comparant les deux réservoirs, le TAG série inférieure surpasse le TAG T1 en épaisseur utile (7,77 m contre 3,05 m) et en porosité (11,9 % contre 8,87 %), ce qui en fait le réservoir principal de ce puits, tandis que le réservoir constitue un objectif secondaire intéressant malgré sa faible porosité, en raison de sa propreté exceptionnelle et de sa saturation en eau appropriée. Par conséquent, il est recommandé de cibler l'intervalle de profondeur 3461-3466 m dans la série inférieure (bancs n°1 et n°2) pour réaliser un test de formation (DST) afin d'évaluer la productivité réelle, tout en considérant le réservoir TAG T1 comme un objectif secondaire potentiel.

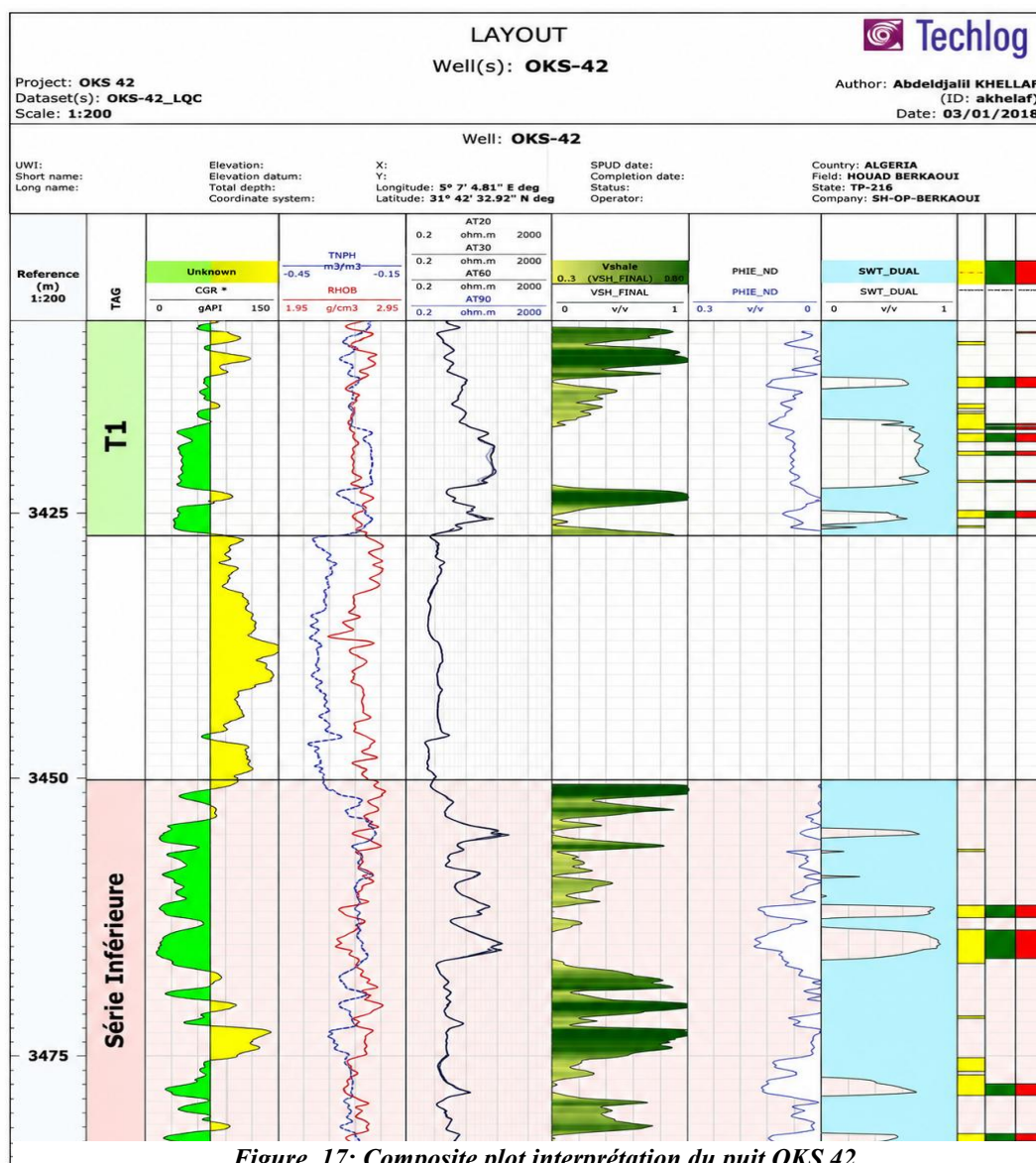


Figure 17: Composite plot interprétation du puit OKS 42

4. Interprétation pétrophysique OKS.46 :

4.1. Pay Interval Listing for réservoir TAG SERIE INFERIEURE :

Tableau 8: Paramètres pétrophysiques des intervalles productifs du réservoir TAG Série Inférieure (OKS 46)

N° de Banc	Top (m)	Bottom (m)	H _{Utile} (m)	V _{Cly} (%)	Φ _{Utile} (%)	Sw (%)
01	3426,87	3427,32	0,5	10%	10%	40%
02	3431,13	3433,42	2,3	2%	12%	19%
03	3433,72	3434,33	0,6	13%	11%	38%
04	3435,71	3437,53	1,8	3%	13%	20%
05	3438,30	3445,31	7,0	8%	15%	24%
06	3445,76	3447,29	1,5	8%	15%	31%
07	3448,05	3452,77	4,7	8%	15%	35%
Total H _{Utile} = 18,4						
Valeur moyenne				7%	14%	27%

4.2. Description des résultats pétrophysique :

Le réservoir de la Série Inférieure s'étend entre les profondeurs de 3413 m et 3454 m, avec une épaisseur brute de 41 m, dont 31,6 m de grès. En appliquant des seuils de coupure spécifiques ($V_{sh} \leq 40 \%$, $\Phi \geq 7 \%$, $S_w \leq 50 \%$), sept bancs productifs ont été identifiés, représentant une épaisseur nette totale de 18,4 m, soit un rapport épaisseur nette sur épaisseur brute de 45 % et un rapport sur l'épaisseur totale des grès de 58 %, deux valeurs satisfaisantes reflétant une efficacité de stockage raisonnable. Ces bancs se caractérisent par une porosité efficace moyenne de 14 %, variant de 10 % dans le premier banc à 15 % dans les bancs 5 à 7, ce qui indique une amélioration progressive de la qualité du réservoir avec la profondeur. La saturation en eau moyenne est de seulement 27 % (soit une saturation en hydrocarbures d'environ 73 % en moyenne), avec des valeurs comprises entre 19 % et 40 %, toutes inférieures à la limite maximale de 50 %, ce qui constitue un excellent indicateur de la présence d'hydrocarbures mobilisables. Concernant le volume d'argile (V_{sh}), les valeurs réelles varient entre 10 % et 15 %, avec une moyenne calculée de 13,3 %, ce qui représente un niveau faible et indique un réservoir propre à moyennement propre. Le banc n°5 (3438,30 – 3445,31 m) se distingue comme le meilleur banc du réservoir, cumulant la plus grande épaisseur utile (7,0 m), une bonne porosité (15 %) et une faible saturation en eau (24 %). Il est suivi par le banc n°2 (saturation en eau la plus basse : 19 %) et le banc n°7 (épaisseur 4,7 m, porosité 15 %). En conclusion, ce réservoir présente une qualité pétrophysique bonne à excellente, bien supérieure à celle du réservoir T.A.G série inférieure discuté précédemment (dont l'épaisseur nette productive n'était que de 7,62 m). Il est recommandé de cibler l'intervalle de profondeur entre 3438 m et 3453 m comme zone la plus prometteuse, et de réaliser un test de formation (DST) sur le banc n°5 afin d'évaluer la perméabilité et le débit réel des hydrocarbures.

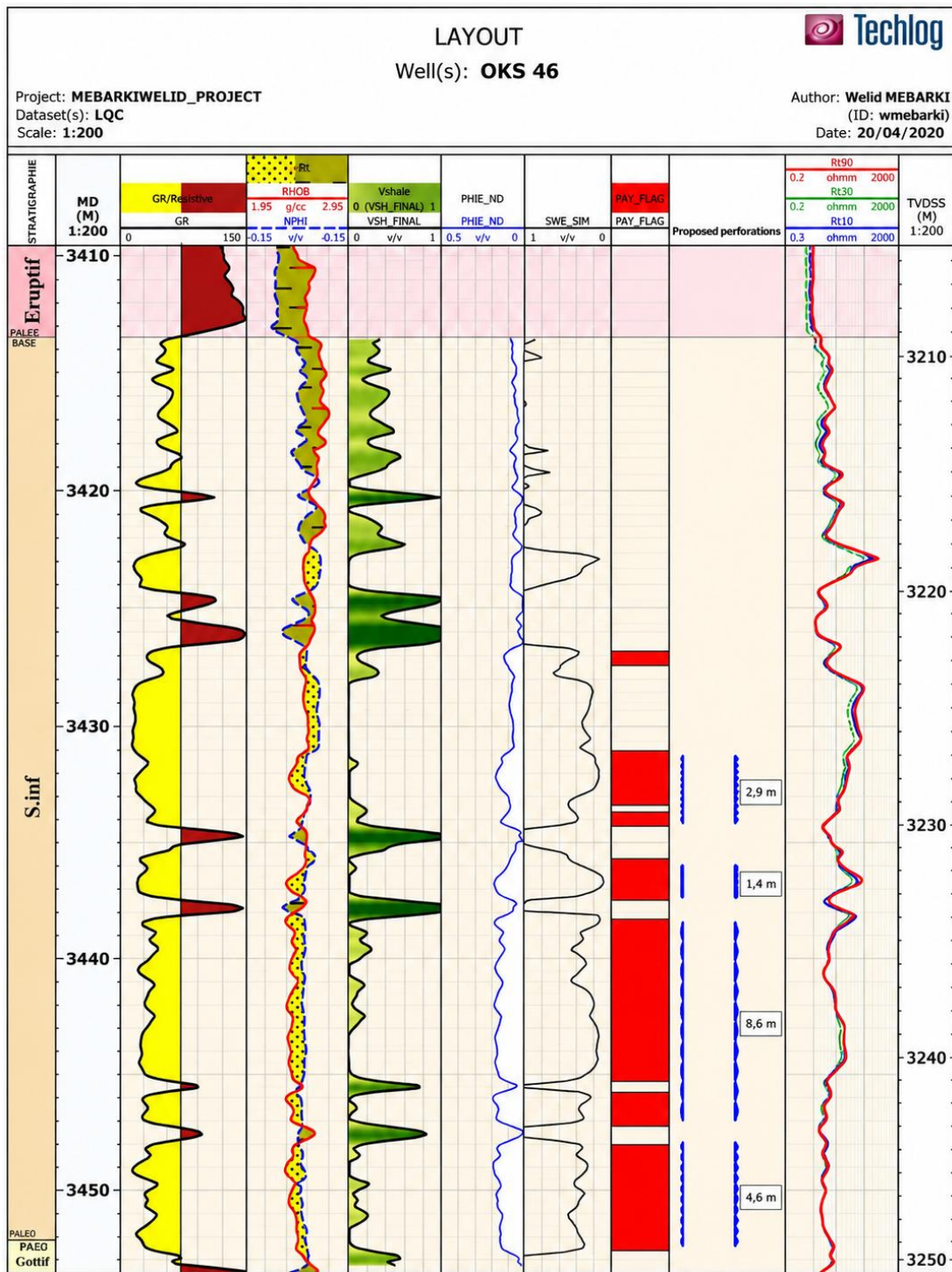


Figure 18: Composite plot interprétation du puits OKS 46

5 .Corrélation Diagraphiques entre les puits :

Introduction :

Pour mieux caractériser les faciès et détailler l'architecture du réservoir de la série inférieure, afin de reconnaître les propriétés pétro-physiques dans chaque niveau, un découpage en unités (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 grano-décroissante (fining-up). En effet, d'après les courbes de Gamma Ray, ces séquences sont en forme de cloche et rarement en cylindre selon WANT et WALKER.

Vu la grande complexité du système du dépôt dans le bassin, il n'est pas aisé de suivre les séquences en terme de corrélation ; de plus, l'existence des failles complique à son tour l'évolution des paléo-dépôts.

5.1.Différentes corrélations effectuées dans le champ sud de Benkahla :

5.1.1 Corrélation lithologique des puits (OKS-25, OKS-42, OKS-46) :

Les corrélations lithologiques effectuées sur le 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 repère. Plusieurs constatations ont été faites :

- Continuité lithologique et contrôle structural de la Série Inférieure (Réservoir Principal) : La série montre une régularité lithologique remarquable à l'échelle du secteur, constituée essentiellement de faciès gréseux sombres à noirs (Grès), intercalés de niveaux micro-conglomératiques.
- Une uniformité de la série inférieure à travers tout le champ, et l'épaisseur est comprise entre 43 et 48m
- 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.

5.1.2 .Corrélation par la diagraphie :

Cette corrélation s'étend des puits OKS25, OKS42 et OKS46 du champ de Benkahla (fait au niveau de D.P Berkaoui). En effet, le découpage en unités de dépôts a été réalisé sur la base d'une interprétation des diagraphies et des études sédiment-logiques de carottes. Cette

corrélation permet d'émettre les conclusions suivantes :

Les limites gréseuses peuvent être corrélées. On remarque le développement de plusieurs lentilles gréseuses probablement coupées transversalement, ce qui confirme le sens général de la sédimentation et des écoulements.

En termes de conclusion, on peut dire que la difficulté rencontrée lors de la corrélation des différentes unités réside dans la complexité des dépôts de chenal de l'environnement fluvial, particulièrement en tresses, favorisant un entrecouplement quasi-permanent des zones d'accrétions, d'où les problèmes actuels. L'architecture interne des dépôts de la série inférieure est très complexe. L'étude des carottes montre des variations extrêmement rapides en lithologie : argile silteuse, argile gréseuse, grès carbonatés etc.

Pour étudier les différentes unités, si elles sont génétiquement indépendantes, il a fallu recourir à l'utilisation d'une diagraphie sonique.

6. Interprétation de la corrélation sud du Trias argilo-gréseux :

A partir de cette étude corrélatrice effectuée selon un profil Ouest-Est reliant les puits OKS-42, OKS-25 et OKS-46 (Figure 15), on constate que le réservoir principal de la Série Inférieure présente une relative régularité de son épaisseur totale à l'échelle du secteur Sud du champ de Ben Kahla, variant entre 38 m et 41m. Cependant, l'analyse détaillée du découpage séquentiel interne met en évidence des variations d'épaisseurs notables et une nette amélioration des propriétés pétrophysiques vers l'Est et le Centre.

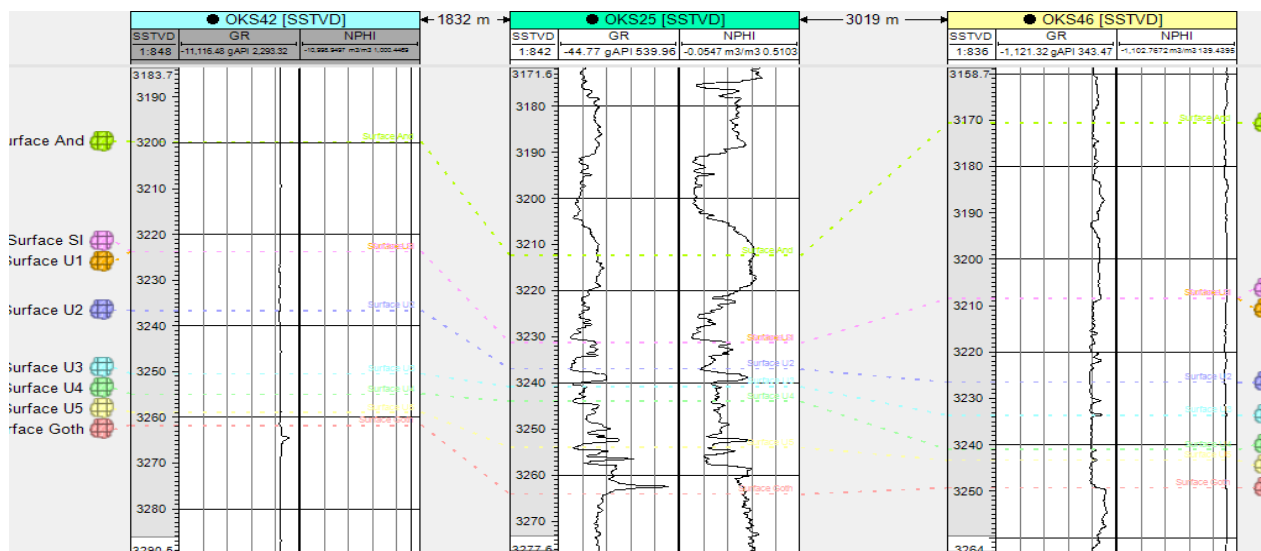


Figure 19: La corrélation sud du Trias argilo-gréseux

Conclusion :

En analysant cette corrélation, on peut dire que dans la région de Benkahla, le maximum de sédimentation se trouve dans la partie est de la région. Cela est dû au paléorelief Silurien qui est soulevé au sud, et que des accidents ont joué un rôle dans la répartition des épaisseurs des différents termes.

Conclusion générale

Des caractéristiques favorables à l'accumulation des hydrocarbures, avec des valeurs de porosité efficaces variant généralement entre 11 % et 14 %, des saturations en eau relativement faibles dans les intervalles productifs et un faible volume d'argile traduisant une bonne qualité de roche réservoir. L'étude a également mis en évidence une hétérogénéité importante du réservoir, liée à la complexité de son architecture sédimentaire et à la variabilité latérale des corps gréseux. Cette hétérogénéité se traduit par des différences notables entre les puits étudiés en termes d'épaisseur nette productive et de qualité pétrophysique. Parmi les trois puits analysés, le puits OKS46 présente les meilleures caractéristiques pétrophysiques avec une épaisseur nette productive importante, une porosité moyenne élevée et une faible saturation en eau, ce qui en fait la zone la plus prometteuse. Le puits OKS42 montre également un potentiel intéressant, tandis que le puits OKS25 présente des niveaux productifs de bonne qualité mais d'extension plus limitée. Les faibles teneurs en argiles observées dans la majorité des intervalles productifs, associées à des saturations en hydrocarbures élevées, confirment le potentiel pétrolier du réservoir triasique dans la zone sud de Benkahla. Ces résultats contribuent à une meilleure connaissance du réservoir et constituent une base utile pour l'orientation des futurs travaux de développement et d'exploitation. Enfin, il est recommandé de compléter cette étude par des essais de formation (DST), des analyses de carottes ainsi que des études dynamiques du réservoir afin d'affiner l'évaluation de la productivité réelle des intervalles identifiés et d'optimiser leur mise en production

Bibliographie

- **Achab, A.1970.** Le Permo-Trias saharien. Associations palynologiques et leurs applications en stratigraphie. *Thèse 3ème cycle. Faculté des sciences de l'université d'Alger.*
- **Ait Salem, H.1992.**Le Trias Détritique de l'Oued Mya. Sédimentation estuarienne, diagenèse et porogenèse, potentialités pétrolières. *Documents des laboratoires de géologie lyon n° 120, 107p.*
- **BEICIP. 1992.** Evolution des réserves « région d'oued M'ya, Volume II ».
- **Benamerane, O. 1987.** Diagraphie et sédimentologie : une combinaison efficace pour l'étude des Bassin et l'exploration des piège stratigraphique d'hydrocarbures (Trias du Bassin de l'Oued M'ya Algérie). Thèse de Doctorat, Université : Pierre et Marie Curie, Paris.
- **BERNARD BIJU-DUVAL.1999.** Géologie sédimentaire, bassins, environnements de dépôts, formation du pétrole ; Publications de l'institut français du pétrole, école du pétrole et des MOTEURS ; édition : TECHNIP n° 522-524, 633-705p.
- **Beghoul. M.S. 2013.** « Les diagraphies différées : interprétation pétrophysique et géologique ». Cour IAP.
- **BENBABA, A., NEGGAZI A. 2013.** Caractérisation et Modélisation de la partie Nord-Est du champ de HAOUD BERKAOUI (Projet professionnel de fin de formation IAP).
- **Boudjemaa, R. 1987.**Evolution structural du bassin pétrolier "triasique" du Sahara Nord Oriental. *Thèse Doctorat, Uni. Paris-Sud, Orsay.*
- **Bousson, G.1972.**Principes, méthodes et résultats d'une étude stratigraphique du mésozoïque saharien. *Thèse. Sc., Paris, 464p.*
- **Hacine, R. 2013.** « Diagraphie ». Cour IAP.
- **I.F.P/SONATRACH. 1997.** Regional synthesis of triassic reservoir in Algeria. *Vol. J. B-Geology. Réf. IFP. 43 719-1B.*
- **J. THOUVENIN. 1968.** Etude laboratoire du Permo-Trias (2^{ème} partie) sédimentologie-réservoir.