

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA
FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVEALABLES ET
DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

Département des Sciences de la Terre et de l'Univers.



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

En Vue De L'obtention Du Diplôme de Master en Géologie

Option : Géologie Pétrolière

THEME

**ESTIMATION DES RESERVES DE GISEMENT
HAUD BERKAOUI DE TRIAS ARGILO-GRESEUX
SERIE INFERIEURE**

Soutenu publiquement par :

**M. BENSSEDDIK Fares
M. HAMADOU Zakaria**

Le 2015 /2016

Devant le jury :

Présidente :	M. BOUREGAA Slimane	M. A. A Univ. Ouargla
Promoteur :	M. ZEDDOURI Aziez	M. C. A Univ. Ouargla
Examineur :	M. HACINI Messaoud	Pr. Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2015/2016.

Remerciement

Au terme de ce travail, on exprime notre gratitude au bon DIEU de nous avoir donné la force et la patience, ces fabuleuses valeurs sans lesquelles on n'aurait pu puiser de nouvelles forces pour mener à bien notre tâche.

On remercie les membres du jury qui nous font l'honneur de juger ce modeste travail. Nous n'oublierons pas d'adresser notre reconnaissance à nos enseignants du département de géologie, qui n'ont pas ménagé leurs efforts ainsi qu'à notre encadreur de mémoire ; Dr. ZEDDOURI Aziez, Je le remercie de m'avoir proposé ce sujet, de m'avoir encadré et d'avoir consacré une grande partie de son précieux temps pour la réalisation de ce travail, Merci pour vos orientations.

Un grand merci aux membres de jury qui ont accepté d'examiner ce travail : Pr. HACINI Messaoud qui m'a fait l'honneur de présider le jury de soutenance Mr. BOURAGAA Slimane.

L'ensemble du binôme

Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail aux personnes
qui me sont les plus
chers sur cette terre : Ma Mère et mon
Père.*

*A mes chers frères : Chrife, Laheen,
Mansoure et Med Lamine*

*Et mes chères sœurs : Noura, Thoraya
A tous les familles BENSSEDDAK et
les amis plus proches B-Mammer, M-
Bachir et K-Lemnouare et tous les autre
amis sans exception*

A tous mes enseignants de Géologie.

Fares

Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail aux personnes
qui me sont les plus
chers sur cette terre : Ma Mère et mon
Père.*

*A mon cher frère : Abdou
Et mes chères sœurs : Rihab,
Keltoum, Asma, Mariam et Amal.*

*A tous les familles HAMADOU tous
les amis de sans exception
A tous mes enseignants de Géologie.*

Zakaria

Sommaire

Résumé	
Tableau des abréviations	
Liste de figures	
Liste de tableaux	
Introduction générale.....	02

Chapitre I : Présentation de la région Haoud Berkaoui

Introduction	04
I.1. Cadre géographique et géologique d’oued mya.....	05
I.1.1. Cadre géographique	05
I.1.2. Cadre géologique du bassin d’Oued Mya	06
I.1.3. Intérêt pétrolier du bassin Oued Mya	06
I.1.4. Tectonique.....	07
I.1.4. A- Les grandes étapes de l’évolution structurale de la plate-forme saharienne au paléozoïqu.....	07
I.1.4. B- Aperçu tectonique.....	08
I.1.4. C- Evolution structurale du bassin de Oued Mya.....	09
I.2.Présentation de la région du Haoud Berkaoui	11
I.2.1 Situation géographique.....	11
I.2.2. Limites géologiques.....	12
I.2.3. L’évaluation du bloc 438.....	13
I.2.4. Historique de la région.....	14
I.2.5. Développement de région	15
I.2. 6. Champs de la région.....	16

I.2.6.1. Champ de Haoud Berkaoui	16
I.2.6.2. Champ de Benkahla	17
I.2.6.3. Champ de Guellala(GLA).....	17
I.2.6.4. Champs Périphériques.....	17
I.2.7. Le cadre géologique de champ de Haoud Berkaoui	17
I.2.7.1. La lithostratigraphie de la région de Haoud Berkaoui.....	17
I.2.7.2. L'aspect structural régional	22
I.2.7.3. Système pétrolier	22

Chapitre II Caractérisation de roche réservoir

Introduction.....	27
II.1. Interprétation quantitative des paramètres du réservoir à partir des diagraphies.....	27
II.2. Détermination du pourcentage d'argile Vsh.....	28
II.3. Détermination de la porosité de réservoir	28
II.4. Détermination de la résistivité de réservoir.....	32
II. 4.1. Application de la résistivité R_t	32
II.4.2. Détermination de la saturation en eau (S_w) de réservoir	32
II.5. Détermination de la perméabilité de réservoir	33
II.6. Présentation des logiciels utilisé.....	36
II.6.1. Le logiciel IP (Schlumberger).....	36
II.6.1. 1. Définition : Interactive Péetrophysique ou IP	36
II.6.1. 2. Etapes d'interprétation des diagraphies du puits OKS-4 par IP	36
II.6.2. Le logiciel Surfer.....	36
II.6.2. 1.Définition.....	36

II.6.2. 2. Principe de surfer	36
II.7. L'interprétation pétrophysiques des enregistrements diagraphiques.....	37
II.8. Calcule des Cut -off.....	42
II.9. Résumé des paramètres pétrophysique moyennes des puits étudiés.....	43
II.10. L'interprétation des cartes en iso-paramètres	45
II.10. 1. La carte de porosité	45
II.10. 2. La carte iso-saturation d'eau (Sw).....	45
II.10. 3. La carte en iso-paques de la série inférieure.....	46
II.10. 4. La carte de l'épaisseur utile	47
Conclusion	47

Chapitre III : Calcule de réserves

Introduction.....	49
III.1. Différentes catégories de quantités en place.....	50
III.2. Estimation de réserve en place par la méthode volumétrique.....	51
III.2.1. Estimation des paramètres.....	51
III.2.2. Principe de la méthode volumétrique.....	52
III.2.3. Application de la méthode volumétrique.....	54
III.2.3. 1. Calcule de volume d'huile dans les conditions de fond.....	54
III.2.3. 2. Calcule de volume d'huile dans les conditions de surface.....	55
Conclusion.....	55
Conclusion générale.....	57
Bibliographie.....	58

Résume

Le pétrole est un combustible fossile, non renouvelable, très important dans l'industrie mondiale. Le présent mémoire s'articule autour de l'étude de réservoir TAGI au champ de Ben-Kahla pour l'estimation de réserve de ces gisements, ainsi que la création et l'interprétation des quelques logs des diagraphies des puits dans le TAGI, ce qui contribue à l'estimation des paramètres pétrophysique et les bancs sédimentaires que contiennent l'hydrocarbure productive.

Abstract

Oil is a fossil fuel, non-renewable, very important in the world industry, so it is necessary to consume it with a rationalization. our present memory revolves around the TAGI reservoir study to field Ben-Kahla to estimate reserves of these deposits, and the creation and interpretation of a few diagraphic logs of the wells in the TAGI, contributing to the estimate of petrophysical parameters and sedimentary layers that contain productive hydrocarbon.

ملخص

النفط هو وقود غير متجدد ذو أهمية كبيرة في التجارة والصناعة العالمية، وهذا ما يلزمنا على استغلاله بعقلانية. وفي مذكرتنا المعنونة بتقدير مخزون طبقة الترياسي أرجيل قريزو السفلي النفط في حقل بن كحلة والذي يتموقع في حوض بركاوي، كما سنجري بعض التفسيرات للتسجيلات الجيولوجية لبعض الآبار النفطية المأخوذة من المنطقة والتي تساهم في تقدير الخصائص البتر وفيزيائية والطبقات الرسوبية التي تحتوي على النفط

Tableau des abréviations

Abréviation	Explication	Abréviation	Explication
HBk	Haoud- Berkaoui	Phi (Φ)	La Porosité
BKH	Benkahla	K	La Perméabilité
GLA	Guellala	So	La saturation en huile
TAGI	Trias Argileux Gréseux Inférieur	SW	La Saturation en eau
TAGS	Trias Argileux Gréseux Supérieur	GR	Gamma Ray
SI	Série inférieure	CMR	Outil de Mesure de Diagraphie
T1	Trias1	DT	Sonic
T2	Trias2	Rt	Résistivité de l'intervalle d'investigation
IP	Interactive pétrophysique	MDT	Modular formation Dynamics Tester
GOR	Gas Oil Ratio	RDT	Reservoir Description Tool
C. N. L	Compensated Neutron Log	DST	Drille stem test
F.D.C	Formation Density Compensated	LLD	Résistivité profonde
BHC	Bore hole compensated	LLS	Résistivité proche
MNT	Modèle numérique de terrain	NPHI	Porosité Neutron
FVF	Facture volumétrique de fond	OGIP	originale gas in place
RHOB	Densité	OOIP	originale oil in place
Bbl	Barils		

Liste des figures

Chapitre I présentation de région de Haoud Berkaoui

Figure.I.1 : Situation géographique de bassin d'Oued Mya	05
Figure.I.2 : Eléments tectoniques du Bassin Oued Mya Bloc 438.....	09
Figure.I.3 : les différentes phases tectoniques aux cours des temps géologiques.....	11
Figure.I.4 : Situation géographique de Haoud Berkaoui.....	12
Figure.I.5 : Carte des principales accumulations du bloc 438.....	14
Figure.I.6 : La coupe géologie S-SE.....	24

Chapitre II caractérisation de la roche réservoir

Figure.II.1 : Remontée de pression de réservoirs fractures naturellement.....	31
Figure.II.2 : Remontée de pression de réservoirs fractures naturellement.....	34
Figure.II.3 : Organigramme représente les étapes de l'interprétation par logiciel IP.....	36
Figure.II.4 : logs composites de la série inférieure du puits OKS-4.....	38
Figure.II.5 : Interprétation pétrophysique du puits OKS-4.....	39
Figure.II.6 : Histogramme de la variation de la porosité moyenne de la série inférieure dans la zone d'étude.....	44
Figure.II.7 : Histogramme de la variation de la saturation moyenne en eau de la série inférieure dans la zone d'étude.....	44
Figure.II.8 : Histogramme de la variation du volume d'argile moyenne de la série inférieure dans la zone d'étude.....	44
Figure.II.9 : Carte iso-porosité.....	45
Figure.II.10 : La carte d'iso -saturation d'eau.....	46
Figure.II.11 : carte d'iso-paque de Série inférieure.....	46

Figure.II.12 : La carte iso-épaisseur utile de Série inférieure.....47

Chapitre III Calcul de réserve

Figure III.1 : Différentes catégories d'accumulation d'huile en place.....51

Figure.III.2 : Facteurs de volume de formation (FVF).....53

Liste des tableaux

Chapitre I Représentation de la région Haoud Berkaoui

Tableau.I.1 : Les phases tectoniques affectant la plateforme saharienne.....	08
Tableau.I.2 : LA stratigraphique type de Haoud Berkaoui.....	21
Tableau.I.3 : Les Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Trias.....	24

Chapitre II Caractérisation de roche réservoir

Tableau.II.1 : Interprétation pétrophysiques de puits OKS-4.....	40
Tableau.II.2 : Interprétation pétrophysiques de puits OKS-21.....	41
Tableau.II.3 : Interprétation pétrophysiques de puits OKS-23.....	42
Tableau.II.4 : Interprétation pétrophysiques de puits OKS-23.....	42
Tableau.II.5 : Paramètres pétrophysiques des puits.....	44

INTRODUCTION

GENERALE

Introduction générale

Le gisement de Haoud Berkaoui découvert en 1965 fait partie de la dépression d'Oued Mya, il compte parmi les principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien. Dans ce mémoire, le thème traité consiste à cerner les techniques d'interprétation géologique appliquées au développement de ce champ. Ce présent mémoire s'articule sur l'estimation des réserves de réservoir TAGI, il est subdivisé en trois (03) chapitres ; Le premier chapitre contient une présentation de la région de Haoud Berkaoui ainsi que le contexte général de la zone d'étude. Le second chapitre contient une interprétation des diagraphies du puits étudiés pour caractériser le réservoir. Pour élaborer ce travail on a utilisé les données disponibles, notamment les rapports de fin de sondage, les diagraphies, les analyses pétrophysiques du réservoir ...etc. L'évaluation des paramètres pétrophysiques ; la porosité, la saturation en eau et d'autres paramètres tel que volume d'argile et l'épaisseur des grés à l'aide du logiciel (IP). Le troisième chapitre comporte les étapes et résultats d'estimation des réserves de Haoud Berkaoui exactement le gisement de Ben-Kahla situé dans le sud-est de la région, et nous terminerons notre étude par une conclusion générale.

CHAPITRE I
PRESENTATION
DE LA REGEON
DE HAOU
BERKAOU

Introduction

La plateforme saharienne est située au Sud de l'Algérie 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. La province triasique, dite également, la province Nord orientale du Sahara, située dans la partie septentrionale de la plateforme saharienne. La superficie approximative de cette province est de $3 \cdot 10^5 \text{ km}^2$, elle fait l'objet de plusieurs études et contient les plus grandes découvertes pétrolifères en Algérie. Cette province est comprise entre le bassin de Grand Erg oriental à l'Est et la frontière tunisienne, la flexure Sud atlasique au Nord et le Grand Erg occidental à l'Ouest, au Sud elle est limitée par le domaine d'existence des formations triasiques : c'est une ligne sinueuse qui va de l'Est de bassin du Bechar jusqu'au Nord de bassin d'Illizi. La province triasique est un soubassement antécambrien, métamorphique constituant la plateforme saharienne où les dépôts étalés du Paléozoïque seront affectés par la discordance hercynienne. Les formations du Trias par lesquelles débute le Mésozoïque sont donc discordantes sur le Paléozoïque. Dans la moitié occidentale de cette province, les accumulations d'hydrocarbures découvertes à ce jour peuvent être regroupées en quatre ensembles :

- A l'Est, le gisement de Hassi Messaoud et ses périphéries.
- A l'Ouest, le gisement de Hassi R'mel.

Entre ces deux gisements géants, on distingue :

- La région d'Oued Noumer.
- L'axe de sillon d'Oued Mya.

I.1. Cadre géographique et géologique d’oued mya

I.1.1. Cadre géographique

Oued Mya est un bassin de la plate-forme saharienne, correspondant à la partie occidentale de la province Triasique, les limites géographiques sont les parallèles 31°15' et 33°00' et les méridiens 6°15' et 3°30', elle englobe les blocs :438-425-422-437-436-420-419-418-417 et 416.

La région d’Oued Mya a la configuration d’une dépression, allongée d’orientation Nord-est-Sud-ouest formé au cours du paléozoïque ; elle est limitée par :

- Au Nord par la zone haute de Djemâa –Touggourt.
- Au Nord- ouest, le môle de Talemzane –Hassi- R’Mel.
- Au Sud- est, le môle de Hassi- Massaoud qui se prolonge au nord par la zone haute de Touggourt.
- A l’Est, on note la présence d’un axe constitué par la dorsale d’El-Agreb, El- Gassi qui se prolonge jusqu’à Hassi Massaoud au nord.

Il fait partie des bassins les plus riches d’Algérie et renferme plusieurs gisements d’huile et de gaz dans les grès du Trias, qui constituent le principal objectif pétrolier.

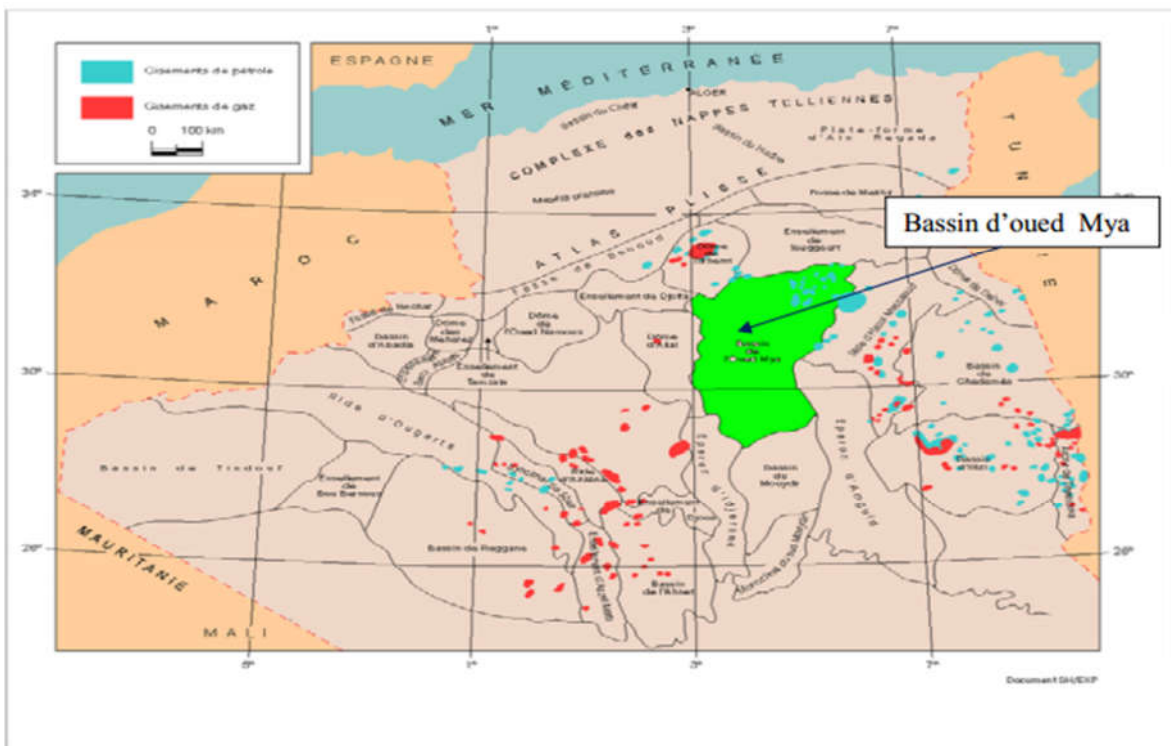


Figure.I.1 : Situation géographique de bassin d’Oued Mya d’après SH.

I.1.2. Cadre géologique du bassin d'Oued Mya

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

L'évolution de la dépression d'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.

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

I.1.3. Intérêt pétrolier du bassin Oued Mya

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

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

I.1.4. Tectonique

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.

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 est le réseau de fracturation.

2- Distension du Cambro-Ordovicien et mise en place de la couverture : Ayant pour résultat la formation d'une pédiplaine appelée Infra-Tassilienne.

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 CaradocAsligillien.

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.

5- La phase de compression Calédonienne : Elle a eu lieu à la fin du Silurien avec une orientation Est-Ouest.

6- La phase de distension du Dévonien inférieur : Après les mouvements distensifs on assiste à une transgression marine à l'Emsien.

7- Mouvements tectoniques du Dévonien moyen supérieur : Matérialisés par la discordance Frasnienne d'orientation Nord-Sud.













8- Mouvement post-Faménnien.

9- Mouvements Hercyniens : D'après l'étude ; (A. BOUDJEMAA 1987) deux mouvements hercyniens sont mis en évidence.

- **Mouvements hercyniens précoces** : Au Tournaisien -Viséen ayant une direction N40°

- **Mouvements hercyniens majeurs** : Ayant provoqué l'arrêt complet de la sédimentation du carbonifère. L'axe des plis et les mesures des stries donnent un serrage N120°.

Tableau.I.1 : Les phases tectoniques affectant la plateforme saharienne. (A. Boujema, 1987 en Mebrouki).

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.
CAMBROORDOVICINNE	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)	E-W 	Mouvement inverse le long des failles N-S résultant. Formation des structures N-S	Soulèvement des boucliers Reguibat et Touareg.
CALEDONIENNE (Siluro-Dévonien)	E-W 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NS	Erosion le long des zones hautes d'orientation N-S&E-W (Tihemboka, Ahara)
FRASNIEN	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles NE-SW.	Non-dépôt et érosion locale (mole d'Ahara). Volcanisme.
WISEEN (Hercynienne précoce)	N40° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NS . Début de formation de la chaîne varisque.	Erosion de Tihemboka et soulèvement de l'Ougarta.
CARBONIFERE SUP, A PERMIEN (Hercynienne principale)	N120° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NE-SW (résultant de la formation 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 de la plaque européenne et de la plaque africaine	Erosion des sédiments du Crétacé sous l'Aptien (l'arche d'Al Biod & Illizi), effet léger sur le bassin de Berkine.
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 	Episode de compression majeur dans le domaine atlasique.	Sédimentation prédominante de flyshs au Nord.
POSTVILLAFRANCHIEN	N-S 	Basculement et inversion de blocs. Période finale de compression dans le domaine atlasique. Evénement majeur de collision.	Soulèvement du Hoggar. Basculement du bloc d'El Borma

B- Aperçu tectonique

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 la structuration du bassin (Boudjema, 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.

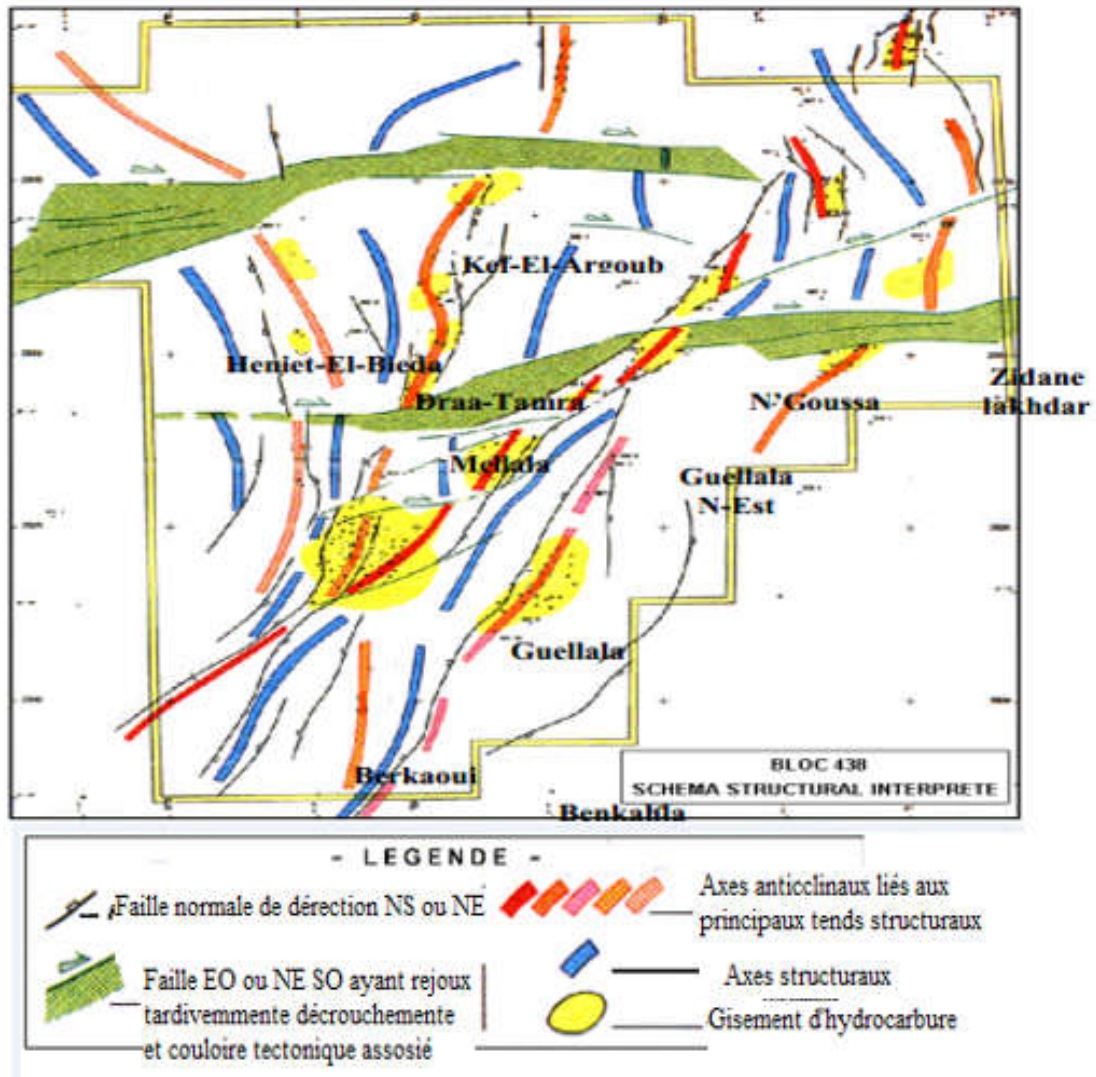


Figure.I.2 : Eléments tectoniques du Bassin Oued Mya Bloc 438 (SONATRACH).

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 Maya 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 rejeouer en inverse les accidents subméridiens N-S de l'Oued Mya. Cette compression serait responsable de l'individualisation des pièges structuraux.

C- Evolution structurale du bassin de Oued Mya

Au Cambrien : On assiste à une importante érosion qui nivelle les structures et les reliefs antérieurs (Bœuf et al, 1971). Le périmètre Oued Mya 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 une calotte au niveau du Hoggar actuel.

Suite à la phase calédonienne, la zone de Oued Mya centre commençait à s'élever tout en restant submergée. Au Silurien, la fonte définitive de cette calotte glaciaire entraîne la remontée du niveau de la mer, une transgression généralisée atteint le Sahara méridionale où se déposent les argiles noires à Graptholites (Boudjemaa, 1987). A cette époque, la zone de Oued Mya centre a été entièrement recouverte par cette mer (Benamrane et al, 1993). Au Dévonien, suite au soulèvement tectonique (phase calédonienne), une transgression de la mer s'est produit durant le Géddinien. 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 Dévonien 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 Oued Mya se présentait comme un haut plateau immergé, ce qui a 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 Mya 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 Oued Mya est caractérisée au Trias par un système fluvial 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 Hassi R'mel, Hassi Messaoud, et la voûte d'Allal. A la fin du Trias, les dépôts évaporitiques sont suivit 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 suivit d'une régression à l'Albien. Suite aux transgressions généralisées du Cénomanién et du Turonien, les mouvements orogéniques alpins ont façonné la structuration actuelle.

La zone de Oued Mya est caractérisée actuellement par une structuration assez complexe héritée dès le Paléozoïque, et qui est matérialisée par des trends structuraux d'orientations NE-SW.

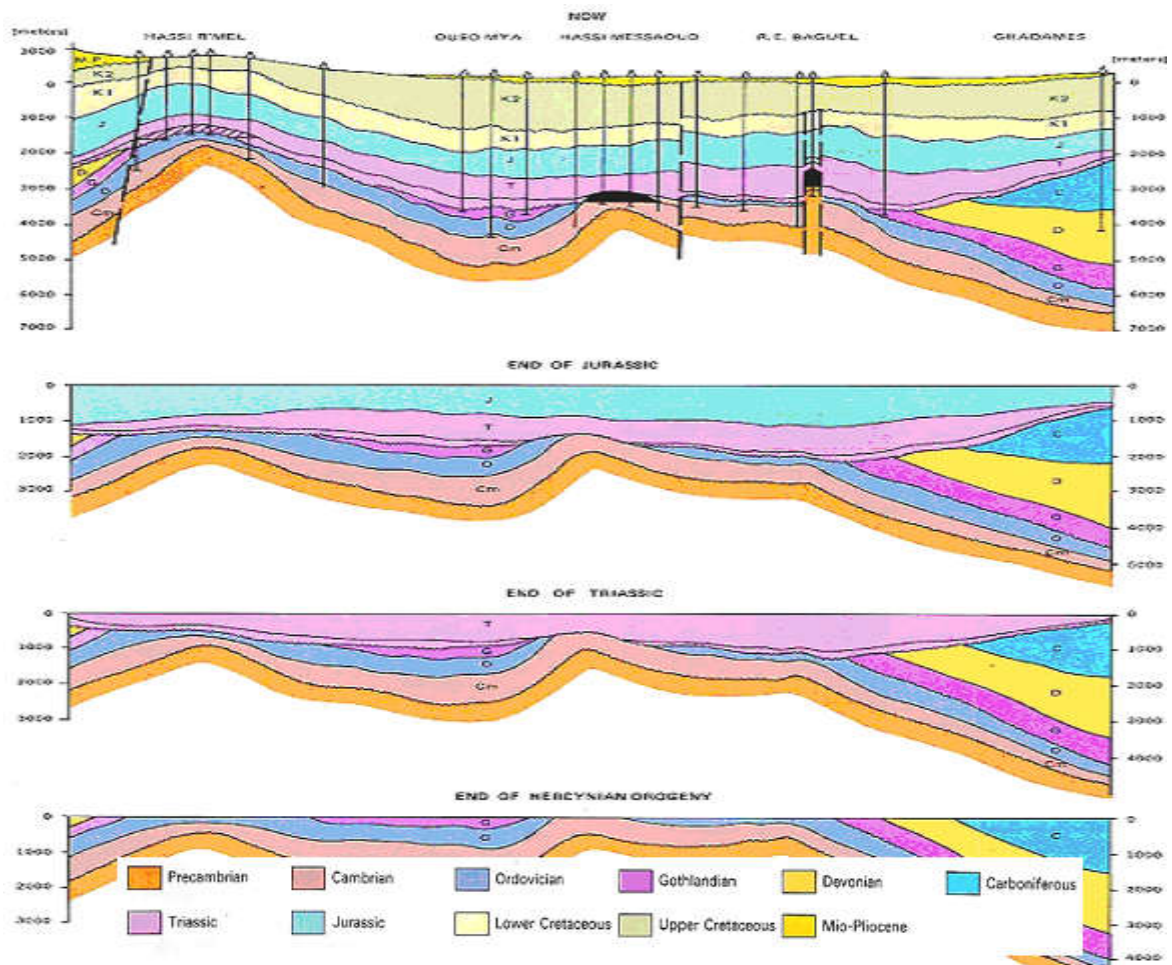


Figure.I.3 : Evolution structurale de la plateforme saharienne (Boujemaà, 1987 en BENBABA AHMED).

I.2.Présentation de la région du Haoud Berkaoui

I.2.1 Situation géographique

Le gisement pétrolier de Haoud Berkaoui se situe à environ 700 Km au sud-est d'Alger, à 100 km au nord-ouest de Hassi Massaoud et à 30 km à la Wilaya d'Ouargla, à une altitude de 220 m, ce champ fait partie du bassin d'oued Mya et appartenant au bloc 438.

La région de Haoud Berkaoui représente une des 10 (dix) principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien.

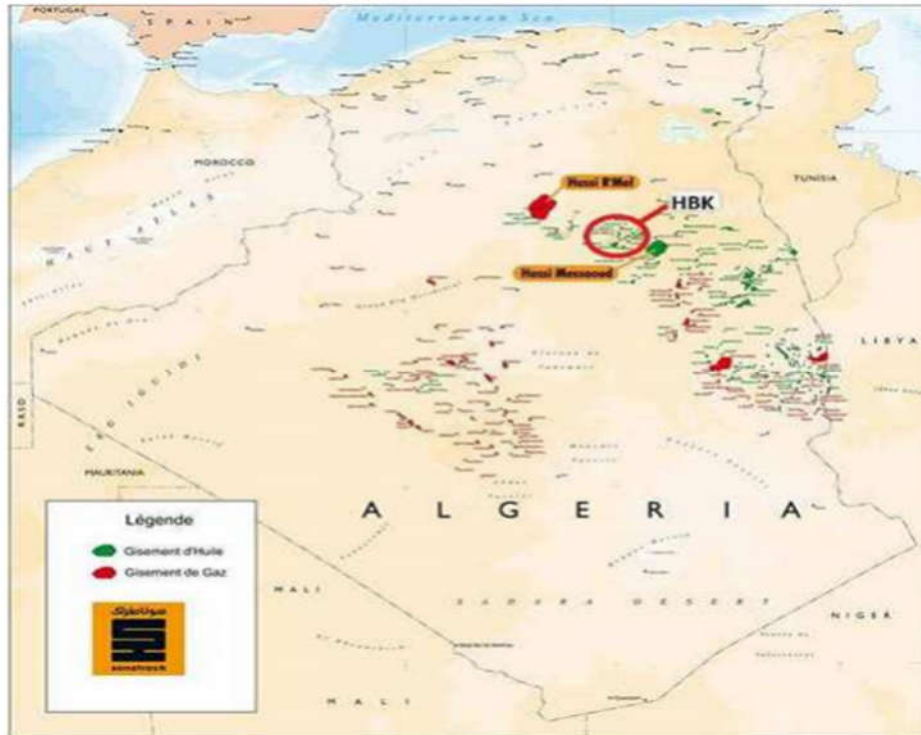


Figure.I.4 : Situation géographique de Haoud Berkaoui.

I.2.2. Limites géologiques

La structure de Haoud Berkaoui se situe au Nord-Est de la dépression d'Oued Mya, dans la partie la plus subsidente orientée Nord-Est/Sud-Ouest, séparée du bourrelet d'Erg Djouad par un sillon dont l'amplitude varie de 200 à 400 Km, sa largeur varie de 25 à 30 Km au Sud-Ouest et de 8 à 10 Km au Nord-Ouest.

Le champ de Berkaoui appartient au bloc 438 situé dans la zone d'existence de l'excellente roche mère du Silurien ayant permis une alimentation directe des réservoirs triasiques en hydrocarbures.

Le gisement de Haoud Berkaoui a la forme structurale d'un vaste brachyanticlinal (anticlinal large), allongé dans la direction Nord-Sud, il est situé dans le permis d'El M'zaid, au niveau du bloc 438, ce permis correspond à la moitié Est du paléo-synclinal paléozoïque et du système à hydrocarbures d'Oued Mya, orienté globalement SSW-NNE.

Le gisement est limité à l'Ouest par la dorsale d'Idjérane-M'zab, composée par les môles d'Allal et Tilrhemt, au Nord par le système Djemâa-Touggourt, à l'Est par la zone structurale d'Agreb-Messaoud, et s'ouvre au Sud sur la dépression de Mouydir.

Dans la partie sud, la vaste structure de Haoud Berkaoui présente deux directions structurales principales : NNE et NE, deux (2) failles subméridiennes définissent un horst central, leur rejet peut atteindre 150 m au sommet de la structure, ce dernier s'estampe de part et d'autre pour n'atteindre enfin que la vingtaine de mètres. La structure de Haoud Berkaoui est élargie respectivement sur son flanc sud-est formant une structure secondaire correspondant aux tops des puits : OKN451 et OKN441. Les périclinaux sud et nord sont affectés par des failles orientées N 60°, présentant les caractères d'un léger jeu en décrochement. Le gisement de Haoud Berkaoui, dont la structuration est importante, avec une fermeture verticale de 300 m et une surface fermée de 175 km², constitue la plus grande structure du bassin d'Oued Mya. Le principal réservoir argilo-gréseux, la série inférieure est constituée d'alternances de bancs gréseux, d'argile, et de passées silteuses. Dans ce contexte, l'hétérogénéité que ce soit en lithofaciès ou en granulométrie dans le réservoir est extrêmement marquée dans ce secteur, causant des difficultés dans la zonation et les corrélations même à l'échelle d'un puits à un autre.

I.2.3. L'évaluation du bloc 438

Correspond à la partie occidentale du bassin triasique algérien et représentant la zone la plus explorée de ce bassin. Cette zone est située entre les deux gisements géants de Hassi R'mel au Nord-Ouest et Hassi Messaoud au Sud-Est (**Figure.I.5**). Ce bloc s'étend sur environ 400 km en longitude et 300 km en latitude et couvre 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 est 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 d'Oued Mya et les objectifs ordoviciens sont pratiquement marginaux et de peu d'intérêt. Il faut bien souligner la situation extrêmement favorable du bloc 438 dans l'axe de la dépression d'Oued Mya telle qu'elle apparaît au niveau du Paléozoïque Le bloc 438 est ainsi situé dans la zone d'existence de l'excellente roche mère du Silurien ayant permis une alimentation directe des réservoirs triasiques en hydrocarbures. 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 d'Oued Mya (trend Haoud Berkaoui/ Guellala/ BoukheznaSahane). Ces trends sont recoupés par des trends transverses d'orientation Est-Ouest, ayant joué tardivement en décrochement. La plupart des structures ont été forées, les trois gisements de Haoud Berkaoui, Guellala et BenKahla et d'autre accumulations développées dans le bloc.

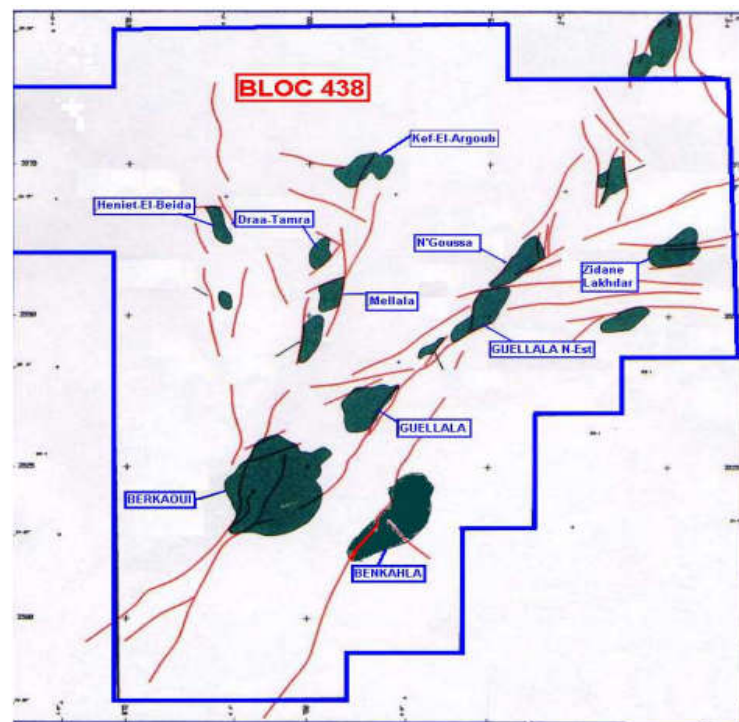


Figure.I.5 : Carte des principales accumulations du bloc 438 (BEICIP).

I.2.4. Historique de la région

La direction régionale de Haoud Berkaoui se trouve dans la commune de Rouissate à 25 Km du chef-lieu de la wilaya d'Ouargla. Elle est considérée comme l'un des grands secteurs pétroliers de la province Triasique du Sahara algérien. La région a été gérée par Hassi Massaoud jusqu'à 1977, l'année dans laquelle est devenue autonome.

Les études géophysiques réalisées dans la région de Ouargla ont permis de connaître l'existence de deux (02) structures appelées : Haoud Berkaoui(HB) et Benkahla (BKH), toutes les deux situées sur une surface d'exploitation de 1600 Km².

Le premier sondage de la région était OA01 à Ouargla en 1963. C'était en mars 1965 qu'on a implanté le premier sondage OK101 au sommet de la structure de Haoud Berkaoui qui a montré une accumulation d'huile légère d'une densité de 43°API ($d=0.8$) dans la série inférieure (SI) 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 Triasique).

I.2.5. Développement de région

En l'espace de 39 ans, la région a connu des changements très importants. Au fur et à mesure de son développement dont voici les plus importants :

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

- 1996 : Mise en service d'une unité de dessalage au centre de HBK.
- 1999 : Découverte du champ de BKHE par le sondage BKHE#01.
- 2001 : Mise en service d'une station de traitement des eaux domestiques.

I.2. 6. Champs de la région

La zone pétrolière Haoud-Berkaoui liée aux grés Triasiques, est constituée de près de 20 champs pétroliers repartis sur 6300Km² sur le bord oriental de la dépression d'Oued- Mya, elle comprend trois champs importants :

- Champ de Berkaoui (HBK).
- Champ de Benkahla (BKH).
- Champ de Guellala (GLA).

Les plus importantes structures de cette région sont celles de Haoud-Berkaoui (HBK), Benkahla (BKH) et Guellala (GLA). Elles renferment les accumulations d'huiles essentielles de cette région. La série inférieure de Trias argilo -gréseux (TAG), située à une profondeur moyenne de 3350 mètres, est le principal réservoir productif d'huile du bloc, suivi par le réservoir T1 et à un degré moindre par le Gothlandien. Ainsi que d'autres petits champs périphériques : N'GOUSSA - DRAA ET TAMRA - GUELLALA NORD EST - SAHANE, BOUKHAZANA - HANIET EL BAIDA - BAB EL HATTABET - MOUKH EL KEBCH - HANIET EL MOKHTA - GARETE CH CHOUFF - ARIF - KEF EL ARGOUB - TAKHOUKHT - OUARSENI -EL EAICHA

I.2.6.1. Champ de Haoud Berkaoui

Le champ de Haoud Berkaoui fût découvert en Mars 1965 par la Compagnie française de pétrole algérien (CFPA) par le forage du puits OK101 situé au sommet de la structure. Il s'étend sur une superficie de 175Km². La mise en production de ce gisement a eu lieu en Janvier 1967. La profondeur moyenne est de 3550m. Il produit par sa propre pression de réservoir aidée par l'injection d'eau pour le maintien de pression (dans certaines zones) et le gaz-lift.

I.2.6.2. Champ de Benkahla

Découvert en Novembre 1965 par la Compagnie française de pétrole algérien (CFPA) par le forage du puits OKP 24 sur une superficie de 83.5 Km². Le champ de Benkahla a été mis en production le 02 Mai 1967. La profondeur moyenne est de 3550 m. Il produit par sa propre pression de réservoir aidée par le maintien de pression et le gaz lift.

I.2.6.3. Champ de Guellala (GLA)

Ce gisement est découvert le 28 octobre 1969 par le forage de GLA01. Il s'étend sur une superficie de 35km². Sa mise en production a eu lieu en 1973. La profondeur moyenne est de 3500m. Sa production est assurée comme Berkaoui et Benkahla par déplétion naturelle, le maintien de pression et le gaz-lift.

I.2.6.4. Champs Périphériques

Parmi les autres champs constituant la périphérie de cette région, figurent : N'Goussa, Draa- Ettamra (DRT), Mellala, Heniet- El- Baida (HEB), Bab-El-Hattabat (BHT), Mokh-El-Agroub (KG), Guellala Nord- Est (GNE), Boukhezana, Sahane, Takhoukht, Ouarsenis...

I.2.7. Le cadre géologique de champ de Haoud Berkaoui

I.2.7.1. La lithostratigraphie de la région de Haoud Berkaoui

La zone de Oud Mya, centre du bassin triasique, est caractérisée par la Présence d'une série paléozoïque résiduelle, très érodée, renfermant les roches mères, recouverte par une puissante série mésozoïque comprenant à sa base les principaux réservoirs du bassin et leur couverture salifère. La série stratigraphique de Berkaoui se présente par le mio-pliocène qui affleure en surface : Le crétacé ; Le jurassique ; Le trias ; Le Gothlandien et l'ordovicien. Le cambrien qui repose sur le socle, le dévonien, le carbonifère et le permien sont inexistantes ; Le trias productif repose en discordance hercynienne sur le Gothlandien.

A/ PALEOZOIQUE :

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

B/ MESOZOIQUE

3- TRIAS :

- **LA SERIE INFERIEURE** : Elle est formée d'une alternance de grès fin et moyen argileux, gris et gris vert à niveau conglomératique et d'argile brun rouge et verte, parfois dolomitique avec intercalations de zones dolomitiques à aspect remanié.
- **ANDESITES** : La série andésitique est anisopaque. Andésite vert sombre parfois altérée, avec nombreuses fissures remplies de calcite.
- **TRIAS GRESEUX T1** : Constitué de : Argile brun rouge à grise, dolomitique et silteuse par endroits. Grès fins gris à brun rouge, à ciment argilo-ferrugineux. Argile brune rouge légèrement dolomitique.
- **TRIAS GRESEUX T2** : Grès fin, brun rouge, compact, dur et micacé. Aussi grès très fins, gris clair à ciment argilocarbonaté. Conglomérat à éléments argileux à la base.
- **ARGILES INFERIEURES** : Argile brune rouge, parfois gris vert silteuse indurée.
- **TRIAS S4** : Argile brune rouge à gris vert pâteux, parfois indurée, salifère à la base avec intercalations de sel incolore à rose.
- **ARGILES SUPERIEURES** : Argile brun rouge, tendre à indurée plus ou moins salifère avec des fines passées de sel massif incolore.
- **TRIAS S3** : Sel massif incolore, parfois rose avec fin passée d'argiles grises plastiques, salifères.
- **TRIAS S1+S2** : Alternance d'anhydrite blanche à grise, tendre pulvérulente de sel massif incolore, parfois rose et d'argile brun rouge pâteuse salifère.

2- JURASSIQUE

- **LIAS HORIZON (B)** : Marne grise à gris clair avec passées d'argile brun rouge.
- **LIAS SALIFERE** : Sel massif incolore, avec passées d'argile brun rouge pâteux.
- **LIAS ANHYDRITIQUE** : Anhydrite blanche tendre pulvérulente, parfois cristalline dure, intercalations d'argile grise à gris vert et brun rouge tendre à plastique, légèrement dolomitique de dolomie grise, beige micro-cristalline.

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

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

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

1-CRETACE

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

-BARREMIEN : Alternance de sable jaune, fin à grossier, subanguleux à subarrondi malclassé, de gris brun rouge fin à grossier argilo-carbonate avec passée d'argile brun rouge, gris clair et verte tendre à plastique silto-sableuse.

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

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

-CENOMANIEN :

- De 775 à 800 m : Intercalations et passées d'argile grise et de calcaire dolomitique beige avec la présence du sel.
- De 726 à 775 m : Constitué d'alternances d'anhydrite blanche et de marne gris dolomitique avec présence de sel.

-**TURONIEN** : Représenté par un ensemble de calcaire crayeux blanc avec passées de calcaire argileux gris brun.

- **SERIE SALIFERE** : On distingue deux ensembles :

- De 598 à 652 m : Anhydrite massive blanche à rares passées d'argile.
- De 452 à 598 m : Sel massif blanc à beige avec intercalations d'anhydrite blanche et passées d'argile grise à brun rouge.

- **SERIE A DEBRIS ROULES** : Alternances d'anhydrite blanche, de marne dolomitique grise, de calcaire dolomitique beige, avec prédominance de marne dolomitique gris vert à brun rouge à la base.

- **ANHYDRITE TERMINALE** : Anhydrite blanche massive avec des intercalations et passées de marne dolomitique grise.

- **CARBONATES SUPERIEURS** : Affecté par l'érosion tertiaire, cette série des carbonates supérieure est limitée au sommet par la discordance mi-pliocène. Elle est essentiellement formée de calcaires blancs, fins, vacuolaires et fossilifères, avec des intercalations de calcaire jaune, compact, parfois dolomitique et vacuolaire et de calcaire argileux beige jusqu'à 196 m et de marne dolomitique à la base. On note la présence de calcite parfois abondante.

C/ CENOZOIQUE

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

Tableau.I.2 : stratigraphique de Houed Berkaoui(SONATRACH)

ÈRE	SYST	ÉTAGES	DESCRIPTION	EPAISSEUR
CENO-ZOIQUE		MIO-PLIOCÈNE discordance alpine	Sable, grès et argile	0 à 60 m
	C R É T A C É	SÉNONIEN	CARBONATÉ	Calcaire dolomitique et marne
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		
ALBIEN		Grès fins à moyen à intercalations d'argile brun-rouge et de sable grossier à la base	300 à 900 m	
APTIEN		Dolomie et marne	10 à 30 m	
BARRÉMIEN		Sable fin à très grossier Passées de dolomie Calcaire et marne	600 à 1300m	
NÉOCOMIEN		Grès fins à moyen Passées d'argile et d'anhydrite, lignite		
M E S O Z O I Q U E		DOGGER	MALM	Argile silteuse à intercalations de dolomie, de calcaire et de marne
	ARGILEUX		Argile indurée	
	LAGUNAIRE		Anhydrite et dolomie Passées d'argile silteuse	
	L I A S	ANHYDRITIQUE	Anhydrite massive blanche, intercalations de dolomie et argile	700 à 900 m
		SALIFÈRE	Sel massif incolore à rosé avec intercalations d'argile plastique	
		HORIZON "B"	Marne, argile dolomitique	
		S1 + S2	Sel massif incolore à rosé avec intercalations d'argile plastique	
		S3	Sel massif incolore avec intercalations d'argile plastique	
	ARGILES SUPÉRIEURES	Argile plastique salifère		
	T R I A S	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	

I.2.7.2. L'aspect structural régional

Sur le plan structural, le bassin d'Oued Mya a été affecté principalement par les deux cycles orogéniques : hercynien et alpin. Le premier est caractérisé par des phases essentiellement compressives, responsables d'une surrection importante suivie d'une intense érosion marquée par la disparition de la majorité des dépôts paléozoïques notamment sur les axes nord-est/sud-ouest d'el Gassi-Hassi Messaoud. Le second cycle est caractérisé par des phases compressives et distensives favorisant une sédimentation très active et le déplacement de l'axe de subsidence du bassin vers l'est. Les phases compressives avaient pour effet la structuration du bassin, avec la formation des bourrelets de Haoud Berkaoui et d'erg Djouad, qui a débuté au barrémien et a pris la forme définitive à la fin de l'éocène. (Rapport berkaoui) Les failles qui sillonnent la structure sont liées aux phases distensives d'orientation nord-est/sud-ouest qui ont débuté au trias et ont pris fin à la fin du miocène.

I.2.7.3. Système pétrolier

Réservoir Trias : Dans le bassin de l'Oued M'ya, le trias argilo-gréseux correspond à un ensemble détritico-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 délimité à la base par la discordance hercynienne et au sommet par la base du repère dolomitique 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 se sont déposés en climat semi-aride à aride sur une large surface, sous forme de dépôts de remplissage de vallées fluviales. Les niveaux série inférieure, T1 « B & C » et T2 « A » constituent les principaux réservoirs dans le bassin.

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.

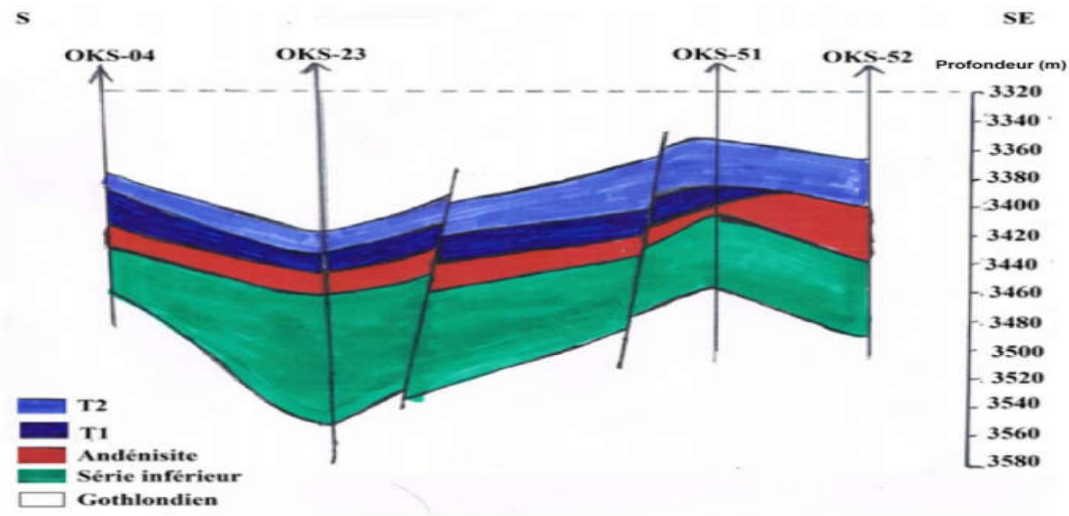
Ils se sont déposés dans un environnement fluvial à réseau en tresse, provenant des môles de Hassi Messaoud et de Tilrhem-HassiR'mel, évoluant vers le nord vers des dépôts de type méandrique, avec une influence marine qui se fait sentir par des niveaux de plus en plus carbonatés. L'épaisseur totale de 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 ciments et liants sont les facteurs principaux contrôlant la perméabilité. Les grès de la série inférieure ont subi les effets d'une activité diagénétique intense au nord du bassin. La pression-dissolution et la formation de quartz de nourrissage 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-rouges silteuses, 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 jeux tectoniques liés à l'activité du rift triasique. Les unités T1 et T2 ont été déposées dans un environnement continental fluvial, passant progressivement vers le NE à une sédimentation Fulvio-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 {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. Les porosités moyennes des réservoirs T1 et T2 sont de 15 à 20 % et les perméabilités moyennes sont supérieures à 200 MD.



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

Figure.I.6 : La coupe géologie S-SE (Mebrouki, 2015)

Tableau.I.3 : Les Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Trias.

Roche mère	Argiles du Silurien radioactif (principale) ; argiles d'El Gassi et argiles d'Azzel (secondaire)
Roche couverture	Assurée {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 {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).
-------	---

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 Haoud Berkaoui, 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.

CHAPITRE II
CARACTIRISATION
DE ROCHE
RESERVOIRE

Introduction

Les roches réservoirs sont des roches suffisamment poreuses et perméables pour pouvoir contenir des fluides (eau, huile, gaz). Ces roches, que ce soit des calcaires, des dolomies ou encore des grès, ont un intérêt économique si leurs volumes sont suffisants et si elles sont recouvertes par des roches couvertures imperméables empêchant aux fluides de s'en échapper. Pour exploiter convenablement un gisement de pétrole, de gaz naturel ou encore une roche aquifère, il faut connaître aussi bien que possible les caractéristiques intrinsèques des roches qui renferment ces ressources, leur capacité de stockage, leur aptitude à laisser circuler les fluides ainsi que l'interaction existante entre les fluides eux-mêmes et entre les fluides et la roche (pression capillaire). L'exploitation optimale d'un réservoir dépend essentiellement de sa qualité pétrophysique qui conditionne son potentiel et ces caractéristiques sont principalement :

- Le volume d'argile.
- Porosité Φ .
- Perméabilité K_i ($i=o, g, w$).
- Saturations S_i ($i=o, g, w$).

De plus, la distribution spatiale des paramètres pétrophysiques, comme la porosité, la perméabilité et la saturation, est essentielle pour caractériser une roche réservoir. La radioactivité naturelle des terrains qui est aussi une caractéristique physique des roches réservoirs peut être aussi mesurée aisément sans qu'il y ait destruction, perte ou altération du matériel rocheux et les résultats peuvent être précieux pour des corrélations. Deux méthodes de caractérisation peuvent être utilisées l'interprétation des diagraphies ou à partir des résultats des carottages. On notre projet nous utilise la première méthode car les données de deuxième méthode pas disponible.

II.1. Interprétation quantitative des paramètres à partir des diagraphies

Les diagraphies dans les sondages nous permettent de déterminer les paramètres suivants

- Le pourcentage d'argile V_{sh} .
- La saturation en eau S_w .
- La porosité Φ .
- La perméabilité k_i .
- La côte du contact huile/eau ou gaz/eau.

II.2. Détermination du pourcentage d'argile Vsh

Le Vsh 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.

a. Méthode du Gamma Ray : l'enregistrement du signal de GR à plusieurs applications :

1. Corrélation de puits à puits.
2. Evaluation du contenu d'argile Vsh.
3. Définition des couches perméables.
4. Evaluation des minéraux radioactifs.
5. Délimitation des couches réservoirs.

Le Vsh est donné par la formule suivante :

$$V_{sh} = \frac{GR_{lu} - GR_{min}}{GR_{min} - GR_{max}}$$

D'où :

GRlu : Gamma ray lu à partir du log.

GRmin : Gamma ray en face des bancs propres (sable).

GRmax : Gamma ray lu en face des argiles.

b. Méthode de résistivité : On utilise la formule :

$$V_{sh} = \sqrt[2]{\frac{R_{cl}}{R_t}}$$

Avec :

Rcl : Résistivité en face des argiles.

Rt : Résistivité de l'intervalle d'investigation.

II.3. Détermination de la porosité de réservoir

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

$$\emptyset = \frac{V_P}{V_t} * 100$$

a. Classification des porosités : Elles peuvent être classifiées de points de vue genèse en deux types :

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

- **Porosité secondaire :** La porosité secondaire est le résultat des processus géologiques telle 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. En outre, les roches réservoirs sont plus souvent fracturées et fissurés naturellement cela nous amène à définir une porosité due à ces fractures.

- **Porosité des réservoirs naturellement fracturés :** Le réservoir naturellement fracturé est représenté par le système de double porosité, c'est un réservoir qu'est caractérisé par deux porosités différentes et deux perméabilités différentes, il se compose de deux systèmes, système de matrice et système de fracture, avec une perméabilité plus élevée. Dans la pratique la porosité des fractures est déterminé par la combinaison entre la diagraphie neutron densité et la diagraphie sonique ($\emptyset_s > \emptyset_{ND}$), alors l'indice de porosité secondaire ou de fractures est donnée par la relation : $Spi = \emptyset_{ND} - \emptyset_s$

b. Détermination de la porosité par la diagraphie :

- **Compensated Neutron log-CNL :** La valeur de la porosité est directement lue sur le log neutron. Dans l'intervalles où l'argilite est importante la valeur de la porosité est corrigée par la formule suivante :

$$\emptyset_{nc} = \emptyset_n - \emptyset_{nsh} * V_{sh}$$

Avec :

Φ_{nc} : Porosité neutron corrigée.

Φ_n : Porosité lue sur le log neutron.

Φ_{nsh} : Porosité qui correspond au pic le plus argileux.

V_{sh} : Pourcentage d'argile.

- **Formation densité Compensated « FDC »** : La porosité est donnée par la relation :

$$\emptyset_d = \frac{(\rho_{mat} - \rho_{lue})}{(\rho_{mat} - \rho_f)}$$

D'où :

ρ_{mat} : Densité de la matrice.

ρ_f : Densité du fluide de forage.

ρ_{lue} : Densité lue en face du banc.

Dans les formations argileuses il faut corriger cette valeur comme suit :

$$\emptyset_{dc} = \frac{(\rho_{mat} - \rho_{lue})}{(\rho_{mat} - \rho_f)} - \frac{(\rho_{mat} - \rho_{lue})}{(\rho_{mat} - \rho_f)} V_{sh}$$

D'où :

\emptyset_{dc} : Porosité densité corrigée.

- **Bore hole Condensated (BHC)** : La porosité est donnée par la relation :

$$\emptyset = \frac{\Delta t_{lue} - \Delta t_{mat}}{\Delta t_{ff} - \Delta t_{mat}}$$

D'où :

Δt_{mat} : Temps parcouru dans la matrice.

Δt_{ff} : Temps parcouru dans le fluide de forage. Lecture sonique Φ_s subie un traitement pour la correction de l'effet d'argile et obtenir Φ_{Scor} avec :

$$\emptyset_{Scor} = \frac{\Delta t_{ff} - \Delta t_{lu}}{\Delta t_{ff} - \Delta t_{mat}} - \frac{\Delta t_{ff} - \Delta t_{sh}}{\Delta t_{ff} - \Delta t_{mat}} * V_{sh}$$

• **Porosité effective :**

$$\Phi_{eff} = \frac{(2\Phi_{nc} + 7\Phi_{dc})}{9}$$

D'où :

Φ_{nc} : Porosité neutron corrigée.

Φ_{dc} : Porosité densité corrigée.

Φ_{eff} : Porosité effective.

c. Détermination de la porosité des réservoirs fracturés :

Le réservoir peut être affecté par des fractures, pour cela il est important de citer les techniques de reconnaissances appliquées tel que :

- Des pertes par circulations et grande vitesse d'avancement de l'outil de forage pendant le forage.
- Analyse microscopique des plugs au laboratoire permet de détecter la présence des fractures.
- L'utilisation des well test (Build up) permet d'observer ces fractures dans le réservoir par l'analyse des remontées de pression semi-log.

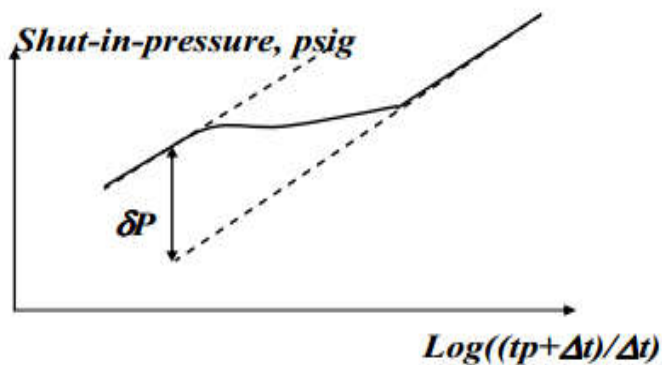


Figure.II.1 : Remontée de pression de réservoirs fractures naturellement.

- La présence d'un grand nombre de fractures ouvertes affecte les enregistrements de diagraphies (diamètreur, sonique, résistivités...), la combinaison de ces Logging permet de détecter ces fractures tel que le log FIL (fracture identification log).

- Grande augmentation de la productivité de réservoir après une acidification de la formation (restauration des fractures colmatées par la boue de forage).
- Enfin par l'utilisation des micros scanners de fond permet de visualiser l'état de la face de la formation (FMS).

II.4. Détermination de la résistivité de réservoir

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 donne la valeur de résistivité de la partie de terrain traversée. 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, Latéolog Deep à rayon d'investigation, relativement, profond.
2. La courbe LLS, Latéolog Shallow à rayon d'investigation, relativement, proche. L'enregistrement des résistivités se fait sur la marge droite du log. Elle est en échelle logarithmique.

II. 4. 1. 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 .

II.4.2. Détermination de la saturation en eau (S_w) de 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_w et 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 donnée par la loi d'Archie :

$$s_w = \sqrt{\frac{FR_w}{R_t}}$$

Et de la relation d'Humble :

$$F = \frac{a}{\varnothing_{eff}^m}$$

Ayant pour un aquifère saturé $S_w = 1$ Ce qui donne :

$$s_w = \sqrt{\frac{a R_w}{\varnothing_{eff}^m R_t}}$$

a : Coefficient empirique égal à 0.62.

m : Facteur de cimentation égal à 2.15.

R_t : Résistivité de la zone non envahie.

R_w : Résistivité de l'eau de formation.

Donc la relation devient :

$$s_w = \sqrt{\frac{0.62 R_w}{\varnothing^{2.16} R_t}}$$

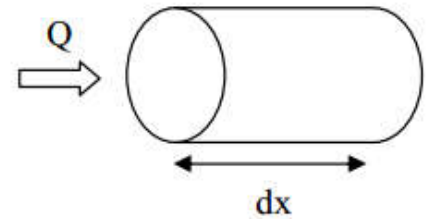
II.5. Détermination de la perméabilité de réservoir

La perméabilité est une propriété dynamique qui reflète la conductivité au fluide de la roche, à savoir l'aptitude de la roche à laisser circuler un fluide à travers ses pores. La perméabilité est définie pour la première fois par Henry Darcy, en simulant l'écoulement d'un liquide dans un milieu poreux pour un écoulement linéaire et horizontal (expérience de perméamétrie).

$$K = \frac{Q U dx}{A dt} \rightarrow \frac{\frac{cm^3}{s} \frac{cm}{cp}}{cm^2} \frac{cm}{atm}$$

Les conditions d'application de l'équation de Darcy3 sont :

- Il n'y a pas de réaction entre le fluide et la roche.
- Il n'y a qu'un seul fluide présent.
- Ecoulement laminaire.



La loi de Darcy pour l'écoulement d'un gaz :

$$Q = A \frac{K (P_1^2 - P_2^2)}{2 \mu L P} \Leftrightarrow K = \frac{2 L \mu Q P}{A (P_1^2 - P_2^2)}$$

La loi de Darcy pour un écoulement non horizontal :

$$\vec{V} = \frac{q}{A} = -\frac{K}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial S} + \frac{\rho}{1033} \frac{\partial D}{\partial S} \right)$$

Pour des petits angles α on prend :

$$\frac{\partial D}{\partial S} = \sin \alpha$$

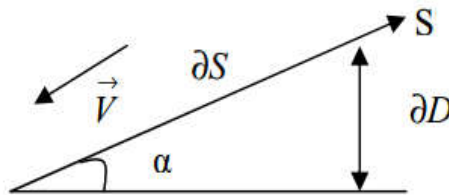


Figure.II.2 : Remontée de pression de réservoirs fractures naturellement.

a. Différents types de perméabilités :

- **Perméabilité absolue** : C'est la perméabilité propre à un seul fluide présent dans la roche (c'est la perméabilité monophasique).
- **Perméabilité effective** : C'est la capacité d'une roche à laisser s'écouler un fluide en présence d'un autre fluide.
- **Perméabilité relative** : C'est le rapport de la perméabilité effective par la perméabilité absolue de même fluide.

b. 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 elle ne reflète pas la perméabilité vraie de la formation. La perméabilité mesurée au laboratoire est supposée horizontale (Le plug analysé est parallèle au 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 de 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 de 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, telles que le déclin de pression (Drawdown test), remontée de pression (Build up test), essai d'interférence et le DST, donne des informations importantes qui peuvent être employés dans la description de réservoir. Ces informations comportant la perméabilité moyenne de la roche réservoir, la porosité, les discontinuités de 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 de log de 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 de 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.

II.6. Présentation des logiciels utilisés

II.6.1. Le logiciel IP (Schlumberger)

1. Définition : Interactive Péetrophysique ou IP : c'est un progiciel qui permet d'effectuer l'interprétation quantitative des données diagraphiques.

2. Etapes d'interprétation des diagraphies du puits OKS-4 par IP :

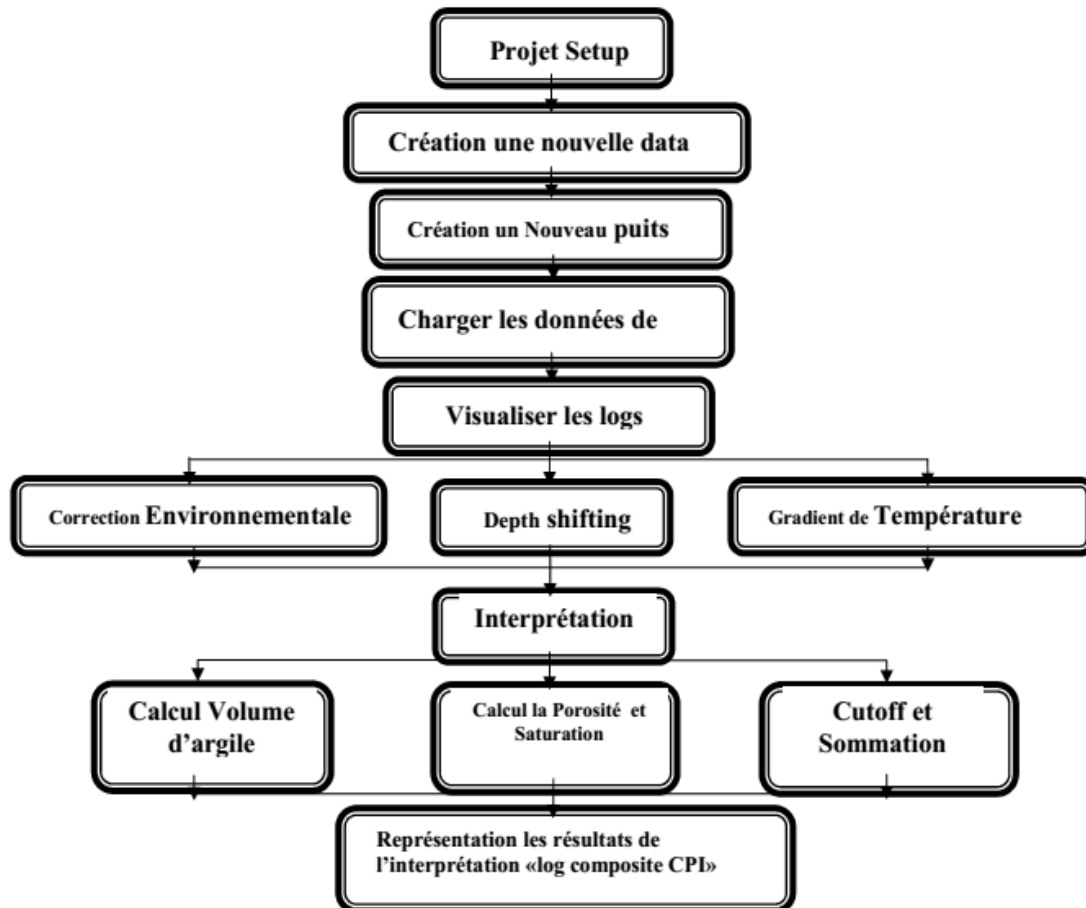


Figure.II.3 : Organigramme représente les étapes de l'interprétation par logiciel IP

II.6.2. Le logiciel Surfer

1. Définition : Le logiciel Surfer, conçu par Gold Software, permet de réaliser des modèles Numériques de terrain (MNT) issus des données récoltées sur le terrain via DG PS.

2. Le principe de Surfer : Le logiciel vous permet de créer des grilles qui vont interpoler les données irrégulières de vos points x,y,z afin de les coordonner.

C'est à partir de ces grilles Pourra créer plusieurs types de cartes : Base map, contour map, 3D surface et bien d'autres...

Les possibilités d'utilisation sont nombreuses. Avant de commencer, Sachez qu'il existe un Tutoriel complet dans le logiciel dans lequel Chaque manipulation possible est expliquée.

- Le but à travers ce tutoriel est de faire gagner du temps aux nouveaux stagiaires qui prennent.
- Le relai du réseau de surveillance de l'action 6 afin de leur éviter de longues recherches. Cependant, Gardez à l'esprit que ces outils existent. A la fin de ce tutoriel, vous serez capable de :

1-Mettre en forme votre fichier Excel.

2-Afficher vos données sous surfer et connaître les outils à disposition.

3-Créer une grille x, y, z.

4-Créer différents types de cartes et les superposer.

5-Mettre en forme vos cartes.

6-Réaliser des profils de plage.

7-Réaliser des calculs de volume.

8-Calculer des longueurs et des surfaces.

9-Créer des zones de blank Calculer des volumes par rapport à une zone Choisie de la plag.

II.7. L'interprétation pétrophysiques des enregistrements diagraphiques

L'interprétation pétrophysique a été réalisé sur la base de l'analyse des enregistrements diagraphiques des différents puits traversant les formations TAG, en prenant compte toutes les données disponibles, notamment les descriptions de carottes, les rapports de fin de sondage et les logs.

Le but de cette interprétation est d'évaluer les réservoirs traversés par les forages, principalement la série inférieure et le T1, et de suivre l'évolution latérale de ses paramètres pétrophysiques, tels que la porosité, la saturation en fluide, le volume d'argile et l'épaisseur utile des grès.

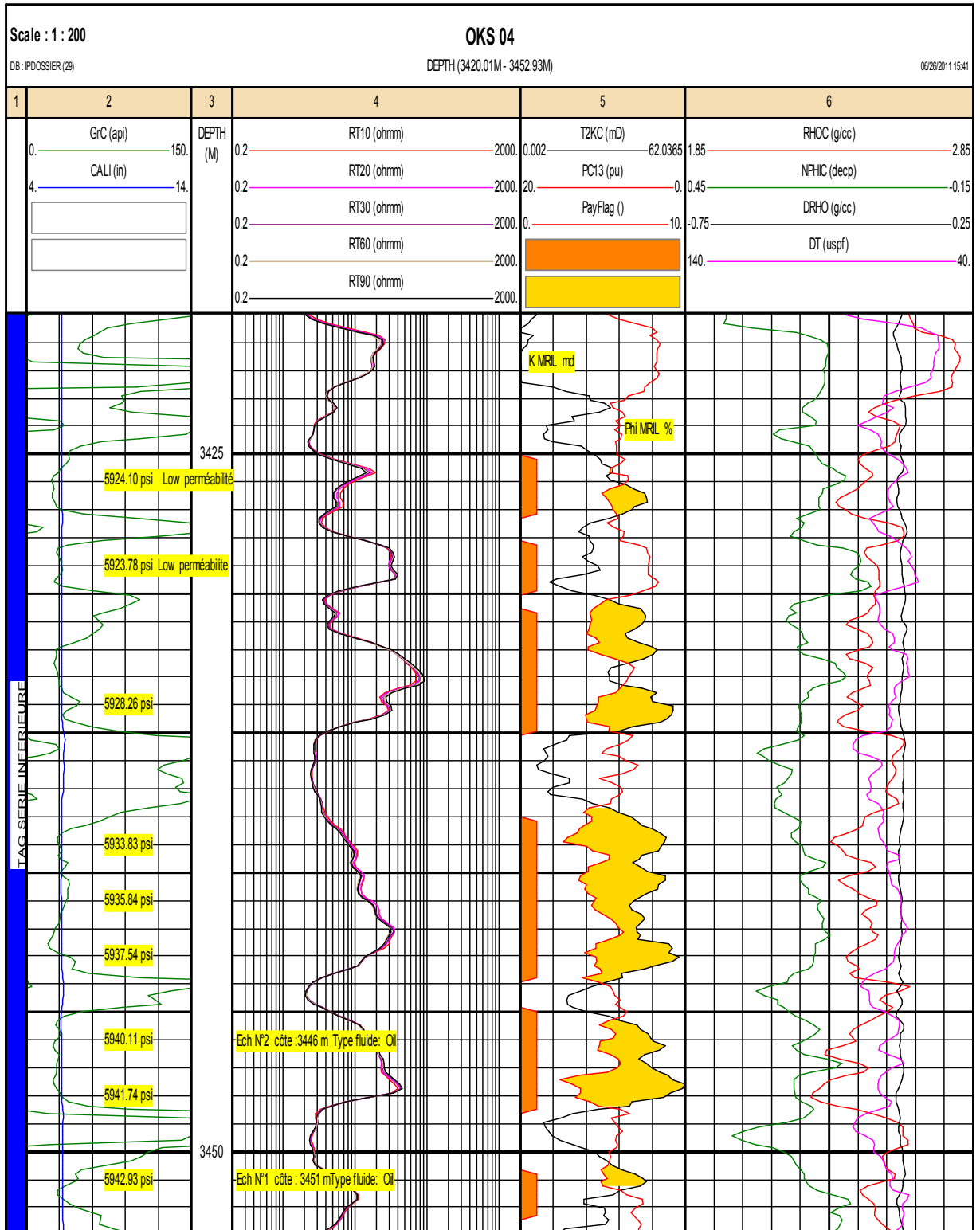


Figure.II.4 : logs composites de la série inférieure du puits OKS-4

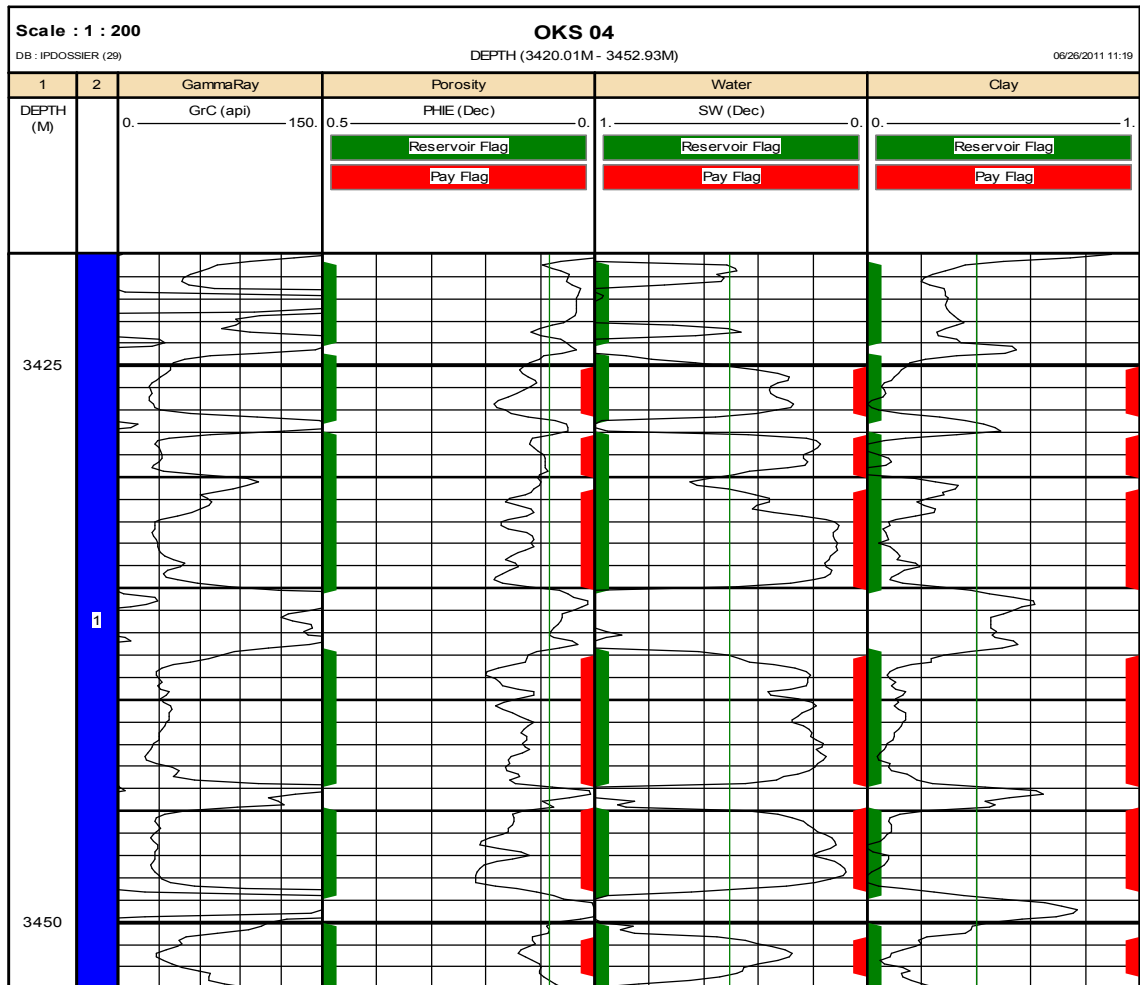


Figure.II.5 : interprétation pétrophysique du puits OKS-4

1. Résultats interprétation des diagaphies OKS-04

Tableau.II.1 : Interprétation pétrophysiques de puits OKS-4

Réservoir TAG Série Inférieure						
Banc N°	Top	Bottom	Net	Av PHIE	Av SW	Av VCL
	m	m	m	%	%	%
1	3425,19	3427,17	2,13	14%	33,01%	6,64%
2	3428,24	3429,91	1,83	10%	25,81%	4,03%
3	3430,68	3434,94	4,42	14%	21,58%	14,22%
4	3438,14	3443,78	5,79	15%	24,98%	11,53%
5	3445	3448,51	3,66	18%	19,19%	6,21%
6	3450,79	3452,32	1,68	11%	38,03%	12,56%
Total TAG SI	3420	3453	19,51	14,40%	24,10%	10,00%

L'interprétation des diagraphies nous montre que :

TAG T2 : compact et argileux.

TAG T1 se subdivise en deux parties :

a) T1 argileux de 3383 à 3395 m.

b) T1 Gréseux de 3395 à 3407 m : Compact, argileux et sans intérêt pétrolier.

TAG Série inférieure : Ce réservoir présente une épaisseur totale de 33 m dont 19.5 m utile en huile, dont le centre et la partie basale possède de bonnes caractéristique pétrophysique mais avec une faible perméabilité.

2. Résultats d'interprétation des diagraphies OKS-21

Tableau.II.2 : Interprétation pétrophysiques de puits OKS-21

Réservoir TAG Série Inférieure						
Banc N°	Top	Bottom	Net	Av PHIE	Av SW	Av VCL
	m	m	m	%	%	%
1	3362	3362.7	0.7	6%	26%	9%
2	3371	3371.2	0.4	8%	32%	2%
3	3372	3373	1	5%	29%	9%
4	3382	3384	2	12%	40%	15%
5	3385	3389	4	13%	41%	15%
6	3390	3391	1.5	12%	24%	8%
7	3393	3396	3	8%	37%	2%
Total TAG SI	3360	3400	12.6	10.30%	36.40%	9.60%

Les résultats de l'interprétation des diagraphies et la description des carottes nous montrent que :

- TAG T2 argileux et sans intérêt pétrolier

- Le réservoir Série inférieure se subdivise en deux parties distinctes :

Une partie au sommet (3357-3373m) beaucoup plus argileuse avec quelques bancs gréseux ne dépassant 1m chacun ayant de faibles caractéristiques pétrophysique.

Par contre la partie basale (3382-3397m) présente un intérêt pétrolier important avec de bonnes qualités pétrophysique.

3. Résultats d'interprétation des diagraphies OKS-23

Tableau.II.3 : Interprétation pétrophysiques de puits OKS-23

Banc N°	Réservoir TAG Série Inférieure					
	Top	Bottom	Net	Av PHIE	Av SW	Av VCL
	m	m	m	%	%	%
1	3462.83	3464.97	2.13	4.4%	63%	19.7%
2	3465.58	3466.49	0.91	6.3%	94.7%	20.6%
3	3468.47	3473.20	4.72	5.8%	65.3%	10.5%
4	3477.01	3482.49	5.49	7.6%	41.5%	11.1%
5	3482.49	3484.63	2.13	5.6%	84.3%	22.5%
6	3484.63	3485.85	1.22	1.08%	75.8%	13.3%
7	3485.85	3487.52	1.68	5.3%	94.7%	16.6%
8	3487.52	3489.20	1.68	7.4%	89.6%	22.7%
9	3489.20	3490.42	1.22	5.2%	77.4%	12.1%
Total TAG SI	3462.83	3490.42	21.18	6.5%	66.5%	14.9%

La Série inférieure présente deux parties distinctes, séparées par un banc d'argiles de 02 m d'épaisseur.

- Une partie sommitale compacte de (3455 à 3473.00m).
- Une partie basale de (3477 à 3490.5m), présentant des caractéristiques pétrophysiques moyennes à médiocres.

A signaler les faibles valeurs de la résistivité vers la base de la série inférieure donnant des Saturation (SW) élevées.

Le contact huile / Eau théorique dans cette zone est situé à -3324 m, n'a pas été rencontré dans ce sondage, le mur de la série inférieure est situé à -3265m soit à la profondeur de 3490.5m.

4. Résultats d'interprétation des diagraphies OKS-52

Tableau.II.4 : Interprétation pétrophysiques de puits OKS-52.

Banc N°	Top	Bottom	Net	Av PHIE	Av SW	Av VCL
	m	m	m	%	%	%
1	3440,5	3443	2,5	5	12	2
2	3444	3445,5	1,5	8	9	4
3	3446,5	3448	1,5	9	31	6
4	3450	3450,8	0,8	8	56	13
5	3452	3459,5	7,5	8	45	8
6	3461,5	3463	1,5	8	77	27
7	3463,4	3471,5	8,1	11	38	8
8	3473	3475,5	2,5	12	61	10
9	3478	3479,5	1,5	8	97	12
10	3484	3488	4	6	97	35
Total TAG SI			31.4	8.60	49.88	12

L'interprétation des diagraphies et la description des carottes montrent que le :

- T.A.G T2 : compact, argileux, ne présente aucun intérêt pétrolier.
- T.A.G série inférieure : avec une épaisseur totale de 49.5 m.
 - Une partie sommitale, avec une épaisseur de 5 m de grés compact, ayant de très faibles caractéristiques pétrophysiques.
 - Une partie centrale, avec une épaisseur de 23 m de grés fin à moyen, avec des paramètres pétrophysiques bons à moyens.

Une partie basale qui présente un banc de grés très compact avec des valeurs de saturation en eau (SW) élevées.

II.8. Calcule des Cut -off

Les caractéristiques pétrophysiques de ces réservoirs TAG T1 étant le réservoir secondaire, et TAG série inférieure étant le réservoir principal du champ de Ben-kahla et sont médiocres. le choix d'un cut-off est très important car il pourra éliminer des niveaux réservoirs qui étaient considérés auparavant sans intérêt, alors qu'actuellement et avec révolution de la technologie des équipements de mesure, les méthodes de forage et les techniques de complétion permettront de mieux les maîtriser et de les rendre productifs. Au niveau du champ de Ben-kahla le réservoir de la série inférieure est donné par les Cut-off suivants :

- La porosité effective >10.55 %
- Volume shale <11%.
- La saturation en eau <38 %

II.9. Résumé des paramètres pétrophysique moyennes des puits étudiés

Porosité, saturation, hauteur totale et utile et volume d'argile moyenne : Pour ce calcul nous avons considéré un échantillon représentatif de dix puits répartis sur la zone Est du champ de BKH dont les données sont regroupées dans le tableau suivant :

Tableau.II.5 : Paramètres pétrophysiques des puits.

Puit	Phi-moy(%)	Swi-moy(%)	Hu-moy(m)	total thik	Vsh(%)
OKS-4	14,4	24,1	19,51	33	10
OKS-21	10,3	36,4	12,6	41	9,6
OKS-23	6,5	66,5	21,18	34,5	14,9
OKS-25	13	31,6	7,62	38	5
OKS-26	10,3	36,4	12,6	12,6	9,6
OKS-28	8,16	34,3	24	31,5	9,22
OKS-29	12,8	39,4	17	49,5	6,5
OKS-52	8,6	49,88	31,4	49,5	12
OKS-53	10,27	34,55	5,5	34	12,93
OKS-54	11,2	27,9	13,11	53	23,6
Moy	10,553	38,103	16,452	37,66	11,335

Le tableau est obtenu à partir des relations suivantes :

- Les porosités sont pondérées par les H_{ui} , d'où la relation :

$$\varnothing_{moy} = \frac{\sum H_{ui} \varnothing_i}{\sum H_{ui}}$$

- Les saturations en eau sont pondérées par les H_{ui} , d'où la relation :

$$Sw_{moy} = \frac{\sum H_{ui} Sw_i}{\sum H_{ui}}$$

- Les épaisseurs utiles sont pondérées par les H_{ui} , d'où la relation :

$$Hu_{moy} = \frac{\sum H_{ui} H_i}{\sum H_{ui}}$$

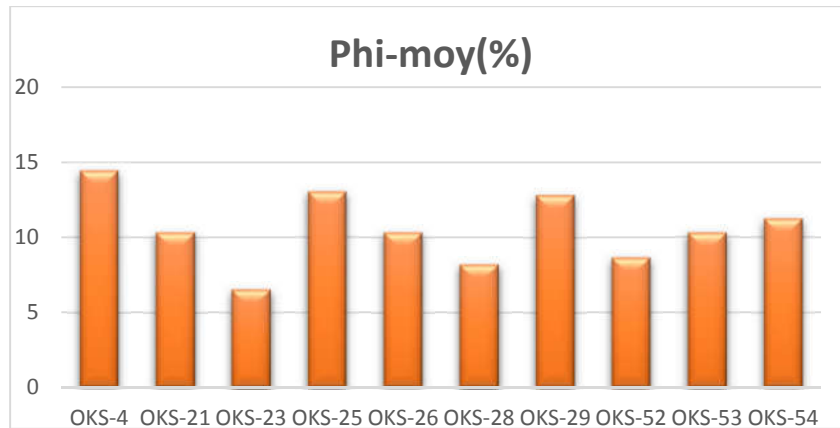


Figure.II.6 : Histogramme de la variation de la porosité moyenne de la série inférieure dans la zone d'étude.

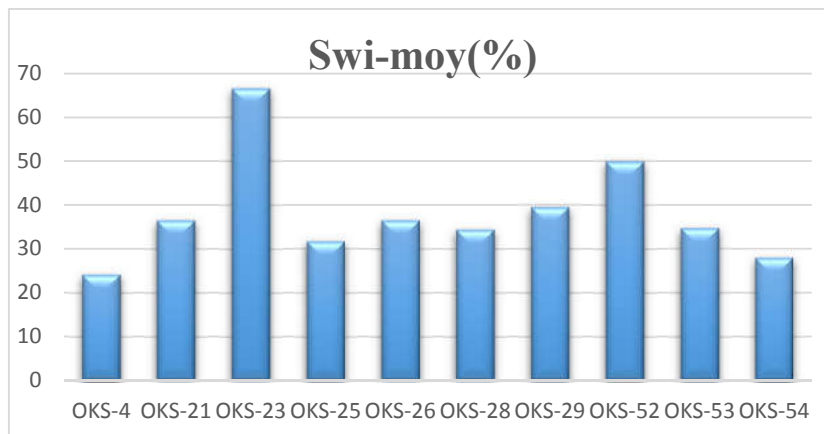


Figure.II.7 : Histogramme de la variation de la saturation moyenne en eau de la série inférieure dans la zone d'étude.

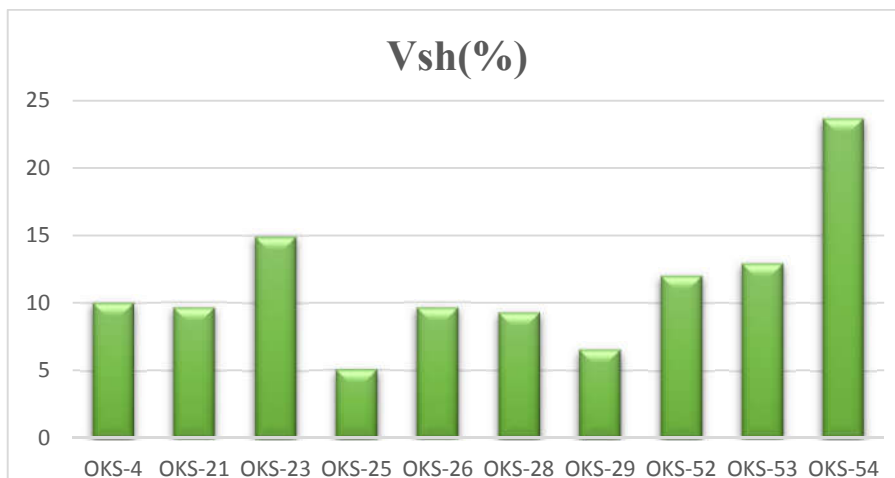


Figure.II.8 : Histogramme de la variation du volume d'argile moyenne de la série inférieure dans la zone d'étude.

II.10. L'interprétation des cartes en iso-paramètres

1. La carte de porosité : La porosité de cette unité augmentée en allant de la partie sud-ouest de la structure, où elle est la valeur maximale au niveau du puits OKS-4 (14,4%), cette valeur est diminuée vers la partie nord-est de la structure, où elle atteint sa valeur minimale au niveau de puits OKS-23 (6,5%).

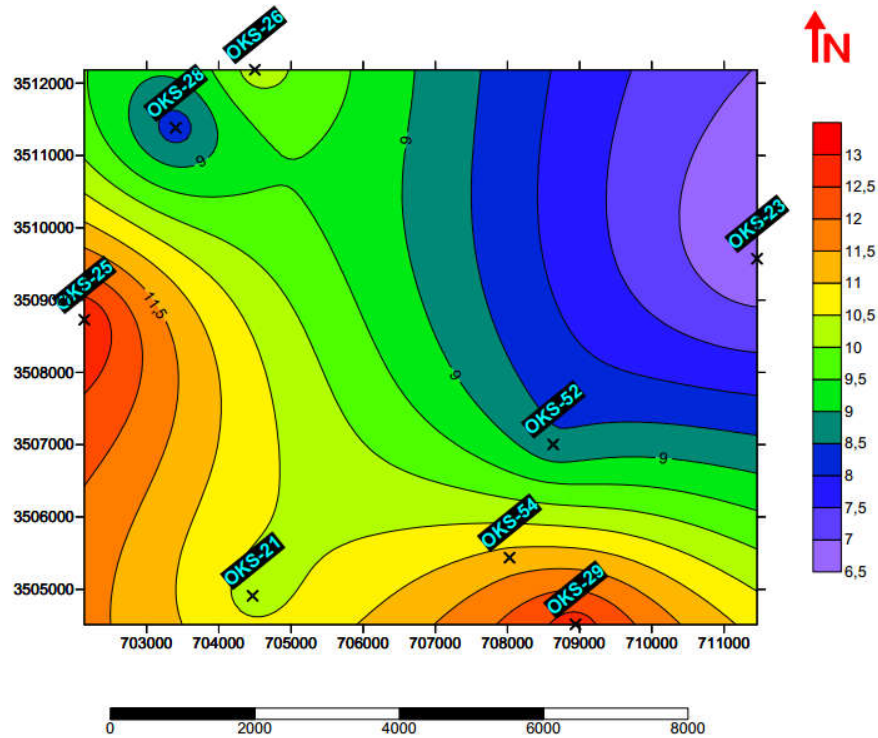


Figure.II.9 : Carte iso-porosité

2. La carte iso-saturation d'eau (S_w) : Cette carte nous montre qu'il y a une variation des valeurs S_w de la série inférieure qui présente une grande valeur de (66.5%) dans le puits OKS-23 dans la, cette valeur diminuée en allant de la partie sud-ouest de la structure où elle atteint sa valeur minimale au niveau de puits OKS-54(27.9%)

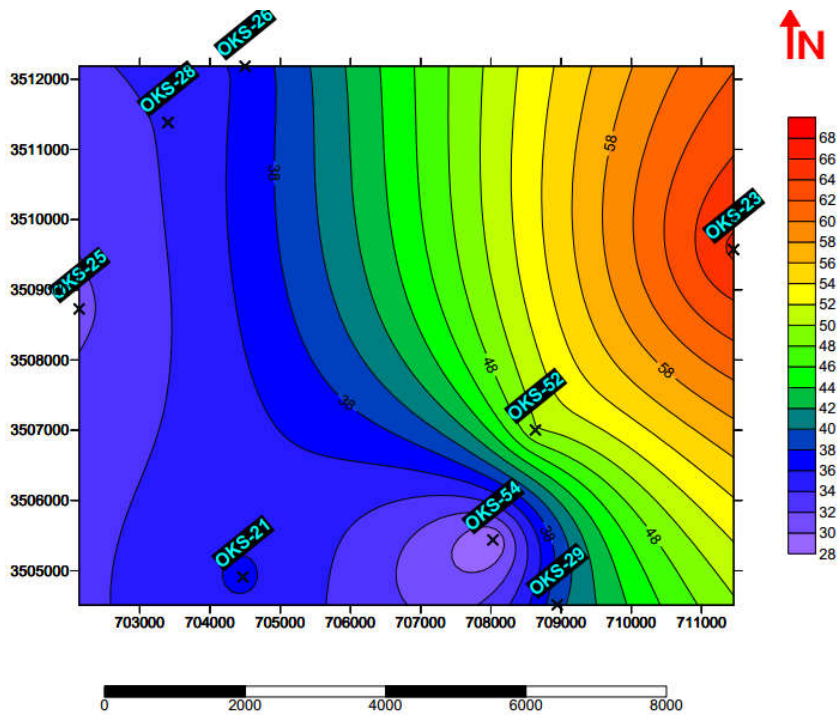


Figure.II.10 : La carte d'iso -saturation d'eau

3. La carte en iso-paques de la série inférieure : Cette carte nous montre qu'il y a une nette répartition des épaisseurs qui sont moins importantes dans la partie nord de la structure. Ces dernières augmentent vers le sud et à l'atteint son maximum au puits OKS-54 (53 m).

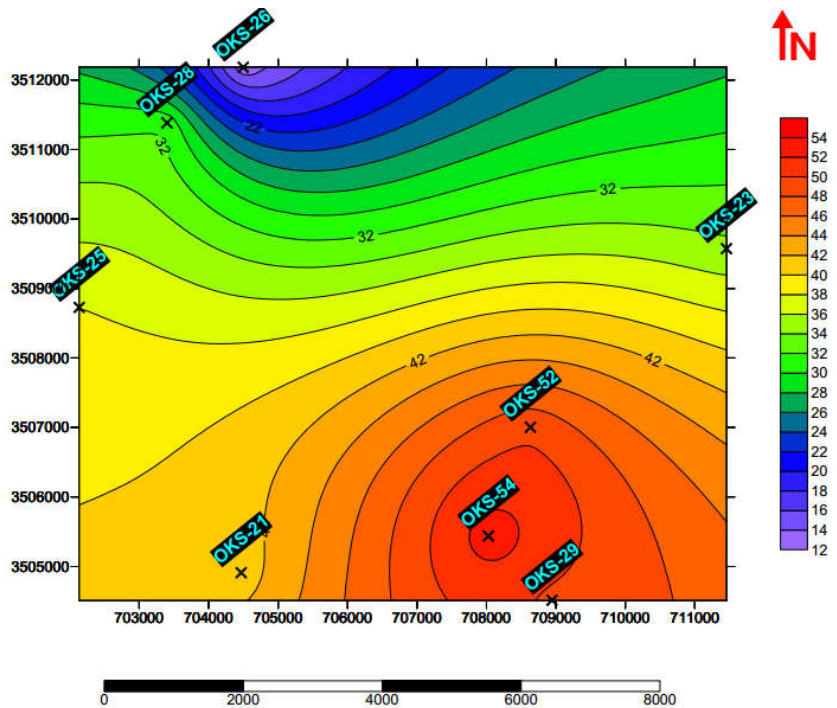


Figure.II.11 : carte d'iso-paque de Série inférieure.

4. La carte de l'épaisseur utile : Cette carte montre qu'il y a une variation dans les valeurs d'épaisseur, des valeurs d'épaisseur se concentrent vers le sud-est de la structure, cette carte montre deux parties de distribution des valeurs de l'épaisseur. La première partie au sud-ouest autour de puits OKS-53, où l'épaisseur de gisement est minimale (5.5m). La deuxième partie à l'est, au niveau de puits OKS-52, où l'épaisseur de gisement est maximale (31.4m).

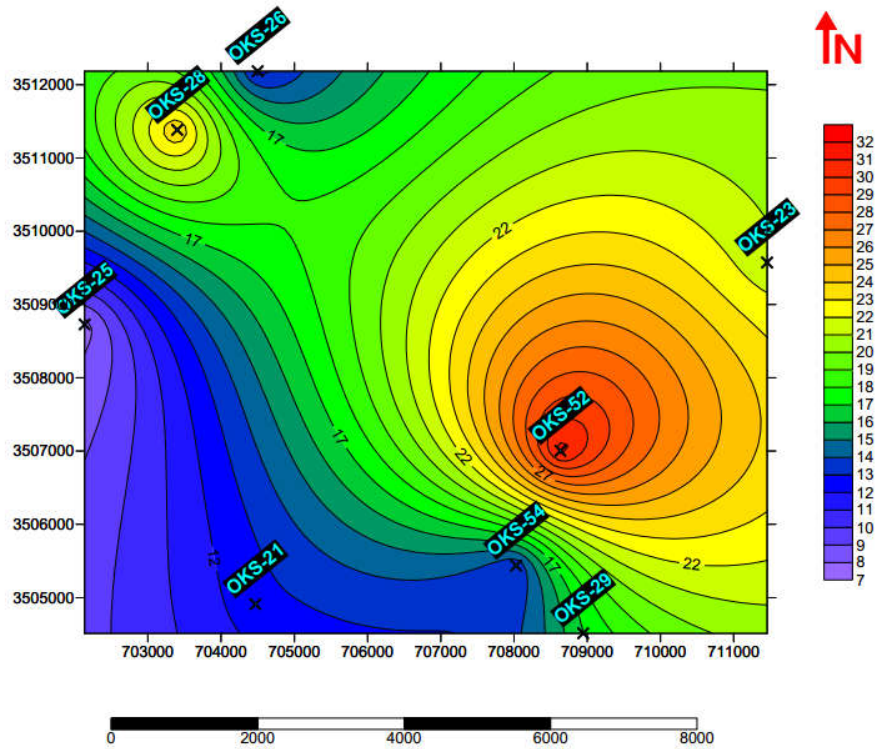


Figure.II.12 : La carte iso-épaisseur utile de Série inférieure.

Conclusion

L'interprétation de l'ensemble des diagaphies, les descriptions de carottes et les mesures physiques de la partie Est de du champ de Ben-Kahla (zone d'étude) ont montrés que :

La série inférieure est le réservoir principal dans le champ BKH, zone d'étude présente des caractéristiques pétrophysiques moyenne où la porosité dans la zone d'étude varie entre 6.5 à 14.4 %, La saturation en eau entre 24 et 66.5 %. Le volume d'argile varie entre 5 et 23.6 %.

Les résultats des paramètres pétrophysiques obtenus à partir de carottes vont être utilisés dans l'estimation réserve de réservoir TAGI de champ BKH.

CHAPITRE III

RESULTATS ET

DISCUSSION

Introduction

La connaissance du volume des hydrocarbures en place dans un gisement est fondamentale. Toute exploitation d'un champ est bien évidemment fonction directe des quantités d'huile / ou de gaz contenu dans les roches réservoirs et des paramètres du réservoirs à savoir la porosité, la perméabilité, la saturation en eau, qui sont évalués d'après les diagraphies ou par l'analyse des échantillons de roches prélevées, au laboratoire.

Il existe plusieurs groupes de méthodes très différentes pour évaluer les quantités d'hydrocarbures dans les réservoirs :

- Bilan matière.
- Volumétrie.
- Analogie.
- Log-normale.
- Rendements décroissants.
- Checker board.

NB : Après avoir été longtemps appelés « réserves en place », ces volumes d'hydrocarbures sont plus communément nommés de nos jours :

- Quantités en place.
- Volume de fluide en place : huile et de gaz en place, (OOIP : Original Oil In Place, OGIP : Original Gas In Place).
- Accumulations.

III.1. Différentes catégories de quantités en place

Les quantités en place sont classées selon différents critères variables dans le temps, fonction de la connaissance graduelle du gisement obtenue à partir essentiellement des puits forés, ainsi que des études géophysiques et géologiques complémentaires. Lorsqu'un gisement a été découvert, un premier calcul rapide est fait pour estimer l'ordre de grandeur du volume d'hydrocarbures en place. Les données étant peu nombreuses à partir d'un seul forage, elles ne pourront fournir qu'une première évaluation très grossière. Cette estimation sera reprise lorsque tous les résultats faisant suite à la découverte auront été analysés : interprétation fine des diagraphies, des mesures pétro physiques, analyse PVT, interprétation géophysique et éventuellement géologique.

La première et/ ou la deuxième estimation vont permettre la prise en décision de forer un ou plusieurs autres puits d'extension, lesquels auront pour premier but de préciser la connaissance générale du gisement et ensuite de participer si possible à la production. Faisant suite à ces nouveaux forages, la nouvelle estimation des quantités en place sera beaucoup moins grossière, son appréciation ainsi d'ailleurs que celle des caractéristiques pétro physiques et des fluides – et notamment la position des interfaces- étant nettement améliorée. Enfin, le développement du gisement commencé, chaque nouveau puits apportera sa récolte d'informations nouvelles qui viendront s'intégrer à l'image du gisement et préciser l'estimation déjà faite des quantités en place. Ainsi, en réalité, ces évaluations se font de façon plus ou moins contenue tout au long de la vie du gisement – sous forme de correction- et l'estimation des accumulations ne sera vraiment précisée qu'à la fin de la phase de développement du champ. Les différentes catégories de quantités en place sont schématisées par les notions de fluide « prouvés », « probables » et « possibles » pour un niveau ou un gisement. Ces appellations sont utilisées de façon générale par les sociétés européennes et américaines. Il faut préciser qu'à l'échelle d'un bassin, ces notions peuvent être différentes : notion d'accumulations espérées à partir de réservoirs aujourd'hui inconnus. Ces trois catégories sont :

- **Quantités en place prouvées** : considérées comme certaines (zones traversées par des puits notamment),
- **Quantités en place probables** : les données structurales, les interprétations des diagraphies et des pressions permettent de considérer des zones comme imprégnées, mais sans certitude complète,
- **Quantités en place possibles** : le manque de connaissances sur les interfaces fluides ou l'extension du faciès dans certaines zones laisse planer une grande incertitude, mais la présence de roches saturées en hydrocarbures n'est pas exclue.

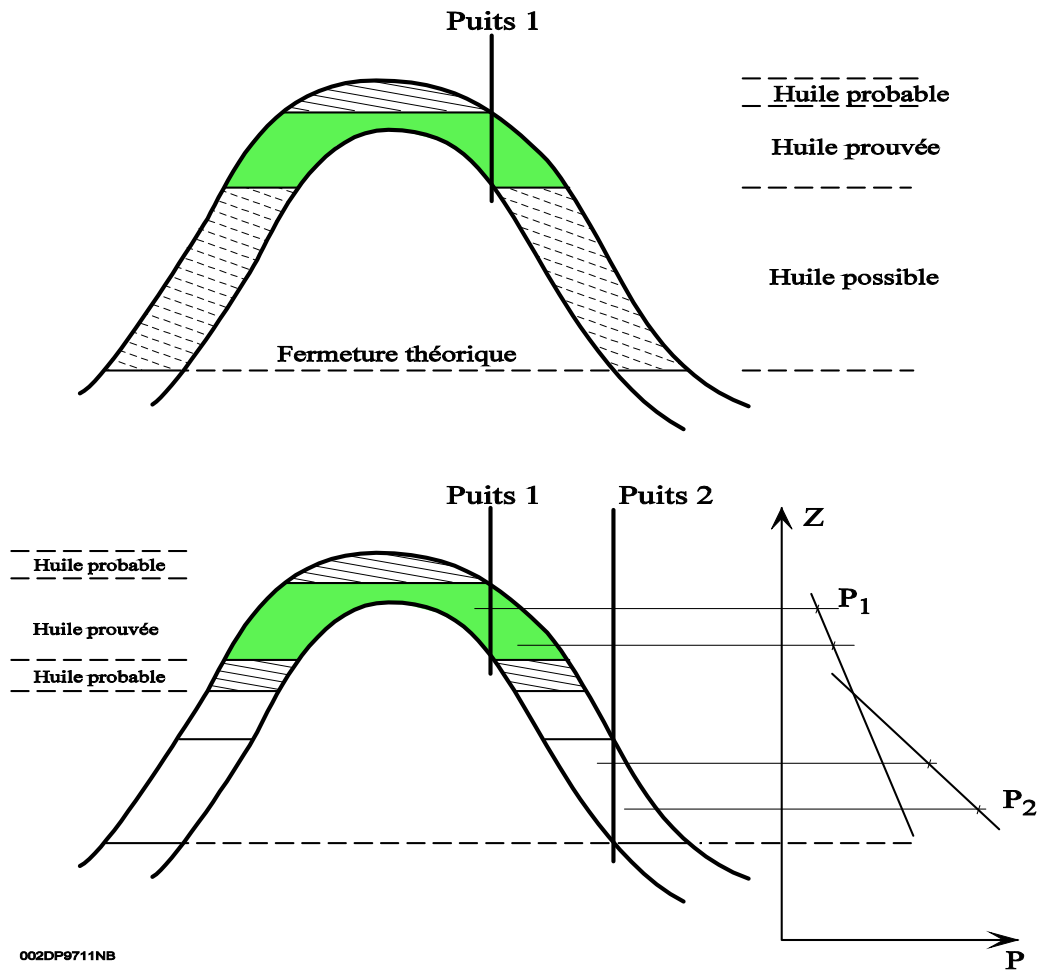


Figure.III.1 : Différentes catégories d'accumulation d'huile en place. (IFP Cours gisement2006)

III.2. Estimation de réserve en place par la méthode volumétrique

III.2.1. Estimation des paramètres

Donc, pour pouvoir faire exécuter l'estimation des réserves, les paramètres suivants doivent être pris en considération :

- **Type d'hydrocarbure** : huile, gaz ou condensat – doit être écrit correctement.
- **Description du prospect** : Nom, situation, Lithologie, etc., Peuvent être introduits si désirés
- **Surface** (Closure Area) : peut être introduite en km² ou hectare.
- **Épaisseur totale du réservoir** (Gross Reservoir Thickness) : C'est l'épaisseur verticale du réservoir en mètre comprenant les intervalles non utiles tel que les argiles.
- **Moyenne utile/ épaisseur du réservoir** (Average net /Gross) : Dans notre cas c'est le rapport de l'épaisseur utile du réservoir / épaisseur totale du réservoir.
- **Hauteur utile** (Net Pay) : elle est calculée par le logiciel, elle est le résultat de (Correction de l'épaisseur du réservoir) *(Moyenne utile/ épaisseur du réservoir) *(Coefficient de remplissage).

- **Porosité moyenne** (Average porosity) : fraction entre 0 et 1, c'est la porosité moyenne de l'épaisseur utile du réservoir.
- **Saturation en hydrocarbures** (Average HC saturation) : fraction entre 0 et 1, elle est égale à 1 - saturation en eau (S_w).
- **Volumes des hydrocarbure** (HC Volume Facteur) : c'est le résultat du rapport (volume des Hydrocarbures aux conditions standard de surface) / volume des hydrocarbures aux conditions de réservoir). C'est $1/(B_o)$ (pour huile) or $1/B_g$ (pour le gaz). Pour l'huile la valeur est légèrement inférieure à 1, tandis que pour le gaz la valeur varie entre 30 (gaz pas profond) et 300 (gaz profond).
- **Hydrocarbures en place** (Hydrocarbons In-Place) : résultat de
Surface * hauteur utile * volume des pores en HC
- **Facteur de récupération** (Recovery factor) : C'est la fraction des hydrocarbures en place qui peut être produite. En Algérie, le taux de récupération varie entre 25 et 45% pour l'huile et il peut atteindre 75% pour le gaz.

III.2.2. Principe de la méthode volumétrique

L'évaluation fiable du volume des hydrocarbures en place demeure un facteur essentiel dans le développement et la production d'un réservoir. L'estimation des réserves par la méthode volumétrique est basée sur l'interprétation des données géologique et pétrophysiques L'évaluation des accumulations est rendue délicate par la complexité du milieu poreux : incertitude sur la forme exacte du gisement et, en général, faible échantillonnage pour les données pétro physiques (porosité, saturation) ; généralement, quelques forages pour des surfaces de dizaines de kilomètres carrés. La difficulté réside donc dans la détermination des paramètres caractérisant le volume d'hydrocarbures en place plutôt que dans le calcul de ce volume, lequel se réduit aux opérations simples ci-après :

❖ **Le volume de fluide dans les conditions de fond :**

$$\mathbf{Volume(CF) = V_r * \frac{h_u}{h_t} * \Phi * (1 - s_{wi})}$$

Avec :

V_r : volume de roches ou

V_r = A * H_t (en m³).

H_u : la hauteur utile moyen de la couche (en m).

H_t : la hauteur moyenne totale de la couche (en m).

Φ : la porosité moyenne de la couche (en fraction).

S_w : saturation en eau moyen (en fraction).

❖ Le volume de fluide dans les conditions standard (condition surface) :

$$Volume(CS) = \frac{volume\ condition\ fond}{FVF}$$

$$N = V_r * \frac{h_u}{h_t} * \emptyset * (1 - S_w) \frac{1}{Bo_i}$$

Avec :

N ou **V(CS)** : le réserve d'huile initiale ou volume de fluide dans les conditions standards (conditions de surface).

Boi : facteur volumétrique de fond initial (FVF).

❖ **Définition de Boi ou facteur volumétrique de fond initial (FVF) :**

Sous pression, c'est-à-dire dans les conditions de gisement, les hydrocarbures contiennent des éléments plus légers (C1, C2, C3, C4, H2S, CO2,) qui commencent à se dégazer lorsqu'en abaissant la pression on atteint la pression de saturation ou pression de bulle. C'est-à-dire qu'un brut peut abandonner une grande partie des éléments volatils, d'une part dans le réservoir lui-même au cours de sa vie, d'autre part en cours de production, entre le gisement et le stockage.

La conséquence de ce phénomène est la suivante (pour une huile monophasique dans le gisement, y compris lors de la production) :

Pour récupérer 1 m³ d'huile au stockage, il faut extraire du gisement un volume supérieur d'hydrocarbures, appelé facteur volumétrique de fond (formation volume factor ou FVF).

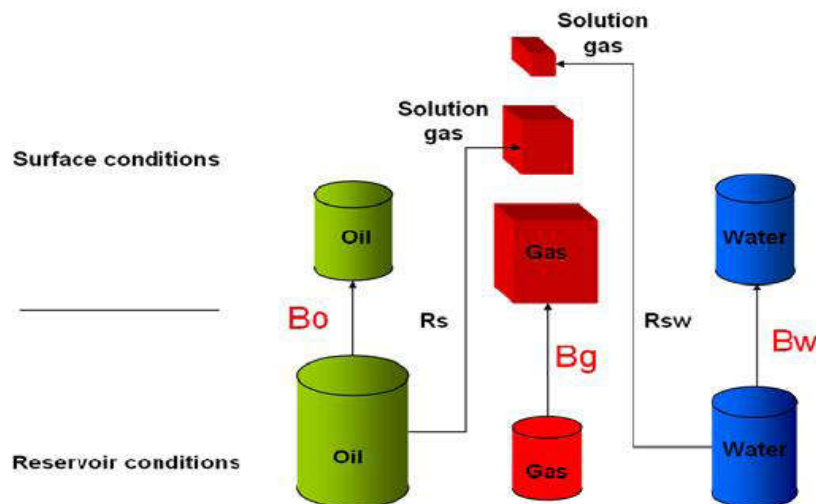
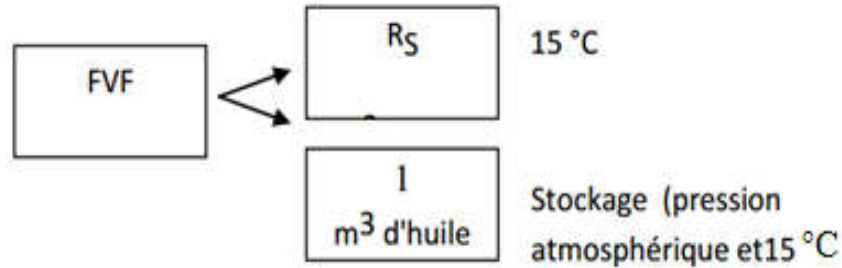


Figure.III.2 : Facteurs de volume de formation(FVF).

En même temps que ce mètre cube d'huile de stockage, un certain nombre volume de gaz a été soit récupéré, soit brûlé. Ce volume mesuré dans les conditions standard (15 °C, 76 cm de mercure) s'appelle solubilité du gaz dans l'huile, RS, ou GOR (Gas Oil Ratio) de dissolution. On peut schématiser ceci de la manière suivante :



En pratique, les FVF s'écrivent B_o pour l'huile (et B_g pour les gaz). Les B_o et les R_S varient beaucoup suivant les types d'huiles : légère, moyenne et lourde. En général :

$1,05 < B_o < 2$ Soit par exemple pour le gaz :

$$G = V_r * \frac{h_u}{h_t} * \emptyset * (1 - S_{wi}) \frac{1}{B_g}$$

En pratique on indique les quantités en place N (huile) en 10^6 m³ et G (gaz) en 10^9 m³, ces quantités étant exprimées en conditions standards (on exprime également N en 10^6 tonnes). On ramène ces quantités en conditions « surface » de façon à pouvoir leur comparer aisément les productions cumulées d'hydrocarbures.

III.2.3. Application de la méthode volumétrique

1. Calcul de volume d'huile dans les conditions de fond :

On a :

➤ Φ moy = 10,55%, en fraction $\Phi = 0,1055$

➤ H_u moy = 16,45 m

➤ $S_w = 38.10\%$, en fraction $S_w = 0,381$

On a: $S_o = (1 - S_w)$

Donc: $S_o = (1 - 0,381)$

$S_o = 0,619$

➤ La surface totale de champ étudiée (Ben-Kahla) est de :

$S = 83,50 \text{ Km}^2 = 83500000 \text{ m}^2$. (Document SONATRACH).

Application numérique :

$$V (CF) = 0,1055 \times 16,45 \times 0,619 \times 83500000$$

$$V (CF) = 89700628,6$$

$$V (CF) = 89,70 * 10^6 \text{ m}^3$$

2. Calcul de volume d'huile dans les conditions de surface :

On a :

$$\text{➤ } V(cs) = \frac{V(CF)}{Boi}$$

➤ **Boi** : facteur volumétrique de fond initial.

Boi = 1.56 pour le type de pétrole de champ de Ben-Kahla.

Application numérique :

$$V(cs) = \frac{89700628,6}{1.56}$$

$$V(cs) = 57500402,9$$

$$V(cs) = 57,50 * 10^6 \text{ m}^3$$

On a :

➤ **1 m³ = 6,29 bbl.**

Donc :

$$V (cs) = 361\ 666\ 642 \text{ bbl}$$

Conclusion

Ces réserves calculées à l'aide des données actualisées pouvant varier avec la variabilité des caractéristiques de la surface et les paramètres que prendra à partir l'enregistrement de diagrapie au cours le forage de développement de champ Ben-Kahla, car notre travail se base sur des données disponibles.

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

La région de Berkaoui est située dans la dépression de l'Oued Mya, au centre de la province triasique algérienne. Cette zone est localisée entre les deux gisements de HassiR'mel au nord-ouest et Hassi Messaoud à l'Est, il consiste des trois champs Haoud berkoui, Ben-kahla et Gellala avec plusieurs champs périphériques. Il compte parmi les principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara algérien. L'intérêt pétrolier majeur du gisement est lié à la présence de réservoirs du Trias, mais la série productrice est la série plus bas (TAGI).

Après l'analyse des paramètres pétrophysiques que se prendra à partir l'enregistrement des diagraphies, nous avons obtenu la porosité variée entre 6.5 et 14.5 %, la saturation en eau entre 27.9 et 66.5 % c'est à dire le gisement c'est pas un gisement d'hydrocarbure et aussi le pourcentage d'argile entre 5 et 23.6 %, c'est à dire le réservoir est contiennent pourcentage considérable des grés (le réservoir peut produire).

L'interprétation des cartes épaisseur utile, la coupe géologique de Ben-Kahla montrent que l'épaisseur de la série inférieure est maximale au centre.

Enfin nous avons estimé la réserve par la méthode volumétrique qu'il est plus utilisé et nous avons obtenu volume d'huile dans les conditions de surface est 57,50 millions m³ ≈ 362 million d'barils.

Bibliographie

- **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 e tMarie Curie, Paris.
- **BENBABA Ahmed (2013)** : Caractérisation et Modélisation de la partie Nord-Est du champ de Haoud berkaoui.
- **BEICIP (1992)** : Étude des accumulations de Berkaoui et Benkahla.
- **MEBROUKI Nacira (2015) a Boudjema,R (1987)** : Evolution structural du bassin pétrolier "triasique" du Sahara Nord Oriental.
- **Bouzidi Nacreddine (2014)** : Etude des propriétés pétrophysique et évaluation de réservoir TAGI du gisement de Ben-kahla.
- **IFP (2006)** : Cours Initiation de gisement.
- **OUASSA Lakhdar (2014)** : Estimation de réserve de trias argilo-gréseux (série inférieure) Gisement Haoud Berkaoui.
- **K. BOUDOUDA** : Rapports techniques de SONATRACH des forages des quelque puit de champ de Benkahla et les rapports fins de forage.
- **Well Évaluation Conférence Algérie (WEC) (2007)** : Géologie de l'Algérie.