

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA -
FACULTE DES HYDROCARBURES ET LES ENERGIES RENEVLABLES
ET SCIENCE 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 de réserve de trias
argilo-gréseux (série inférieure)
Gisement Haoud Berkaoui*

Soutenu publiquement par :

M. TALBI Fakheriddine
M. OUASSA Lakhdar

Devant le jury :

Président : M.KADRI Mahdi M. A. B Univ. Ouargla

Promoteur: M.HASSINI Messaoud Dr. Univ. Ouargla

Examineur: M.ZATOUT Merzouk M. A. B Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2013/2014

Remerciements

*En premier lieu, nous tenons à remercier notre **DIEU** "Allah", notre créateur pour nous avoir la force pour accomplir ce travail.*

Nous adressons nos vifs remerciements à notre promoteur consultant Dr. M.Hassini pour nous avoir diligentés tout au long de ce travail, pour sa compréhension, sa patience, sa compétence, et ces remarques qui nous ont été précieuses.

Nous tenons à remercier également, le président de jury et les membres du jury pour l'honneur qu'ils nous font en acceptant de juger et d'évaluer notre travail.

Nos derniers remerciements, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.

Merci



SOMMAIRE

<u>Introduction</u>	1
Chapitre I	
<u>I.1-Généralités</u>	2
I. 2. Historique de la région	2
<u>I.3. Situation géographique d'Oued Mya</u>	3
<u>I. 4.Cadre géologique du bassin d'Oued Mya</u>	5
<u>I.5.Les réservoirs de la région</u>	6
I.5.1-La série inférieure :	6
I.5.2-L'unité T ₁	6
I.5.3-L'unité T ₂	7
<u>I.6.L'aspect structural regional :</u>	7
<u>I.7.l'évaluation du bloc 438</u>	7
<u>I.8. Les champs de la region</u>	9
I.8.1.HAOU-D-BERKAOUI	9
I.8.2.Champ de BENKAHLA	9
I.8.3.Champ de GUELLALA	9
I.8.4.La peripherie	10
<u>I.9. Historique du gisement</u>	10
<u>I.10. Situation géographique</u>	10
<u>I.11. situation géologiques</u>	12
<u>I.12.L'aspect stratigraphique</u>	14
I.12.1. Cenozoique.....	14
I.12.2. Mesozoique	14
I.12.3. Paleozoique	17
<u>I.13.L'aspect pétrolier</u>	19
I.13 .A. Les roches mères	19
I.13. B .Les roches réservoirs	19
I.13.C .Les roches couvertures	20
<u>I.14 .L' aspect structural local</u>	20

Chapitre II

<u>II.1 .Le logiciel Surfer</u>	22
<u>II.2.Généralité sur les méthodes de calcul des réserves</u>	25
<u>II.3. Différentes catégories de quantités en place</u>	25
<u>II.4. Estimation des réserves</u>	28
<u>II.4.1. Principe de la méthode volumétrique</u>	28

Chapitre III

<u>Introduction</u>	32
<u>III.1. L'interprétation des cartes en iso-paramètres du réservoir de la série inférieure (TAGI) de Haoud Berkaoui</u>	32
III.1.1. La carte en iso-épaisseur utile	32
III.1.2. La carte en iso-porosité	33
III.1.3 .La carte en iso-perméabilité	33
<u>III.2.Description de la coupe géologique</u>	38
-La série inférieure	38
-La série Andésite.....	39
-Le Trias gréseux T ₁	40
-Le Trias gréseux T ₂	40
<u>III.3. Calcul des réserves</u>	41
III.3. 1-Application de la méthode des moyennes Arithmétiques	41
III.3.1.1-.Détermination des paramètres moyens (Calcul des moyennes).....	41
<u>III.4. Conclusion sur calcul de réserves</u>	47
Conclusion	48
Bibliographie	49

Introduction

Introduction

Le gisement de Haoud-Berkaoui situé dans la dépression de Oued Mya, il est situé au Sud-est de Hassi R'mel.

Il s'étend sur une superficie de 175 Km² avec une élévation de 220 m par rapport au niveau de la mère.

Il a été découvert en mars 1965 par la CFPA (compagnie française du pétrole algérien) avec le forage OK#101 situé au sommet de la structure.

Ce gisement a été mis en production en janvier 1967 dont les réserves ont été de 136.4 millions st^m d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m.

Ces formations à hydrocarbures sont d'âge triasique dont les séries argilo-gréseuse sont : T2, T1 et la série inférieure. La série inférieure étant le réservoir principal et T2, T1 sont des réservoirs secondaires.

Le gisement de Haoud Berkaoui est un gisement d'huile, ils produisent essentiellement de l'huile dans le réservoir du Trias argilo-gréseux (série inférieure), pour le calcul de réserves d'huile dans le gisement de Berkaoui on a choisi la méthode volumétrique proprement dite car c'est la méthode principale utilisée pour le calcul de réserves d'huile des gisements suffisamment étudiés et prospectés à n'importe quel régime de production. Le présent mémoire est composé de trois chapitres

Chapitre 1 : Généralité

Chapitre 2 : Moyens et méthodes

Chapitre 3 : Résultats et conclusions

Et enfin conclusion

Chapitre I

I.1-Généralités

La plateforme saharienne est située au Sud de l'Algérie alpine et appartient au Craton Nord-africain, elle comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire, structurée au Paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des zones hautes. 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 $300 \cdot 10^3 \text{ km}^2$, elle fait l'objet de plusieurs études et contient les plus grandes découvertes 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. (BEICIP).

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 Nommer,

-L'axe de sillon d'Oued Mya.

I. 2. Historique de la région

La direction régionale de Haoud Berkaoui se trouve dans la commune de Rouissat à 25 Km du chef lieu de la wilaya d'Ouargla. La région a été gérée par Hassi Messaoud jusqu'à 1977, l'année dans laquelle est devenue autonome.

Les études géophysiques réalisées dans la région d'Ouargla ont permis de révéler l'existence de deux (02) structures appelées : Haoud Berkaoui et Benkahla, 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 que le premier sondage OK101 est implanté au sommet de la structure de Haoud Berkaoui localisant une accumulation d'huile légère d'une densité de 43 °API ($d = 0.8$) dans la série inférieure du Trias argilo-gréseux (TAG) par la compagnie française de pétrole algérien (CFPA). Ce forage a atteint le Gothlandien à 3327.8 m (premier horizon paléozoïque rencontré sous la discordance hercynienne).

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

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

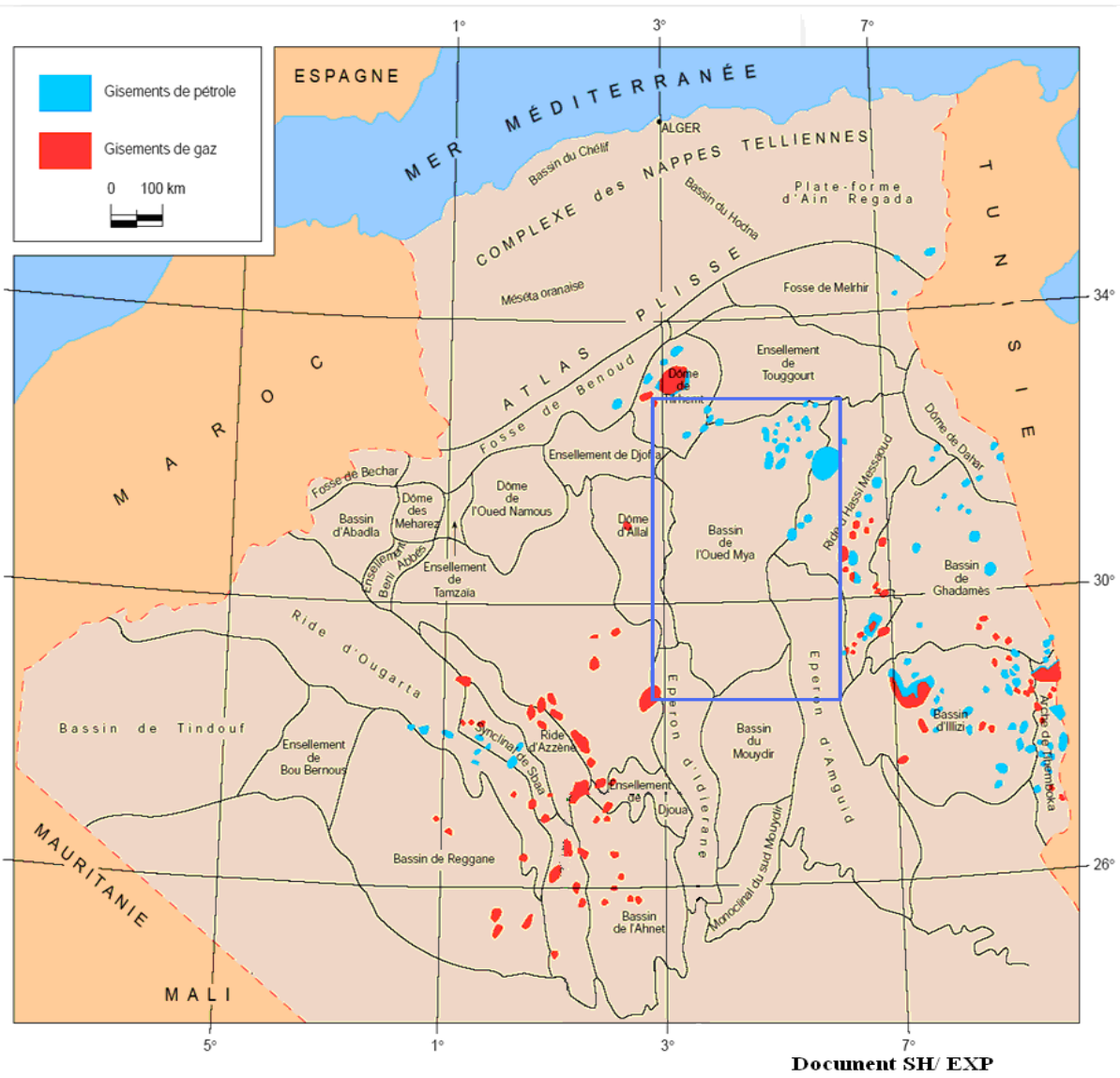
- La production de l'huile et de condensât ;
- La production de gaz associé (gaz de vente et gas lift) ;
- L'injection d'eau

I.3.Situation géographique d'Oued Mya

Oued Mya est un bassin de la plate-forme saharienne, correspondant à la partie occidentale de la province triasique, elle est limitée au nord par les permis Talémazène et Touggourt, à l'est par le champ de Hassi Messaoud, au nord-ouest par le champ de HassiR'mel, et au sud elle est ouverte sur la dépression de Mouydir.

Les limites géographiques se présentent comme les meilleurs repères :

Les parallèles 31°15' et 33°00' limitent respectivement ensemble au sud et au nord, et les méridiens 6°15' et 3°30' limitent à l'est et à l'ouest, elle englobe les bloc :438-425-422-437-436-3178-420-419-418-417et416, appartenant au district iv de la sonatrach.



Document SH/ EXP

Figure. 01. situations géographiques du bassin d'Oued Mya

I.4.Cadre géologique du bassin d'Oued Mya

La dépression d'Oued Mya appartient à la plate forme saharienne, dont elle ne constitue qu'un sous bassin intra-cratonique, sa bordure nord s'ennevoie progressivement vers la flexure saharienne où l'existence d'un fossé très subsidente au mésozoïque donnera naissance à la chaîne péri-cratonique de l'atlas saharien.

L'évolution de la dépression d'Oued Mya depuis le cambrien comporte deux étapes majeures :

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

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.

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

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

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

La dépression d'Oued Mya est en effet caractérisée par la présence d'une série paléozoïque résiduelle renfermant les argiles radioactives d'âge silurien, très riches en matière organique et bien développées qui constituent la roche mère principale, malheureusement érodée sur de vastes secteurs de la région. Cette série est recouverte

par une puissante série mésozoïque comprenant à sa base les principaux réservoirs du bassin et leur couverture salifère (trias-lias) (M.Dahmani2003).

I.5.Les réservoirs de la région

Dans la dépression d'Oued Mya, les réservoirs triasiques sont classiquement subdivisés en trois termes dont les domaines d'extension sont assez semblables, mais dans lesquels la distribution des réservoirs et leurs qualités varient d'une manière notable, on distingue :

I.5.1.La série inférieure

Elle se repose sur le substratum paléozoïque dont les meilleurs faciès sont localisés dans la région d'Oued Mya vraisemblablement en liaison avec le paléo-môle du Hassi Messaoud, ainsi que cette série constitue le principal réservoir des gisements de Ben Kahla, Guellala, Haoud Berkaoui et d'une grande partie du bloc 438.

Cette formation est considérée comme l'équivalent du Trias argilo- gréseux inférieur (TAGI) du bassin de Ghadamès.

I.5.2.L'unité T₁

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

Cette unité est l'équivalent du Trias carbonaté du bassin de Ghadamès et des réservoirs du Trias intermédiaire de la région de RhourdeNous.

I.5.3.L'unité T₂

Dans laquelle se développe le réservoir « A » particulièrement important au niveau du gisement de Hassi R'Mel et rapidement dégradé par ailleurs, en particulier par cimentation salifère généralisée au niveau du bloc 438. (m. Dahmani 20003).

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

I.6.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.7.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 Hassir'mel au nord-ouest et Hassimessaoud au sud-est

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 en la série inférieure, tandis que le réservoir t1 étant une cible secondaire sur une grande partie du bloc.

Le dévonien inférieur n'est présent que dans l'axe du sillon d'oued Mya et les objectifs ordoviciens sont pratiquement marginaux et de peu d'intérêt.

Du point de vue structurale, 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/boukhezna-sahane). Ces trends sont recoupés par des trends transverses d'orientation est-ouest, ayant joué tardivement en décrochement.

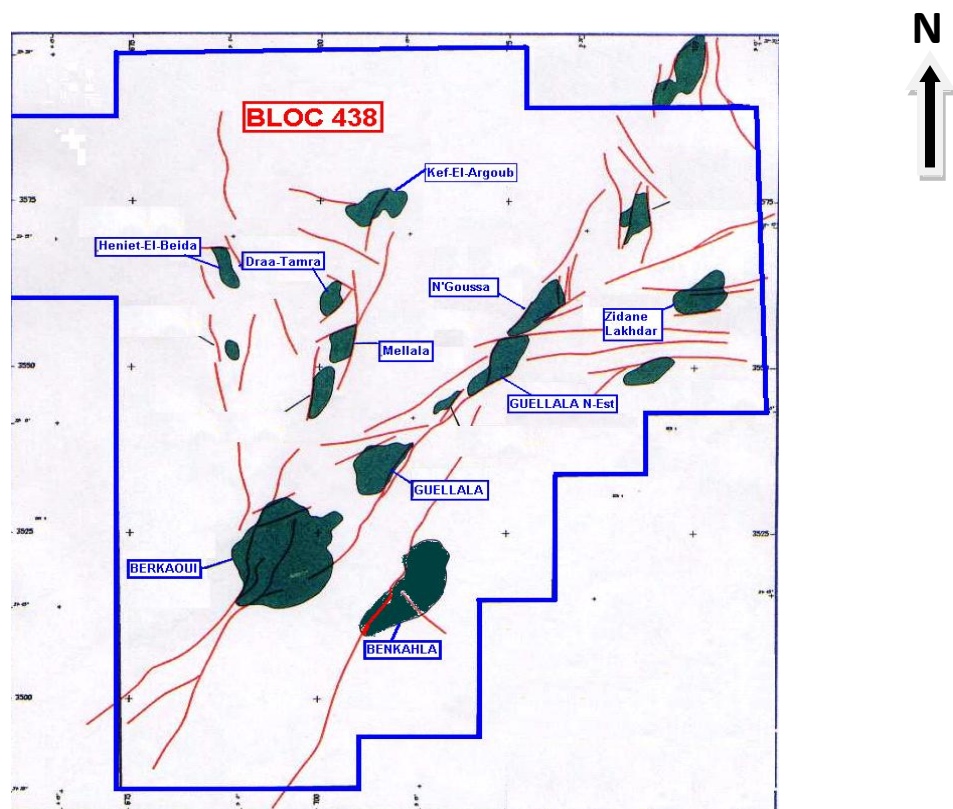


Figure.2. Carte des principales accumulations du bloc 438

I.8. Les champs de la région

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

I.8.1.Haoud Berkaoui

Le gisement de Haoud-Berkaoui s'étend sur une superficie de 175 Km² avec une élévation de 220 m par rapport au niveau de la mère.

Il a été découvert en mars 1965 par la CFPA (compagnie française du pétrole algérien) avec le forage OK#101 situ au sommet de la structure.

Ce gisement a été mis en production en janvier 1967 dont les réserves ont été de 136.4 millions st^m d'huile. La profondeur moyenne est de 3550 m.

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

I.8.2.Champ de Benkahla

Le gisement de Benkahla s'étend sur une superficie de 72 Km², élevée de 209 m par rapport le niveau de la mère.

Il a été découvert en novembre 1966 par la même compagnie française par le forage OKP#24.

Benkahla a été mis en production en 02 mai 1967 dont les réserves sont d'environ 86.8 millions st^m d'huile.

La profondeur moyenne est de 3550 m.

Il produit par sa propre énergie de gisement aidé par le maintient de pression et le gas-lift.

I.8.3.Champ de Guellala

Le gisement de Guellala a une surface de 35 Km² avec une élévation par

Rapport au niveau de la mère de 198 m.

Il a été découvert à la date de 28 octobre 1969 par le forage GLA#01.

Il a été mis en production en février 1973 dont les réserves sont de 99 millions stm^3 d'huile.

La profondeur moyenne est de 3500 m. Sa production est assurée comme Berkaoui et Benkahla.

I.8.4. Les périphéries

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

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

I.9. Historique du gisement

Le gisement de Haoud Berkaoui qui se situe au Nord-est du Sahara algérien, est considéré parmi les plus grands gisements du pays.

Découvert en 1966 par la CFP, ce gisement a été mis en production en 1967 par le puits OK101, permettant de mettre en évidence un gisement d'huile dans la série inférieure du Trias argilo-gréseux.

Le gisement de Haoud Berkaoui, dont la structuration est importante, avec une fermeture verticale de 300 m et une surface fermée de 175 km^2 , constitue la plus grande structure du bassin d'Oued Mya

L'injection d'eau a commencé en 1982. Un autre système de récupération par le gaz lift a été mis en place à l'instant du système d'injection d'eau, et ayant pour objectif de maximiser la récupération. Le démarrage du gaz lift s'est fait en 1993 à partir de l'UTG de Guellala, en effet, la production moyenne par puits est passée de 67 tonnes/jour à plus de 80 tonnes/jour.

I.10. Situation géographique

La région de Haoud-Berkaoui se situe à environ 800 Km au sud-est de la capitale Alger, à 100 km au Nord-Ouest de Hassi-Messaoud et à 30 km d'Ouargla. Elle

s'étend du sud-est de Ghardaïa jusqu'au champ extrême Boukhzana près de la route de Touggourt



Figure .3.Situation géographique de Haoud Berkaoui

I.11. situation géologiques

La structure de Haoud Berkaoui se situe au Nord-est de la dépression d'Oued Mya, dans la partie la plus subsidence 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 gisement de Haoud Berkaoui a la forme structurale d'un vaste brachy anticlinal (anticlinal dont la section par un plan horizontal n'est guère plus Longue que 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 Tirlhemt, au Nord par le système Djemâ-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 (2) 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. (Rapport Sonatrach)

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 litho faciès 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.

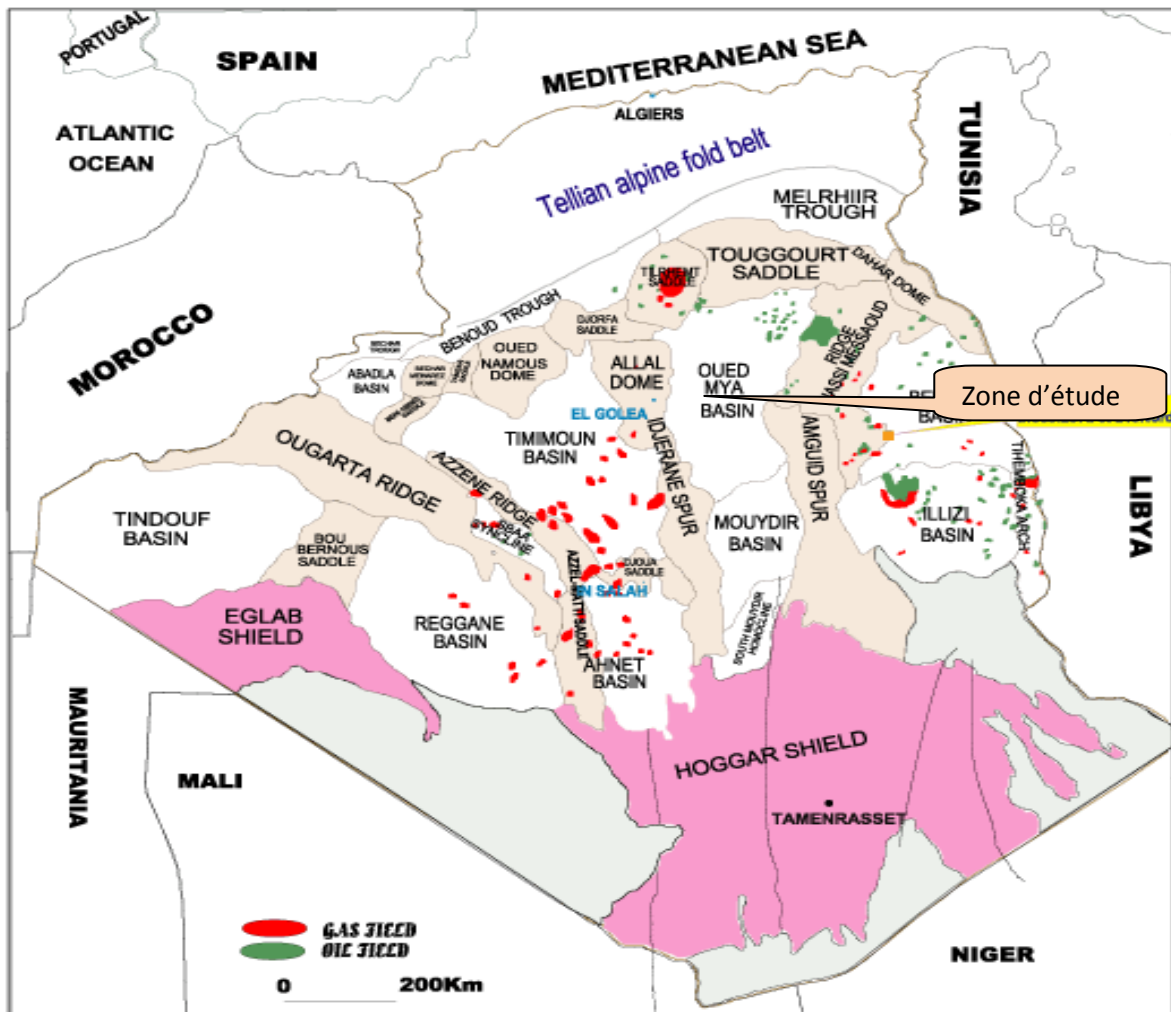


Figure.4 : Cadre géologique du bassin d'Oued Mya (Sonatrach)

I.12.L'aspect lithostratigraphique

I.12.1.Cénozoïque

Mio-pliocène : 0-50 m

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.

I.12.2. Mésozoïque

Crétacé : 50-1960 m

- Carbonates supérieurs : 50-210 m

Affecté par l'érosion tertiaire, cette série des carbonates supérieure est limitée au sommet par la discordance mio-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.

- Anhydrite terminal : 210-259 m

Anhydrite blanc massif avec des intercalations et passées de marne

Dolomitique grise.

- Série a débris roules : 259-452 m

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.

- Série salifère : 452-652 m

On distingue deux ensembles

* De 452 à 598 m : Sel massif blanc à beige avec intercalations

D'anhydrite blanche et passées d'argile grise à brun rouge.

* De 598 à 652 m : Anhydrite massive blanche à rares passées d'argile.

Turonien : 652 à 726 m

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

- Cenomanien : 726 à 800 m

* De 726 à 775 m : Constitué d'alternances d'anhydrite blanche et de marne gris dolomitique avec présence de sel.

* De 775 à 800 m : Intercalations et passées d'argile grise et de calcaire dolomitique beige avec la présence du sel

- Albien : 800 à 1374 m

Alternance de grès blanc à beige, fin à moyen, friable à ciment argileux,

D'argile gris vert à brun rouge silto-sableux, tendre à plastique, légèrement dolomitique, avec passées de sable jaune, fin à très grossier, subanguleux à sub arrondi mal classé.

- Aptien : 1374 à 1405 m

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

- Barrémien : 1405 à 1793 m

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

- Néocomien : 1793 à 1960 m

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.

Jurassique : 1960 à 2802 m

- Malm : 1960 à 2138 m

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.

- Dogger gréseux : 2138 à 2343 m

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.

- Dogger lagunaire : 2343 à 2451 m

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.

- Lias anhydritique : 2451 à 2718 m

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

- Liassalifère : 2718 à 2779 m

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

- Liashorizon (B) : 2779 à 2802 m

Marne grise à gris clair avec passées d'argile brun rouge.

Trias: 2802 à 3525 m

- TriasS1+S2 : 2802 à 3047 m

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

- TriasS3 : 3047 à 3288 m

Sel massif incolore, parfois rose avec fin passée d'argile grise plastique salifère.

- Argile supérieures : 3288 à 3352 m

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

- Trias S4 : 3352 à 3395 m

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

- Argiles inférieures : 3395 à 3406 m

Argile brun rouge, parfois gris vert silteuse indurée.

- Trias gréseux T2 : 3406 à 3431 m

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

- Trias gréseux T1 : 3431 à 3460 m

Constitué de :

Argile brun rouge à grise, dolomitique et silteuse par endroits.

Grès fins gris à brun rouge, à ciment argilo ferrugineux et carbonaté.

Argile brune rouge légèrement dolomitique.

- Andésites : 3460 à 3470 m

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

- La série inférieure : 3470 à 3519 m

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. (M. Dahmani 2003)

I.12.3. Paléozoïque

- Le Gothlandien

Le gothlandien a été le premier et le seul horizon paléozoïque reconnu Entièrement sous la discordance triasique.

Il est représenté essentiellement par l'argile indurée et 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.

Une puissante série évaporitiques représentée par environ 1000 m de sel et d'anhydrite, allant du Trias S4 au Lias anhydritique. Au Sud de la région, cette couverture est directement transgressive sur le substratum paléozoïque, assurant ainsi la couverture des biseaux des différents réservoirs du Trias.

Age	Prof.	formation	Strati.	discription	Epaisseur
T R I A S A R G I L O G R E S E U X	3400	T-2		Altern.d'argile silteuse et de silts,passées de gres beige à cim.argilo-dolomitique	20 à25m
	3425	T-1		Alternance d'argile et de silts passées de gres beige ciment argilo siliceux fine altercal.de gres gris-blanc.	25 à 30 m
	3460	ERUPTIF		Andésite brun-rouge à brun sombre altérée en général au sommet. Présence de nodules de carbonates.Fines intercalations de joints d'argile ferrugineuse.	0 à 75 m
	3490	SERIE INFERIEURE		Grés gris beige fin,moy à grossier.Ciment carbonaté à siliceux.Passées de films d'argile verdatre .Présence de pyr et nodules d'argile verte ou ferrugineuse.	15 à 60 m
	3600	GOTHLANDIEN		Argile noire feuilletée pyriteuse, silt.	300 à 900m

Figure.5. SECTION STRATIGRAPHIQUE DU TRIAS ARGILO-GRESEUX

I.13.L'aspect pétrolier

I.13.A. Les roches mères

L'importance de la série paléozoïque est liée à la présence des roches mères du bassin, dont la plus riche est constituée par les argiles radioactives du Silurien, bien développées, mais affectée par une érosion intense sur de vastes secteurs de la région d'Oued Mya. En liaison avec la condensation sédimentaire de l'ensemble du Silurien dans cette région, ces argiles radioactives présentent d'excellentes caractéristiques géochimiques. Leur faible enfouissement au cours du Paléozoïque a préservé leur potentiel pétrolier, leur maturation et la genèse des hydrocarbures ayant eu lieu lors de leur évolution ultérieure, sous l'effet de la subsidence mésozoïque.

Cette roche mère du Silurien présente actuellement un degré de maturation favorable à la génération d'huile, ce degré est plus élevé (zone à gaz) à l'Ouest de Hassi R'mel et au Nord du môle de Telemzane, où son enfouissement augmente vers le sillon sud atlasique.

Les argiles de l'Ordovicien, notamment les argiles d'Azzel et les argiles micro conglomératiques sont aussi considérées et jugées comme intéressantes du point de vue richesse en hydrocarbures.

Une meilleure connaissance des caractéristiques de ces roches mères ordoviciennes serait indispensable tel guide pour l'exploration de cette vaste région, où les bons réservoirs du Trias (série inférieure) reposent directement sur le Cambro-ordovicien érodé.

Les séries argilo-gréseuses du Dévonien inférieur et/ou Silurien constituent des roches mères au potentiel pétrolier moins défini. Ces dernières sont comprises entre les grès d'Ouargla et les argiles micro conglomératiques de l'Ordovicien supérieur et présentent d'importantes variations de faciès et d'épaisseur

I.13. B .Les roches réservoirs

Le Trias argilo-gréseux est relativement peu puissant, renfermant les principaux réservoirs, constitués par les séries suivantes :

- 1- La série inférieure,
- 2- Le Trias T₁,

3- Le Trias T₂.

Les trois (3) gisements de la région produisent de l'huile à partir de la série inférieure et du réservoir T₁. Le contact huile / eau est évalué à -3325 m pour le champ de Haoud Berkaoui.

I.13.C .Les roches couvertures

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

La série stratigraphique de Berkaoui se présente par le mio-pliocène qui affleure en surface: Le crétacé; Le jurassique; Le trias; Le Gothlandien et l'ordovicien.

Le cambrien qui repose sur le socle, le dévonien, le carbonifère et le permien sont inexistant; Le trias productif repose en discordance hercynienne sur le Gothlandien (silurien)

I.14.L' aspect structural local

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

La structure est un brachianticlinale directionnel au trend dont elle fait partie. Cette structure encaisse un réseau de failles conséquentes et subséquentes.

Le top du trias argilo-gréseux se situe à une profondeur moyenne de **3380m**; La structure est un anticlinal orienté Nord-Sud d'environ 22 Km de long et de 15 Km de large, avec un relief vertical de l'ordre de 300 m au dessus du contact huile-eau ; La fermeture structurale est de 300 m.

La structure de Berkaoui a subi plusieurs accidents structuraux, ce qui a créé une certaine complexité structurale.

Tableau. 1 Différent types des failles de TAGI de Haoud Berkaoui

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

Chapitre II

Moyens et méthodes

Introduction

Plusieurs méthodes sont utilisés pour calculer les réserves en place des hydrocarbures ; des méthodes classiques volumétriques, des méthodes qui se basent sur la modélisation géostatistiques et d'autres méthodes géomatiques. Dans le présent mémoire on va utiliser la méthode volumétrique pour calculer les réserves en place dans le gisement de Benkahala à Haoud Berkaoui. Pour atteindre notre objectifs, on a cartographie les paramètres du réservoir à savoir ; l'épaisseur utile, profondeur, porosité, perméabilité... le logiciel utilisé pour la cartographie est celle de surfer.

II .1 .Le logiciel Surfer

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.

Le principe de Surfer est le suivant : le logiciel vous permet de crée des grille s qui vont interpoler les données irrégulières de vos points x,y,z afin de les cordonnées.

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

Les possibilités d'utilisation sont nombreuses. Avant de commenc

er,

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 :

- Mettre en forme votre fichier Excel

- Afficher vos données sous surfer et connaître les outils à disposition
- Créer une grille x, y, z
- Créer différents types de cartes et les superposer
- Mettre en forme vos cartes
- Réaliser des profils de plage
- Réaliser des calculs de volume
- Calculer des longueurs et des surfaces
- Créer des zones de blank Calculer des volumes par rapport à une zone Choisie de la plag

II.2. Les paramètres pétro physiques

II.2.1. Porosité

. Définition

C'est la première paramètre que doit présenter une roche réservoir, autrement dit, c'est la faculté d'une roche de contenir des fluides.

La porosité est définie aussi, comme étant le volume des vides (V_v) rapporté au volume total de la roche (V_t), en (%).

$$\emptyset = \frac{V_t - V_s}{V_t} = 1 - \frac{V_s}{V_t} = \frac{V_v}{V_t}$$

Où :

- V_T : Volume total de l'échantillon ;
- V_S : Volume du solide ;
- V_V : Volume des vides.

Il existe plusieurs types de porosité telle que la porosité suivant les vides (inter granulaire, inter- cristallines et vacuolaires) et la porosité suivant l'origine (primaire ou secondaire).

II.2.2. Perméabilité

. Définition

La perméabilité est la propriété de connectivité entre les pores au sein d'une roche sous l'effet d'une différence de pression. Trois notions de perméabilité existent absolue effective et relative.

L'origine de la perméabilité est la loi de Darcy (**Darcy, 1856**) définie comme étant : La connectivité d'un milieu de 1 centimètre de long (d_x), laissant passer une quantité d'un centimètre cube (Q) par unité de temps (seconde) d'un fluide, avec une viscosité d'un centipoise (μ) sous l'effet d'un gradient de pression (Dp) d'un atmosphère, à travers une section (S) d'un centimètre carré (cm^2) d'où la formule, en (mD) :

$$K = \frac{d_x * Q * \mu}{D_P * S}$$

II.2.3. Saturation

Dans le volume de pores se trouvent un volume d'eau, un volume d'huile, et un volume de gaz.

La connaissance des volumes d'huile et de gaz en place dans un gisement nécessite la connaissance des saturations en tout point de moins une satisfaisante.

Il est essentiel de connaître la nature des fluides qui occupent les pores de la roche. La saturation d'un échantillon de roche en un fluide est le rapport du volume de ce fluide dans l'échantillon au volume de pore V_p de l'échantillon.

On définit ainsi :

la saturation en eau $S_e = \frac{V_e}{V_p}$ (= S_w (water))

la saturation en huile $S_h = \frac{V_h}{V_p}$ (= S_o (oil))

la saturation en gaz $S_g = \frac{V_g}{V_p}$ (= Sg (gas))

Avec $S_e + S_h + S_g = 1$

II.3.Généralité sur les méthodes de calcul des réserves

En 1936, SHILTIUS était l'un des premiers à formuler et appliquer la méthode de bilan matière. Parmi les suppositions bien connues utilisées dans cette méthode, la possibilité de l'huile de se volatiliser est ignorée. Adresser cette limitation, en 1974 COOK et AL introduisaient un simulateur des différences finies pour l'huile volatile. Plus tard, en 1995; WALSH a développé une équation de bilan matière généralisée basée sur un modèle simple du réservoir.

Dans le but d'augmenter la récupération de l'huile; une énergie artificielle a été introduite tel que l'injection d'eau qui est le processus le plus largement appliqué.

En 1941, LEVERETT a présenté le concept de débit fractionnaire, et en 1942, avec BUCKLEY qui a présenté l'équation de déplacement frontale qui forme la base de la prédiction des performances du déplacement linéaire. Leur solution décrit le déplacement de deux fluides non miscibles dans un système linéaire à l'équilibre, en 1952, WELDGE a étendu le travail de BUCKLEY et LEVERETT pour dériver, une méthode simplifiée pour prédire la performance du déplacement frontale.

II.3.1. 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 nouvelles 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. (Mémoire Mahdjoubi)

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, des interprétations des diagraphies et de pression permettent de considérer des zones comme imprégnées, mais sans certitude complète.
- **Quantités en place possibles** : le manque de connaissances sur les interfaces fluides ou extension du faciès dans certaines zones laisse planer une grande incertitude, mais la présence de roches saturées en hydrocarbures n'est pas exclue.

Les forages supplémentaires vont affiner l'image du réservoir, préciser le (ou les) interface (s) et les valeurs des quantités en place prouvées vont se rapprocher au fur et à mesure des quantités réelles.

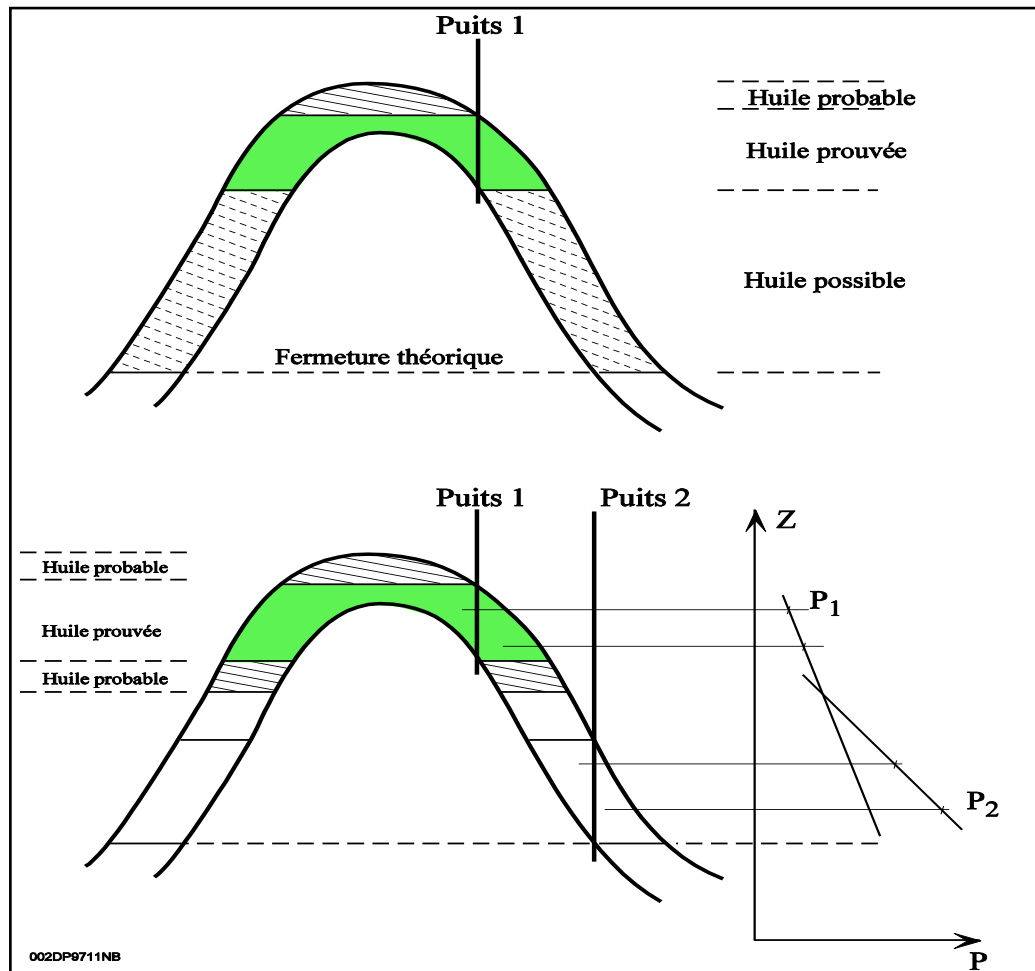


Figure.6. Différentes catégories d'accumulation d'huile en place.

II.4. Estimation des réserves

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

Il existe deux méthodes très différentes pour évaluer les quantités d'hydrocarbures dans les réservoirs :

- la méthode volumétrique
- la méthode du bilan matière.

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

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

Le terme de réserve en place laisse en effet une possibilité de confusion avec le terme de « réserves » employé par les Anglo-Saxons notamment, et qui signifie « réserves récupérables », c'est à dire les quantités d'huile et/ ou de gaz qui seront produite pendant l'exploitation du gisement. Cette dernière notion est d'ailleurs plus difficile à préciser parce qu'elle dépend des conditions techniques et économiques de l'exploitation, les quels sont également liées à la politique énergétique des pays producteurs.

II.4.1. 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 pétro physiques

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 :

- **Volume de fluide dans les conditions de fond.**

$$Volume(CF) = V_r \cdot \frac{h_u}{h_t} \cdot \phi \cdot (1 - S_{wi})$$

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).

- **Volume de fluide dans les conditions standards (condition de surface).**

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

ou

$$N = V_r \frac{H_u}{H_t} \Phi (1 - S_w) \frac{1}{Boi}$$

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 (C_1 , C_2 , C_3 , C_4 , H_2S , CO_2 , ...) qui commencent à se dégazer lorsqu'en abaissant la pression on atteint la pression de saturation ou pression de bulle.

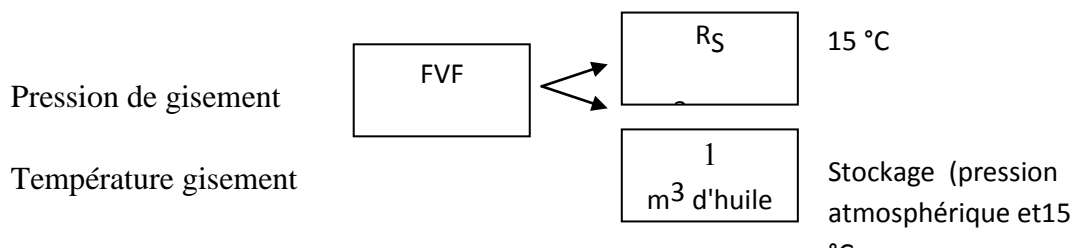
C'est-à-dire qu'un brut peut abandonner une grande partie des éléments volatils, d'une part dans le réservoir lui-même au cours de sa vie, d'autre part en cours de production, entre le gisement et le stockage.

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).

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, R_S , 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. (M .Mahdjoubi).

En général : $1,05 < B_O < 2$

Soit par exemple pour le gaz :

$$G = V_R \cdot \frac{h_u}{h_t} \cdot \phi \cdot (1 - S_{wi}) \times \frac{1}{Bg}$$

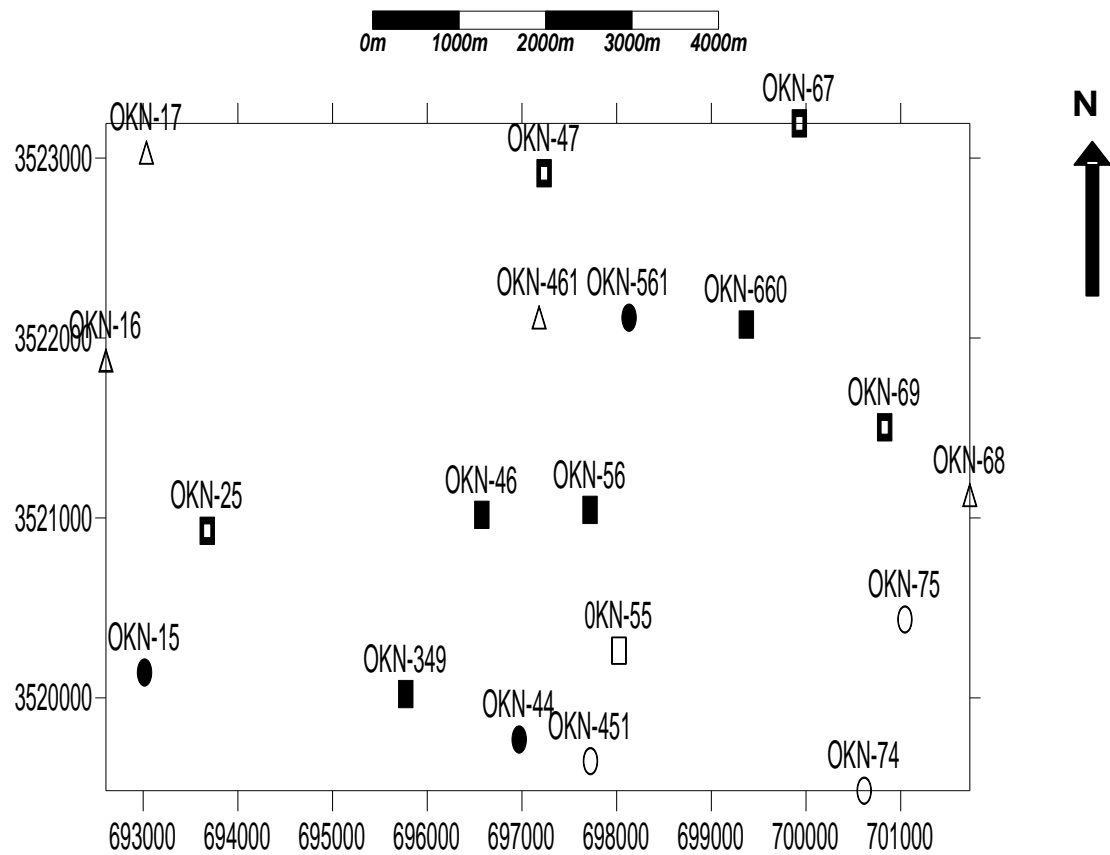
En pratique on indique les quantités en place N (huile) en 10^6 m^3 et G (gaz) en 10^9 m^3 , ces quantités étant exprimées en conditions standards (on exprime également N en 10^6 tonnes). On ramène ces quantités en conditions « surface » de façon à pouvoir leur comparer aisément les productions cumulées d'hydrocarbures.

Chapitre III

Résultats et discussions

Introduction

Ce chapitre a pour but le traitement et analyses des données du réservoir de la série inférieure, le but de cette démarche est de parvenir à une meilleure perspective de la distribution des paramètres pétro physiques dans le réservoir et d'essayer d'expliquer. Les résultats pétroliers enregistrés dans cette étude.



Légende :

OKN 74 : Nom de puits

■ : Position de puits

Figure.7. Carte de position des puits du champ Haoud Berkaoui

III.1. L'interprétation des cartes en iso-paramètres du réservoir de la série inférieure (TAGI) de Haoud Berkaoui

III.1.1. La carte de l'épaisseur utile

Cette carte montre qu'il y a deux types de distribution des courbes :

Dans la première partie nord on observe que les courbes sont rapprochées c'est-à-dire on a un changement brusque de ces valeurs

Dans la deuxième partie sud on observe que les courbes sont éloignées c'est-à-dire on a un changement irrégulier des valeurs qui montre l'hétérogénéité de ce terrain.

Cette carte montre aussi qu'il y a une variation dans les valeurs d'épaisseur, des valeurs d'épaisseur se concentrent vers le centre de la structure, cette carte montre deux parties de distribution des valeurs de l'épaisseur.

Le première parti au nord autour de puits OKN 561, où l'épaisseur de gisement est minimal (4m). La deuxième partie au Sud, au niveau de puits OKN56, où l'épaisseur de gisement est maximale (42m).

Aussi a l'Est au niveau de puits OKN 25 la valeur de l'épaisseur utile est moyen (26m)

Au niveau de puits OKN 349 la valeur de l'épaisseur utile est mauvaise (12m)

III.1.2. La carte de porosité

La porosité de cette unité augmentée en allant de la partie nord de la structure, Où elle est la valeur maximale au niveau du puits OKN 461 (14 ,5%), cette valeur est diminue vers la partie sud de la structure, où elle attient sa valeur minimale au niveau de puits OKN 55 (7,5%). À l'ouest il y a la valeur moyenne au niveau de puits OKN 25 (11.5%). Au niveau des puits OKN 44 et OKN 451 au sud la porosité est bonne, par contre au nord au niveau de puits OKN 47 où la porosité est mauvaise. Cette variation dans les valeurs de porosité s'explique soit à un réseau de fissures causées par la faille, soit par un changement de faciès.

II.1.3 .La carte de perméabilité

D'après cette carte, la perméabilité augmente dans les parties :

Le nord : au niveau des puits OKN 47, OKN 561 et OKN 461 où la valeur de perméabilité est (227mD)

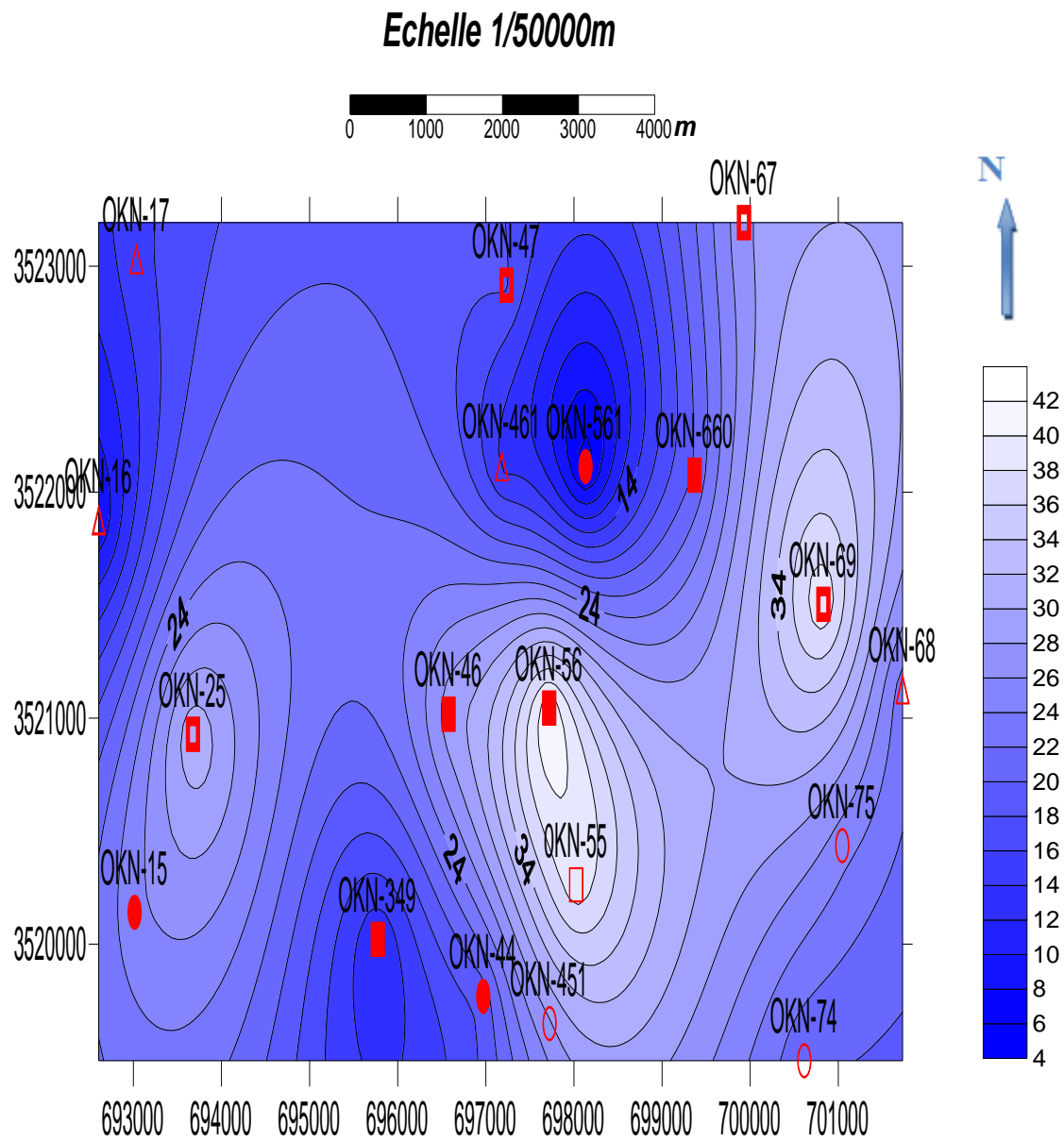
Au sud : au niveau des puits : OKN 451, OKN 44 et OKN55 la perméabilité est égale (228mD)

À l'est : au niveau des puits OKN 69 et OKN 75 la valeur de perméabilité est de (226mD)

Le centre de gisement au niveau des puits OKN47, OKN56, OKN74, OKN69 (228mD), la valeur maximale au niveau de puits OKN349 (230mD). Cette augmentation est due à la fissuration causé par les failles et la nature lithologique des sédiments.

Par contre, elle est diminuée à la partie ouest et nord-ouest de gisement au niveau de puits OKN16 (196mD).

Cette variation est due soit à la tectonique, essentiellement par les failles qui influent positivement, car en s'approchant des failles la perméabilité augmente à cause des nouvelles fissures créées par la tectonique.



Legende :

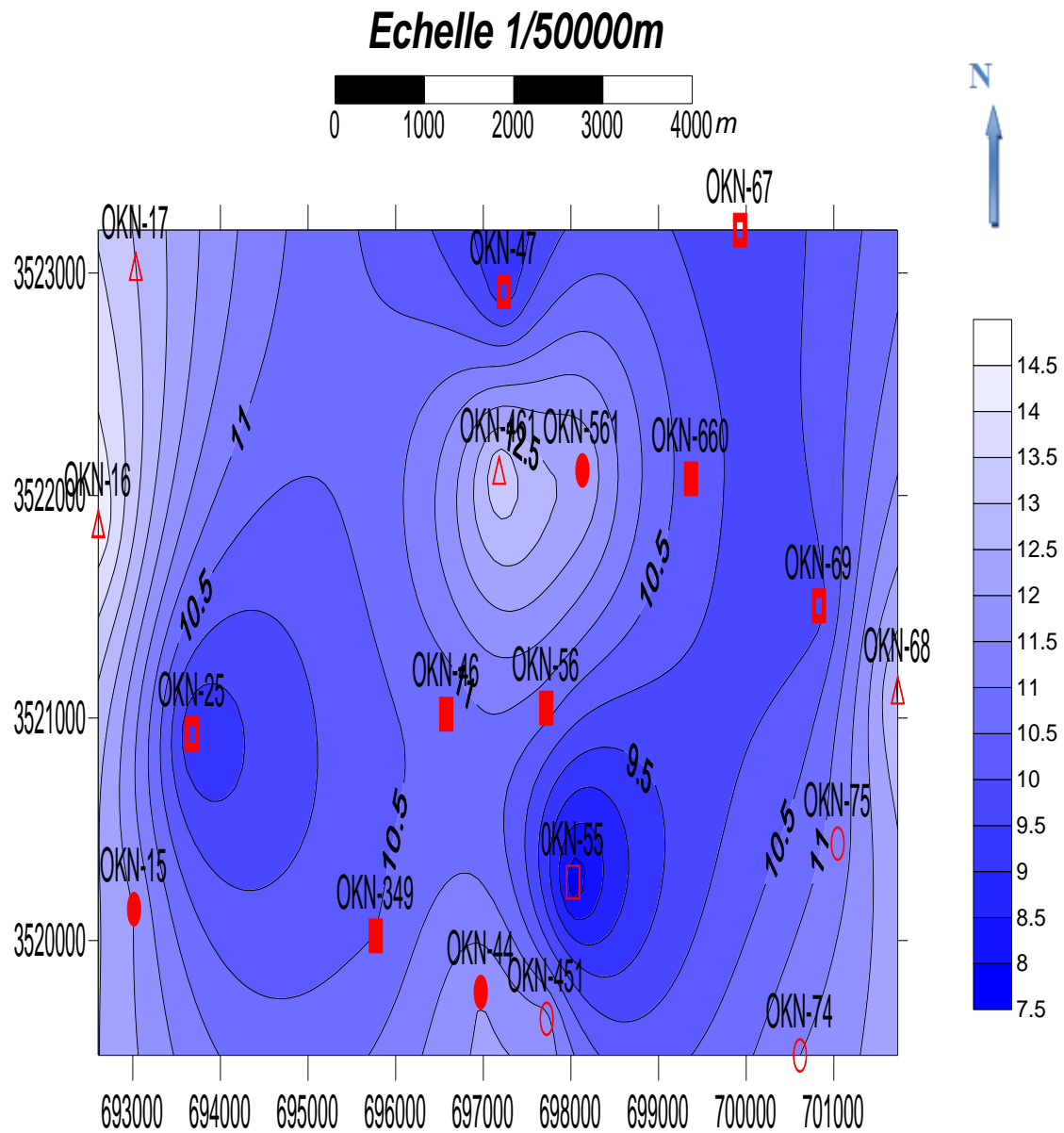
OKN 74 : Nom de puits

■ : Position de puits

24 : Valeur d épaisseur

Equidistance : 2 m

Figure. 8. Carte de l'épaisseur utile de TAGI (serie inferieur) de HAUD BERKAOUI



Legende :

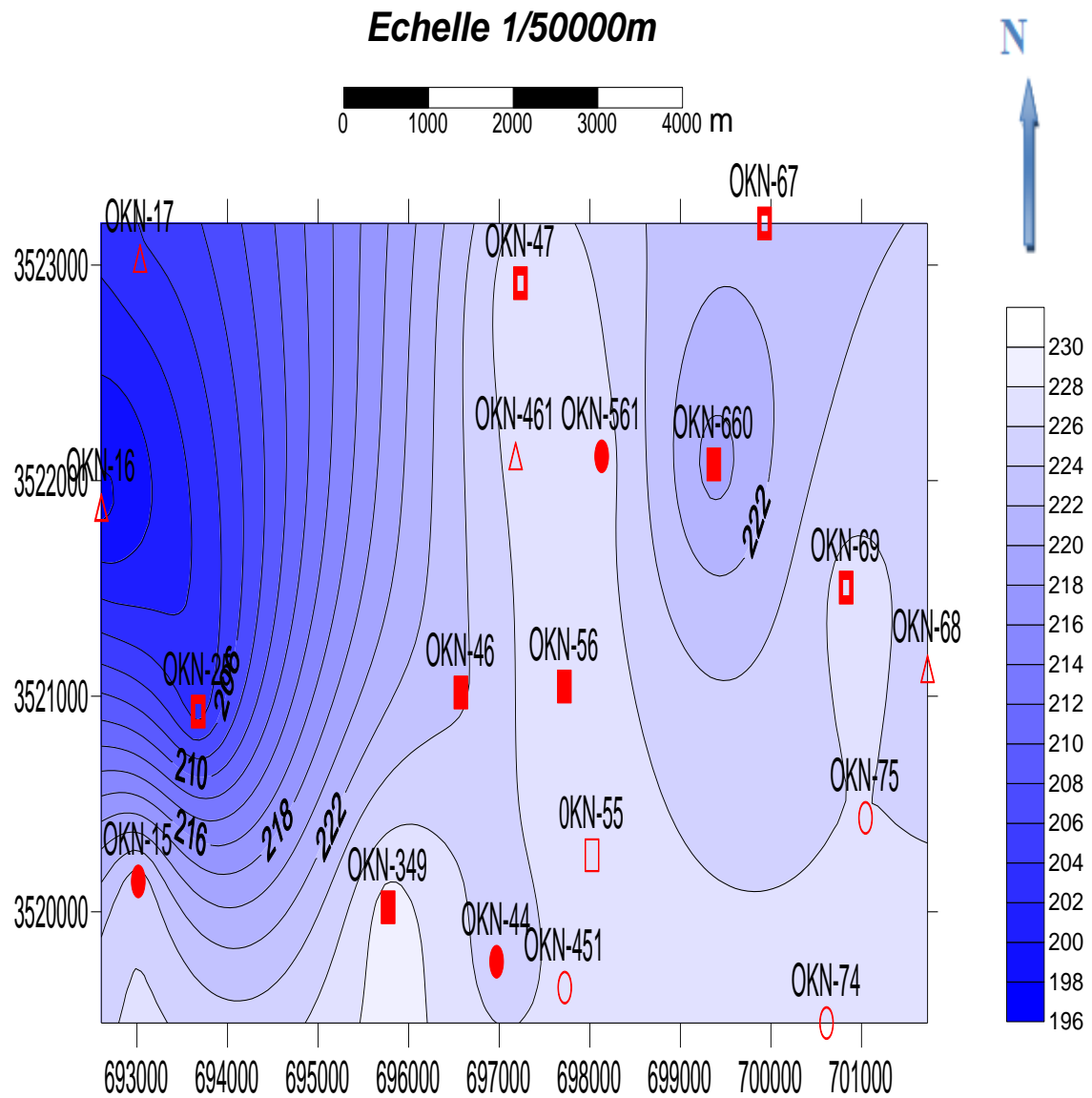
OKN 74 : Nom de puits

■ : Position de puits

11 : Valeur de porosité

Equidistance : 0.5 %

Figure.9 . Carte de la porosite de TAGI (serie iferieur) de Haoud Berkaoui



Legende :

OKN 74 : Nom de puits

■ : Position de puits

218 : Valeur de perméabilité

Equidistance : 2

Figure.10. Carte de la perméabilité de TAGI (serie inferieur) de Haoud Berkaoui

III.2.Description de la coupe géologique

III.2.1.La série inférieure

Elle constitue le principal réservoir des gisements de Haoud Berkaoui, Guellala, Ben Kahla et d'une grande partie du bloc 438, cette série géologique est constituée d'alternances de grès grossiers à la base, de grès moyens à fins, au sommet, à ciment carbonaté et siliceux et à fréquents niveaux conglomératiques constitués de galets d'argile grise et d'argile brun rouge et verte, parfois gris vert.

Cette série est généralement ordonnée en séquences sédimentaires d'ordre décimétriques à métriques, allant du plus grossier à la base au plus fin au sommet. Les argiles tantôt vertes au sommet, tantôt grises, sont de l'ordre de centimètre et finement laminées.

Dans la série inférieure du Trias de gisement de Haoud Berkaoui, sur 16 puits observés, les séquences sont semblables à une séquence de type grano-décroissant, ainsi qu'on distingue :

- 1- A la base : des débris et galets d'argiles, formant des lits micro conglomératiques à stratification oblique à subhorizontale, avec des grains de quartz sub-anguleux.
- 2- Dans la partie médiane : grès à grains moyens, arrondis, avec des d'argiles et joints siliceux, en majorité, les grains de quartz sont blancs à beiges, à stratification oblique à horizontale.
- 3- La partie supérieure : elle est constituée de dépôts fins, silts et argiles rougeâtres avec des plages et filonnets de dolomites, quelques plages et taches d'argiles verdâtres (observées dans le puits OKJ60).

L'ensemble gréseux de la série inférieure a une épaisseur relativement constante de 45 à 52 m. Il se biseaute très rapidement vers le sud/sud-est au niveau du champ de Ben Kahla .

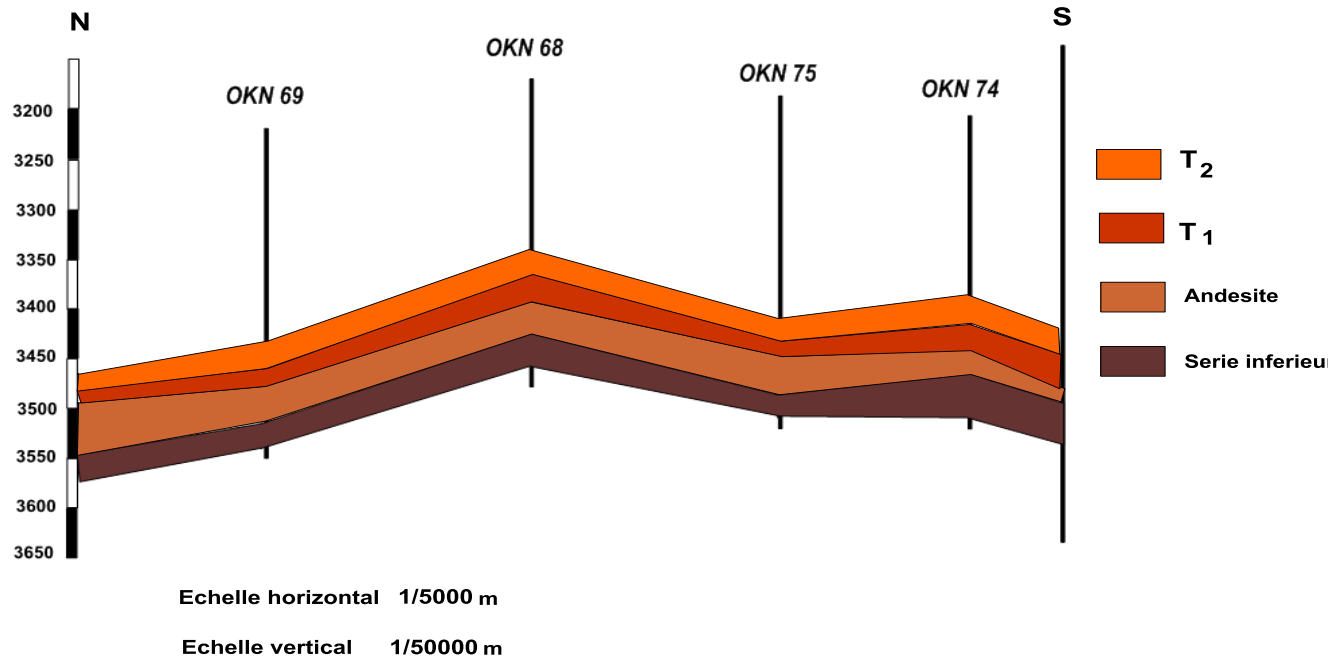


Figure.11. Coupe géologique de réservoir TAG I de la région de Haoud Berkaoui

III.2.2. L'Andésite

Cette série se développe entre le toit de la série inférieure et le mur de l'argilo-gréseux du Trias T₁. Son développement maximal est centré sur le bloc 438 où l'épaisseur atteint 143 m à Guellala, 0 à 80 m à Ben Kahla, et enfin 0 à 70 m à Haoud Berkaoui. Il s'agit de la superposition de différentes coulées de basaltes ou d'andésites, en particulier des argiles à cinérites de 1 à 5 m d'épaisseur, ou des faciès d'altération.

Cette série éruptive correspond à un épisode de volcanisme aérien, peut être localement sous aquatique, en liaison avec le jeu des failles majeures (notamment le trend Sud-ouest/Nord-est : Haoud Berkaoui-Guellala), sous l'effet des mouvements en distension du Trias.

D'un point de vue pétrolier, la série éruptive est compacte et classiquement considérée comme couverture, bien que son étanchéité soit discutable au niveau des failles de forts rejets ou à la faveur des zones fracturées. En réalité, si cette couverture était réellement étanche, il serait difficile d'expliquer la présence des hydrocarbures dans les réservoirs du T₁ du bloc 438, où l'éruptif est régionalement présent.

III.2.3. Le Trias gréseux T₁

Contrairement à la série inférieure, le Trias T₁ est peu développé dans la région du bloc 438, avec une épaisseur moyenne de 26 m pour l'ensemble du champ de Haoud Berkaoui, il comprend de bas en haut une zone gréseuse et une zone argilo-dolomitique d'environ 10 m d'épaisseur. Cette formation se développe fortement sur un axe situé plus à l'Ouest, au niveau d'Oued Noumer, et surtout vers le Nord où son épaisseur dépasse 160 m.

Dans la région du bloc 438 se développe les faciès argilo-gréseux du Trias T₁, proprement dit au-dessus de la série éruptive. Les chenaux gréseux sont de faibles épaisseurs.

Les résultats pétroliers montrent que le T₁ présente localement des intérêts, il est productif d'huile sur certains forages des gisements de Haoud Berkaoui, Guellala, N'Goussa, Kef El Argoub, Haniet El Beida et Draa El Tamra.

La qualité du réservoir T₁ est extrêmement variable entre puits proches, ceci est lié à :

- 1- Une cimentation salifère partielle ou totale du réservoir (diagenèse syngénétique).
- 2- La disparition locale des grés (en relation avec l'environnement du dépôt).

L'importance de ces zones à cimentation salifère du réservoir est assez bien montrée sur les gisements de Haoud Berkaoui et de Guellala, reconnues par de nombreux sondages. Dans ces cas, la hauteur utile du réservoir peut varier très rapidement entre 0 et 15 m.

III.2.4. Le Trias gréseux T₂

L'unité T₂ est gréseuse à la base avec des grés fins de couleur brun rouge, feldspathique, argilo- dolomitique, par contre salifère et argilo-silteux au sommet, avec une argile de teinte brun rouge.

Dans le bloc 438, les épaisseurs sont relativement réduites et conditionnées par la présence des reliefs éruptifs. L'épaisseur du T₂ est assez variable de 13 à 33 m avec une moyenne de 22 m.

Au niveau de ce bloc, les grés du T₂ sont relativement peu développés et surtout fortement affectés par une cimentation salifère précoce colmatant à l'échelle régionale le réservoir.

Les faciès du T₂ sont encore plus fins et plus silteux que ceux du T₁, et montrent une nette évolution de la séquence vers les dépôts du Trias argileux. Bien que les grés de base soient assez bien développés, surtout en direction du Nord-Ouest.

Ces grés sont sans intérêt réservoir notable à l'échelle de toute la zone, bien que de l'huile n'a été produite à partir du T₂ que sur deux (2) forages, notamment OKJ21 sur Haoud Berkaoui et NGS₁ sur la structure du N'Goussa, avec des débits de l'ordre de 4 m³/h.

III.3. Calcul des réserves

Pour le calcul des réserves d'huile dans le gisement de Haoud Berkaoui on a choisi la méthode volumétrique proprement dite car c'est la méthode principale utilisée pour le calcul de réserves d'huile des gisements suffisamment étudiés et prospectés à n'importe quel régime de production.

La formule utilisée pour le calcul volumétrique des réserves en place est la suivante :

$$V = \bar{\phi} \cdot (1 - Sw_i) \cdot Hu \cdot S$$

III.3. 1-Application de la méthode des moyennes Arithmétiques

III.3.1.1.-Détermination des paramètres moyens (Calcul des moyennes)

- ❖ **Porosité (ϕ):** Les moyennes de porosités sont données en moyenne arithmétique, c'est à dire :

$$\bar{\phi} = \frac{\sum_{i=1}^N X_i}{N} = \frac{X_1 + X_2 + \dots + X_n}{N}$$

Avec - $\bar{\phi}$: moyenne arithmétique des porosités en %.

- X_i : valeur moyenne mesurée dans chaque puits en %.

- N : nombre des puits.

Tableau .2.Des valeurs moyennes de porosités dans chaque puits dans la région de Haoud Berkaoui

PUITS	X	Y	POROSITE ϕ
OKN-15	693014.36	3520140.97	12.00
OKN-16	692606.89	3521875.74	14.50
OKN-17	693034.57	3523031.36	13.00
OKN-25	693676.28	3520928.59	9.00
OKN-349	695773.14	3520021.04	10.50
OKN-44	696970.90	3519768.48	12.00
OKN-451	697723.47	3519648.34	11.70
OKN-46	696576.49	3521017.27	10.60

OKN-461	697181.17	3522115.29	13.50
OKN-47	697233.93	3522915.80	9.10
OKN-55	698024.56	3520262.38	7.60
OKN-56	697719.12	3521044.88	10.70
OKN-561	698131.18	3522112.85	12.50
OKN-660	699369.62	3522075.00	10.30
OKN-67	699929.35	3523192.83	9.60
OKN-68	701729.80	3521127.90	13.10
OKN-69	700830.47	3521503.78	9.80
OKN-74	700614.00	3519483.99	11.50

$$\Phi = \frac{12+14.5+13+9+10.5+12+11.7+10.6+13.5+9.1+7.6+10.7+12.5+10.3+9.6+13.1+9.8+11.5}{18}$$

18

$$= 10.57\%$$

Donc :

Φ moyen = 10,57%, en fraction $\Phi = 0.1057$

- ❖ **Épaisseur utile (Hu):** les moyens des épaisseurs sont donnés comme la porosité avec la méthode arithmétique.

Tableau.3. Des valeurs moyennes de l'épaisseur utile dans chaque puits dans la région de Haoud Berkaoui

PUITS	X	Y	Hu (m)
OKN-15	693014.36	3520140.97	6.00
OKN-16	692606.89	3521875.74	15.00
OKN-17	693034.57	3523031.36	6.00
OKN-25	693676.28	3520928.59	7.00
OKN-349	695773.14	3520021.04	12.00
OKN-44	696970.90	3519768.48	5.00
OKN-451	697723.47	3519648.34	13.2
OKN-46	696576.49	3521017.27	5.00
OKN-461	697181.17	3522115.29	12.00
OKN-47	697233.93	3522915.80	4.27
OKN-55	698024.56	3520262.38	2.44
OKN-56	697719.12	3521044.88	3.81
OKN-561	698131.18	3522112.85	8.00
OKN-660	699369.62	3522075.00	9.32
OKN-67	699929.35	3523192.83	8.67
OKN-68	701729.80	3521127.90	9.65
OKN-69	700830.47	3521503.78	9.00

OKN-74	700614.00	3519483.99	12.1
OKN-75	701044.47	3520435.70	5.5

DONC :

Hu moy = 8 ,103 m

❖ Saturation en eau (en huile)

On utilise toujours la même méthode pour calculé le moyen arithmétique de saturation.

- Le tableau ci-dessous englobe les valeurs moyennes des saturations mesurées par la méthode de diagraphie dans chaque puits dans la région de Haoud Berkaoui

Tableau .4. Des valeurs moyennes de la saturation dans chaque puits dans la région de Haoud Berkaoui

PUITS	X	Y	Saturation en eau (en %)
OKN-15	693014.36	3520140.97	25.4
OKN-16	692606.89	3521875.74	8.00
OKN-17	693034.57	3523031.36	15.40
OKN-25	693676.28	3520928.59	31.80
OKN-349	695773.14	3520021.04	12.00
OKN-44	696970.90	3519768.48	18.8
OKN-451	697723.47	3519648.34	27.7
OKN-46	696576.49	3521017.27	29.2
OKN-461	697181.17	3522115.29	13.5
OKN-47	697233.93	3522915.80	18.3
OKN-55	698024.56	3520262.38	39.5

OKN-56	697719.12	3521044.88	42.00
OKN-561	698131.18	3522112.85	4.7
OKN-660	699369.62	3522075.00	20.2
OKN-67	699929.35	3523192.83	27.6
OKN-68	701729.80	3521127.90	22.80
OKN-69	700830.47	3521503.78	39.9
OKN-74	700614.00	3519483.99	20.3
OKN-75	701044.47	3520435.70	24.8

Alors :

$S_w=23.28\%$, en fraction **$S_w=0.2328$**

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

Donc: **$S_o= (1 - 0.2328)$**

$S_o=0.7672$

❖ Détermination de la surface :

La surface totale de champ étudiée (Haoud Berkaoui) est de :

$S = 175 \text{ Km}^2 = 175\,000\,000 \text{ m}^2$. (**Document Sonatrach**).

Calcul de volume d'huile

Paramètre (en moyen)	Les valeurs
Porosity Φ (en fraction)	0.1057
Saturation en eau S_w (en fraction)	0.2328
Saturation en huile S_o (en fraction)	0.7672
Epaisseur utile H_u en (m)	8 ,103
Surface de gisement de Haoud Berkaoui en m^2	175 000 000

- Calcul de volume d'huile dans les conditions de fond.

$$V(\text{CF}) = 0.1057 \times 0.7672 \times 8.103 \times 175\,000\,000$$

$$V(\text{CF}) = 114991958.046 \text{ m}^3$$

$$V(\text{CF}) = 114.991958046 * 10^6 \text{ m}^3$$

- Calcul de volume d'huile dans les conditions de surface.

$$\text{On a } V(\text{CS}) = \frac{V(\text{CF})}{\text{Boi}}$$

Boi : facteur volumétrique de fond initial

Et on a **Boi = 1.56** pour le type de pétrole de Haoud Berkaoui

Alors le volume d'huile dans les conditions de surface est :

$$V(\text{CS}) = \frac{114991958.046}{1.56}$$

$$V(\text{CS}) = 73712793.609 \text{ m}^3$$

III .4. Conclusion sur calcul de réserve

Ces réserves calculées à l'aide des données actualisées pouvant augmenter avec l'augmentation de la surface du périmètre de champ de Berkaoui, car notre travail se base sur des données anciennes, ne prend pas en considération les puits que forés après l'année 2009.

Conclusion

Conclusion

Le travail effectué dans le gisement de Berkaoui nous a permis d'obtenir les résultats suivants :

L'analyse des paramètres pétrophysiques à savoir la porosité et la perméabilité, nous a donné une vue sur leur qualité qui est généralement de caractère bon. L'interprétation des cartes en épaisseur utile, la coupe géologique de Berkaoui montrent que l'épaisseur de la série inférieure est maximale au centre, avec une diminution vers le Sud

L'évaluation des réserves du gisement de Berkaoui nous a donné les résultats suivants :

- La quantité d'huile à **$73.71 \cdot 10^6 \text{ m}^3$** .

Bibliographie

Bibliographie

- **BEICIP (1992)** : évaluation des réserves- région d'Oued Mya
- **Dahmani (2003)** : Etude géologique et dynamique de TAGI (série inférieure) de Haoud Berkaoui. mémoire ingénieur géologie pétrolière, Univ Boumerdes
- **Mahdjoubi (2012)**: amélioration d'indice de productivité par technique de stimulation, mémoire master géologie pétrolière, Univ Ouargla
-
- **SONATRACH** : rapport de Haoud Berkaoui.
- **SONATRACH**: Rapport de fin de sondage du puits OKN68 (DP HBK).
- **SONATRACH**: Rapport de fin de sondage du puits OKN69 (DP HBK).
- **SONATRACH**: Rapport de fin de sondage du puits OKN74 (DP HBK).
- **SONATRACH**: Rapport de fin de sondage du puits OKN75 (DP HBK).

Résumé

Le pétrole est un combustible fossile, non renouvelable, très important dans l'industrie mondiale, donc il est nécessaire de le consommer avec une rationalisation.

Ce mémoire intitulée : étude de réservoir TAGI au champ de Haoud Berkaoui à pour étude la structure géologique du gisement, les caractéristiques pétrophysiques, et mettre en évidence l'extension du réservoir. Ces études ont déterminées des quantités considérables, qui encourageront les pétroliers à continuer l'exploitation de ce gisement.

Mots clés:

TAGI, pétrophysiques

ملخص

إن ثروة النفط من الثروات المهمة في العالم حيث يعتمد عليها اعتمادا أساسيا في المجال الصناعي إلا إن هذه المادة غير قابلة للتجديد ولذلك يجب المحافظة عليها واستغلالها أحسن استغلال. وتأتي هذه المذكرة التي بعنوان دراسة على مستوى طبقات الخزان TAGI حقل بركاوي (حوض واد مبي) من اجل دراسة تركيبية الحقل الجيولوجي وامتدادات ه و معرفة الخصائص الفيزيائية , وتبين لنا هذه الدراسات على وجود كميات معتبرة, وذلك لتحفيز المختصين على استغلالها وإنتاجها بأحسن الطرق.

الكلمات المفتاحية:

TAGI الخصائص الفيزيائية

Abstract

Oil is a fossil fuel, non-renewable, very important in the global industry, so it is necessary to consume it with a rationalization..

This thesis entitled: study for the TAGI reservoir, field Berkaoui Has study the geological structure of the deposit, petro physical, and revealed the extent of the reservoir. These studies identified significant quantities, so that encourage the investors to continue the exploitation of this deposit.