#### UNIVERSITÈ KASDI MARBEH OUARGLA FACULTÉ DES HYDROCARBURES DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS DÉPARTEMENT DE SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



#### **MÉMOIRE**

Présenté pour l'obtention du diplôme de **MAGISTER** Spécialité : Géologie. Option : Géologie de Réservoirs. Présenté par : **MEBROUKI Nacira** 

#### THÈME

#### ETUDE GEOLOGIQUE DE L'EXTENSION DE LA ZONE DE BENKAHLA :

#### LE MODEL GEOLOGIQUE DU GISEMENT

Soutenu publiquement le :17/05/2015. Devant le jury composé de.

Mr. JIDEL Mouhmed	Maitre de Conférences UKM Ouargla	Président
Mr.HACINIMessaoud	Professeur UKM Ouargla	Encadreur
Mr. ZEDDOURI Aziez	Maitre de Conférences UKM Ouargla	Examinateur
Mr. NEZELI Imeddine	Maitre de Conférences UKM Ouargla	Examinateur
Mr.SAKERMouhmedLakhadar	Professeur UKM Ouargla	Invité

#### Année Universitaire : 2014/2015

## Dédicace

C'est avec toute m'affection que je dédie ce modeste travail, à tous ceux qui m'a donné vie et qui m'as apporté sans cesseson amour, mon père .

A ma très chère mère qui m'a apporté sans cesse amour, soutien et encouragement ; et qu'elle trouve ici l'expression de mes vives reconnaissances.

A mes adorable sœurs : Aicha et Hind et mes chers frères :Hamid, Hakim, Ahmed, Khaled, ZeinAbidine et Sabil.

A tout les familles MEBROUKI

A tous mes amis :

Bessma, Sadia et Fatima

Nacira

#### Remerciement

Nous remercions dans un premier temps, notre Créateur ALLAH qui nous a donné la puissance, la patience, la volonté et l'énergie pour terminer ce travail.

Je tiens à remercier mon encadreur de mémoire, MHACINI Massoued, 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 orientation rigoureuses et vos conseils constructifs.

Un grand merci aux membres de jury qui ont accepté d'examener ce travail : Mr.JIDELM. qui m'a fait l'honneur de présider le jury de soutenance. M.r ZEDDOURI Abed Aziez et Mr.NEZELI Imed d'avoir accepté d'examiner ce travail. M. SAKER. M Lakhtherd'avoir accepté d'invitation.

Je tiens à remercier,Mr.KOUIDERI Abed Aziez Chef Service mesure division EP (Direction production BERKAOUI) pour s'aide depuis commencement du mémoire etleur assistance techniquedurant la période de stage à HAOUD BERKAOUI (1mois), et aussi les ingénieurs service géologie division EP (Direction production BERKAOUI) Mr. BOULIL Abed Arhmen, Mr. KADERI Abed Arzeg et Mr. AYA MouhmedAtyeb pour les orientations enrichissantes surtout dans la partie diagraphie.

Je tiens à remercier aussi M.BOUHIERD Bedreddin Schlumberger (Recruteu and UR Manager) pour faciltéle stage (2 mois et demi) ettoutel'équipesegement(Schlumberger Information Soulition) :Mr. Mahdi (Manger SIS), Mr. Agoudjiel Karim

(Accounte manager SIS)et les ingénieur :Soufiane,Monia,Saddi,Bessem, Nassim, Bilel, Yassin et Chemes pour l'aidesurtant couté porgrmation.

Je tiens à remercier Mr Ali Fareg(Docteur forage et Manager DrillingSchlumberger) et Mr. SaidAbobeker(Manager PTS Schlumberger) pour les vos conseils constructifs.

Et tous les enseignants du département des sciences de la terre et de l'univers de l'Unversité d'Ouargla pour les précieux conseils donnés au cours de ma formation soit dans les études de graduation ou dans les études de la post- graduation. Et tous ceux qui ont contribué de prés ou de loin dans l'élaboration de cettethèse.

#### SOMMAIRE

RESUME	I
ABSTRACT	II
الملخص	III
LISTE DES ABREVIATION	IV
LISTE DES FIGURES	V
LISTE DES TABLEAUX	VI

INTRODUCTION	CENEDALE	2
INTRODUCTION	GENERALE	2

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

I.GENERALITE
INTERDUCTION4
I.1. Cadre régionale du bassin d'Oued M'ya5
I.1.1. Situation géographique d'Oued M'ya5
I.1.2.Cadre géologique du bassin d'Oued Mya6
I.1.2.1.Stratigraphie7
I.1.2.2. Tectonique
I.1.2.2.A. Les grandes étapes de l'évolution structurale de la plate-forme saharienne au
Paléozoïque8
I.1.2.2.B. Evolution structurale du bassin d'Oued Mya10
I.1.2.3. L'intérêt pétrolier du bassin Oued Mya14
I.1.2.3.A. Roches mères de l'oued Mya14
I.1.2.3.B. Les réservoirs de l'oued Mya14

I.1.2.3.C. La couverture régionaledes réservoirs triasiques15
I.1.2.3.D. Le piégeage dans le bassin15
I.1.3. Système pétrolier15
I.1.4. L'évaluation du bloc 43817
I.2.Cadre locale : présentation de champ du Benkahla19
I.2.1. Situation géographique du gisement de Benkahla19
I.2.2. Cadre géologique du gisement de Benkahla20
I.2.3. Historique de la région d'étude20
I.2.4. Colonne stratigraphique de Benkahla21
I.2.5. Structure de gisement de Benkahla27
I.2.5.1. Les roches mères27
I.2.5.2. Les roches réservoirs
I.2.5.3. Les roches couvertures
I.2.5.4. La migration

#### **CHAPITRE II : METHODE DE TRAVAIL**

Introduction	33
II.1.Interprétation diagraphie	33
II.1.1.Détermination du pourcentage d'argile Vsh	.34
II.1.1.A. Méthode du Gamma Ray	34
II.1.1.B. Méthode de résistivité	34
II.1.2. Détermination de la porosité de réservoir	.34
II.1.2.A. Classification des porosités	34
II.1.2.B. Détermination de la porosité par la diagraphie	.35
II.1.3. Diagraphie de résistivité	38
II.1.4. La perméabilité (k)	39

II.1.4.1. Définition
II.1.4.2. Types de perméabilités40
II.1.4.2.1. Perméabilité absolue40
II.1.4.2.2. Perméabilité effective40
II.1.4.2.3.Perméabilité relative40
II.1.4.3. Estimation de la perméabilité40
II.2.Méthodologie de la modélisation du réservoir42
Introduction
II.2.1. Création d'un nouveau projet et chargement des données43
II.2.2. La modélisation structurale44
II.2.3. La modélisation des propriétésdes facies et pétro physique45
II.2.3.1. La modélisation des facies45
II.2.3.2. La modélisation pétro physique46
II.2.4. La modélisation contact huile-eaux47
II.3. L'estimation d'huile en place possible47
II.4. Le facteur de décision du développement48

#### **CHAPITRE III : MODELISATION DU RESERVOIR**

Introduction	50
III. 1.Interprétation des résultats de diagraphie des puits	51
III.2. Corrélation Diagraphiques entre les puits	58
Introduction	58
III.2.1. Les différentes corrélations faites dans le champ de Benkahla	59
III.2.1.a. Corrélation par la lithologie	59
III.2.1.b. Corrélation par litho faciès	59
III.2.1.C. Corrélation par la diagraphie	60

CONCLUSION GENERALE
III.5. Le facteur de décision du développement72
III.4. L'estimation d'huile en place possible72
III.3.3. L'interprétation de la modélisation de contact huile-eaux71
III.3.2.2. L'interprétation de la modélisation pétro physique
III.3.2. 1. L'interprétation de la modélisation des faciès64
III.3.2. L'interprétation de la modélisation des propriétés64
III.3.1. L'interprétation de modélisation structurale63
III.3. Modélisation du réservoir63
Conclusion62
III.2.2. Interprétation de la corrélation Est-Ouest du Trias argilo- gréseux
III.2.1.d. Corrélation par électrofaciès60

#### Résumé

Le gisement de Benkahla se trouve dans la dépression de l'Oued M'ya au centre de la province Triasique, et au Sud-est du gisement de Berkaoui. La structure de gisement est constituée par une roche mère profonde argileuse d'âge silurien, le piège est structural mixte. La roche couverture est assurée à l'échelle régionale par l'épaisse série évaporitique du salifère S4 du Trias et les niveaux S3 à S1 du Lias. Les argiles intercalées entre les réservoirs triasiques peuvent constituer des couvertures à l'échelle locale. La région de Benkahala est un grand gisement de la région de Ouargla, ayant fait l'objet d'une exploitation depuis des années, les études récentes montrent la présence des plusieurs réservoirs vers l'Sud du gisement de Benkahala.

Plusieurs campagne de prospection ont été fait dont l'objectif de l'évaluation des ces réserves L'objectif de ce travail de recherche est de proposer une image de trois dimensions des formations géologiques sous-jacentes, en l'occurrence la roche réservoir, le modèle géologique de gisement est construit en utilisant le logiciel Pétrel par l'intégration de toutes les données disponibles; soit des données obtenus par les méthodes pétro-physiques directes ou l'interprétation diagraphique des logs(volume d'argile, porosité, saturation, épaisseur de réservoir...). Il comporte les éléments suivants:

- La réalisation des cartes géologiques et pétro-physiques pour l'évaluation du réservoir TAGI.
- Construire un modèle structural de la zone d'étude.
- Construire le modèle géologique de la zone.
- Calcul quantité des huiles en place
- La superposition des données disponibles montre que le point de développement du champ.

Mots clés: BENKAHLA, Trias, évaluation, modèle, gisement.

#### ABSTRACT

Benkahla's reservoir is located in the depression of the Wade Myawhich is the center of the Triassic province, situated south-eastern Berkaoui's reservoir. The sedimentary structure consists of deepunderground clay Silurian. The trap is structural joint. The rock cover is provided at the regional level by the thick evaporate sequence of Triassic salifère S4 and S3 to S1 Lias levels. Clays intercalated between the Triassic reservoirs maylocally constitute blankets. The region of Benkahala is a large reservoir of Ouargla region, having been the subject of exploitation for years; recent studies show the presence of several reservoirs to the south of Benkahala's field.

Several prospecting was done with the objective of assessing the reserves The purpose of this research is to provide a three-dimensional image of the underlying geological formations, in this case the reservoir rock. Reservoirsgeological model is constructed using Petrel software by integrating all available data; or data obtained by direct petrophysical methods or interpretation of the logging logs (clay volume, porosity, saturation, reservoir thickness .....).

It includes the following elements:

• The implementation of geological maps and petro-physical evaluation for TAGI reservoir.

- To build a structural model of the study area.
- Build the geological model of the area.
- Calculate amount of in place oil.
- The superposition of available data shows that point for the development of the field.

KEYWORDS: BENKAHLA, Triassic, Several, model, reservoir.

#### الملخص

يقع المكمن بن كحلة في منخفض واد مياء بحوض بركاوي الترياسي , حيث يتميز نظام المكمن التالي: - صخرة الام للمكمن بواد مياء الطينية تعود لحقبة الزمنية السيلوري .

- صخرةالمكمن الحجر الرملي تعود لحقبة الزمنية الترياسي و التي تحتوي على نسبة من الطين.

- صخرة غطاء للمكمن الملح التبخر تعود لحقبة الزمنية لياس 1, 3و 4

- بحيث يتميز بفخ متنوع.

تحتوي منطقة بن كحلة على أكبر خزان بولاية ورقلة,فهي موضع استغلال لسنوات، وتشير الدراسات الحديثة وجود العديد من الخزانات بجنوب بن كحلة . وقد تم العديد من شركات التنقيب بتقييم الاحتياطيات والغرض منههو تقديم صورة ثلاثية الأبعاد لتكوينات الجيولوجية الأساسية لصخور الخزان ، و على أساسها تم بناء نموذج جيولوجي باستخدام برنامج بترل من خلال دمج كل البيانات المتاحة. و البيانات التي تم الحصول عليها بطرق مباشرة بتروفيزيائية أو من خلال البيانات دياقر افي (حجم طين المسامية التشبع و سمك خزان ...).

حيث تتبعنا الخطوات الأتية:

- من خلال تفسير البيانات دياقرافي تم الحصول على الخرائط الجيولوجية و التقييم بتروفيزيائية
  - بناء النموذج البنيوي لمنطقة الدر اسة<sup>2</sup>
    - بناء النموذج الجيولوجي للمنطقة
      - حساب كمية النفط في المكامن,
  - تراكب البيانات المتوفرة لتبين نقاط تطوير الحقل.

الكلمات المفتاحية: بن كحلة ترياس، التقييم، النموذج و المكمن.

#### LISTE DES ABREVIATONS

V<sub>sh</sub>:Volume d'argile. Rw : Résistivité électrique de l'eau de formation. TAG SI : Trias Argileux Gréseux Série Inférieure. ρ<sub>f</sub>: densité du filtrat de boue  $\rho_{sh}$ :densité d'argile.  $\rho_{ma}$ : densité de la matrice. NPHI : porosité neutron.  $\Phi N_{sh}$ : porosité neutron d'argile.  $\Delta t_{ma}$ : porosité sonic de la matrice.  $\Delta t_f$ : porosité sonic de la filtrat.  $\Delta t_{sh}$ :porosité sonic d'argile. Hu: épaisseur utile. GR : Gamma Ray. CNL : compensated neutron log. BHC : Bore Hole Compensated.  $\Delta t$  : porosité sonic. Le FDC : Formation Density Compenated. Rt: Résistivité du réservoir. F: Facteur de formation. SIS : Schlumberger Information Solutions. Q : Porosité de carotte. K : Perméabilité de carotte

TAG : Trias Argileux Gréseux

#### LISTE DES FIGURES

Figure 01 : Situation géographique d'Oued Mya	5
Figure 02: Situation géologique du bassin d'Oued Mya(SH/EP)	6
Figure 03 :Coupe lithostratigraphique type des bassins de l'oued Mya(SH et Sch, 2	2007)7
Figure 04 : La coupe géologique N-S et NO-SE dans le bassin de l'oued Mya.(SH et	Sch,
2007)	12
Figure 05: les différentes phases tectoniques aux cours des temps géologiques (d'	après
Boujemaà, 1987)	13
Figure 06: Carte des principales accumulations du bloc 438 BEICIP	
Figure 07 : Situation géographique de Benkahla	19
Figure 08 : Colonne stratigraphique type de Benkahla (Document DP/ SH)	26
Figure 09 : La coupe géologie SW-SE (Nacira, 2014)	29
Figure 10: La coupe géologie S-NE (Nacira, 2014)	30
Figure11 : Section stratigraphique du Trias argilo-gréseux (EP/SONATRACH)	30
Figure 12 : Schéma du CNL	35
Figure 13: Schémas du BHC	37
Figure 14 :Schéma d'une interaction de type- « effet Compton »	38
Figure 15: Plan de position des puits en3D	50
Figure 16 : plans de position du puits	51
Figure 17 : carte en Isobathes au toit de la série inférieure	52
Figure 18: carte d'isopaque de Série inferieur	53
Figure 19: La carte iso-épaisseur utile de Série inferieur	54
Figure 20: Carte volume d'argile	55
Figure 21: Carte iso-porosité	56
Figure 22 : Carte iso-Saturation d'huile	57
Figure 23: La carte d'iso-saturation d'eau	58
Figure 24: la corrélation Est-Ouest du Trias argilo- gréseux (Document DP / SH).	62
Figure 25: Modèle 3D des Failles	63
Figure 26: maillage 3D du le Trias argileux gréseux dans la zone d'étude	64

Figure 27: Modèle de faciès du le Trias argileux gréseux dans réservoir d'étude65
Figure 28: Modèle de distribution des facies au T265
Figure 29: Modèle de distribution des facies au T166
Figure 30 : Modèle de distribution des facies à l' l'Andésite66
Figure 31 : Modèle de distribution des facies au Série –inferieur67
Figure 32: Modèle de distribution des facies et porosité-carotte à L'Andésite68
Figure 33: Modèle de distribution porosité (NPHI) et perméabilité carotte L'Andésite69
Figure 34 : Modèle de distribution des facies et porosité-carotte à la série inferieur69
Figure 35: Modèle de distribution porosité (NPHI) et perméabilité-carotte à la série
inferieur70
Figure 36: Carte de contact huile-eaux71
Figure 37: Modèle de contact huile-eaux71
Figure 38 : Carte du facteur de décision72

#### LISTE DES TABLEAUX

Tableau 01 : Les phases tectoniques affectant la plate forme saharienne(A. Be	oujemaa,
1987)	9
Tableau 02 : Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Trias.(SF	I et Schl,
2007)	17
Tableau 03: Les données des paramètres régionaux (EP/SONATRACH)	33

## **INTRODUCTION GENERALE**

#### **Introduction générale**

Le gisement de Benkahla se trouve dans la dépression de l'Oued M'ya au centre de la province Triasique, et au Sud-est du gisement de Berkaoui.

Dés 1956 la SFPA a commencé l'exploration dans cette région. Aujourd'hui, cette zone est placée parmi les zones les plus explorées du Sahara algérien où l'on trouve 40puits producteurs dans le réservoir TAG, 6 puits injecteurs et 7 puits secs. Néanmoins, des vrais problèmes sont fréquents dans cette région du point de vue production.

La région de Benkahla est un grand gisement de la région de Ouargla, ayant fait l'objet d'une exploitation depuis des années, les études récentes montrent la présence des plusieurs réservoirs vers l'Sud du gisement de Benkahla. Plusieurs campagne de prospection ont été réalisées dont l'objectif estl'évaluation des ces réserves. L'objectif de ce travail est l'élaboration d'un model géologique de l'extension du gisement de BENKAHLA.

Le présent mémoire s'articule sur la caractérisation et la modélisation du réservoir TAGI, et il est subdivisé en quatre (03) chapitres :

Le premier chapitre se propose de faire une description du bassin de l'oued M'yaet de la zone d'étude gisement BENKAHLA ;

Le second chapitre a trait à la descriptionà la méthodologie de travail ;

Le troisième chapitre est inhérent à l'élaboration du travail, en utilisant 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 tels que le volume d'argile et l'épaisseur des grés à l'aide du le logiciel (IP)et les résultats de la modélisationà l'aide du logiciel Petrel de champ de BENKAHLA. Enfin, ce travail de recherche sera complété par une conclusion générale.

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

#### **I.GENERALITE**

#### Introduction

La plateforme saharienne dont notre région d'étude fait partie est située au Sud de l'Algérie alpine et appartient au Craton nord africain. Elle comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire, structurée au Paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des zones hautes.Dans ce contexte, On distingue d'ouest en est:

 les bassins de Tindouf et de Reggane situés sur les bordures nord et nord-est du bouclier Reguibat. La couverture sédimentaire atteindrait 8000m dans le bassin de Tindouf et 6500 m dans celui de Reggane. Dans cette zone peu explorée, les formations Paléozoïques pourraient se révéler à hydrocarbures liquides et gazeux;

le bassin de Béchar limité au nord par le haut atlas, au sud et à l'ouest par la chaîne d'Ougarta. Sa couverture sédimentaire atteindrait 8000 m. Les réservoirs se trouvent dans le détritique paléozoïque inférieur et les récifs Carbonifères;

• le bassin d'Ahnet-Timimoun limité au Nord par le haut fond d'Oued Namous, à l'Ouest par la chaîne d'Ougarta, au sud par le bouclier Touareg et à l'est par la dorsale d'Idjerane-M'zab. La couverture serait en moyenne de 4000 m. Dans le sud, les réservoirs ordovicien et dévonien inférieurs sont gazifières. Au nord, dans la cuvette de Sbâa, de l'huile a été découverte dans la totalité du paléozoïque;

• les bassins du Mouydir et de l'Aguemour-Oued M'ya sont limités à l'ouest par la dorsale d'Idjerane-M'zab et à l'Est par la dorsale Amguid-El Biod. Au Sud, les sédiments paléozoïques affleurent dans le Mouydir. Au Nord, dans la dépression d'Aguemour-Oued M'ya, comblée par une puissante série paléozoïque et méso-Cénozoïque (5000m à Oued M'ya). D'importants gisements ont été mis en évidence dans le Cambrien (Hassi Messaoud) et le Trias (HassiR'Mel);

• la synéclise d'Illizi-Ghadamès est limitée à l'Ouest par la dorsale d'Amguid-El Biod et à

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

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

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

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

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

Le bassin est limité par le haut structural Djemaa-Touggourt au nord, le bassin du Mouydir au sud, le haut structural d'Amguid-Messaoud à l'est, et la voûte d'Allalà l'ouest(Figure 01).



Figure 01 : Situation géographique d'Oued Mya (SONATRACH/ EXPLOTATION, 1995).

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

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

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

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

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

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



Figure 02: Situation géologique du bassin d'Oued Mya. (SONATRAH/ PRODUCTION)

#### I.1.2.1.Stratigraphie

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

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

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



Figure 03 : Coupe lithostratigraphique type des bassins de l'oued Mya. (SONATRACH et SCHLUMBERGER, 2007).

#### I.1.2.2. Tectonique

### I.1.2.2.A. Les grandes étapes de l'évolution structurale de la plate-forme saharienne au paléozoïque

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

### I.1.2.2.A.1. L'orogenèse 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 orogenèse est le réseau de fracturation.

#### I.1.2.2.A.2. Distension du Cambro-Ordovicien et mise en place de la couverture

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

#### I.1.2.2.A.3. La phase de compression Taconique (Caradoc)

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

#### I.1.2.2.A.4. La fonte de l'inlandsis et rejeux eustatiques

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

#### I.1.2.2.A.5. La phase de compression Calédonienne

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

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

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

#### I.1.2.2.A.7. Mouvements tectoniques du Dévonien moyen supérieur

Matérialisés par la discordance Frasnienne, d'orientation nord-sud.

#### I.1.2.2.A.8. Mouvement Post-Faménnien.

#### I.1.2.2.A.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° de serrage.

#### - 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 01: Les phases tectoniques affectant la plate forme saharienne.(A. Boujemaa, 1987).

PERIODE MAX D'ACTIVITE	DIRECTION DE LA CONTRAINTE	EFFET SUR LE SYSTEME DE FAILLES	EFFET SUR LA SEDIMENTATION
PANAFRICAINE	E-W	Tectonique cassante créant des failles et des fractures conjuguées NW-SE&NE-SW	Compartimentage du craton du Sahara central.
CAMBROORDOVICINN E	NW-SE	Mouvement normal le long des failles N-S.	Les variations de l'épaisseur sont contrôlées par des failles. Basculement NW de la plate-forme saharienne. Volcanisme.
TACONIQUE (Caradoc-Ashgilien)	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 <b>NS</b>	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.
VISEEN (Hercynienne précoce)	N40°	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles <b>NS.</b> Début de formation de la chaîne varisque.	Erosion de Tihemboka etsoulèvement de l'Ougarta.
CARBONIFERE SUP,A PERMIEN (Hercynienne principale)	N120°	Mouvement inverse oudécrochant le long des faillesNE-SW (résultant de laformation de la pangée).	Erosion sur les axes NE-SW.
RIFTING TRIAS-LIAS (dislocation de la pangée)	NW-SE	Réaction des failles NE-SW se terminant au TAGS et S4	Contrôle de la sédimentation par des failles entraînant une variation rapide d'épaisseur le long desfailles 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 auNord résultant de laconvergence de la plaque Africaine avec la plaqueEuropéenne. Décrochement de la faille SudAtlas.	
MIOCENE	NW-SE&N-S	Episode de compression majeur dans le domaine atlasique.	Sédimentation prédominante de flyshs au Nord.
POSTVILLAFRANCHIE N	N-S ∳	Basculement et inversion deblocs. Période finale de compression dans le domaine atlasique. Evénement majeur de collision.	Soulèvement du Hoggar. Basculement du bloc d'El Borma

L'architecture actuelle dénote un résultat d'une longue évolution, commel'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 lastructuration du bassin (Boeuf, 1971; Boudjemaa, 1987) sont la phase Hercynienne et la phase Autrichienne.

Les mouvements Hercyniens correspondent à une compression de direction

N° 120, la déformation la plus importante se situe le long des accidents NE- SW.

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

Lors des mouvements Autrichiens (aptien terminal), on assiste à une phasecompressive est-ouest, qui fait rejouer en inverse les accidents subméridiens N-S de l'Oued M'ya.

Cette compression serait responsable de l'individualisation des pièges structuraux.

#### I.1.2.2.B. Evolution structurale du bassin d'Oued Mya

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

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

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

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

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

Au Silurien, la fonte définitive de cette calotte glacière entraîne la remontée du niveau de la mer, une transgression généralisée atteint le Sahara méridionale où se déposent les argiles noires à graptholites (Boudjemaa, 1987). A cette époque, la zone de Oued M'ya centre a été entièrement recouverte par cette mer (Benamrane et al, 1993).

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

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

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

La région de l'Oued M'ya se présentait comme un haut plateau immergé, ce qui a empêché le dépôt du Carbonifère (Benamrane, et al, 1991) La formation de la Pangée a eu lieu vers la fin de l'orogenèse Hercynienne et l'intense érosion des reliefs a atteint par endroit le socle.

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

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

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

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

Suite aux transgressions généralisées du Cénomanien et du Turonien, les mouvementsorogéniques Alpins ont façonné la structuration actuelle.

La zone de l'Oued M'ya est caractérisée actuellement par une structuration assezcomplexe héritée dés le paléozoïque, matérialisée par des trends structurauxd'orientations **NE-SW**.(Figure 05)





Figure 04 : La coupe géologique N-S et NO-SE dans le bassin de l'oued Mya. (SONATRACH et SCHLUMBERGER, 2007).



Figure 05: les différentes phases tectoniques aux cours des temps géologiques (d'après Boujemaà, 1987).

#### I.1.2.3. L'intérêt pétrolier du bassin Oued Mya

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

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

#### I.1.2.3.A. Roches mères

Le silurien est le principal niveau roche mère dans les bassins de l'Oued M'ya, grâce à un niveau basal d'argiles radioactives gris noir à noires très riche en matière organique. (SONATRACH et SCHLUMBERGER, 2007).

#### I.1.2.3.B. Réservoirs de l'oued M'ya (SONATRACH et SCHLUMBERGER, 2007)

#### I.1.2.3.B.1.Principaux réservoirs

Dans le bassin, sont constitués par les grès fluviatiles du trias qui incluent :

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

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

#### I.1.2.3.B.2. Les réservoirs secondaires sont

- Les grés du dévonien inférieur, les grés quartzitique de L'ordovicien (dalle de M'kratta, grés de L'oued Saret, grés de Ouargla, grés d'El Atchane) et les grés du cambrien ;
- Les grés et carbonates du moscovien au NO du bassin et les carbonates du jurassique au NE.

#### I.1.2.3.C. Couverture régionaledes réservoirs triasiques

Elle est constituée par les évaporites du trias (salifère S4) et du lias (niveaux S3 à S1). Pour les réservoirs paléozoïques, la couverture est assurée par les séries argileuses intercalées.

#### I.1.2.3.D.Piégeage dans le bassin

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

constitués par les niveaux réservoirs.(SONATRACH et SCHLUMBERGER, 2007).

#### I.1.3. Système pétrolier (SONATRACH et SCHLUMBERGER, 2007)

#### **Réservoir Trias**

Dans le bassin de l'Oued M'ya, le trias argilo-gréseux correspond à un ensembledétritique azoïque, recouvert par les dépôts évaporitiques du trias salifère S4, reposant en discordance angulaire sur des formations d'âge variable ducambrien au dévonien inférieur. Le trias est délimité à la base par ladiscordance hercynienne et au

sommet par la base du repère dolomitique2 D2d'âge hettangien et d'extension régionale. Les datations palynologiquespermettent 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 lithologiquesqui 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 salifèreS4. La topographie de la surface de la discordance hercynienne et le régimetectonique en extension durant l'activité du rift triasique sont les facteursmajeurs, contrôlant la distribution des sédiments triasiques. Ces derniers sesont déposés en climat semi-aride à aride sur une large surface, sous forme dedépôts de remplissage de vallées fluviatiles. Les niveaux série inférieure, T1« B & C » et T2 « A » constituent les principaux réservoirs dans le bassin (Tableau 02,SONATRACH et SCHLUMBERGER, 2007).

#### Roche mère

La roche mère principale pour les réservoirs triasiques du bassin de l'Oued M'yaest 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 lelong 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 leréservoir 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 àverdâtres, fins à grossier et conglomératiques. Dans leszones les plus proches des sources d'apport, le matérieldétritique est plus grossier et à conglomérats abondants (zones de Benkahla, Haoud Berkaoui, Gar et Echouf,Guellala), avec de minces bancs d'argile intercalés. Ils sesont déposés dans un environnement fluviatile à réseauen tresse, provenant des môles de Hassi Messaoud et deTilrhemt-HassiR'mel, évoluant vers le nord vers des dépôts de type méandriforme, avec une influence marinequi se fait sentir par des niveaux de plus en plus carbonatés.L'épaisseur totale de la série inférieure est en moyennede 50 à 70 m (variant de 0 m à plus de 90 m).

La qualité du réservoir de cette unité est largementcontrôlée par les faciès sédimentaires et leurs caractéristiques texturales. La taille des grains et les taux deciments et liants sont les facteurs principaux contrôlantla perméabilité. Les grès de la série inférieure ont subiles effets d'une activité diagénétique intense au nord dubassin. 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 silteuse, légèrement dolomitiques. Leur sédimentation, toutcomme celle de la série inférieure, est caractérisée parune augmentation de la subsidence et des épaisseursvers le NE. Elle est contrôlée par le nouveau relief créépar la mise en place de dépôts éruptifs et les rejeuxtectoniques liés à l'activité du rift triasique. Les unités T1et T2 ont été déposées dans un environnementcontinental fluviatile, passant progressivement à sédimentation fluvio-deltaïque. vers leNE une Les corrélations diagraphiques montrent une superposition deplusieurs séquences correspondant à des dépôts dechenaux ou point bars. Les grès sont gris et rouges, micacés, grossiers à la base ou avec des galets d'argile.

Les séquences sont séparées par des bancs d'argile,brun-rouge ou gris-vert, de plaine d'inondation, avecprésence de paléosols. L'épaisseur totale des unités

T1-T2 est en moyenne de l'ordre de 100 m et augmente versle nord, où elle peut dépasser les 200 m.

Les porosités moyennes des réservoirs T1 et T2 sontde 15 à 20 % et les perméabilités moyennes sont supérieures 200 mD.

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

#### Tableau 02 : Roche mère, roche couverture, et type de pièges dans le Trias. (SONATRACH et SCHLUMBERGER, 2007)

#### I.1.4. L'évaluation du bloc 438

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

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

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

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



Figure 06: Carte des principales accumulations du bloc 438BEICIP(BEICIP,1992).

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

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

La plupart des structures ont été forées et correspondent :

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

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

#### I.2.Cadre locale : présentation du champ deBenkahla

#### I.2.1. Situation géographique du gisement de Benkahla

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

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



Figure 07 : Situation géographique de Benkahla(SONATRACH/ EXPLOTATION,1995).

#### I.2.2. Cadre géologique du gisement de Benkahla

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

#### I.2.3. Historique de la région d'étude

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

Les études géophysiques réalisées dans la région de Ouargla ont permis de révéler l'existence de deux (02) structures appelées : HaoudBerkaouiet Benkahla, toutes les deux situées sur une surface d'exploitation de 1600 km<sup>2</sup>.

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

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

A ce jour, 38 puits sont en exploitation, répartis sur l'ensemble des champs, dont 27 puits producteurs et 08 puits injecteurs d'eau pour le maintien de la pression. Les autres puits qui sont au nombre de 03 sont des puits secs.
Toutes les quantités d'huile et de gaz récupérées sont acheminées vers les différents centres de production de la région. Les activités principales de la région sont :

\* La production d'huile et de condensât ;

\* La production de gaz associé (gaz de vente et gaz lift) ;

\* L'injection d'eau.

# I.2.4. Colonne stratigraphique de Benkahla

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

- > Le Dévonien ;
- > Le Carbonifère ;
- Le permien.

La stratigraphie partant du Paléozoïque est la suivante :

## II.1.4.1. Le paléozoïque

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

# A. Le Silurien

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

# II.1.4.2. Le Mésozoïque

Le Mésozoïque est bien développé dans la province triasique.

# A. Le Trias

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

## \* La Série inférieure

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

Cette série géologique constituée d'argiles et de grès est discordante sur le Silurien (discordance hercynienne), et elle est aussi recouverte par les épanchements andésitiques. Son épaisseur moyenne est de l'ordre de 40 à 50 m, se composant d'une succession de grès grossiers, de grès fins à moyens, de grès très fins et d'argile fréquemment dolomitique (J.Thouvenienjan 1968).

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

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

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

## \*La Série éruptive (Série l'Andésitique)

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

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

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

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

## \* Le Trias gréseux T1

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

La présence de ce faible dépôt au sud de Benkahla nous fait penser que ces dépôts ont été interrompus par un phénomène de volcanisme, ou bien la structure était beaucoup plus élevée au moment de la sédimentation. On peut subdiviser le T1 en deux souscouches:

- Une sous-couche argilo-dolomitique au sommet, avec une épaisseur de l'ordre de 8m ;

- Une sous-couche gréseuse, d'une épaisseur de 12m.

## \* Le Trias gréseux T2

Au sommet, on trouve une sous-couche argilo-silteuse brune rougeatre, d'une dizaine de mètres. Elle est dolomitique à fissures remplies de sel et d'anhydrite. Une sous-couche gréseuse a la base (grains moyens à fins de 8 à10 m).

## **B. Le Jurassique**

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

## \*Le Lias

Son épaisseur est de l'ordre de 340m-350m, se subdivisant en deux zones lithologiques : -A la base : le sel massif (80m) ;

-Au sommet : l'anhydrite massive (260-270) m.

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

## \*Le Dogger

Il se subdivise en deux séries :

## 1. Le Dogger lagunaire

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

## 2. Le Dogger argileux

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

## \*Le Malm

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

## C. Le Crétacé

## \*Le Néocomien

Il est composé d'argiles brunes rouges et marnes grises, souvent dolomitiques avec intercalations de grés fin et passées de calcaires dolomitiques, de181m d'épaisseur.

## \*Le Barrémien

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

# \*L'Aptien

C'est une série carbonatée, dolomitique microcristalline, d'une épaisseur de l'ordre de 20 à30m.

## \*L'Albien

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

## \*Le Cénomanien

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

## \*Le Turonien

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

## \*Le Sénonien

Il est subdivisé en :

# 1. Le Sénonien salifère

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

# 2. Le Sénonien anhydritique

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

# 3. Le Sénonien carbonaté

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

# II.6.4.3. Le Cénozoïque

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

ÈRE	SYST	ÉTAGES		DESCRIPTION	EPAISSEUR		
CENO. ZOIQUE		MIO - PL IO CÈNE discordance alpine		Sable, grès et argile	0 à 60 m		
~~~~~~	~~~~~~	N	CARBONATÉ	Calcaire dolomitique et marne			
	чШ	NONI	ANHYDRITIQUE	Anhydrite massive,calcaire, dolomie, argile et marne			
	O	SALIFÈRE		Sel massif, anhydrite et argile	0 à 700 m		
		TURONIEN		Calcaire crayeux			
	A	CÉNOMANIEN ALBIEN		Argile grise, anhydrite blanche, dolomie et marne			
	H			Grès fins à moyen à intercalations d'argile brun-rouge et de sable grossier à la base	300 à 900 m		
	×Ш	APTIEN		Dolomie et marne	10 à 30 m		
OIQUE	œ		BARRÉMIEN	Sable fin à très grossier Passées de dolomie Calcaire et marne	-600 à 1300m		
	C		NÉOCOMIEN	Grèsfins à moyen Passées d'argile et d'anhydrite, lignite	000 0 10001		
	S S I Q U E	MALM		Argile silteuse à intercalations de dolomie, de calcaire et de marne	100 à 200 m		
		S E E	ARGILEUX	Argile indurée	120 a 300 :::		
		DOG	LAGUNAIRE	Anhydrite et dolomie Passées d'argile silteuse			
N			ANHYDRITIQUE	Anhydrite massive blanche, intercalations de dolomie et argile			
0		S S	SALIFÈRE	Sel massif incolore à rosé avec intercalations d'argile plastique			
S	A	▼	HORIZON "B"	Marne, argile dolomitique	700 à 900 m		
	R	_	S1 + S2	Sel massif incolore à rosé avec intercalations d'argile plastique			
	ר		S3	Sel massif incolore avec intercalations d'argile plastique			
Σ			ARGILES SUPÉRIEURES	Argile plastique salifère			
	S	S4 ARGILES INFÉRIEURES T2 T1 ROCHES ÉRUPTIVES		Argile brun-rouge parfois salifère			
	A			Argile silteuse	JSB		
				Grès fin argilo-silteux	100 à 250 m		
	-			Grès argileux			
	<b>₽</b> ∠			Andésite altérée			
	SÉRIE INFERIEURE discordance hercynienne			Grèsfin à moyen			
	GOTHLANDIEN			Argile noire grés fin à moyen	300 à 900 m		

Figure 08 : Colonne stratigraphique type de Benkahla (Document Division Production/ SONATRACH).

## I.2.5. Structure du gisement de Benkahla

## I.2.5.1. Roches mères

L'importance de la série inférieure paléozoïque est liée à la présence des roches mères du bassin dont les plus riches sont constituées par les argiles radioactives du Silurien (Figure 11). En liaison avec la condensation sédimentaire de l'ensemble du Silurien dans ce bassin ; ces argiles présentent d'excellentes caractéristiques géochimiques. Leur faible enfouissement au cours du paléozoïque a préservé leur potentiel pétrolier, leur maturation et la genèse des hydrocarbures, ayant eu lieu lors de leur évolution ultérieure sous l'effet de la subsidence mésozoïque. La roche mère silurienne est absente sur les môles de Hassi Messaoud et de Talemzane.

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

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

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

## I.2.5.2. Les roches réservoirs

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

Les réservoirs les plus importants sont ceux du Cambrien présents sur l'ensemble du bassin. Cependant, dans les zones où le cambrien est couvert par les séries argilogréseuses de l'ordovicien, il est généralement très profond et en position défavorable par rapport aux roches mères. Sur le môle de Talemzane où il est partiellement érodé sous les grés du Trias, il n'est pas couvert. Au contraire, sur le môle El Agreb-Hassi Messaoud, la couverture du cambrien peut être assurée par le faciès argileux du Trias, les bons niveaux réservoirs ne s'étant pas déposés dans ce secteur.

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

## La série inférieure :

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

## L'unité T1

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

## L'unité T2

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

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

## I.2.5.3. Roches couvertures

La série évaporitique déposée à la fin du Trias à travers le champ de Benkahla constitue une excellente couverture régionale sur l'ensemble du bassin Triasique. Cette couverture est constituée par des sels et des anhydrites avec des épaisseurs, dépassant les mille mètres. En plus de cette couverture régionale, il existe une couverture locale propre à ce réservoir. les roches éruptives du Trias qui sont bien développées, provenant des coulées de laves assez considérables, et jouant un rôle important, en assurant une bonne étanchéité entre la série inférieure et le T2. (Figure 11)

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

## I.2.5.4. La migration

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

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



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





(Echelle : H : 1/ 500 00, V : 1/ 2000m) Figure 10 : La coupe géologie S-NE.

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

Figure11 : Section stratigraphique du Trias argilo-gréseux(Division Production/SONATRACH).

L'effort d'exploration dans le bassin de l'Oued M'ya a connu un nouvel essor cescinq dernières années, et a été couronné par plusieurs découvertes d'huile. Eneffet, un intérêt particulier a été porté sur la possibilité d'extension desgisements triasiques, notamment Berkaoui et Benkahla et sur le développementdu réseau de fractures ouvertes dans les objectifs profonds (quartzites deHamra : Ordovicien). Ainsi, plusieurs découvertes récentes ont été réalisées dansle bassin :

- Un gisement d'huile, Benkahla est, a été découvert dans le réservoir sérieinférieure (Trias) à l'est du gisement Benkahla (puits BKHE-1, 1999) ;
- Une découverte d'huile dans le réservoir quartzites de Hamra de l'Ordovicien, au niveau de la région Berkaoui (puits BKP-1, 2002) ;
- Une découverte d'huile dans les réservoirs triasiques T1 et série inférieure àl'ouest du gisement de Berkaoui (puits BKO-1 à 3, réalisés entre 2001 et2005) ;
- Deux découvertes d'huile, entre les gisements de Berkaoui et Benkahla et aunord de Berkaoui, dans le réservoir série inférieure (puits BKRE-1, 2005), et leréservoir quartzites de Hamra (puits NHN-1, 2005).

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

# CHAPITRE II METHODE DE TRAVAIL

## Introduction

L'objectif de ce travail de recherche est de proposerune image de trois dimensions des formations géologiques sous-jacentes, en l'occurrence la roche réservoir. On va créer un modèle géologique du réservoir de l'extension du gisement de Benkahala. Pour atteindre cet objectif, beaucoup de paramètres vont être introduits, à savoir la perméabilité, la porosité, les épaisseurs utiles, le contact huile –eau...

La détermination des paramètres utilisés dans la conception du modèle, seront tirés par l'interprétation des données diagraphique et pétro-physique.

Dans les paragraphes qui suivent, on va présenter les différentes méthodes utilisées dans la détermination des paramètres du modèle. Toutes les données obtenues seront introduites dans le logiciel Petrel pour la combinaison et la superposition, afin de tracer le modèle géologique de gisement. Il faut noter aussi l'utilisation des données de 21 puits forés dans la zone sud du gisement de Benkahala.

## II.1.Interprétation des diagraphies

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

- Caractéristiques du réservoir :(d'aprèsM.S.Beghoul, 2013)
  - > Argilosité du réservoir ( $V_{shale} = V_{sh}$  ou  $V_{clay} = V_{cl}$ )
  - Porosité
  - Résistivité (salinité) de l'eau de formation(Tableau 03)
  - > Coefficients matriciels et facteur de formation (Tableau 03)
  - Saturation en eau ou (en hydrocarbures)
  - Épaisseur du réservoir (net pay)
  - ➢ Contacts des fluides (WOC, OGC, …)

Rw	ρf	ρma	$\Phi N_{sh}$	ρsh	$\Delta t_{ma}$	$\Delta t_{\rm f}$	$\Delta t_{sh}$
0,017	0,9	2,65	26 %	2,67	55	189	85
Ωm	g/cm <sub>3</sub>	g/cm <sub>3</sub>		g/cm <sub>3</sub>	ms/ft	ms/ft	ms/ft

Source (EP/SONATRACH)

## Tableau 03: Les données des paramètres régionaux

## II.1.1.Détermination du pourcentage d'argile Vsh

Le V<sub>sh</sub>nous renseigne sur l'argilite et la nature d'une formation gréseuse, c'est à dire sur l'intercalation des fines d'argile, et sur l'inclusion des nodules d'argiles dans la masse gréseuse.

## II.1.1.A. Méthode du Gamma Ray

L'enregistrement du signal de GR à plusieurs applications :

- 1. Corrélation de puits à puits ;
- 2. évaluation du contenu d'argile Vsh ;
- 3. définition des couches perméables ;
- 4. évaluation des minéraux radioactifs ;
- 5. délimitation des couches réservoirs.

Le Vshest donné par la formule suivante :

## Vsh(%) = (GR lu - GR min) / (GR max - GR min).

D'où :

GR1u: Gamma ray lu à partir du log ;

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

GRmax: Gamma ray lu en face des argiles.

## II.1.1.B. Méthode de résistivité

On utilise la formule suivante:

$$Vsh = \sqrt{Rcl/Rt}$$

Avec :

Rcl : Résistivité en face des argiles ;

Rt : Résistivité de l'intervalle d'investigation.

# II.1.2. Détermination de la porosité de réservoir

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

Φ= V poreux/ V roche\*100%

# II.1.2.A. Classification des porosités

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

• Porosité primaire

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

## • Porosité secondaire

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

Elles peuvent être aussi classées de point de vue production :

# • Porosité effective

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

## Porosité résiduelle

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

## • Porosité totale :

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

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

# > Le CNL (compensated neutron log)

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

# \* Principe

C'est un outil à 2 détecteurs développé pour

la détermination de la porosité en trou ouvert

ou tubé. Il mesure la vitesse dedécroissement

du nombre de neutronsthermiques en fonction de la distance à partir de la source. Cette vitesse dépendra principalement de la porosité. Les légères fluctuations de la porosité engendrées par les variations statistiques sont diminuées par l'utilisation de source de forte énergie, ayant un grand flux de neutrons. (O-serra, 1979)



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

#### \*Les applications du log CNL

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

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

0ù :

- $\Phi_{Ncor}$ : la porosité neutron.
- $\Phi_{Nlu}$ :porosité lue sur log ;
- $\Phi_{Nsh}$ : porosité neutron lue en face d'une argile non cavée ;
- $V_{sh}$ :volume d'argile évaluée à partir du GR .

#### Diagraphie Sonic

#### \* Définition

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

#### \*Le Principe d'enregistrement

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

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

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

Les transmetteurs sont pulsés alternativement et  $\Delta t$  est lu, alternativement, sur les deux paires de récepteurs. Cette alternance entre les deux émetteurs et les deux paires de récepteurs est une technique du BHC pour éliminer les effets d'environnement.

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



## \*Traitement de la lecture sonic

On peut citer La relation liant le $\Delta t_{lu}$  à  $\Phi_{Scor}$ comme la suite :

$$\Phi_{Scor} = (\Delta t_{lu} - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma})$$

#### 0ù :

- $\Phi_{\text{Scor}}$ : la porosité sonic corrigé.
- $\Delta t_{lu}$ : transit time lu ;
- $\Delta t_{ma}$ : transit time matrice;
- $\Delta t_f$ : transit time du fluide de formation.

## La densité LDL (l'outil gamma-gamma)

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

## \*Le principe

Une source radioactive Césium 237 est montée

sur un des patins de l'outil, appliqué à la paroi

du sondage. Cette source émet des rayons gammad'énergie moyenne  $\approx 1$  MeV dans la formation.

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

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

Le nombre de rayonsγ atteignant le détecteur, après la collision, et est inversement proportionnel à la densité du milieu;

donc proportionnel à la porosité.

## \*Traitement de la lecture densité:

Porosité Densité

 $\Phi_{\rm D}$  =  $(
ho_{\rm ma}ho_{\rm b})/(
ho_{\rm ma}ho_{\rm f})$ 

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

$$Ø_{DCor} = Ø_D - ØD_{Sh}^* Vsh$$

0ù :

- $\Phi_{\text{Dcor}}$  : laporosité de densité corrigée ;
- ρ<sub>ma</sub> : densité de la matrice ;
- $\rho_b$  : densité bulk lue sur log FDC ;
- $\rho_f$  : densité du fluide de formation.

## II.1.3. Diagraphie de résistivité

Le principe de fonctionnement des outils de résistivité est basé sur l'envoi d'un courant continu d'intensité et de potentiel connus dans la formation à partir d'une source. L'intensité du courant recueillie au retour et donne la valeur de résistivité de la partie duterrain traversée(O-serra, 1979).



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

1. La courbe LLD, LatérologDeep à rayon d'investigation, relativement, profond ;

2. La courbe LLS, LatérologShallow à rayon d'investigation relativement proche

L'enregistrement des résistivités se fait sur la marge droite du log. Elle est en échellelogarithmique.

#### > Application de la résistivité R t

- Interprétation rapide pour détection des hydrocarbures ;
- Calcul de la saturation en eau *Sw*;
- Détermination du diamètre d'invasion *di* ;
- Détermination de la résistivité de l'eau de formation Rw.

#### Détermination de la saturation en eau (Sw) du réservoir

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

Le *Sw*, saturation en eau dans les réservoirs à hydrocarbures, connaissant la résistivitéde l'eau de formation (*Rw*) et la porosité utile ( $\Phi u$ ).

Par contre dans un aquifère saturé, on peut évaluer la résistivité de l'eau de formation *Rw*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 donné par la loi d'Archie :

$$Sw = \sqrt{F * Rw/Rt}$$

#### II.1.4. La perméabilité (k)

#### II.1.4.1. Définition

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

$$K = \frac{Q\mu L}{S(p_1 - p_2)}$$

- P1: Pression entrante [atm en unités CGS] ;
- P2 : Pression sortante [atm en unités CGS] ;
- S : Surface de la couche filtrante [cm2 en unités CGS] ;
- K : Perméabilité [Darcy en unités CGS] ;
- μ: Viscosité du fluide [centipoise en unités CGS] ;
- L : Longueur sur laquelle s'effectue l'écoulement [cm en unités CGS].

# II.1.4.2. Types de perméabilités

## II.1.4.2.1. Perméabilité absolue

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

## II.1.4.2.2. Perméabilité effective

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

## II.1.4.2.3.Perméabilité relative

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

# II.1.4.3.Estimation de la perméabilité

# • A partir de l'analyse des carottes

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

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

## • A partir des essais de puits

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

## • A partir des WellLogging

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

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

Il existe des dizaines de corrélations qui relient la perméabilité à la porosité.la plupart de ces corrélations reliant la perméabilité à la surface par unité de volume des grains (Sgv), ou de pore (Spv) ; 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 logs a été obtenue en reliant la surface à la saturation irréductible de l'eau (Swi). La majorité de ces modèles sont développés pour des formations mouillables à l'eau avec des grès inter-granulaires, et ces mêmes corrélations ont été également employées avec des degrés variables de succès dans des réservoirs carbonatés.

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



## II.2.Méthodologie de la modélisation du réservoir

## Introduction

Les modèles géologiques peuvent être utilisés pour réaliser les calculs du volume précis ou pour tester l'effet des différents régimes de dépôt contre les données observées.

> Présentation du logiciel Pétrel (Schlumberger)

Pétrelestun logiciel, qui est un produitde Schlumbergerqui permet à l'utilisateur de construire un modèle de réservoiravec des propriétésd'exporterà un simulateur. Pétrelest un logicielbasé sur Windowspour la visualisation3D, la cartographie et la modélisation 3Ddu réservoir3Det de simulation. Elle a été fondéeen 1996, etpubliédans le commerceen 1998.Ilest devenu une partiede l'informationSolutionsSchlumbergeren Janvierde 2003.

## > L'étape de la modélisation du réservoir

Le logiciel Pétrel, avec les différents modules qu'il contient, peut nous aider à faire toute sortes de modélisations sur notre réservoir, et permettre une visualisation 3D ou bien 2D (cartes, coupes ...etc.) des résultats obtenus.

Les modélisations réalisées sont :

- La modélisation structurale ;
- La modélisation des facies ;
- La modélisation pétro-physique ;
- La modélisation contact huile-eaux.

#### II.2.1. Création d'un nouveau projet et chargement des données

Bien évidemment, un minimum de données indispensables à notre type de modélisation (on utilise 21puits dans le champ de Benkahla), et doit être chargé pour qu'on puisse parler d'un éventuel projet Pétrel.

#### Données des puits de champ de Benkahla

Pour pouvoir modéliser le gisement, il faut introduire tous les paramétrés duréservoirs à savoir ; Les coordonnées (x, y, Zs(Z sol), Zt (Z table) , profondeur du log, profondeur du forage et Symbole) de tous les puits utilisés pour construire ce modèle, les toits et les murs des unités existantes dans chaquepuits interprété à partir des diagraphies, les logs (données des diagraphiesinterprétés).

#### Faille

Les données sismiques sont très importantes, mais si elles ne sont pas disponibles, comme ce fut notre cas. Il faut avoir les failles en 3D ou bien les avoir en 2D qu'il faudra transformer en 3D.

#### Horizons

Les horizons interprétés à partir du sismique doivent être convertis en carte de Profondeur. Mais en raison de l'absence des données des cartes sismiques de la région, on a utilisé les tops réels des formations dans cette modélisation:

- Le toit de T2
- Le toit de T1
- Le toit de la roche éruptive
- le toit de la série inférieure
- Le toit du gothlandien

# II.2.2.La modélisation structurale

La modélisation structurale est l'une des parties les plus importantes de ce chapitre. Elle constitue l'assise à toute modélisation géologique.

N'ayant pas pu avoir accès aux données sismiques, nous avons utilisé uniquement les résultats de l'interprétation sismique et les coordonnées des réseaux des failles mises en évidence.

- Les réseaux de failles ont été déterminés à partir de la digitalisation de la carte au toit trias issu de l'interprétation des données sismiques relativement récentes, à savoir, une sismique 2D et une sismique 3D.
- Les failles identifiées par l'interprétation sismique n'ont été pas "chargées " dans le projet Pétrel et affiché en tant que "fault stick", c'est-à-dire des failles sous forme de bâtonnets ou barrettes, mais on les généré come des failles verticales, puis on les manipule.
- Après cela, nous avons procédé au maillage « gridding » qui consiste à la création du squelette sur lequel le modèle reposera. Dans cette partie-là, les failles vont prendre forme et vont être prises en considération dans le squelette du futur modèle.

Grille 3D Concept, En termes simples, une grille 3D divise un modèle en place dans des boîtes. Chaque boîte est appelé une cellule de grille et aura un seul type de roche, une valeur de porosité, une valeur de saturation en eau, etc. Ceux-ci sont désignés comme les propriétés de la cellule. Il s'agit d'une simplification du vrai cas, mais permet de générer une représentation de la réalité qui peut être utilisée dans les calculs, etc.

La grille de pilier (Pillargridding), une très importante étape dans la réalisation du modèle géologique 3D. En utilisant le plan de faille, on construit une grille composée de trois couches (skeleton composé d'un Top. Mid et Bottom), formant le squelette du modèle, susceptible de contenir les différents niveaux réservoirs considérés dans cette étude. La modélisation des horizons (Make horizon):

C'est l'insertion des horizons dans la grille 3D, cinq principaux horizons limitant le réservoir qui sont interprétés à partir des diagraphies des puits ont été insérés initialement pour guider la modélisation. Nous avons imposé comme contrainte pour le modèle les tops des puits (Well top) correspondant à chaque unité et les failles associées. Elles sont supposées verticales en l'absence des données sismiques. Le rejet est déterminé automatiquement par le logiciel pour toutes les failles, qui s'inscrivent dans le cadre global connu à l'échelle de la région d'étude. L'orientation de ces accidents est NE-SO, comme une direction majeure des failles.

### II.2.3. La modélisation des propriétés

## II.2.3.1. La modélisation des facies

modèlede facièsde Dans cette section,le processus deconstruction d'un baseconditionnéà des observationsetà l'aide deSIS. Le type devariogramme, varie, l'azimutpour chaquefacièsest fournipour vous.Ceux-ci et sontnormalementconçus correspondre pour àdesobservationsgéologiquesextrémités(typiquementobservéedansune bonne section), et nécessitent peu d'expérimentationpour créerles effets désirés.

Modélisation Objet permet aux utilisateurs de remplir un modèle de faciès discret avec différents organismes de diverses géométries, le code du faciès et fraction. Toutes les entrées géométriques contrôle la forme du corps (largeur, épaisseur, etc.) sont définies par l'utilisateur.

#### Création des électro-facies

Par manque de données géologiques, nous avons utilisé les électro-facies calculés à partir des résultats diagraphiques, définit comme suit :

• **Electro-faciès** : C'est l'ensemble de caractères diagraphiques pouvant caractériser un banc et le différencier par rapport aux formations qui l'entourent.

Ces facies sont attribués avec des équations spéciales incluant les données chargées précédemment.

## Mise à l'échelle du faciès (Up-scaling)

Les données diagraphiques des électro-facies sont "up scaled" (mises à l'échelle géologique, par exemple des bancs de un mètre) dans le modèle statique après leur chargement sur Pétrel.

#### Analyse des données

Des cartes de distribution des facies sont établies après l'analyse géostatistique des données et choisir d'une méthode d'estimation adéquate.

En géostatistique, le domaine de recherche le plus actif au cours des 10 dernières années fut celui des simulations géostatistiques. Les simulations sont nécessaires pour tout problème impliquant des transformations non-linéaires des variables mesurées.

La méthode d'estimation utilisée est la simulation séquentielle d'indicatrices pour les variables discrètes, comme le faciès.

#### II.2.3.2.La modélisation pétro-physique

Modélisation déterministe, Lorsque les diagraphies de puits ont été mises à l'échelle à la résolution des cellules de la grille 3D. Les valeurs de chaque cellule le long de la trajectoire du puits peuvent être interpolées entre les puits dans la grille 3D. Le résultat est une grille avec les valeurs de la propriété pour chaque cellule.

#### Mise à l'échelle la propriété(Up-scaling)

Le modèle structural établi précédemment va être habillé par les différentes donnéespétro-physiques. Ces données doivent être tout d'abord « Upscaled » puis analysées de façon géostatistique(La simulation gaussienne séquentielle).

#### Analyse des données

L'analyse géostatistique déterminera le modèle d'extrapolation à utiliser pour la modélisation.. L'exactitude du modèle pétro-physique résultant dépendra de l'analyse géostatistique des données correspondantes.

Nous obtiendrons à l'issue de cette modélisation, une simulation du réservoir en 3D en termes de porosité et saturation.

La simulation gaussienne séquentielle est la méthode utilisée pour les variables continues comme le GR, NPHI (porosité neutron), Porosité(Q) de carotte, Perméabilité (K) de carotte....etc.

#### II.2.4. La modélisation contact huile-eaux

#### • Création d'un nouvel ensemble de contact

Après avoir construitune grillePétrel3D etavant d'exécuterle calcul du volume, les différentscontactsdevraient être définisdans le processusMakeContacts.Plusieursséries decontactspeuvent être définis etchaque ensemble de contactspeut contenirun certain nombre dedifférents types de Tous contactsserontstockés contacts. lesieux de dansun dossier appelécontactsfluides dansl'onglet ModèlesPétrelExplorer. L'ensemble des Contactspeut êtrecréé sur la based'unevaleur de profondeurconstante ouune surface. Si une surfaceest utilisée commeune entrée pourle contact, il doit existerdans la fenêtrePétrelExplorer.N'importe quel typedesurfacepeut être utilisée commeune entrée. L'utilisateur a lapossibilité d'utiliserle même contactpour toutes les zoneset les segments, différentscontactspour chaque segmentet / oudifférents contactspour chaque zone.

Dans ce modèle existe de contacte huile-eaux, je fais l'interprétation des contacts par afficher les puits (les logs) et piques à la profondeur du contact, donc on a écriéantun dossier de contact huile-eaux.

## II.3. L'estimation d'huile en place possible

Les incertitudes existe tant sur certains paramètres (interface, extension du faciès) sont telles que l'existence d'hydrocarbures dans certaines zones est très problématique, mais ne peut être définitivement exclue.

Dans cette partie nous aurons à évaluer les réserves d'hydrocarbures du gisement de Benkahla (réservoir série inférieure) par la méthode volumétrique.

Le sens mathématique de cette méthode s'exprime par la formule suivante:

$$Q_{rec}=F.h_o.\Phi.S_{0.\theta}.\rho.\gamma$$

Où:

Q<sub>rec</sub> : Réserves récupérables d'huile aux conditions de surface du sol en tonnes.

F : Surface de la zone d'huile en m.

 $h_0$ : épaisseur effective pétrolifère moyenne de la couche en m.

 $\Phi$  : Coefficient moyen de porosité ouverte de la couche réservoir en %.

So : Coefficient moyen de saturation en huile en %.

 $\boldsymbol{\theta}$  : Coefficient de recalcule servant à ramener le volume des hydrocarbures aux conditions de surface.

 $\rho$ : Densité moyenne de l'huile dans les conditions de la surface du sol en t/m<sup>3</sup>

 $\gamma$  : Coefficient de récupération (taux de récupération) c'est à dire le pourcentage d'huile qui pourra être extrait des gisements.

## II.4. Le facteur de décision du développement

Pour orienter le développement du champ de Benkahla, le modèle établi est d'un apport primordial. En effet, celui-ci nous renseigne sur les zones favorables pour l'implantation de nouveaux puits de développement ou de d'injection. Pour étayer cette orientation traduite par les scénarios de poursuite d'exploitation du champ, on pense utile de raisonner avec les paramètres décisifs de localisation des zones favorables de développement tel que la hauteur utile, les paramètres pétrophysiques (essentiellement la porosité du moment que la perméabilité est matricielle) et la saturation en huile. La combinaison de ces paramètres en un facteur qu'on a appellé le facteur de décision (Fd) s'est révélé un argument supplémentaire du travail de modélisation effectué.

**Fd = P (Φ, Hu, So)=P(Φ)x P(Hu)x P(So)** puisque ces événements sont indépendants d'après les lois de probabilités.

## P : Probabilité

Ce facteur est exprimé en (%) et traduit la meilleure probabilité de trouver les zones favorables au développement du champ donc pour l'implantation de nouveaux puits de production.

# CHAPITRE III MODELISATION DU RESERVOIR

#### Introduction

Le modèle géologique 3D de la structure de la zone Sud du champ BKH (Figure 15) construit, en utilisant logiciel Pétrel est le résultat de l'intégration de toutes les données disponibles et les résultats obtenus de l'interprétation pétro-physiques et les électrofaciès déterminés àpartir de l'interprétation des logs (qui donne volume d'argile, la porosité, la saturation d'eau, l'épaisseur du réservoir et l'épaisseur utile) dans chaque puits par le logiciel IP et l'analyse carotte. Ainsi, leur répartition dans l'espace, la distribution spatiale de ces résultats est réalisée par des lois géostatistiques à base de base de variogrammes.

En se basant sur un modèle du réservoir, L'application de certaines méthodes de diagraphies, notamment diagraphies électriques, nucléaires et acoustiques sur l'ensemble des puits (21 puits) dans la zone d'étude (figure 16).



Figure 15: Plan de position des puits en3D



Figure 16 : plans de position du puits

## III. 1. Interprétation des résultats de diagraphie des puits

Objectif du sondage des puits du gisement de Benkahla Objectif principal TAGSérie Inférieure.

# • La Carte en isobathes au toit de la série inférieure

L'analyse de la carte en Isobathes au toit de la série inférieure (figure 17) montre une structure anticlinale à la proximité des Puits : OKS-77, OKS-21et OKS-64. Le réservoir s'approfondit vers le flanc sud-est et le nord ouest. La profondeur du toit de la série inferieure dans la zone étudié varie entre -3136, -3300 m.





## • La carte en iso-paques de la série inférieure

L'analyse de la carte en Iso-paques de la série inférieure (figure 18) montre une nette répartition des épaisseurs qui sont moins importantes dans le centre du champ.Ces dernières augmentent vers le sud et au nord-est, où l'épaisseur atteint son maximum au puits OKS-51 (54 m). Une grande partie du gisement révèle une épaisseur dominante de l'ordre de 35 à45 m.



Figure 18: carte d'isopaque de Série inferieur.

# • Épaisseur du réservoir utile (net pay) :

Cette carte (Figure 19) nous montre qu'il y a une variation d'épaisseur utile de la série inférieure qui diminue vers sud-est et sud-ouest. Une grande partie du puits dans le champ BKH à une épaisseur utile qui varie entre 08 et 20 m.



## Figure 19: La carte iso-épaisseur utilede Série inferieur.

## • Volume d'argile (Argilosité du réservoir)

Cette carte (Figure 20) nous montre qu'il y a une variation du volume d'argile de la sérieInférieure qui augmente vers lesud-est, et une grande partie du puits dans champ BKH a unvolume d'argile qui varie entre 4 et 12 m.



Figure 20: Carte volume d'argile

• Porosité

D'après cette carte (Figure 21), on constate de faibles valeurs de la porosité à l'ouest, qui augmente vers l'est et l'sud, où elle atteint sa valeur maximale au niveau du puits OKS-77 (19,4%).



Figure 21: Carte iso-porosité

## • Saturation en huile :

L'analyse de cette carte (Figure 22) indique une augmentation moyenne de Saturation d'huile du centre vers le sud-est ; àl'exemple du puits OKS-64(69.8%), et est plus élevé vers nord, àl'exemple du puits OKT-17(88.31%).




# • La carte iso-saturation d'eau (Sw):

Cette carte (Figure 23) nous montre qu'il y a une variation des valeurs Sw de la série inférieure qui présent une grande valeur de 43% dans le puits OKS-64, mais en moyenne de l'ordre de 30% sur une grande partie du champ.



Figure 23: La carte d'iso-saturation d'eau

#### **III.2.Corrélation Diagraphiques entre les puits**

#### Introduction

Pour mieux caractériser les faciès et détailler l'architecture du réservoir de la série inférieure, afin de reconnaitre les propriétés pétro-physiques dans chaque niveau, un découpage en unités (layer) a été réalisé. Ce découpage est basé sur l'observation des différentes discontinuités sédimentaires, ainsi que sur les limites régionales et locales matérialisées par des discontinuités, surtout d'ordre granulométrique brutale importante, ou suivant une surface érosive apparente pour surmonter les difficultés posées par l'absence de discontinuités d'ordre régional.

La granulométrie variable des séquences et leur organisation géométrique au sein de la formation de la série inférieure permettent de distinguer des séquences organisées en grano-décroissante (fining-up).En effet, d'après les courbes de Gamma Ray, ces séquences sont en forme de cloche et rarement en cylindre selon WANT et WALKER.

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

#### III.2.1. Différentes corrélations effectuées dans le champ de Benkahla

#### III.2.1.a. Corrélation par la lithologie

Les corrélations lithologiques effectuées sur le champ ont permis de localiser les variations des formations dans tout le Trias argilo-gréseux. Lors de la réalisation de cette corrélation, on a estimé la discordance hercynienne comme repère. Plusieurs constatations ont été faites :

-Une uniformité de la série inférieure à travers tout le champ, et l'épaisseur est comprise entre 43 et48m ;.

-Une variabilité des dépôts éruptifs dans tout le champ, l'amplitude de ces coulées volcaniques est contrôlée par la position par rapport aux failles existantes.

## III.2.1.b. Corrélation par litho faciès

La caractérisation de la séquence type étant assimilable a une séquence virtuelle des dépôts d'un environnèrent fluviatile à régime en tresse. Des essais de découpage systématique vertical de la série inférieure ont été mis en évidence.Dans ce contexte, les descriptions macroscopiques englobant 3 sondages ont été indispensables, ainsi que les résultats diagraphiques ayant pour objectif d'affiner le découpage.

D'une façon générale, 5 unités de séquences ont été distinguées ainsi que le caractère lithologique changeant d'une séquence à l'autre. Ce caractère revêt en commun la nature de la séquence examinée sur le point textural ou granulométrique.

En raison de comparaison, c'est parfois leur épaisseur et le rapport ou le taux argile/grés et le changement du ciment ; où s'est accentuée une diagenèse différente par rapport aux uns et aux autres. La granulométrie est bien sûr, un facteur prépondérant, mais reste conforme à la croissance de la formation. Ce découpage prend en compte la succession des faciès, mais n'écarte pas la possibilité que cette succession peut être incomplète (du faite de l'érosion intensive).

## III.2.1.C. Corrélation par la diagraphie

Cette corrélation s'étend des puits OKO60, OKP70 et OKP88 du champ de Benkahla (fait au niveau de D.P Berkaoui). En effet, le découpage en unités de dépôts a été réalisé sur la base d'une interprétation des diagraphies et des études sédiment-logiques de carottes. Cette corrélation permet d'émettre les conclusions suivantes : Les limites gréseuses peuvent être corrélées. On remarque le développement de plusieurs lentilles gréseuses probablement coupées transversalement, ce qui confirme le sens général de la sédimentation et des écoulements.

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

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

#### III.2.1.d. Corrélation par électrofaciès

Les limites concernant le mur de la série inférieure de tous les sondages est aisément reconnaissables, par la simple signature du Gamma Ray : pic radioactif, correspondant à la lecture de 120 API, et plus, avec lequel la courbe du SONIC, ils maintiennent des valeurs avec l'allure caractéristique face aux argiles grisâtres, feuilletées dans l'ensemble du réservoir, au niveau du mur de la série inférieure / toit du Silurien, est bien spécifiée pour tous les puits observés. La limite supérieure au toit de la série inférieure correspond à la grande partie des silts argileux, rougeâtres et tâches d'argiles verdâtres.

On remarque des dépôts de plaine d'inondation où s'est déposé un faciès en climat aride. Les courbes sont en forme de dents de scie du GR.

Dans notre travail de recherche, on a utilisé deux méthodes diagraphiques : le Gamma ray et le sonic. Les principales applications sont:

-Corrélation entre les unités ;

-Corrélation entre les paramètres pètrophysiques ;

- Détermination des épaisseurs des bancs.

#### III.2.2. Interprétation de la corrélation est-ouest du Trias argilo- gréseux

A partir de cette étude effectuée entre les puits OKO-60, OKO-70 et OKP-88, on constate que l'épaisseur de la série inferieure de l'est vers l'ouest relativement isopaques,où ce profil montre le principal axe de dépôt de la série inferieure.(Figure 24)

#### -Unité I

On constate que l'épaisseur de grés est relativement variable, diminuant d'ouest vers l'est. Elle est de 7m au niveau du puits OKO60, 8m dans le puits OKO70et 2m au niveau du puits OKO88, ce qui montre que les failles NE-SW influent sur l'épaisseur du grés.

#### -Unité II

D'après cette corrélation, on remarque que l'épaisseur est relativement constante, et elle est de 1m dans les puits OKO60, OKP70 et OKP88, cela montre qu'on a un paléorelief silurien au sud.

#### -Unité III

On remarque que l'épaisseur est variable, augmentant de l'ouest vers l'est. Elle est de 5m dans le puits OKO60, de 5m dans le puits OKP70 et 7m au niveau du puits OKP88.

#### -Unité IV

On constat que l'épaisseur est variable dans tous les puits, et elle est de 8m au niveau du puits OKO60, 8m dans le puits OKP70 et 10m au niveau du puits OKP88, ce qui montre que les failles NE-SW influent sur l'épaisseur de grés.

#### -Unité V

On remarque que l'épaisseur varie de l'ouest vers l'est, et elle est de 9m dans le puits OKO60, 7m au niveau du puits OKP70 et de 8m dans le puits OKP88, ce qui montre qu'on a un paléorelief silurien au sud.



# Figure 24: la corrélation Est-Ouest du Trias argilo- gréseux (Document DP / SH)

#### Conclusion

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

# III.3. Modélisation du réservoir

Le modèle géologique et les images mentales du sous-sol qui construire par modélisé structurale (donné sismique), faciès (donné géologie) et pétro-physique (les logs diagraphie et l'analyse de carotte).

# III.3.1.L'interprétation de modélisation structurale

Les résultats de la modélisation structurale réalisée à partir de l'interprétation 2D, nous permettent de visionner les failles obtenues en 3D (Figure 25). Ainsi, nous confirmons que le champ de Benkahla est compartimenté.

L'analyse structurale montre deux réseaux de failles, d'orientation NE-SW ; NW-SE. Toutefois, la direction NE-SW est prédominante, et qu'elle est en forme horsts et grabens. (Figure 26)



Figure 25: Modèle 3D des Failles



Figure 26: maillage (50\*50m) 3D du le Trias argileux gréseux dans la zone d'étude.

# III.3.2.L'interprétation de la modélisation des propriétés

## III.3.2. 1. L'interprétation de la modélisation des faciès

Des cartes de distribution du faciès du réservoir (Figure 27) sont établies après l'analyse géostatistique des données et le choix d'une méthode d'estimation adéquate.

La méthode d'estimation utilisée est la simulation séquentielle d'indicatrice pour les variables discrètes comme le faciès.







Figure 28: Modèle de distribution des facies au T2



Figure 29: Modèle de distribution des facies au T1



Figure 30 : Modèle de distribution des facies à l' l'Andésite.



Figure 31 : Modèle de distribution des facies au Série -inferieur.

A partir de la modélisation du faciès des différents réservoirs du Trias argileux gréseux, on a constaté que :

- Le réservoir T2 présente des argiles et des siltes avec des corps gréseux très faiblement développés (Figure 28) ;
- Le réservoir T1 qui est une formation constituée par une distribution latérale d'argile et silte, avec des corps gréseux très faibles (Figure 29);
- Le réservoir Andésite présente des argiles avec des silts et des corps gréseux très faiblement développés (c'est une roche couverture locale de la zone deBenkahla) (Figure 30);
- La série inferieure qui est l'objectif principale dans la totalité des puits constituée d'argile et des corps gréseux fortement développés, et elle est discordante sur l'argile du Silurien. Son épaisseur moyenne est de l'ordre de 40 à 50 m. (Figure 31).

# III.3.2.2. L'interprétation de la modélisation pétro-physique

L'objectif de cette recherche est de mettre en évidence l'évolution des caractéristiques pétro-physiques (Porosité, perméabilité, saturation...). Ceci est primordial pour l'évaluation de leurs capacités et pour une meilleure compréhension des phénomènes d'écoulement des fluides,où grâce à cela on pourra parvenir à une exploitation optimale du réservoir en question.

Les modèles des différentes propriétés pétro-physiques (porosité et perméabilité) ont été réalisés à partir de l'interprétation pétro-physique en utilisant l'IP et l'analyse de carotte.

Pour la simulation, l'algorithme SGS (Séquentiel Gaussian Simulation) et le variogramme sphérique ont été utilisés.



Figure 32: Modèle de distribution des facies et porosité-carotte à L'Andésite.



Figure 33: Modèle de distribution porosité (NPHI) et perméabilité-carotte à L'Andésite.



Figure 34 : Modèle de distribution des facies et porosité-carotteà la série inferieur.



Figure 35: Modèle de distribution porosité (NPHI) et perméabilité-carotteà la série inferieur

A partir de la modélisation des propriétés pétro-physiques dans les différentes réservoirs du Trias argileux gréseux ; on a constaté que :

- L' Andésiteprésente des caractéristiques porosités(Figure 32) et perméabilité de carotte faible(Figure 33), qui est une formation constituée par des argiles. Par contre porosité de log diagraphie très bonnes (Figure 33).
- Série inferieur : elle présente des caractéristiques de porosité de carotte (Figure 34), porosité de log diagraphie (Figure 35) très bonnes, 12% en moyenne, et aussi une bonnesperméabilité de carotte, 300mD en moyenne, sur une grande partie du champ.

Malgré l'argilosité relativement importante, la partie sud ouest présente une bonne perméabilité, due généralement au développement d'un grand réseau de fissuration.

## III.3.3. L'interprétation de la modélisation de contact huile-eaux (Figure 37):

L'analyse de la carte en Isobathes au toit du contact huile-eaux (Figure 36) montre une structure anticlinale à la proximité des Puits : OKS-27 et OKS-23. Le réservoir s'approfondit vers le flanc sud-est et le nord ouest. La profondeur du toit de contact huile-eaux dans la zone étudiée varie entre -3170, -3300 m.







Figure 37: Modèle de contact huile-eaux

#### III.4. L'estimation d'huile en place possible

Cette méthode est utilisée pour l'évaluation des réserves d'huile en place des gisements suffisamment étudiés et prospectés. L'avantage de cette méthode est d'être utiliser pour n'importe quel régime de production et à n'importe quel stade d'exploitation.

# $Q_{rec}$ =F. $h_o$ . $\Phi$ . $S_0$ . $\theta$ . $\rho$ . $\gamma$

**Q**<sub>rec</sub>=91145831,3\*15,2466667\*0,116861905\*0,71568095\*1.5\*0.807\*15.85

Qrec =2229965767=22.29.10<sup>8</sup> tonnes d'huile

#### III.5. Le facteur de décision du développement

La carte spatiale du facteur de décision établie indique que les zones (1,2 et3) les plus favorables avec les données actuelles sont localisées au centre de la partie sud du champ, au nord est de celui-ci et au centre est de la région étudiée. Elles sont représentées en couleur foncée avec des iso valeurs de la meilleure probabilité de zones favorables. Cette orientation se superpose parfaitement sur le modèle élaboré par le progiciel Petrel.



Figure 38 : Carte du facteur de décision.

Le présent travail de recherche peut être complété ultérieurement, malgré le manqued'accès aux données sismiques et géologiques, mais nous pouvons construire un modèle géologique (modèle statique).

Le réservoir série inferieur est l'objectif principal, l'interprétation diagraphique, pétrophysique, ainsi que la description sommaire de carottes nous confirme que le réservoir série inferieur reste complètement dans la partie à l'huile, au dessus du contact huile/eau, avec une pression de gisement moyenne de 442 kg/cm, L'interprétation des diagraphies nous montre que le réservoir principal série inférieur présente une épaisseur totale de 35à 57 m dont 6 à20m environ utile en huile. Le sommet présente de moyennes porosités et des Sw moyennes. Par contre, la partie basale possède de très bonnes porosités et des Sw élevées. Cela est dû aux valeurs très faibles de résistivité enregistrées à la base du réservoir.

L'analyse structurale montre deux réseaux de failles, d'orientation NE-SW ; NW-SE. Toutefois, la direction NE-SW est prédominante, etqu'elle est en forme horsts et grabens. Des coupes géologiques ont été réalisées sur la structure de la zone montrent que l'épaisseur de la série inferieure est moins importantes au centre, avec une augmentation vers le sud. Indiquant un biseautage, présenté comme une limite d'extension du réservoir dans la partie sud de la structure.

Les études géologiques, structurales et diagraphiques ont permis de différencier et de limiter les différents réservoirs triasiques et d'élaborer des cartes et des modèles de répartition spatiale des facies et les paramètres pétro-physiques. Ce qui nous permettra de localiser les zones les plus favorables à l'implantation de nouveaux forages.

Le facteur de décision du développement,La carte spatiale du facteur de décision établie indique que les zones (1,2 et3) les plus favorables avec les données actuelles sont localisées au centre de la partie sud du champ, au nord est de celui-ci et au centre est de la région étudiée.

# CONCLUSION GENERALE

# **Conclusion générale**

Le gisement de Benkahla situé dans la dépression de l'Oued Mya, au centre de la province triasique algérienne, représentant la zone la plus explorée de ce bassin. Cette zone est localisé entre les deux gisements de HassiR'mel au nord-ouest et Hassi Messaoud à i'est.

L'intérêt pétrolier majeur du gisement est lié à la présence de réservoirs du Trias.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.

La roche mère principale pour les réservoirs triasiques du gisement de Benkahla est constituée par les argiles radioactives du Silurien.

La couverture régionale des réservoirs triasiques est constituée par les évaporites du Trias (salifère S4) et du Lias (niveaux S3 à S1).

Le piégeage dans le bassin est de type structural, mixte ou purement stratigraphique.

Pour établir un model, on utilise le software Petrel. Celui-ci permet déjà à ce stade de l'analyse du modèle statique à visualiser en 3D, la caractérisation pétro-physique des réservoirs. C'est un software complet et utilisé à tous les stades de l'exploration, du développement, jusqu'à la phase finale de l'exploitation, après production et fermeture du champ.

Pour pouvoir modélisé le gisement, il faut introduire tous les paramétrés de réservoirs, à savoir : Les coordonnées (x, y, Zs(Z sol), Zt (Z table), profondeur de log, profondeur de forage et Symbole) de tous les puits (21 puits) utilisés pour construire ce modèle. Les toits et les murs des unités existantes dans chaque puits interprété à partir des diagraphies, des logs (données des diagraphies interprétés).

Le réservoir série inferieur est l'objectif principal. L'interprétation diagraphique, pétro-physique ainsi que la description sommaire de carottes nous confirme que le réservoir série inferieur reste complètement dans la partie à l'huile, au dessus du contact huile/eau, avec une pression de gisement moyenne de 442 kg/cm. L'interprétation des diagraphies nous montre que le réservoir principal série inférieur présente une épaisseur totale de 35à 57 m dont 6 à 20m environ utile en huile. Le sommet présente de moyennes porosités (07%) et des Sw moyennes (21%). Par contre, la partie basale possède de très bonne porosités (12%) et des Sw élevées (33%). Cela est dû aux valeurs très faibles de résistivité enregistrée à la base du réservoir.

L'analyse structurale montre deux réseaux de failles, d'orientation NE-SW ; NW-SE. Toutefois, la direction NE-SW est prédominante, et qu'elle est en forme horsts et grabens.

Des coupes géologiques réalisées sur la structure de la zone montrent que l'épaisseur de la série inferieure est moins importante au centre, avec une augmentation vers le sud, indiquant un biseautage, présenté comme une limite d'extension du réservoir dans la partie sud de la structure.

Les études géologiques, structurales et diagraphiques ont permis de différencier et de limiter les différents réservoirs triasiques et d'élaborer des cartes et des modèles de répartition spatiale des facies et les paramètres pétro-physiques. Ce qui nous permettra de localiser les zones les plus favorables à l'implantation de nouveaux forages donc implanter de nouveaux puits d'exploration au sud et à l'est du gisement pour déterminer le contact eau-huile.

Le facteur de décision du développement,La carte spatiale du facteur de décision établie indique que les zones les plus favorables avec les données actuelles sont localisées au centre de la partie sud du champ, au nord est de celui-ci et au centre est de la région étudiée.

On peut procéder à la construction d'un modèledynamique par un modèle géologique, en plus du profile de production.

# Bibliographie

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

- **Kahoul, F.2004.** Caractérisation par la Pétrologie et les Diagraphies Spectrométriques (N.G.S) de la Série Eruptive du Trias (Bassin d'Oued Mya, Sahara Central). *Thèse de Magister 84p, IAP, Algérie.*
- Meissa Mourad. 2009. Étude des propriétés pétrophysiques et Réévaluation des Réserves du réservoir du Trias Argileux Gréseux (Série inferieure) du gisement de Benkahla. Bassin d'OuedMya, mémoire d'ingénieur.
- Sonatrach. Mud logging final well report.
- Serra, O .1979. Diagraphie différées, Acquisition des données diagraphiques, *Tome 1, SNEAP. P PAU-France.*
- Serra, 0.1979. Diagraphie différées, Base de l'Interprétation des données diagraphiques, *Tome 2, SNEAP. P PAU-France*
- Cossé, R. 1988. Le gisement ; édition Technip.
- **Sonatrach**.Rapports d'analyses pétrophysiques des puits de Benkahla.
- **Sonatrach.** Rapports de description des carottes du champ de Benkahla.
- **Sonatrach**. Rapports de fin de sondage des puits.
- Shlumberger. 2013. " Guide pratique de Petrel".
- Sonatrach .1995. « Géologie d'Algérie » Contribution de SONATRACH Division Exploration, Centre de Recherche et Développement et Division Petroleum Engineering et Développement et Division Petroleum Engineering et Développement n° 7-38p.
- WEC (Sonatrach-Shlumberger). 2007. "WELL EVALUATION CONFERENCE ALGERIA" n° 23-26p.