

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



**DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE
L'UNIVERS**

Mémoire de Master Académique

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie des Bassins Sédimentaires

THEME

**Estimation de la réserve du réservoir trias série inférieure-
dans le champ Touggourt Est (Rhoud El Amar et
Rahlet El Aouda)**

Présenté par :

M. LEBSSISE HICHM

M. CHAIB AHMED

Soutenu publiquement Devant le jury :

Président :	Mr. GUERRADI Hosine		UKMO
Encadreur :	Mr. SAHRAOUI Salah	MAB	UKMO
Examineur :	Mr. MERABET Lakhdar		UKMO

Année Universitaire : 2022/2023

Remerciements

Nos remerciements s'adressent premièrement et avant tout à Allah tout puissant, qui nous a aidé à réaliser ce Modeste travail, et pour sa grâce tout au long de notre vie professionnelle et personnelle.

Nos vifs et sincères remerciements à notre encadreur **Mr. SAHRAOUI Salah** , pour son encadrement ,son aide, ses orientations, ses conseils , pour tous ses efforts, ses encouragements fournis durant ce travail, et pour son large soutien et le temps bénéfique qu'il nous a consacré .

Tout d'abord, nous tiendrons à remercier très vivement l'ensemble des membres de jury qui nous ont fait l'honneur d'accepter de juger notre travail. Nous voudrions présenter nos sincères remerciements les plus distingués à

Mr. MAHMOUD Ahmed, Mr. SEDDIKI Abdallah pour l'aide et l'hospitalité durant la période de stage, qu'ils soient rassurés de notre grande reconnaissance, de nous avoir encadré et de nous avoir consacré une grande partie de son précieux temps pour la réalisation de ce travail. Merci pour vos orientations rigoureuses et vos conseils constructifs.

Nous présentons nos chaleureux remerciements à De nous avoir proposé ce sujet et de nous avoir permis l'accès aux données nécessaires et pour son aide.

Nous voudrions remercier vivement, à travers ce mémoire **Mr. HICHOUR BACHIR, Mr. MOGUEDAD Mohammed, Mr. ATAOUAT Mustapha, Mr. BENNAMIA Mohammed Mekki**, les ingénieurs du département Géologie (DP.HMD) pour leurs aides, encouragements et leurs soutiens durant toute la période de stage. Nous présentons nos chaleureux remerciements aux enseignants du notre département qui nous ont aidés tout le long de notre cursus universitaire, sans oublier, tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

Décédas

Je dédie cet humble travail

*A **ALLAH** le tout puissant à qui je dois tout.*

Mes très chers parents

Pour leur amour, leurs encouragements et soutien sans faille

*Je les remercie de m'avoir accompagné tout le long de mon
parcours*

Mes frères et Mes sœur ABD ELHAK, YASSIN, KAOUTER...

Mes oncles, pour leur aide et encouragement sans cesse

Tous mes camarades de promotion

Mes amis: pour les bons moments

CHAIB Ahmed

Décédas

Je dédie cet humble travail

*A **ALLAH** le tout puissant à qui je dois tout.*

Mes très chers parents

Pour leur amour, leurs encouragements et soutien sans faille

*Je les remercie de m'avoir accompagné tout le long de mon
parcours*

Mes frères: AhmedChaker et Haytham Mes sœurs...

Mes oncles, pour leur aide et encouragement sans cesse

Tous mes camarades de promotion

Mes amis: pour les bons moments

LEBSSISE HICHAM

ملخص

نظرا لأهمية الثروة النفطية وتأثيرها على الاقتصاد العالمي وسعيها منا على تقديرها ومعرفة المخزون بمكامن النفط المكتشفة تطرقنا لدراسة خزان الحقل المكتشف حديثا بمنطقة تقرت والمسمى (رحلة العودة ورود العمار) وبعد استيفائنا لجميع المعلومات المسجلة على مستوى الآبار التي تم حفرها قمنا باستغلالها مستعملين الطرق العلمية المعتمدة والوسائل التكنولوجية الحديثة أين وقفنا على أهمية الحقل الذي تعكسه النتائج الأولية المشجعة والدالة على وفرة البترول به وهذا ما يعطيه شأن كبير في مستقبل المحروقات بالجزائر من خلال استغلاله واستخراج الثروات الموجودة به

RESUMÉ

Compte tenu de l'importance de la richesse pétrolière et de son impact sur l'économie mondiale, et afin de l'estimer et de connaître les réserves des gisements de pétrole découverts, nous avons examiné le réservoir du champ nouvellement découvert dans la région de Toqart, qui est nommé (Rhoud El Amar et Rahlet El Aouda) après avoir complété toutes les informations enregistrées sur le niveau des puits qui ont été forés. Nous les avons exploités selon des méthodes et des moyens scientifiques approuvés. Où en étions-nous de l'importance du terrain, ce qui se traduit par des premiers résultats encourageants et révélateur de l'abondance du pétrole qu'il contient, et c'est ce qui lui donne beaucoup dans l'avenir des hydrocarbures en Algérie à travers son exploitation et l'extraction des richesses qui s'y trouvent.

SUMMARY

Given the importance of oil wealth and its impact on the world economy, and in order to estimate it and to know the reserves of the discovered oil fields, we examined the reservoir of the newly discovered field in the Touggourt region, which is named (Rhoud El Amar and Rahlet El Aouda) after completing all the information recorded on the level of the wells that have been drilled. We have exploited them according to approved scientific methods and means. Where were we in terms of the importance of the land, which translates into encouraging first results and reveals the abundance of oil it contains, and this is what gives it a lot in the future of hydrocarbons in Algeria through its exploitation and the extraction of the riches found there.

Liste des figures

Figure01: Carte localisation de la zone (Rhoud El Amar et Rahlet El Aouda).....	05
Figure02: localisation du champ de Rahlet-el-Aouda (RAA-RAMA) par rapport HMD....	05
Figure 3 : Coupe géologique SW-NE passant par les puits RAA-1 et RAA-2 (RDI 2013.RDI/SH-DP).....	06
Figure 4 : Carte en isobathes au Niveau de la Discordance Hercynienne (SH-DP/HMD2019).....	07
Figure5 : Carte en isobathes de la série inferieur (SH-DP/HMD 2019).....	08
Figure 6: carte en isobathe	09
Figure7 : Coupe géologique W-E passant par les puits RAA-1 et RAA-2 (RDI 2013.SH-DP/HMD).....	19
Figure 8 : La colonne litho-stratigraphique de formation réservoirs dans le paléozoïque. Wec2007....	21
Figure 9 : Carte en isopaqué de la Série Inferieur (SH-DP/HMD 2019).....	24
Figure 10 : Carte en isopaqué de la Quartzite de Hamra (SH-DP/HMD).....	25
Figure 11 : Distribution du COT du Silurien autour de Hassi Messaoud. Wec 2007.....	26
Figure12 : Photos du carotte N°1 de puits RAMA-1 (surveillance géologique SH/DP)	28
Figure13 : Photos du carotte N°2 de puits RAA-2 (surveillance géologique SH/DP)	30
Figure. 14 : analyses pétrographiques du Puits RAMA-1	32
Figure 15: carte d'iso-porosité dans la région d'étude RAA	48
Figure 16: carte distribution latérale des saturations	49
Figure17: carte distribution latérale des hauteurs totale	50
Figure18: carte distribution latérale des hauteurs utiles	51
Figure19: carte distribution latérale des Ntg.....	51
Figure 20: System options identification du réservoir, Nom de puits localisation et type de fluide	54
Figure21: Collecte les différentes donnés du gisement, gravité et salinité	55
Figure22: Saisir les données distributions	56
Figure23: Calcul expectation oil et expectation Gas	56
Figure24: Histogramme de réserver les catégories de réservation d'huile	58
Figure25: Histogramme de réserver les catégories de réservation de gaze.....	58
Figure26: Saisir les informations du puits	60
Figure27: Insertion les différents logs enregistrés au niveau du puits.....	61

Figure 28: Chaix et détermination des cotes de la zone d étude	61
Figure29: L'insertion les valeurs pétro physiques du gisement, l'épaisseur de la couche à étudier	62
Figure30: Choisir les paramètres intéressants à afficher.....	62

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Les paramètres pétrophysiques des puits du champ RAA	47
Tableau 02. Valeurs moyennes des paramètres pétrophysiques.....	52
Tableau 03: Le tableau représente les paramètres pétro physique et bulk volume	55
Tableau 04: Les résultats estimatifs obtenus sont.....	57
Tableau 05 : Les catégories de réservation de réserves comprennent les réserves	57
Tableau 06: resultats totaux pour (sw ,so.sg.Bo,Rs).....	63
Tableau 07: Il représente le rapport final après calcul des réserves	63

Liste des abréviations

Bo : Facteur volumétrique du fond d'huile (Rm^3 / STm^3)

Hu : Épaisseur nette (m)

N : Volume d'huile initiale en place (STm^3).

RDI : Rapport De l'implantation

SH : Sonatrach

DP : division production

HMD : Hassi Massoud

RAA : Rahlet El Aouda

RAMA : Rhourd El Amar

DH : discordance hercynienne

SI : Série Inferieure

BBL: Billions De Barils

GR : Gamma Ray

NPH: Neutron Porosity

PEFZ: Photoelectric Factor

R: Resistivity

Phi: Porosité

FVF :formation volume factor

Sw : Saturation en eau

Ht : Épaisseur nette

K :Perméabilité

Vr : volume de roche

Hu: Hauteur utile

Ht : Hauteur totale

GOR :Gas Oil Ratio

SOMMAIRE

INTRODUCTION.....	01
CHAPITRE I Généralités	
I .1 . Introduction.....	04
I.2. PRESENTATION DE LA REGION DE L'ETUDE	04
I.2.1 Localisation de la région de l'étude	04
I. 3. CADRE GEOLOGIQUE DE RAHLET EL AOUDA.....	06
I. 4. Cadre Structural de Rahlet El Aouda	07
I.5. Cadre géologique	08
I.5.1. Aspect structurale.....	08
I.5 2. Aspects stratigraphiques	09
I.6. Stratigraphie des formations	09
I.6. 1. Le Socle	09
I.6.1.1 Cénozoïque	10
I.6.1.2 Mésozoïque	10
I.6.1.3 Paléozoïque	15
CHAPITRE II L'ETUDE SEDIMENTOLOGIQUE DU CHAMP RAA	
II. 1. INTRODUCTION	19
II.2. SYSTÈME PÉTROLIER	19
II.2. 1. L'Ordovicien	20
II. 2. 2. Le Trias.....	22
II. 2. 3. Le Piège des hydrocarbures.....	23
II.2. 4. Réservoirs	23
II. 2. 5. La Couverture	25
II. 2. 6. La Roche mère et la migration	25
II. 3. APERÇU SEDIMENTOLOGIQUE.....	26
II. 3. 1. l'étude des carottes.....	26
II. 3. 2. Description des carottes.....	27
Puits N°: 1.....	27
Puits N°:02.....	28
Puits N°: 03.....	29
Puits N°:04.....	30
II. 4. Analyse microscopique (lames minces).....	31

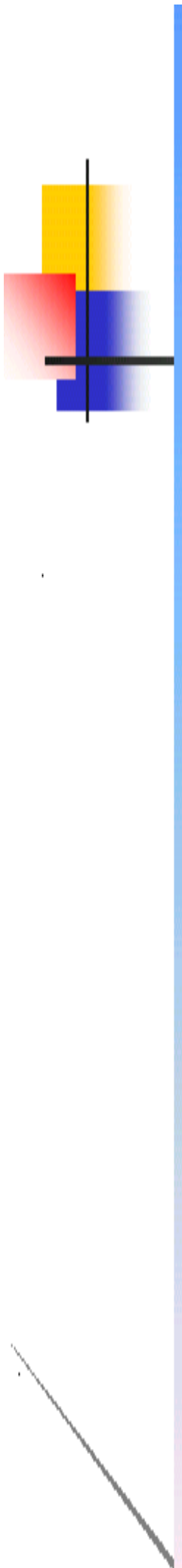
II. 4. 1.Les composants détritiques.....	31
II. 4. 2.Les composants authigènes.....	32
Conclusion	35

CHAPITRE III Méthodes d'étude

III.1. METHODE VOLUMETRIQUE.....	37
III.2. Méthode Monte Carlo	38
III.2.1. Introduction	38
III.2.2. collecte des données.....	39
III.2.3. Simulation de Monte Carlo	40
III-3 Méthode Petrel	41
III.3.1. Introduction	41
III.3.2. La méthode de simulation Petrel Présentation	42
III.3.3 Collecte des données pour la simulation Petrel.....	43
III.3.4. Modélisation géologique avec Petrel	44

CHAPITRE IV : ESTIMATION et Calcul

IV- GENERALITES	46
IV.1. ESTIMATION DES RÉSERVES	46
IV.2. METHODE VOLUMETRIQUE	46
IV.3. SOFTWARE UTILISE (MBAL).....	53
IV.3.1 Estimation des réserves en places.....	53
IV.3.2Monte Carlo	54
IV .3.3. Perel.....	59
IV.CONCLUSION.....	65



INTRODUCTION GENERALE

Introduction Générale

INTRODUCTION GENERALE

Le pétrole et le gaz constituent à la fois la première source d'énergie consommée par l'homme de notre époque et des matières premières indispensables à de nombreuses industries. La demande sur deux énergies fossiles n'a pas cessé de croître et cette tendance n'est pas sur le point de s'inverser en particulier avec l'émergence de nouvelles puissances économiques. De ce fait, les pays producteurs sont dans l'obligation d'augmenter leur production de façon à satisfaire cette demande. Cela nécessite soit la découverte de nouveaux gisements.

Le gisement d'huile de Rahlet Al Aouda (RAA) est situé dans le périmètre de développement de Touggourt EST (blocs : 415 a/ 424 b) dans le bassin d'Amguid Hassi Messaoud, il se trouve à 65 Km au Nord-Est de gisement de Rhourde Chegga (RDC), et à 10 km et 35 km à l'Est des gisements de Bir Sbâa (BRS) et de Mouia Ouled Messaoud (MOM) respectivement, avec une superficie d'exploitation de 246,30 km². Il a été découvert par le forage du puits RAA-1 en 2010. L'exploitation des sources pétrolière rencontre beaucoup de problème lors des opérations de production. À fin d'aller à une bonne optimisation de production, il faut tout d'abord une bonne connaissance géologique et caractérisation du réservoir pour un bon suivi et un excellent traitement et intervention pour résoudre ces différents problèmes. Actuellement, le but des travaux dans le champs Rahlet El Aouda (RAA) présenté dans ce mémoire vient comme un essai de réalisation d'un matériel utilisé à l'estimation des réserves par l'utilisation des simulateurs MONTE CARLO, Petrel et Volumétrique (données prises au niveau de la série inférieure), on se basant sur l'exploitation des données de géologie de chantier, de forage, des données de diagraphies, ainsi que des résultats des tests de formations. En second lieu l'étude de la fracturation des réservoirs pétroliers. Pour atteindre cet objectif nous avons structuré notre mémoire de la manière suivante :

Introduction Générale

- ❖ Le premier chapitre est une présentation de la région de Rahlet El Aouda (RAA). Le but de ce chapitre est de conclure la géodynamique, et la litho-stratigraphie de la zone d'étude.
- ❖ Le second chapitre est dédié à l'étude géologique et structurale qui nous ont permis de déduire les événements qui ont marqué le champ RAA.
- ❖ Le troisième chapitre : nous essayons d'explorer la méthode de Monte Carlo appliquée à l'estimation des réserves d'hydrocarbures en commençant par la présentation des principes fondamentaux de la méthode et son utilisation pour modéliser l'incertitude. Ensuite, nous discuterons des étapes clés du processus, de la collecte des données à la génération d'échantillons aléatoires en passant par la modélisation géologique du réservoir.
- ❖ Quatrième chapitre : méthode Monte Carlo est une approche statistique utilisée pour estimer les réserves d'hydrocarbures en prenant en compte l'incertitude des données, tandis que Petrel, le logiciel de modélisation géologique et de simulation de réservoirs qui facilite la collecte, l'intégration et l'analyse des données nécessaires à l'estimation des réserves.



CHAPITRE I

GENERALITES

I.1 INTRODUCTION :

La plateforme saharienne appartient au craton Nord-Africain où le socle cristallin, considérablement affaissé est recouvert par une puissante couverture sédimentaire paléozoïque et mésozoïque.

Le Paléozoïque est représenté par tous ses termes du Cambrien au Carbonifère.

Le Mésozoïque comprend des sédiments continentaux, lagunaires et marins appartenant au Trias, Jurassique et Crétacé.

A différentes phases orogéniques, cette plateforme a été affectée par des mouvements tectoniques ayant donné naissance à des zones hautes et basses (antéclises et synéclise) et des dorsales (Amguid, Idjerran...).

I.2 PRESENTATION DE LA REGION DE L'ETUDE**I.2.1 Localisation de la région de l'étude**

Le môle de Hassi Messaoud, de forme ovoïde et de direction NE-SW est situé au Nord de la plateforme saharienne entre les méridiens 5°40' et 6°20' Est et les parallèles 31°30' et 32°00' Nord, il occupe ainsi une superficie de 5 400 Km² ; il est le résultat d'une histoire paléotectonique très complexe.

La périphérie du champ de RAA est constituée de zones faillées où des Horst et Grabens. Ces zones périphériques hautes situées en aval par rapport au gisement Hassi Messaoud contiennent des accumulations d'huile. Parmi ces structures la structure de Rahlet Al Aouda (RAA) située au Nord-Est du champ de Hassi Messaoud. Le prospect Rahlet El Aouda- (RAA) et (Rhourd El Amar) RAMA fait partie des champs satellitaires et périphériques du gisement Hassi Messaoud, il est situé à une distance de 146 Km au Nord-est du gisement de Hassi Messaoud, dans le bloc (415a *424) et a proximité du champ de BirSbaa (35 Km) et (65 km) vers le champ de Rhoud el Chegga.

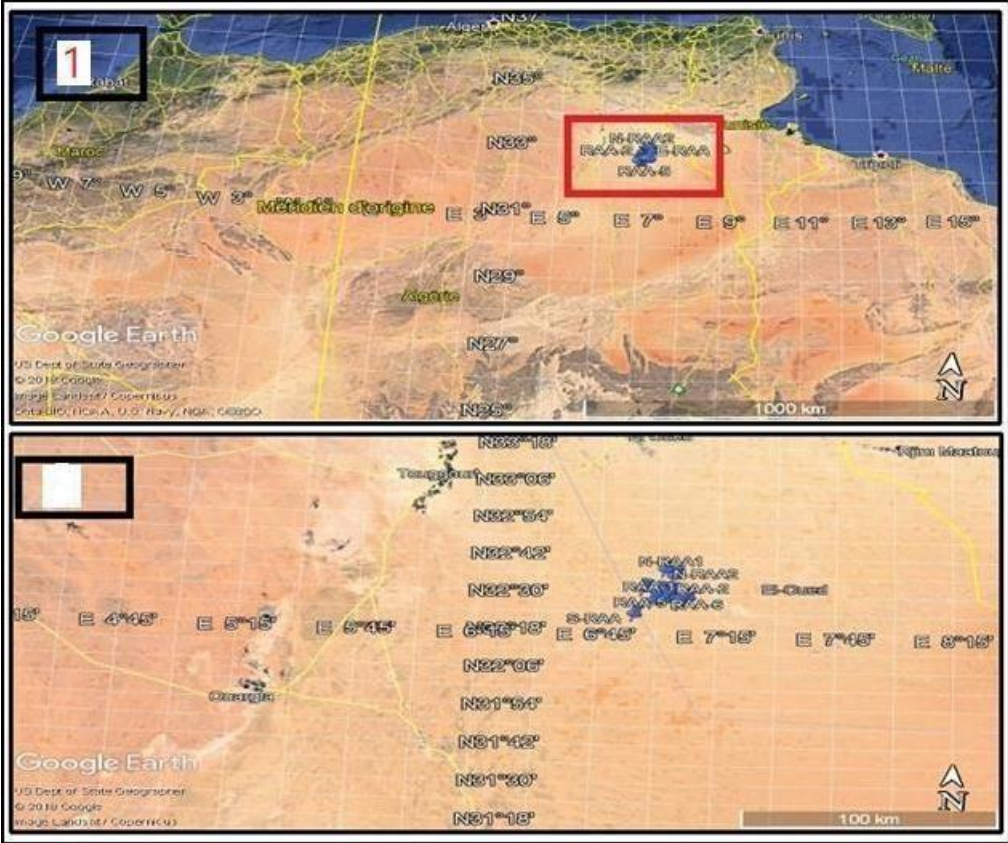


Figure 01 : Carte localisation de la zone (Rhoud El Amar et Rahlet El Aouda).



Figure 02:localisation du champ de Rahlet-el-Aouda (RAA-RAMA) par rapport HMD

I. 3. CADRE GEOLOGIQUE DE RAHLET EL AOUA

Sur le périmètre de Touggourt Est une bonne partie de la série stratigraphique est présentée par rapport à Hassi Messaoud. Les deux premiers forages implantés sur 02 blocs sont pour but de connaître par précision la géologie locale.

La structure où se trouve le champ de Rahlet El Aouda(RAA) a été affectée par deux phases d'érosion majeures, la phase taconique qui a érodé les formations de l'ordovicien et la phase hercynienne qui a érodé toutes les séries du dévonien et le silurien.

L'intérêt pétrolier de cette zone est extrêmement lié à sa position dans un environnement pétrolier très favorable et où le réservoir triasique (série inférieure+T1+T2) constitue l'objectif principal. Le réservoir Ordovicien (Quartzites de Hamra+ Grès d'Ouargla) constitue l'objectif secondaire.

Le réservoir montre une isopacité dans cette région où l'épaisseur maximale peut atteindre de 70m pour Quartzite Hamra et 14 m pour Grès El Atchan, et 120 m pour T1+T2 et 48 m pour série Inférieur.

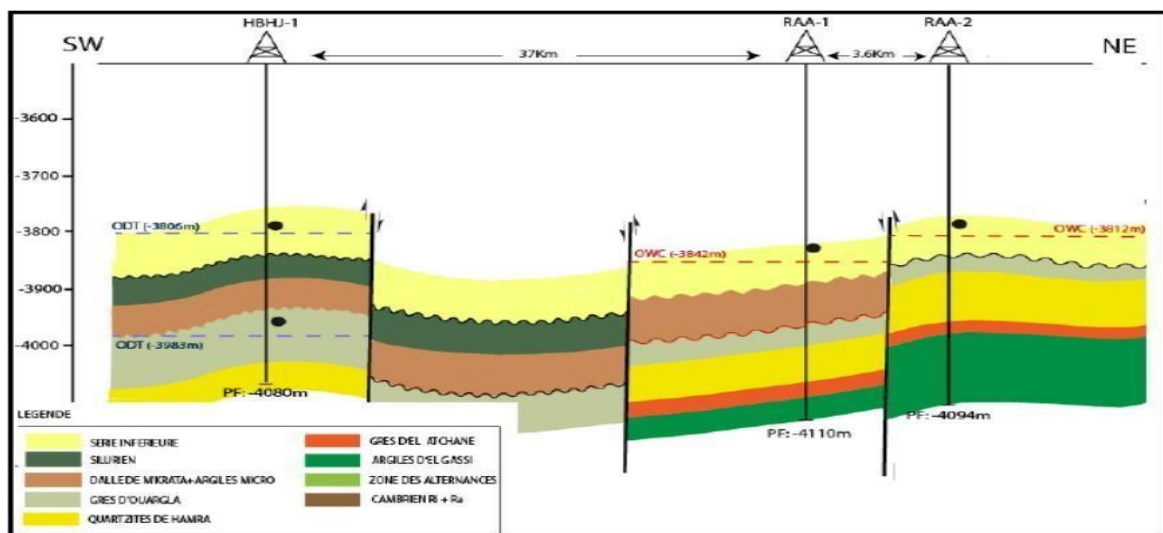


Figure 03 :Coupe géologique SW-NE passant par les puits RAA-1 et RAA-2 (RDI 2013.RDI/SH-DP).

I. 4. Cadre Structural de Rahlet El Aouda

La structure de Rahlet El Aouda (RAA), situé sur la bordure Nord-Est du dôme de Hassi Messaoud est délimitée par un ensemble de failles orienté globalement NE-SW , analyse de cette carte montre que la région est caractérisée par une structuration en blocs (horst et graben). La structure d'âge hercynien, semble présenter une composante mésozoïque (Autrichienne et Pyrénéenne) qui est à l'origine de sa structuration définitive.

Cette tectonique polyphasée est responsable de la structuration du dôme de Hassi Messaoud et l'ensemble des structures qui lui sont associés.

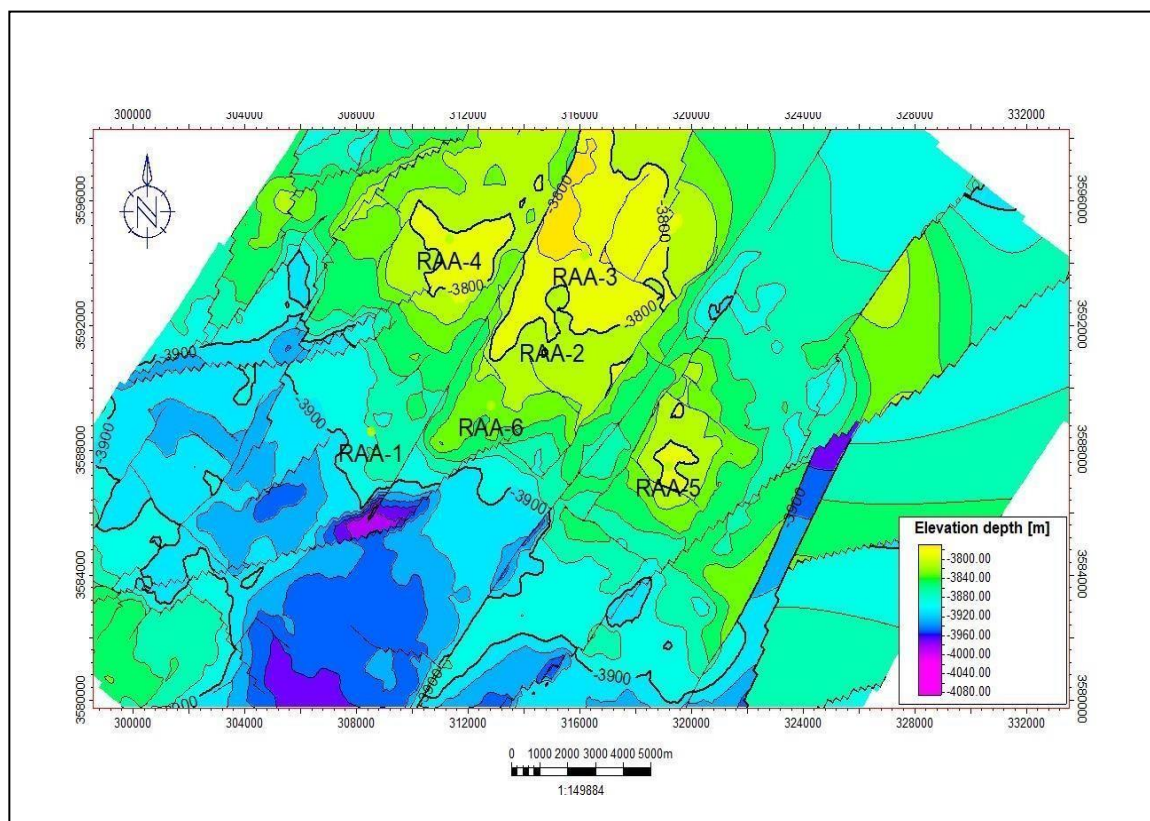


Figure 04 : Carte en isobathes au Niveau de la Discordance Hercynienne (SH-DP/HMD2019).

Les cartes en isobathes au toit de la discordance hercynienne et de la série inférieure du Trias de champ de Rahlet-el- Aouda, montre une tectonique assez complexe matérialisée par des accidents à prédominance NE – SO et NO – SE donnant l'aspect de structures en forme de blocs.

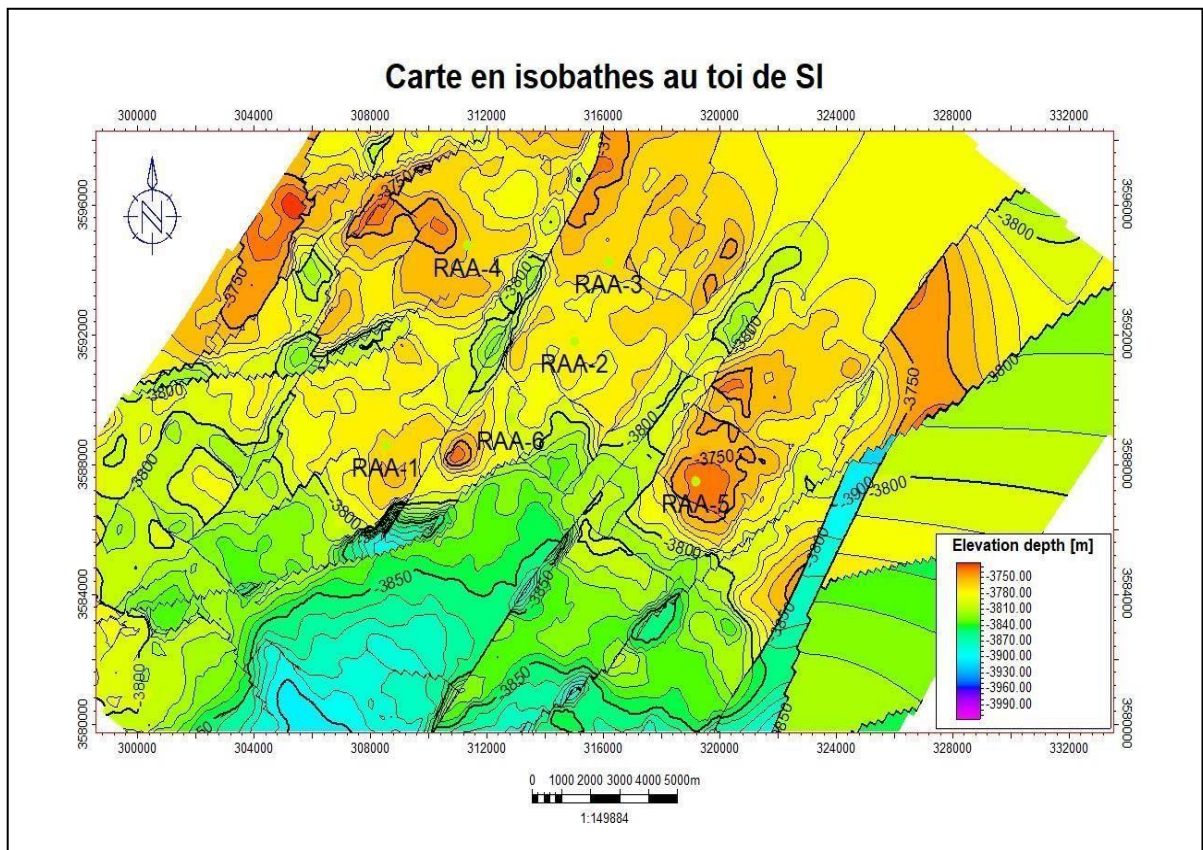


Figure5 : Carte en isobathes de la série inférieur (SH-DP/HMD 2019).

I.5 Cadre géologique :

I.5.1 Aspect structurale :

La structure Rahlet El Aouda (RAA), s'appuie sur la bordure Nord-Est du dôme de Hassi –Messaoud. Elle est délimitée par un ensemble de failles orienté globalement NE- SW . Cette structure d'âge hercynien, semble présenter une composante mésozoïque (Autrichienne et Pyrénéenne) qui est à l'origine de sa structuration définitive. Cette tectonique polyphasée est responsable de la structuration du dôme de Hassi Messaoud et l'ensemble des structures qui lui sont associés.

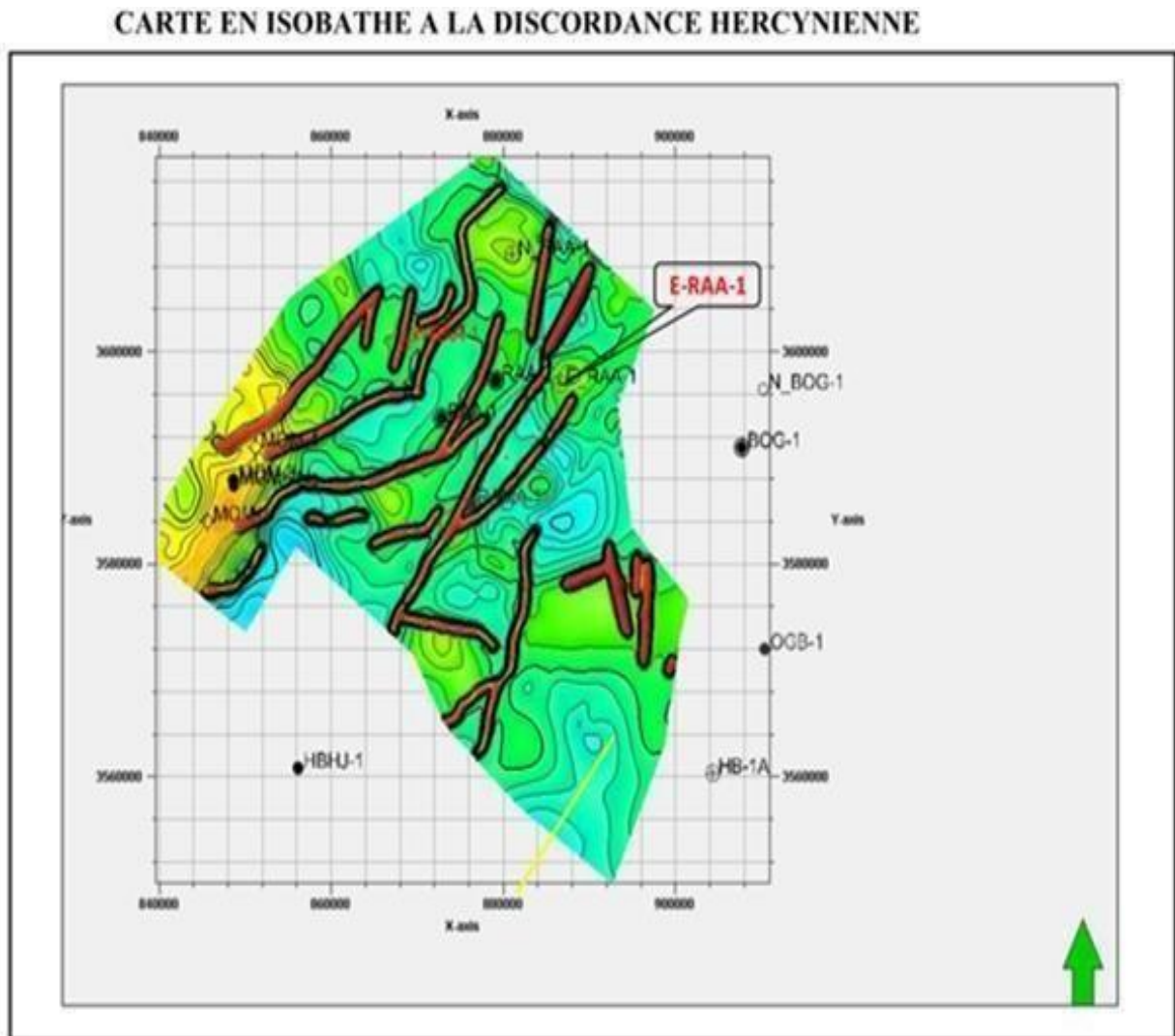


Figure 6 : Carte en isobathe [1]

I.5.2 Aspects stratigraphiques :

La dépression de ce périmètre au centre de la province triasique, affectés par le cycle orogénique hercynien. Ce dernier à permet le dépôt d'une surface érodée dite discordance hercynienne séparant ainsi deux séries de deux ères géologiques différentes :

La série paléozoïque de l'ère primaire qui comprend les roches mères et réservoir secondaire.

La série mésozoïque de 1 ère secondaire qui renferme les principaux réservoirs de Rahlet ElAouda (RAA). La série stratigraphique de Touggourt-EST se présente par le Mio-pliocène qui affleure en surface, le Crétacé, le Jurassique, le Trias, et l'Ordovicien. Le Cambrien quirepose sur le socle, Le Trias productif repose en discordance hercynienne sur La

Dalle de M'Kratta du L'Ordovicien dans le champ de Rahlet El Aouda(RAA).

I.6 Stratigraphie des formations:

I.6.1 Le Socle

Rencontré aux environs de profondeur de 4400 mètres, il est formé essentiellement de granite porphyroïde rose.

I.6.2 Cénozoïque

I.6.2.1 Mio-Pliocène: (13m - 160m)

Sable jaunâtre, translucide, moyen à grossier, subanguleux à subarrondi avec fines passées d'Argile brune à Jaunâtre, tendre, pâteuse.

I.6.2.2 Eocène: (160m - 195m)

Dolomie beige à jaune ocre, microcristalline, vacuolaire, dur à bioclaste, avec rare passées de Calcaire blanc, cryptocristallin, crayeux, friable, légèrement pâteux.

I.6.3 Mésozoïque

I.6.3.1 Crétacé :

- **Sénonien Carbonaté : (195m - 366m)**

Dolomie à Dolomie calcaire, beige à blanc beige, parfois gris clair, microcristalline moyennement dure avec passées de Calcaire blanc beige, tendre, crayeux. Présence de Silex, avec alternance de Marne gris clair à gris foncé, tendre, pâteuse et de Dolomie à Dolomie Calcaire gris beige à gris clair, parfois beige, microcristalline, localement vacuolaire, avec intercalations de calcaire blanc beige, crypto à microcristallin, crayeux, tendre et passées d'Anhydrite blanche pulvérulente et de Gypse blanc translucide fibreux.

- **Sénonien Anhydritique : (366m - 647m)**

Anhydrite blanche à gris beige, microcristalline, dure, parfois pulvérulente, intercalée de Calcaire Dolomitique beige à gris beige, microcristallin, dur, avec fines passées d'Argile grisclair à gris foncé, tendre, pâteuse.

A la base Anhydrite blanche, pulvérulente parfois microcristalline, dure avec passes de Calcairegris blanc à gris clair, microcristallin, dur, moucheture, gris foncé; et passées d'Argile

gris clair à gris foncé, moyennement dure, parfois carbonatée.

Marne grise, tendre, intercalée d'Argile gris foncé, parfois gris clair, carbonatée, avec passées de Dolomie gris blanc, moyennement dure.

- **Sénonien Salifère : (647m - 740m)**

Alternances de Sel blanc, translucide à rosâtre, massif et d'Anhydrite blanche, pulvérulente dure, avec passées d'Argile gris sombre et brun rouge, indurée, rarement gris clair, carbonatée.

- **Turonien : (740m - 813m)**

Calcaire blanc beige à beige cryptocristallin, tendre, crayeux, rares passées d'Argile gris vert à gris foncé, silteuse, indurée.

- **Cénomaniens : (813m - 1019m)**

Alternance d'Anhydrite blanche, pulvérulente et de Calcaire dolomitique gris clair à gris foncé, microcristallin, moyennement dur, avec passées d'Argile gris foncé, silteuse, indurée.

- **Albien : (1019m - 1221m)**

Argile gris vert et brun rouge, silteuse, indurée avec passées de Calcaire beige microcristallin, moyennement dur, et de Grès gris vert et brun rouge très fin à fin argileux à silico-argileux, friable à moyennement consolidé.

Alternance de Grès verdâtre et brun rouge parfois gris blanc très fin, friable à moyennement consolidé, et d'Argile gris vert et brun rouge, silteuse, indurée.

- **Aptien : (1221m - 1252m)**

Calcaire blanc beige à beige, parfois gris clair, parfois gris clair, microcristallin, moyennement dur, avec passées de Dolomie beige microcristalline, dure.

- **Barrémien : (1252m - 1590m)**

Grès gris vert brun rouge, parfois blanc à gris blanc, très fin à fin à moyen, parfois grossier, argileux à argilo siliceux, friable à moyennement dur, avec passées d'Argile gris vert et brun rouge, silteuse, indurée, et rares passées de Calcaire blanc à mouchetures noires,

parfois blancsableux, microcristallin, moyennement dur.

Au milieu Grès brun rouge, parfois gris vert, très fin à fin à moyen, parfois grossier, argileux à argilo siliceux, friable, avec passées d'Argile brun rouge, silteuse, indurée, parfois verdâtre, silico sableuse, indurée, et passées de Calcaire argilo sableux, blanchâtre à brunâtre, dur.

A la base Argile gris vert à gris foncé, silteuse, indurée, avec passées de Grès gris blanc à gris vert, fin à moyen, silico-argileux, friable à moyennement consolidés, et passées de Calcaire blanc beige, microcristallin dur.

- **Néocomien : (1590m – 1839m)**

Argile gris foncé, parfois gris vert, silteuse, indurée, avec passées de Dolomie gris clair à gris beige, microcristalline, dure.

A la base Argile brun rouge, gris-vert, parfois gris foncé, silteuse, indurée, avec passées d'Anhydrite blanche, parfois gris blanc, pulvérulente, passées de Grès blanc à gris blanc, gris vert, parfois brun rouge, très fin à fin, argilo siliceux, friable, et passées de Dolomie gris clair à gris beige, microcristalline, moyennement dure.

I.6.3.2 Jurassique :

- **Malm : (1839m - 2130m)**

Anhydrite blanche pulvérulente, avec passées de Calcaire Dolomitique gris blanc à gris clair, microcristallin, moyennement dur, et passées d'Argile gris foncé, silteuse, indurée.

Argile gris foncé à gris sombre, parfois brun à brun rouge, localement carbonatée, silteuse, indurée, avec intercalations de Calcaire Dolomitique gris clair à gris blanc, parfois gris foncé, microcristallin dur, et de Grès gris vert à gris blanc, très fin à fin, argilo siliceux, friable, passées d'Anhydrite blanche pulvérulente.

- **Dogger Argileux : (2130m - 2193m)**

Argile gris sombre à gris vert silteuse indurée, avec passées de Calcaire gris beige, cryptocristallin à microcristallin dur, et d'Anhydrite blanche pulvérulente.

- **Dogger Lagunaire : (2193m - 2344m)**

Anhydrite blanche pulvérulente, avec intercalations d'Argile gris foncé, verte, parfois gris clair, silteuse, carbonatée, tendre à indurée, et de Dolomie gris clair à gris beige, localement argileuse, microcristalline, dure, avec passées de Marne gris beige à beige tendre.

- **Lias Anhydritique : (2344m - 2739m)**

Anhydrite blanche, massive, dure, avec fines passées d'Argile grise, tendre à indurée, carbonatée et Traces de Calcaire Dolomitique, gris beige, microcristallin, moyennement dur.

Argile gris vert à grise, tendre à indurée, carbonatée et anhydritique, Calcaire dolomitique gris beige à beige, microcristallin, moyennement dur.

- **Lias Salifère : (2739m - 2809m)**

Sel blanc, rosâtre, translucide, avec passées d'Argile brun rouge à brune, rarement grise à gris vert, tendre à plastique, salifère, et d'Anhydrite blanche pulvérulente.

- **Lias Horizon 'B' : (2809m - 2834m)**

Calcaire gris blanc à blanc, moucheté en noir, microcristallin, moyennement dur, parfois argileux, avec rares fines passées d'Argile brun rouge à brune, gris vert à grise, tendre à indurée, carbonatée.

- **Lias Salifère S1+S2 : (2834m - 3129m)**

Anhydrite blanche, massive, cristalline, dure, et blanche pulvérulente, avec fines passées d'Argile grise à gris vert, brun rouge à brune, tendre à indurée, légèrement carbonatée. Présence de Calcaire gris blanc à gris, microcristallin, localement argileux, moyennement dur.

Anhydrite blanche, massive, cristalline, dure, et blanche pulvérulente, avec rares fines passées d'Argile grise à gris vert, rarement brun rouge, tendre à indurée, parfois anhydritique.

Traces de Dolomie gris beige à grise, microcristalline, moyennement dure.

- **Lias Salifère S3 : (3129m - 3371m)**

Sel blanc, parfois rosâtre, translucide, massif, avec passées d'Argile grise à gris vert, rarement brun rouge, tendre à plastique, salifère. Présence d'Anhydrite blanche, pulvérulente.

- **Lias Argileux Supérieur : (3371m – 3571m)**

Argile brun rouge à brune, rarement gris verdâtre à verte, tendre à indurée, salifère, intercalée de Sel blanc, parfois rosâtre, translucide.

Intercalations de Sel blanc, parfois rosâtre, translucide, et d'Argile brun rouge, rarement gris verdâtre à verte, tendre à pâteuse, salifère.

I.6.3.2 Trias :

• Trias S4 : (3571m - 3748m)

Sel blanc, jaunâtre, parfois rosâtre, translucide, massif, avec passées d'Argile grise à gris vert à verte, brun rouge à brune, tendre à indurée, salifère, parfois silteuse, passant à Siltstone.

Intercalations de Sel blanc, jaunâtre, parfois rosâtre, translucide, massif, et d'Argile brun rouge à brune, gris verdâtre à verte, tendre à indurée, salifère, localement anhydritique. Traces d'Anhydrite blanche, pulvérulente.

• Trias Argileux Inférieur : (3748m - 3796m)

Argile brun rouge à brune, localement grise à gris verdâtre tendre à indurée, silteuse, parfois anhydritique, légèrement carbonatée.

Anhydrite blanche, pulvérulente, et Grés gris blanc, très fin, argileux, friable, et de Sel blanc, translucide.

• Trias T1+T2 : (3796m - 3991m)

Argile brune rarement gris-vert, silteuse, tendre à indurée et Dolomie grise à beige, microcristalline dure. Traces de Grés blanc, fin à moyen, argileux, friable.

Au milieu, Roche éruptive brun sombre avec inclusion de minéraux blanc et vert.

A la base Argile brun rouge à brune, localement grise à gris verdâtre, tendre à indurée, silteuse, légèrement carbonatée, avec fines passées de Grés gris blanc à gris vert, localement gris sombre bitumineux, fin argileux, friable.

Argile brun rouge à brune, localement grise à gris vert à verte, tendre à indurée, silteuse, légèrement carbonatée, parfois anhydritique, avec fines passées de Dolomie blanc beige à beige, microcristalline, dure.

Niveaux de Grés gris blanc à gris ver, très fin à fin, argileux, friable, localement gris sombre, bitumineux, fin à moyen, subarrondi, argileux, moyennement consolidé à friable. Présence de roche éruptives brunes, sombres, à inclusions d'éléments verdâtres, blanchâtres,

moyennement dures.

Calcaire à Calcaire dolomitique blanc à blanc beige, microcristallin, dur.

- **Trias Série inférieure : (3991m - 4049m)**

Argile silteuse, verte avec intercalations de Grés très fin translucide, peu consolidé.

Grés blanc à gris noir, moyen à grossier, quartzitique assez dur à friable, imbibé d'hydrocarbure, alternant avec du Silt gris blanc à vert souvent friable et d'Argile silteuse, indurée, rouge à verdâtre, rarement grise.

- **Silurien : (4049m - 4170m)**

Argile noire, charbonneuse, indurée, rares passées de Grés gris blanc, fin à moyen, quartzitique, dur.

I.6.4 Paléozoïque

I.6.4.1 Ordovicien :

- **Dalle de M'krata : (4170m - 4183m)**

Grés gris clair moyen friable, intercalation de silt et d'argile silteuse.

- **Argiles Micro conglomératiques : (4183m – 4202)**

Argile gris clair très silteuse, intercalations de Grès très fin et de silt, abondants grains très grossiers à moyen de quartz parsèmes dans l'Argile.

- **Grès de Ouargla : (4202m – 4255m)**

Grès gris clair, fin à moyen, friable, intercalations de silt et d'Argile silteuse gris clair.

Grés quartzitique gris blanc, Argile gris noir à gris clair. Silt noir très dur. Grés rosâtre à grisblanc très dur et très compact.

- **Quartzites de Hamra : (4255m – 4316m)**

Grés blanc à gris blanc, gris-vert, fin à moyen, siliceux à silico quartzitique, bien consolidé, dur avec fines passées d'Argile gris foncé à noire, indurée.

- **Grès d'El Atchane : (4316m – 4346m)**

Grès blanc à gris blanc parfois verdâtre, fin à moyen, subarrondi, quartzitique, dur

à silico- argileux moyennement consolidé parfois friable, parfois glauconieux. Epaissses intercalations d'Argile silteuse, gris noir, très indurée.

- **Argiles d'El Gassi: (4346m – 4400m)**

Argile silteuse, gris foncé, très indurée, rares intercalations de Grès blanc à verdâtre, fin à moyen, parfois glauconieux, moyennement dur à très dur. Argile gris noir à noire, indurée avec passées de Grès blanc à verdâtre, fin à moyen, parfois glauconieux, quartzitique silico-argileux, moyennement consolidé.

Fiche Stratigraphique du puits

ERE	Système	FORMATION		TOPS(m)			EPAIS.MD
				GEOLOGIQUE			
				PREVIS	REELS		
MD	ELECT						
CENOZ.	NEOGENE	Mio-Pliocène		Surf	13	-	147
	PALEOGENE	Eocène		159	160	162	35
MESOZOÏQUE	CRÉTACÉ	Sénonien	Carbonaté	196	195	204	171
			Anhydritique	375	366	367	281
			Salifère	640	647	651	93
		Turonien		718	740	743	73
		Cénomanién		810	813	825	206
		Albien		1008	1019	1023	202
		Aptien		1202	1221	1224	31
		Barrémien		1234	1252	1255	338
		Néocomien		1584	1590	1597	249
	JURASSIQUE	Malm		1826	1839	1840	291
		Dogger	Argileux	2105	2130	2117	63
			Lagunaire	2191	2193	2195	151
		Lias	Anhydritique	2362	2344	2363	395
			Salifère	2769	2739	2742	70
			Horizon B	2838	2809	2808	25
			Salifère S1+S2	2873	2834	2833	295
		Salifère S3		3174	3129	3125	242
	Lias Argileux Supérieur		3422	3371	3379	200	
	TRIAS	Trias S4		3588	3571	3576	177
		Trias Argileux Inférieur		3775	3748	3753	48
		Trias T1+T2		3811	3796	3799	195
		Trias Série Inférieure		4010	3991	3997	58
	PALEOZOÏQUE	ORDOVICIEN	Silurien		4058	4049	4049
Dalle de M'krata			4066	4170	N/C	13	
Argiles micro conglomératiques			4077	4183	4122	19	
Grès de Ouargla			4131	4202	4202	53	
Quartzites de Hamra			4201	4255	4259	61	
Grès d'El Atchane			4215	4316	4320	30	
Argiles d'El Gassi			4066	4346	4341	54	
Profondeur finale				4311	4400	4404.5	



CHAPITRE II

L'ETUDE SEDIMENTOLOGIQUE DU CHAMP RAA

II. 1. INTRODUCTION.

La structure de Rahlet El Aouda (RAA), situé sur la bordure Nord-Est du dôme de Hassi Messaoud est délimitée par un ensemble de failles orienté globalement NE-SW L'analyse de cette carte montre que la région est caractérisée par une structuration en blocs (horst et graben). La structure d'âge hercynien, semble présenter une composante mésozoïque (Autrichienne et Pyrénéenne) qui est à l'origine de sa structuration définitive.

Cette tectonique polyphasée est responsable de la structuration du dôme de Hassi Messaoud et l'ensemble des structures qui lui sont associés.

II.2. SYSTÈME PÉTROLIER

Le périmètre Touggourt-EST est situé dans un environnement pétrolier très favorable (gisement de Hassi – Messaoud au SW ; ainsi que MOM et BRS au Est ; Mes dar-Rhourd El baguel au Sud), ajouter à cela les résultats des dernières découvertes réalisées, en l'occurrence BRA-1 & BRA-3 au Est de la région.

Il comprend plusieurs niveaux de roches couvertures et réservoir qui varient en âge et en faciès.

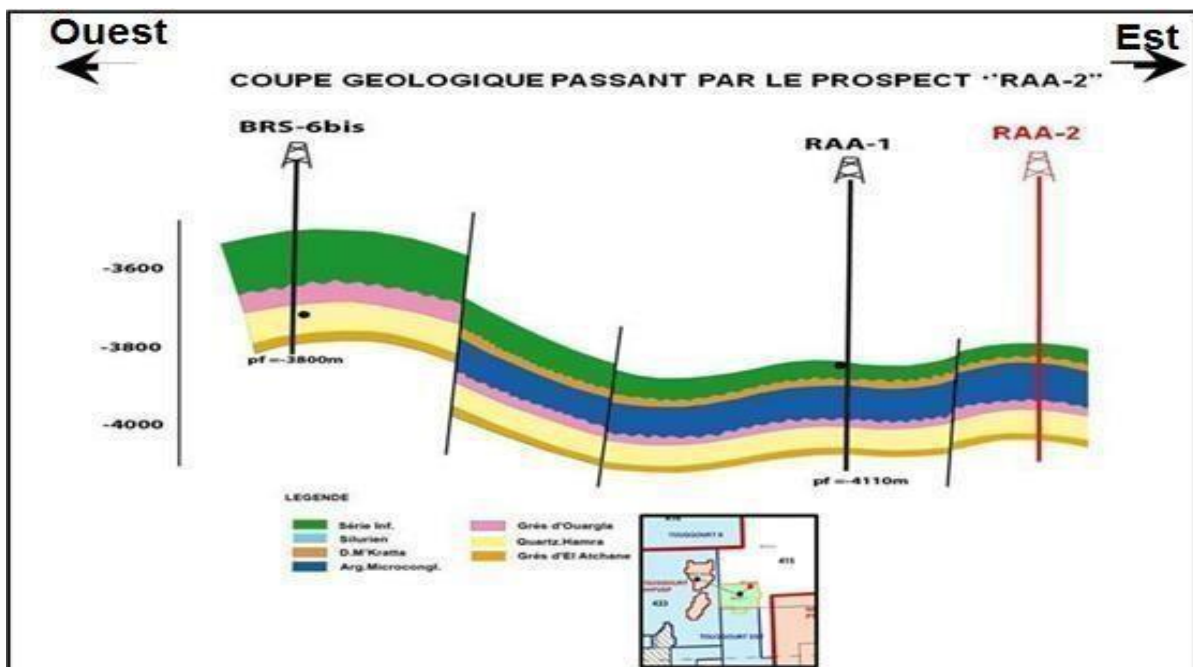


Figure 07 : Coupe géologique W-E passant par les puits RAA-1 et RAA-2 (RDI 2013.SH-DP/HMD).

II.2. 1. L'Ordovicien

L'Ordovicien productif d'huile dans plusieurs zones périphériques du Hassi Messaoud, débute par des dépôts évoluant du type continental à marin, marquant le début d'une transgression marine qui se termine par une période glaciaire. Il est subdivisé en huit formations d'Ouargla, Argile d'azzel, Grès d'Oued Saret, Argile Micro-conglomératique, Dalle de M'Kratta). de bas en haut sont (Argile d'El Gassi, Grès El Atchan, Quartzite Hamra, Grès .

Sédimentologie: Au Caradoc, un changement radical des systèmes de contraintes est observé au niveau de la plate-forme saharienne (Fabre, 1988). Des mouvements compressifs se font sentir le long des accidents donnant naissance à des plis à axes Nord-Sud accompagnés de:

- Soulèvements régionaux des boucliers Reguibat et Touareg.
- Formation de surfaces d'érosion atteignant parfois le socle.

L'âge de ces mouvements va du Caradoc à l'Aschgill et correspond à la phase compressive tectonique, Parallèlement à ces mouvements, un changement climatique important provoque la mise en place d'une calotte glaciaire cette glaciation a provoqué la création de surfaces d'érosion glaciaire jalonnées de plateaux glaciaires composé de formations fluvio-glaciaires et glacio-marines.

Lithologie : Cette formation est souvent décrite comme massive et compacte, d'une épaisseur plus de 200 m et constituée de grès blanc à gris-blanc, fin à moyen, localement grossier, silico-quartzitique à quartzitique, compact, moyen dur avec des passées d'argiles noires, silteuses et feuilletées.

L'analyse des litho-faciès des niveaux carottés dans les quartzites El Hamra et Grès d'Ouargla a montré l'existence de différents litho-faciès :

- Argile silteuse avec passées de Grès.
- Grès gris vert à gris blanc fin à moyen quartzitique passant à des quartzites blancs.
- Grès gris vert quartzitique passant localement à des Quartzites, fin à moyen bien consolidé, très dur, à porosité moyenne, et parfois légèrement friable.

- Grès fin à moyen Quartzites gris noir et sub-anguleux, durs et compacts.
- Grès fin à moyen à copeaux d'argile, à galets d'argiles et films argileux.

Grès très fin à fin quartzitique à litage horizontal sub-horizontale.

Dans le réservoir ordovicien, la section la plus importante est formée par les Quartzites EL Hamra, avec de nombreuses productions d'huile prouvées tout autour du gisement de Hassi Messaoud.

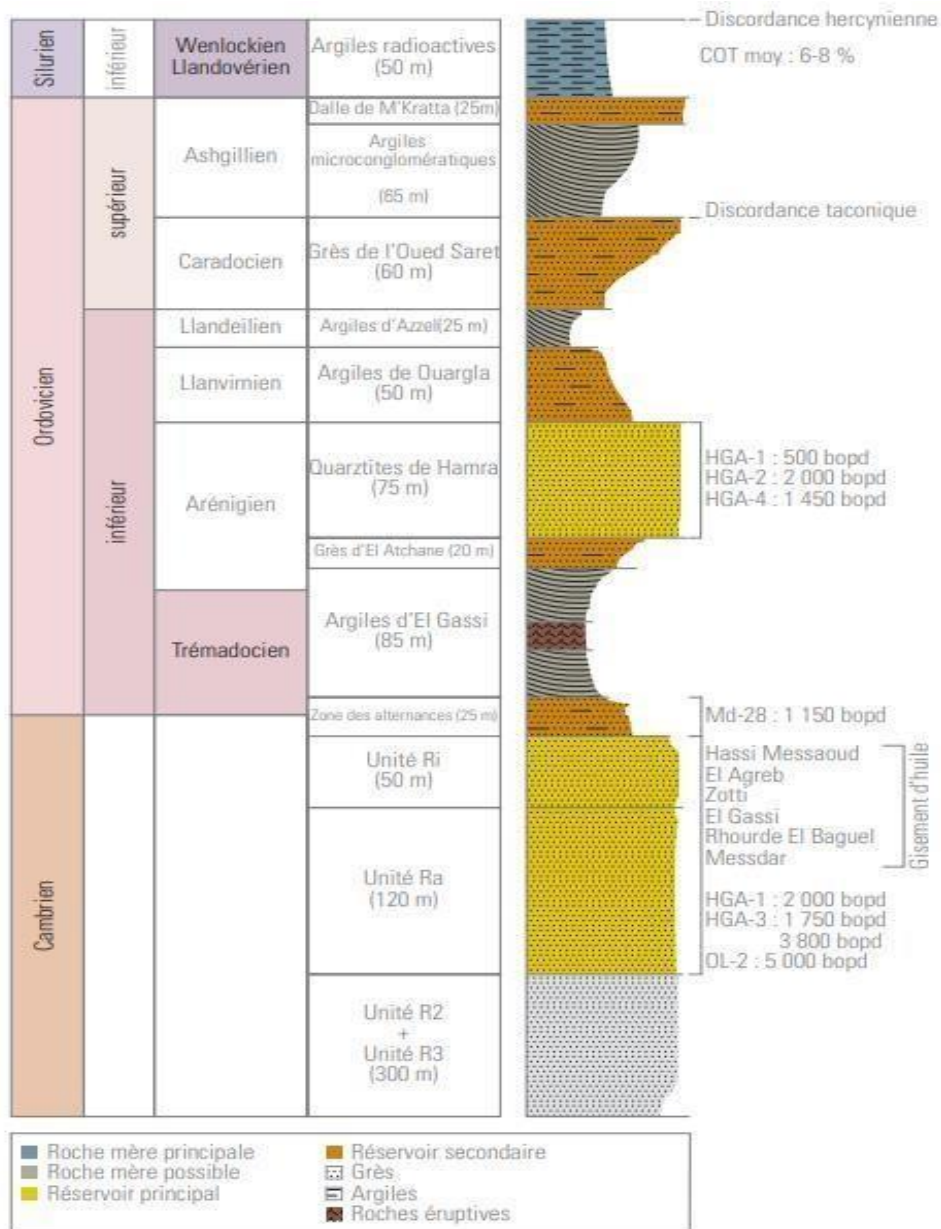


Figure 08 : La colonne lithostratigraphique de formation réservoirs dans le paléozoïque.

Wec2007.

Les Quartzites El Hamra se présentent sous la forme de grès massifs, propres et bien développés, avec une porosité allant de 2 à 13 % et des perméabilités variant de 0,01 à 200 md.

Cependant, les qualités réservoir sont variables en raison des effets diagénétiques, de la position de ces quartzites par rapport à la discordance hercynienne et aussi de la présence ou non des fractures qui augmentent de façon significative les valeurs de perméabilité. L'Ordovicien produit à partir de zones où les propriétés pétrophysiques s'améliorent grâce à la fracturation. Son intensité est liée directement à :

- L'épaisseur de la formation
- La proximité du réseau de faille régional. Certains éléments, par exemple radioactifs, peuvent se concentrer dans le réseau de fracturation.

II. 2. 2. Le Trias

La caractérisation pétrographique et pétrophysiques du réservoir triasique est l'un des soucis majeurs. En effet, aux problèmes de discontinuité latérale des corps gréseux, il y a lieu de rajouter les problèmes de compaction en relation directe avec les phénomènes de diagenèse, ainsi que d'autres facteurs tels que la dissolution et l'altération des minéraux.

a- Sédimentologie : Les séries continentales du Trias moyen sont les premières à se déposer sur la discordance hercynienne qui érode une grande partie du Silurien ce dernier présente que dans la structure de RAA. Les dépôts du Trias se concentrent dans des dépressions orientées Nord-Est/Sud-ouest.

La série sédimentaire est caractérisée par une importante formation évaporitiques qui s'étale du Trias terminal au Dogger, et par des dépôts volcano-détritiques et lagunaires.

Le bassin triasique occupe une très vaste dépression (plus de 200 000 km²) dont le remplissage a donné naissance à une très grande variété de faciès, en fonction de leur lieu de sédimentation et de leur éloignement par rapport aux différentes sources d'apport. En général, les dépôts sont franchement continentaux (fluviatiles) à la base de la série et deviennent de plus en plus fins et évaporitiques vers le sommet.

II. 2. 3. Le Piège des hydrocarbures

La structure de RAA présente une structuration hercynienne avec une composante mésozoïque autrichienne de moindre importance. L'essentiel de l'exploration est concentré sur les pièges structuraux est mixtes, et une attention toute particulière est portée aux pièges stratigraphiques (lentilles gréseuses du Trias).

Il s'agit de plis anticlinaux formés lors des différentes phases tectoniques, anticlinaux créés à la faveur d'une tectonique cassante ou limités sur leurs flancs par de grands accidents qui font partie du système très complexe de la dorsale Amguid-Messaoud.

La structure de Rahlet-el- Aouda(RAA) Généralement les pièges associés aux réservoirs triasiques sont de type lithologique alors que ceux des réservoirs Cambro-ordoviciens sont de type structural à mixte.

La structure de Rahlet El Aouda (RAA), se présente comme un piège de type mixte (structure contre faille) délimitée par un réseau de failles NE/SW.

II.2. 4. Réservoirs

Le réservoir de La zone d'étude est caractérisé par:

- La profondeur moyenne est de 3990 m de réservoir série inférieure (SI).
- Les réservoirs initiaux sont estimés à 27.90 million m³ pour la Quartzites El Hamra(QH), 55.8 million m³ pour la série inférieure (SI).
- La pression initiale du gisement de Trias SI est 578.276 kg/cm² pour RAA
- La température du réservoir est moyenne de 115°C.
- Le contact huile/eau à la profondeur de 4161 m.

La région de Touggourt-Est-il est caractérisé par la présence de deux réservoirs qui sont :

II. 2. 4. 1. Le réservoir Triasique (Série Inférieure)

C'est le réservoir principal de la région. Ce gisement est considéré comme hétérogène avec une variation des caractéristiques pétrophysiques dans tous les sens. Il est formé d'un empilement de lentilles gréseuses, métriques à décimétriques en épaisseur, hectométrique à

kilométrique en longueur et d'après la carte en isopaque l'épaisseur de la couche vas augmenter plus on se déplacé vers le Est

Ce sont des Grés gris blancs à gris clair, rarement à gris sombre moyens à grossiers silico- argileux moyennement consolidés.

Le Trias (Série Inférieure) est productif d'huile dans les gisements de Rahlet El Aouda(RAA) avec des débits qui varient de 10.15 à 29 m³/h d'huile.

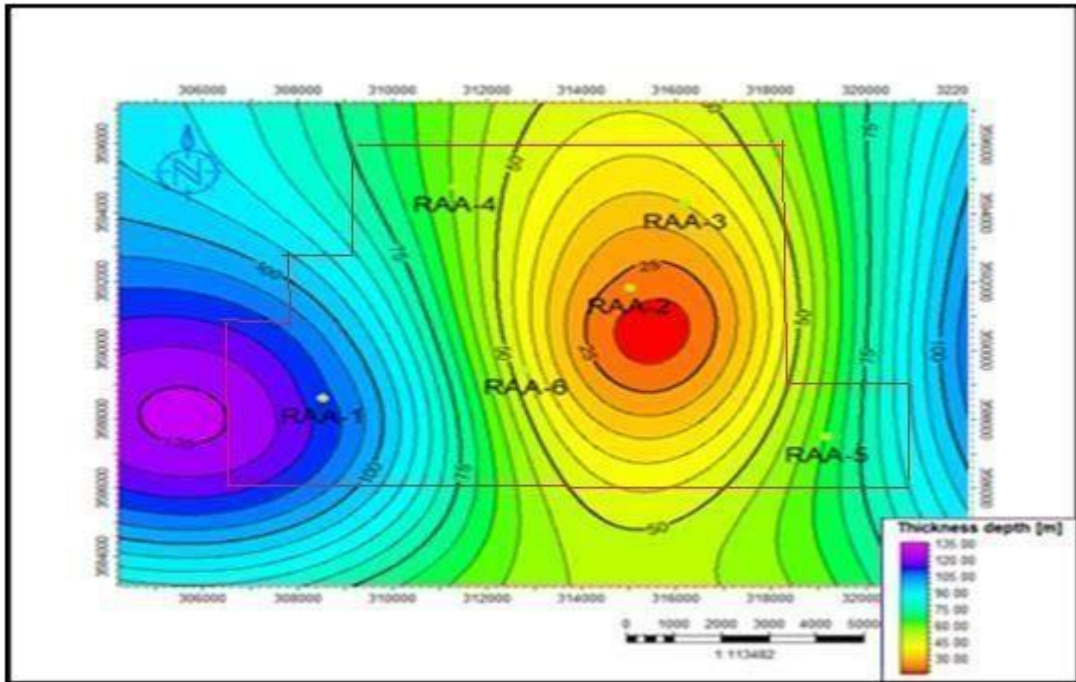


Figure 9 : Carte en isopaque de la Série Inférieure (SH-DP/HMD 2019).

II. 2. 4. 2. Le réservoir de l'Ordovicien (Quartzites El Hamra)

Ce sont des grés quartzitiques à quartzites blanches à beige clair, massives, compact et durs, présence rare de Tigillites, présence de fissures sub-verticales à sub-horizontales semi ouvertes à fermées.

L'épaisseur de Quartzite El Hamra variable on remarque que la plus grande épaisseur autour du puits RAA-2 et se réduit quand on se déplace vers les autres directions

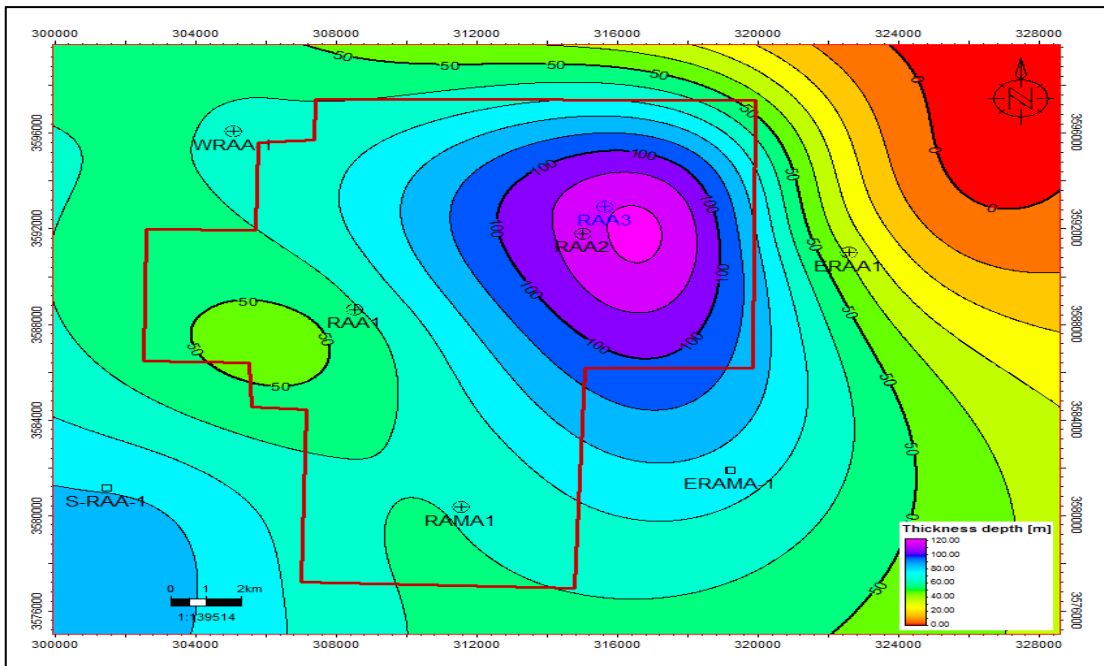


Figure 10 : Carte en isopaque de la Quartzite de Hamra (SH-DP/HMD).

II. 2. 5. La Couverture

La région d'étude comprend plusieurs niveaux de roches couvertures qui varient en âge et en faciès.

Dans le RAA pour le réservoir triasique est assurée par les épaisses séries évaporitiques du Trias S4 avec une épaisseur de 180 m et Trias argileux avec une épaisseur de 35 m et pour les réservoirs Cambro-ordoviciens étanchés par les argiles micro conglomératique avec une épaisseur de 80 m.

II. 2. 6. La Roche mère et la migration

La principale roche mère connue sur toute la plate-forme saharienne reste les argiles radioactives du Silurien, grâce à un niveau basal d'argiles radioactives gris noir à noires très riche en matière organique. Dont le potentiel pétrolier est assez important. Quelques régions en sont dépourvues par suite de l'érosion Hercynienne celle de RAA ; Cette roche mère est à l'origine du remplissage des réservoirs ordoviciens et triasiques de la région. La migration des hydrocarbures dans cette zone s'effectue le long de la discordance hercynienne et à travers les grés du Trias (SI), ainsi que les failles.

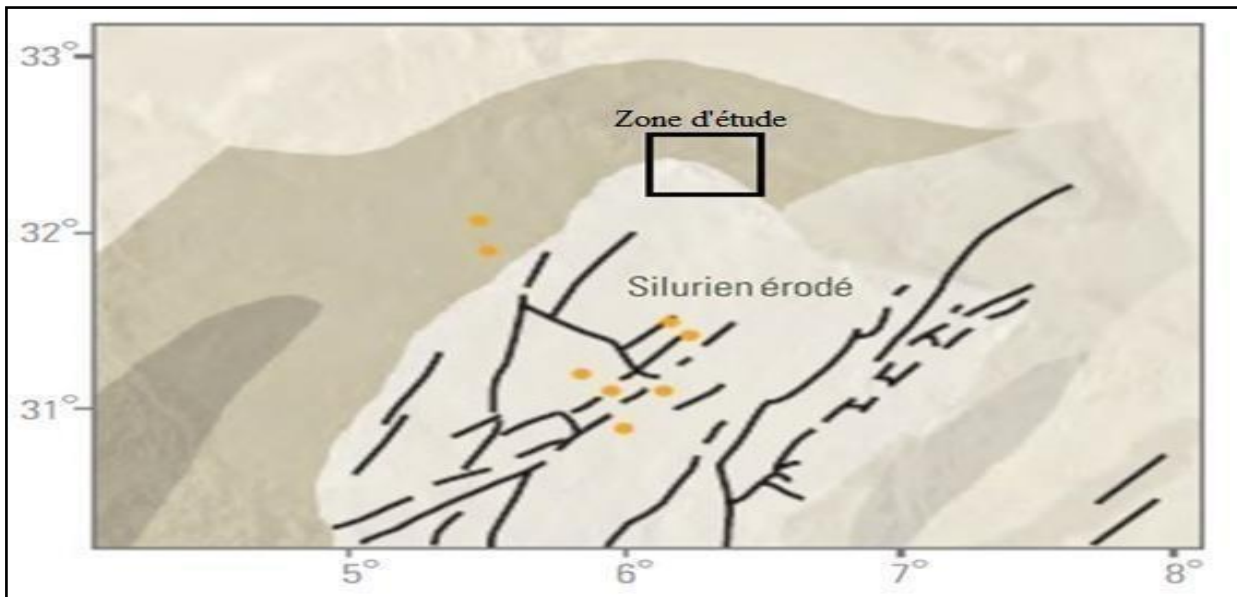


Figure 11 : Distribution du COT du Silurien autour de Hassi Messaoud. Wec 2007.

Autour de Hassi Messaoud, le Silurien radioactif aurait généré 1080 BBL (billions de barils) d'huile et 730 TCF (trillions de cubic feet) de gaz, et expulsé 850 BBL d'huile et 730 TCF de gaz. Avec un coefficient de piégeage moyen de 12%, les quantités d'huile qui auraient été piégées seraient de 102 BBL. En tenant compte des réserves dont l'existence est prouvée 54 BBL.

II.3 APERÇU SEDIMENTOLOGIQUE

II.3.1 l'étude des carottes

Les carottes sont l'image fidèle du terrain traversé. Ils sont des témoins permanents de la géologie sous-jacente et fournissent des données importantes à l'exploration des ressources pétrolières. Pour cela, l'échantillon de carotte est donc très précieux et doit être traité avec beaucoup de soin, pour l'analyse et la description.

La série inférieure du trias constitue le principal objectif de cette étude, sont étudiées et décrites sur les 11 puits, ce qui permet d'avoir d'amples informations de manière à permettre une interprétation des faciès de dépôts.

Par leurs dimensions et dans la mesure où le carottage est continu, les carottes constituent de bons échantillons fournissant la majeure partie des données.

Antérieurement à l'étude des carottes, une sélection de puits avait été effectuée, en

fonction de la disponibilité des données de puits (diagraphies, intervalles carottés) et de la localisation du lieu de stockage des carottes. Dans les tableaux ci-après, nous résumerons les différents intervalles carottés dans les puits.

II.3.2 Description des carottes

Puits N°: 1

Carotte n° 01

Formation : Trias Série inférieure Intervalle : De 3991 à 4009m, soit 18 m.
Récupération : 18 m, Taux 100 %.

Description :

De 3991 à 3996m : Grès brun rouge fin à moyen parfois grossier, subarrondi à quartzitique, compact à moyennement friable. Passées de Grès vert très fin, silto argileux, friable et d'argile silteuse rouge et verte. Fractures obliques de 03 à 05 mm remplies de calcite blanche. Bases érosives de chenaux débutant par des microconglomérats et de Grès grossiers assez friables. Traces de bitume.

De 3996 à 4000m : Grès blanc moyen quartzitique dur à porosité moyenne au sommet, devenant brun foncé à noir moyen à grossier moyennement consolidé, devenant localement friable. Bases érosives de chenaux débutant par des microconglomérats et de Grès grossiers assez friables. Niveau imbibé d'Hydrocarbures avec un niveau à très bonne mobilité de 3996 m à 3999.

De 4000 à 4004m : Grès moyen à grossier subarrondi à subanguleux à ciment argileux, parfois quartzitique assez dur imbibé d'hydrocarbures à travers des gorges irrégulières.

Micro drains d'hydrocarbures soulignant des niveaux poreux dans du Grès à stratifications obliques

De 4005 à 4009m : Grès noir moyen subanguleux à subarrondi moyennement dur. Niveau imbibé d'Hydrocarbures. Silt argileux brun rouge très dur passant de l'Argile rouge avec des plages irrégulières vertes.

Fluorescence : F1 + F2 = Faible, jaunâtre

Puits N°:02**Carotte n°01**

Formation : Série inférieure

Intervalle : 3907m à 3925m, soit 18m.

Récupération : 18m, soit 100%.

Description :

Roches éruptives (andésites) brune à brun rouge, verte, altérées, riches en minéraux verts et blancs.

Fluorescence : Néant.

Carotte n°02

Formation : Série Inférieure

Intervalle : 3973m à 3982m, soit 9m.

Récupération : 9m, soit 100%.

Description:

De 3973 à 3978.5m : Grés gris blanc et brun, fin à moyen, siliceux à silico-Argileux, moyennement consolidé.

De 3978.5 à 3982m : Argile brun rouge indurée, silteuse, micacée.



Figure12 : Photos du carotte N°1 de puits RAMA-1 (surveillance géologique SH/DP).

Puits N°: 03**Carotte n° 01**

Formation : Série inférieure

Intervalle : De 3901 à 3919 m, soit 18 m.

Récupération : 18 m, soit 100 %.

Description:

De 3901 à 3903m : Grès brun rouge, moyen à fin, sub-arrondi, argileux, moyennement dur.

De 3904 à 3905 : Grès blanc gris vert, fin, sub-arrondi, siliceux, bien consolidé. **De 3905 à 3910m** : Argile brune à gris vert, parfois silteuse, indurée.

De 3910 à 3919m : Argile brune à gris vert, parfois silteuse, indurée avec fines passées de Grès brun rouge, fin, sub-arrondi, argileux, bien consolidé.

Fluorescence : F1 + F2 = Néant.

Carotte n° 02

Formation : Série inférieure

Intervalle : De 3930 m à 3948 m, soit 18 m.

Récupération : 18 m, soit 100 %.

Description:

De 3930 à 3939m : Grès gris à blanc, moyen, sub-arrondi, argileux à siliceux, friable, bitumineux. Fluorescence : F1+F2 = Jaune doré, violette.

De 3939 à 3944m : Grès gris à blanc, moyen à fin, sub-arrondi, siliceux à argileux, friable, bitumineux. **De 3944 à 3945m** : Grès vert, fin, sub-arrondi, argileux, friable.

Fluorescence : F1+F2=Jaune doré ; violette.

De 3945 à 3948m : Argile rouge à gris vert, silteuse, indurée avec passées de Grès blanc, fin, siliceux, bien consolidé.



Figure13 : Photos du carotte N°2 de puits RAA-2 (surveillance géologique SH/DP)

Puits N°:04

Carotte N° 01 :

Formation : TRIAS SERIE INF.

Intervalle : De 3898 à 3934 m Soit 36m

Récupération : 36 m, soit 100%.

Description : Argile brun rouge rarement, induré avec des passées de carbonates. Passages de grès fin à moyen, ciment silico-argileux carbonatées. Grès beige, fin à moyen, ciment silico-argileux à silico-bitumineux. Passées de dolomie verdâtre et présence de moucheture d'anhydrite blanchâtre. Stratification inobservable à oblique.

De 3923.8 à 3930.2 m : Intervalle bitumineux de

Carotte N° 02 :

Formation : TRIAS SERIE INF.

Intervalle : De 3934 à 3958 m Soit 24m

Récupération : 23.25 m, soit 98.5%.

Description : Argile brun rouge indurée. Des passages de grès beige à ciment siliceux à silico-argileux. Plusieurs métriques à décimétriques de carbonates.

De 3956 à 3957.4 m : grés brun rouge à ciment siliceux.

II.4 Analyse microscopique (lames minces)

Les analyses pétrographiques effectuées sur les douze (12) lames minces du puits RAMA-1 ont révélé que ces échantillons sont composés de faciès gréseux généralement très riches en carbonates. Les résultats de ces analyses sont illustrés par un ensemble des figures qui sont, successivement, jointes au texte.

II.4.1 Les composants détritiques

Ils sont matérialisés essentiellement par le quartz qui représente 45 à 80% du volume total de la roche. Ces grains de quartz sont fins à grossiers (0.180 à 1.350 mm), moyennement à très mal classés, sub-anguleux à sub-arrondis et rarement sub-arrondis à arrondis. Le reste des éléments figurés sont rarement observés et à faible pourcentage. Ils sont représentés par les feldspaths, les micas blancs (muscovite) et les minéraux lourds de type tourmaline et zircon.



Ph 1 : Photo montrant les grains de quartz mal classé (puits RAMA-1 / Cote : 4001.51m)

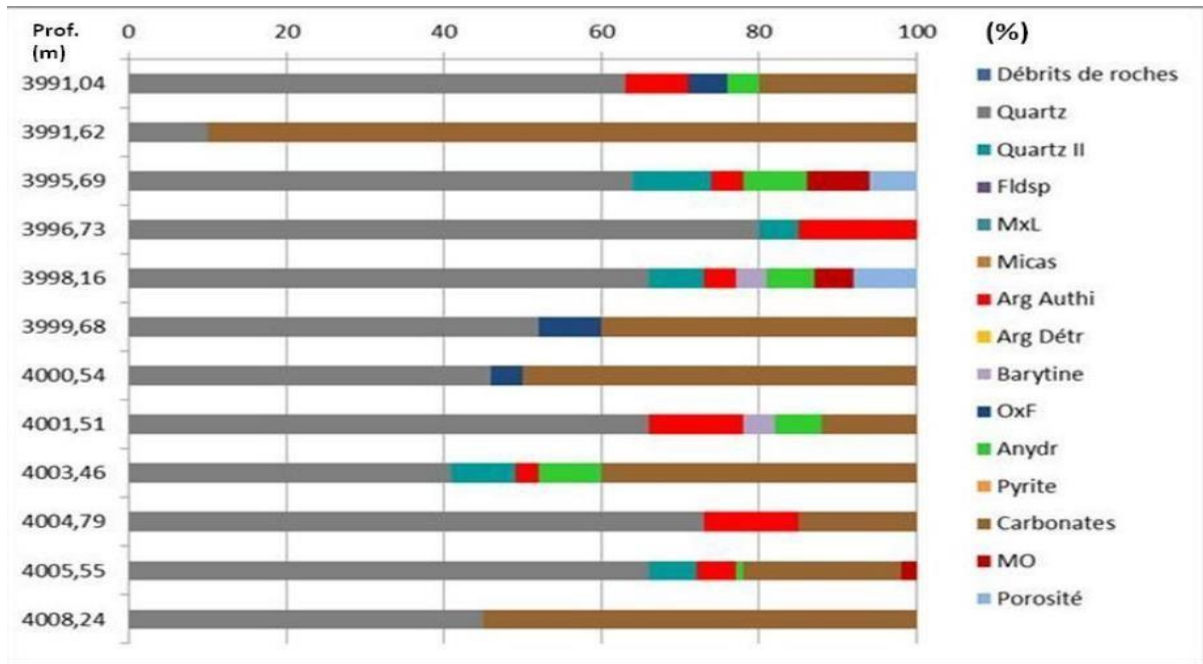
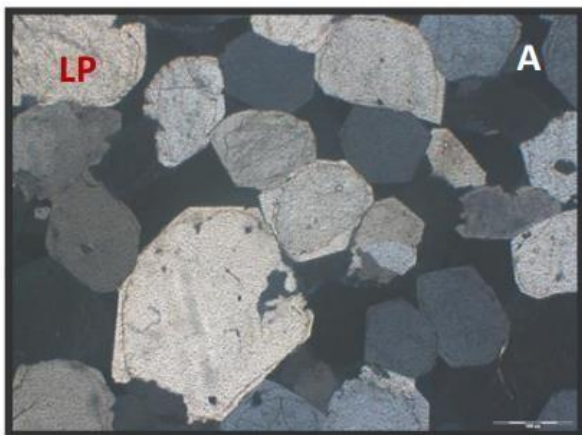


Figure. 14 : Analyses pétrographiques du Puits RAMA-1

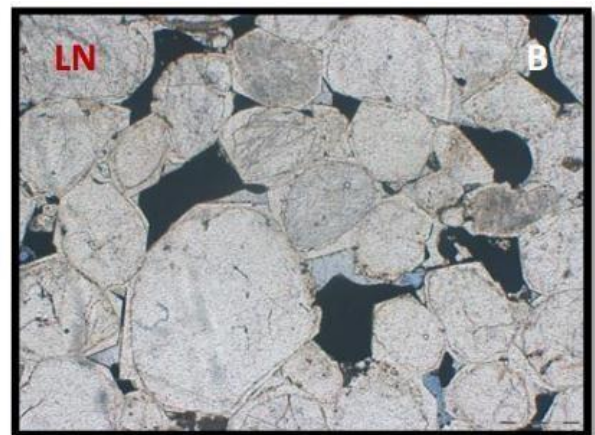
II.4.2 Les composants authigènes

Ils sont représentés par une cimentation authigène de natures diverses issue de la transformation et de la précipitation après le dépôt des sédiments (diagenèse), on peut citer :

- ❖ La silice secondaire : la silice secondaire de nourrissage est matérialisée par des auréoles d'impuretés et/ou d'oxydes de fer. Cette silice s'est développée en continuité optique avec les grains détritiques (développement syntaxiale) (Photo 2 A et B). Son pourcentage varie entre 5 à 10%



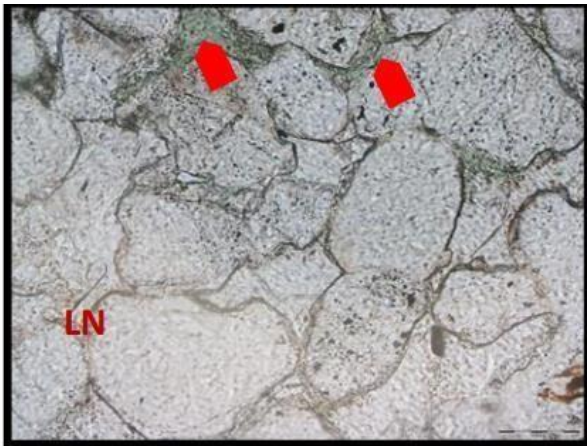
RAMA-1 / Cote : 3995.69m



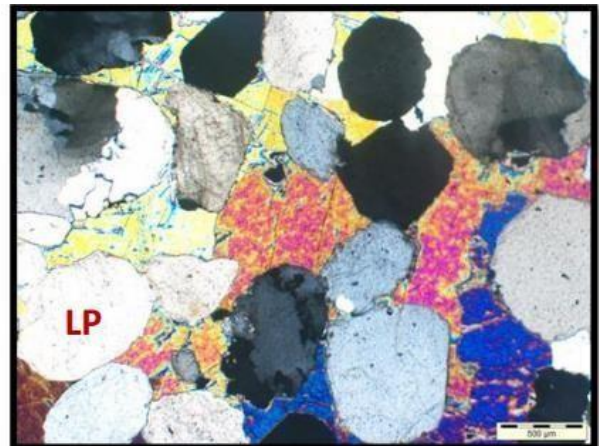
RAMA-1 / Cote : 3995.69m

Ph. 2 : photos montrant la silice secondaire.

- ❖ Les argiles : en l'absence d'analyses par diffractométrie des rayons X, il est très difficile de distinguer les différents types d'argiles dont le pourcentage total varie entre 5 à 10% (Fig.1), néanmoins, seule la chlorite frangeante et intergranulaire (photo 3) a été mise en évidence par les observations au microscope optique polarisant. ∞ Les sulfates : représentés par l'anhydrite (Photo 4) et la baryte. Ils sont observés dans quelques échantillons avec un pourcentage qui ne dépasse pas 8%



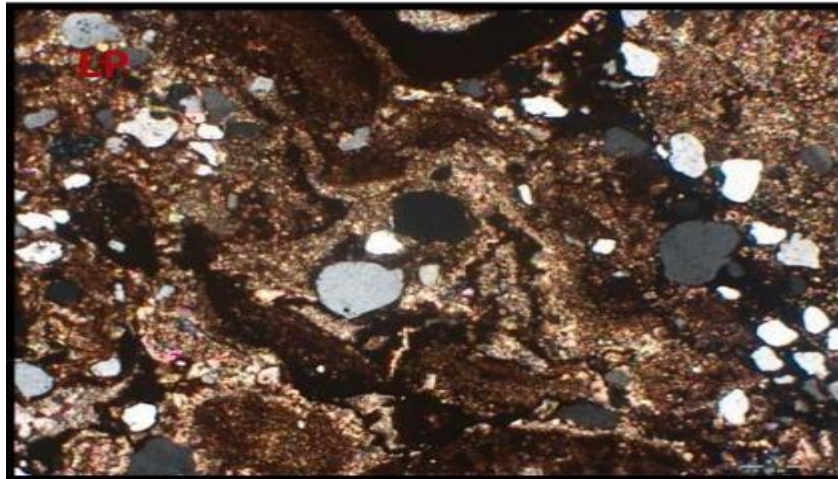
RAMA-1 / Cote : 3995.69m



RAMA-1 / Cote : 3991.04m

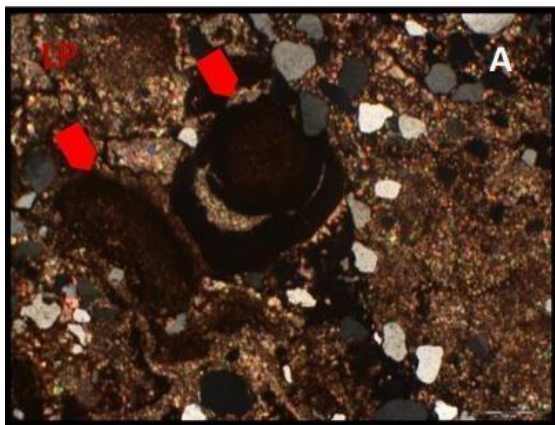
Ph. 3 : Photo montrant la chlorite**Ph. 4:** Illustration du développement du ciment Anhydritique.

- ❖ Les carbonates : ils sont presque omniprésents dans tous les échantillons analysés avec un pourcentage qui peut atteindre 90% Ces carbonates sont représentés par la dolomite disposée sous forme de grandes plages à cristaux losangique (photo 5). Un autre type de carbonate a été observé et identifié par sa richesse en oxydes de fer, il s'agit de la sidérite (photo 6 A et B)

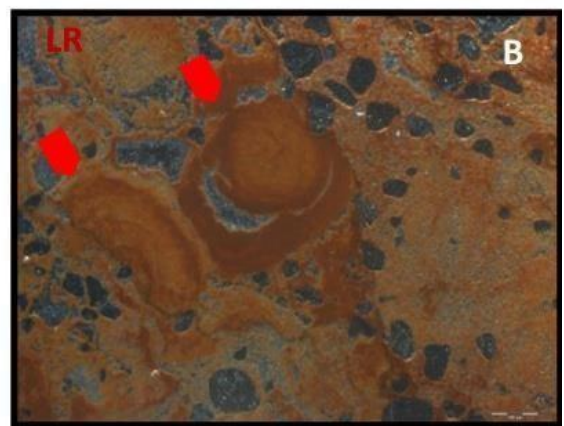
**RAMA-1 / Cote : 3999.68m**

Ph. 5: photo montrant une matrice carbonatée (dolomite) et quelques grains de quartz

- ❖ Les oxydes de fer : ils sont présents mais en faible quantité sauf dans quelques enclaves où leur taux peut atteindre 8%. Ils sont généralement associés à la sidérite (photo 6 A et B).



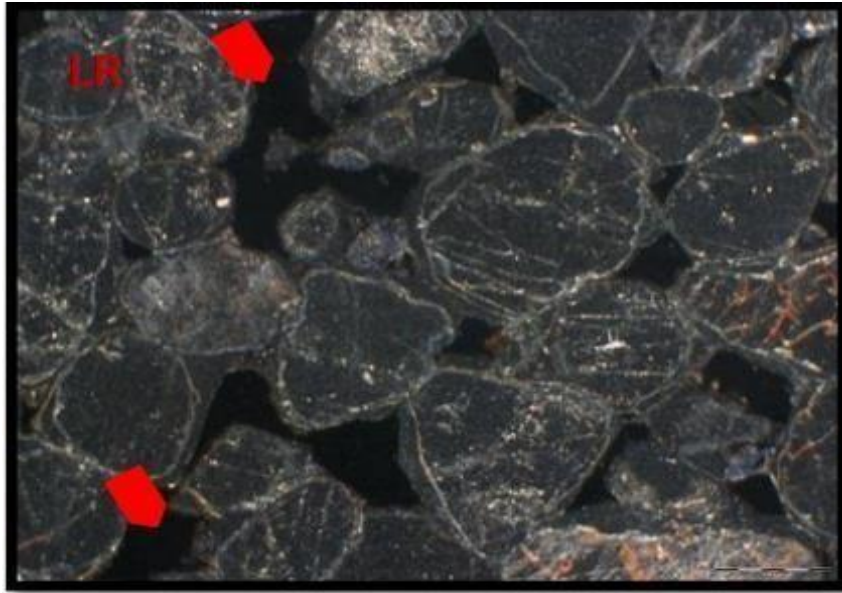
RAMA-1 / Cote : 3999.68m



RAMA-1 / Cote : 3999.68m

Ph. 6 : Photo montrant la sidérite associée aux oxydes de fer.

La matière organique : représentée par le bitume dont le pourcentage peut atteindre dans certains échantillons 8%. Ce bitume occupe la porosité primaire intergranulaires et de dissolution (photo 7).



RAMA-1 / Cote : 3995.69m

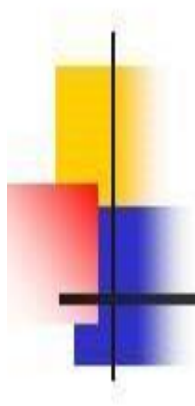
Ph. 7 : Photo montrant le bitume.

CONCLUSION

L'étude géologique et sédimentologique nous a permis de déduire les évènements qui ont marqué le champ de Rahlet El Aouda.

Le champ de Rahlet-el- Aouda (RAA) revient au gisement situé au 600 km Sud-est de l'Alger et 120 km Nord-Est du champ Hassi Messaoud et on point du vue structural de la subsurface on distingue une structure Horst et Graben délimité par des accidents majeurs d'une direction NE-SW qui joue un rôle important dans le piégeage des hydrocarbures (piège structural) et le puits RAA implante sur la structure la plus haut mais les quantités d'huile restant à découvrir dans la région nord et ouest du dôme de Hassi Messaoud (RAA) principalement dans le réservoir triasique.

Le champ est constitué des séries paléozoïques marines (Ordovicien) non complètes, généralement érodées à la phase Taconique, et aussi au cours de la phase Hercynienne surtout dans le Nord de la région, Après la phase tectonique hercynienne le socle faisant disparaître, et donnant une vaste pénéplaine. Les formations méso-cénozoïques qui la recouvrent débutent par des sédiments d'âge Triasique fluviatiles.



CHAPITRE III

Méthodes d'étude



III. METHODE VOLUMETRIQUE :

III.1 Introduction

L'estimation des réserves par la méthode volumétrique est basée sur l'interprétation des données géologiques et pétrophysiques.

La porosité moyenne est calculée comme suit :

$$\phi_{moy} = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i}$$

De la même façon, la saturation moyenne est calculée dans chaque puits en prenant la moyenne pondérée à travers les intervalles.

La valeur de la colonne d'hydrocarbure équivalente est calculée comme suit :

$$EHC = H_u \cdot \phi_{moy} \cdot (1 - S_{w_{moy}})$$

Où

Ht : Hauteur moyenne totale de la couche.

Hu: Hauteur utile moyenne de la couche.

$$H_u = H_t - H_{argile} - H_{eau}$$

ϕ_{moy} : Porosité moyenne (fraction).

S_{w_{moy}} : Saturation moyenne (fraction).

V_r : volume de roche (m³).

$$V_r = A \cdot H_t$$

$$\text{Donc : } N = V_r \cdot (H_u/H_t) \cdot \phi_{moy} \cdot (1 - S_w) / \text{Boi}$$

Dont le **Boi** est le facteur volumétrique de fond initial (FVF).

Définition :

Sous pression, c'est-à-dire dans les conditions de gisement, les hydrocarbures

contiennent des éléments plus légers (C1, C2, C3, C4, H2S, CO2, ...) qui commencent à se dégazer lorsqu'en abaissant la pression on atteint la pression de saturation ou pression de bulle. C'est-à-dire qu'un brut peut abandonner une grande partie des éléments volatils, d'une part dans le réservoir lui-même au cours de sa vie, d'autre part en cours de production, entre le gisement et le stockage. La conséquence de ce phénomène est la suivante (pour une huile monophasique dans le gisement, y compris lors de la production) : pour récupérer 1 m³ d'huile au stockage, il faut extraire du gisement un volume supérieur d'hydrocarbures, appelé facteur volumétrique de fond (formation volume factor ou FVF). en même temps que ce mètre cube d'huile de stockage, un certain nombre volume de gaz a été soit récupéré, soit brûlé. Ce volume mesuré dans les conditions standard (15 °C, 76 cm de mercure) s'appelle solubilité du gaz dans l'huile, RS, ou GOR (Gas Oil Ratio) de dissolution. On peut schématiser ceci de la manière suivante :

- Pression de gisement
- Température gisement

En pratique, les FVF s'écrivent Bo pour l'huile (et Bg pour les gaz). Les Bo et les RS varient beaucoup suivant les types d'huiles : légère, moyenne et lourde.

En général : **1,05 < Bo < 2**

Soit par exemple pour le gaz :

En pratique on indique les quantités en place N (huile) en 10⁶ m³ et G (gaz) en 10⁹ m³ ces quantités étant exprimées en conditions standards (on exprime également N en 10⁶ tonnes). On ramène ces quantités en conditions « surface » de façon à pouvoir leur comparer aisément les productions cumulées d'hydrocarbures.

III.2 Méthode Monte Carlo

III.2.1 Introduction

L'estimation des réserves d'hydrocarbures est une tâche cruciale dans l'industrie pétrolière et gazière. Elle permet d'évaluer la quantité de pétrole ou de gaz récupérable dans un gisement, ce qui est essentiel pour la planification de la production, l'évaluation économique et la prise de décision stratégique. Cependant, en raison de l'incertitude inhérente aux caractéristiques géologiques et aux paramètres d'ingénierie du réservoir, il est souvent difficile d'obtenir une estimation précise des réserves.

La méthode de Monte Carlo est une approche puissante et largement utilisée pour estimer les réserves en prenant en compte l'incertitude associée. Elle permet de générer des résultats probabilistes en utilisant des échantillons aléatoires basés sur des distributions de probabilité spécifiées pour les variables d'entrée du modèle de réservoir.

III.2.2 Fondements de la méthode :

Se basent sur les principes suivants :

a- Échantillonnage aléatoire : La méthode de Monte Carlo utilise des échantillons aléatoires pour simuler un grand nombre de scénarios possibles. Ces échantillons sont générés en suivant des distributions de probabilité appropriées pour les variables d'entrée du problème.

b- Loi des grands nombres : La méthode de Monte Carlo tire parti de la loi des grands nombres, qui stipule que la moyenne d'un grand nombre d'échantillons aléatoires converge vers l'espérance de la variable sous-jacente. En utilisant un grand nombre d'échantillons, la méthode de Monte Carlo peut estimer des valeurs probabilistes précises.

c- Caractérisation probabiliste : La méthode de Monte Carlo permet de caractériser de manière probabiliste les variables de sortie d'un problème. En générant un grand nombre d'échantillons aléatoires, la méthode de Monte Carlo peut fournir des estimations statistiques telles que la moyenne, l'écart-type, les quantiles, et les intervalles de confiance.

d- Simplicité d'implémentation : La méthode de Monte Carlo est relativement simple à mettre en œuvre. Elle ne nécessite pas de formules mathématiques complexes, mais plutôt une génération d'échantillons aléatoires et des calculs sur ces échantillons.

e- Adaptabilité : La méthode de Monte Carlo peut être utilisée dans une grande variété de domaines et pour différents types de problèmes. Elle est applicable à des problèmes déterministes ou stochastiques, à condition que les variables d'entrée soient modélisées comme des distributions de probabilité.

III.2.3 collecte des

données A) données

géologiques

Les données géologiques sont une composante essentielle de la méthode de Monte Carlo pour l'estimation des réserves. Elles fournissent des informations sur la structure du

réservoir, la lithologie, la porosité, la perméabilité et d'autres caractéristiques géologiques qui influencent la distribution des hydrocarbures dans le réservoir.

B) données pétro physiques

Lors de l'estimation des réserves par la méthode de Monte Carlo, les données pétro physiques sont des éléments essentiels. Ces données fournissent des informations sur les propriétés des formations géologiques qui sont cruciales pour l'estimation des réserves. Voici quelques exemples de données pétrophysiques utilisées dans la méthode de Monte Carlo :

1. Porosité (Phi) : La porosité est une mesure de l'espace vide dans une formation géologique qui peut être rempli de fluides. Elle indique le potentiel de stockage des hydrocarbures dans le réservoir.

2. Saturation en eau (Sw) : La saturation en eau représente la proportion de l'espace poreux remplie d'eau dans la formation. Elle est essentielle pour déterminer la quantité d'hydrocarbures récupérables.

3. Épaisseur nette (Ht) : L'épaisseur nette est la partie de la formation géologique qui est considérée comme favorable à la présence d'hydrocarbures exploitables. Elle joue un rôle clé dans le calcul du volume du réservoir et donc des réserves.

4. Perméabilité (K) : La perméabilité mesure la capacité d'un réservoir à permettre le déplacement des fluides. Elle est importante pour évaluer le potentiel de production des hydrocarbures.

III.2.3 Simulation de Monte Carlo

La simulation de Monte Carlo est une méthode statistique qui utilise des échantillons aléatoires pour estimer des quantités inconnues ou incertaines. Elle est utilisée dans de nombreux domaines, y compris l'industrie pétrolière et gazière, pour prendre en compte l'incertitude et la variabilité dans les estimations. La simulation de Monte Carlo repose sur les principes suivants :

a- Définition des variables d'entrée : Identifiez les variables d'entrée qui affectent les résultats de la simulation. Ce peuvent être des paramètres géologiques, des propriétés du réservoir, des conditions de production, etc.

b- Définition des distributions de probabilité : Pour chaque variable d'entrée,

spécifiez une distribution de probabilité qui représente l'incertitude associée à cette variable. Les distributions peuvent être basées sur des données historiques, des connaissances d'experts ou d'autres sources d'information.

c- Génération d'échantillons aléatoires : À partir des distributions de probabilité définies, générez un grand nombre d'échantillons aléatoires pour chaque variable d'entrée. Ces échantillons sont extraits de manière aléatoire selon les distributions spécifiées.

d- Exécution des simulations : Pour chaque combinaison d'échantillons attribués aux variables d'entrée, exécutez la simulation du système ou du processus que vous souhaitez étudier. Cela peut inclure des modèles de réservoir, des simulations de production, des calculs de rentabilité, etc.

e- Collecte des résultats : À la fin de chaque simulation, collectez les résultats d'intérêt. Cela peut être des estimations de réserves, des prévisions de production, des indicateurs économiques, etc.

f- Analyse des résultats : Une fois toutes les simulations terminées, analysez les résultats pour obtenir des statistiques récapitulatives, des distributions de probabilité, des intervalles de confiance. Cela permet de quantifier l'incertitude et de prendre des décisions éclairées basées sur les résultats de la simulation.

III.3 Méthode Petrel

III.3.1 Introduction

A. Contexte de l'estimation des réserves en industrie pétrolière et gazière

L'estimation des réserves en industrie pétrolière et gazière revêt une importance capitale pour les entreprises du secteur. Les réserves représentent les quantités d'hydrocarbures récupérables d'un gisement et sont essentielles pour évaluer la viabilité économique d'un projet. Dans ce contexte, la méthode Petrel est largement utilisée comme outil de modélisation géologique et de simulation de réservoirs. Elle permet aux professionnels de l'industrie d'intégrer et d'analyser les données géologiques, les données de puits et les données sismiques afin de construire des modèles précis du réservoir. Ces modèles sont ensuite utilisés pour estimer les réserves récupérables, optimiser les stratégies de production et prendre des décisions éclairées. La méthode Petrel offre ainsi une approche avancée et fiable pour l'estimation des réserves en industrie pétrolière et gazière.

B. Objectif du chapitre : présentation de la méthode de simulation Petrel

L'estimation des réserves en industrie pétrolière et gazière revêt une importance capitale pour les entreprises du secteur. Les réserves représentent les quantités d'hydrocarbures récupérables d'un gisement et sont essentielles pour évaluer la viabilité économique d'un projet. Dans ce contexte, la méthode Petrel est largement utilisée comme outil de modélisation géologique et de simulation de réservoirs. Elle permet aux professionnels de l'industrie d'intégrer et d'analyser les données géologiques, les données de puits et les données sismiques afin de construire des modèles précis du réservoir. Ces modèles sont ensuite utilisés pour estimer les réserves récupérables, optimiser les stratégies de production et prendre des décisions éclairées. La méthode Petrel offre ainsi une approche avancée et fiable pour l'estimation des réserves en industrie pétrolière et gazière.

III.3.2 de la méthode de simulation Petrel Présentation

Vue d'ensemble de Petrel en tant qu'outil de modélisation géologique et de simulation de réservoirs.

Petrel est un outil de modélisation géologique et de simulation de réservoirs largement utilisé dans l'industrie pétrolière et gazière. Il permet aux professionnels de créer des modèles géologiques détaillés en intégrant des données sismiques, de puits et géologiques. Grâce à ses fonctionnalités avancées, Petrel permet également de simuler le comportement des réservoirs, d'analyser la performance du système de production et d'optimiser les stratégies de développement. Son interface conviviale facilite l'analyse et la visualisation des données, tandis que sa compatibilité avec d'autres logiciels de l'industrie facilite le partage d'informations et la collaboration. En résumé, Petrel est un outil essentiel pour les professionnels de l'industrie pétrolière et gazière, offrant des fonctionnalités avancées pour la modélisation géologique et la simulation de réservoirs.

Avantages de l'utilisation de Petrel pour l'estimation des réserves.

L'utilisation de Petrel pour l'estimation des réserves présente plusieurs avantages importants. Tout d'abord, Petrel permet une intégration complète des données géologiques, pétro physiques et de puits, ce qui permet de construire des modèles réservoirs plus complets et précis. Deuxièmement, grâce à ses fonctionnalités avancées de modélisation géologique, Petrel permet une représentation détaillée des structures et des propriétés du réservoir. Troisièmement, Petrel offre des outils de simulation sophistiqués qui permettent d'effectuer

des analyses dynamiques du réservoir, aidant ainsi à optimiser les stratégies de production. Quatrièmement, Petrel facilite l'intégration des incertitudes liées aux données et aux paramètres du réservoir, ce qui permet d'obtenir des estimations de réserves plus robustes. Enfin, Petrel est une plateforme largement utilisée et bien soutenue par la communauté pétrolière et gazière, offrant ainsi une base solide pour l'estimation des réserves.

III.3.3 Collecte des données pour la simulation Petrel

A. Sources de données géologiques, d'ingénierie et de production nécessaires

Les sources de données nécessaires à l'estimation des réserves en utilisant la méthode Petrel comprennent les données des puits (profondeur, débit, pression) ainsi que les données sismiques, les logs de forage et les échantillons de carottes pour caractériser la géologie et les propriétés du réservoir.

1) Données des puits

Les données des puits nécessaires à la méthode Petrel peuvent inclure des informations telles que la profondeur des puits, les logs de forage (diagraphies), les données de production (débit, pression), les données de pression des fluides, les données de composition chimique des fluides, les données de tests de puits, les données de saturation, les données de température, les données de résistivité électrique, les données de porosité, les données de perméabilité, etc. Ces données sont essentielles pour caractériser le réservoir, comprendre ses propriétés et son comportement, et effectuer des simulations de réservoir avec Petrel.

2) Données de réservoir

Les données de réservoir (porosité, perméabilité, saturation) sont des informations essentielles utilisées dans la méthode Petrel pour la modélisation du réservoir. Ces données sont utilisées pour déterminer le niveau de saturation des hydrocarbures dans le réservoir, ainsi que la capacité du réservoir à permettre l'écoulement des liquides et des gaz.

3) Données de production historiques

Les données de production historiques sont un ensemble d'informations liées à la production passée dans un champ pétrolier ou gazier. Elles comprennent les taux de production antérieurs des hydrocarbures, les débits, les pressions et également le volume de production au fil du temps. Ces données sont utilisées dans la méthode Petrel pour évaluer les performances du champ, analyser les besoins futurs en matière de production et de

développement.

III.3.4 Modélisation géologique avec Petrel

A. Création d'un modèle géologique 3D du réservoir

La création du modèle géologique 3D du réservoir dans Petrel implique la collecte de données géologiques, l'interprétation de ces données pour déterminer les caractéristiques du réservoir, la construction d'un modèle 3D en utilisant des grilles régulières ou irrégulières, le calibrage du modèle en utilisant des données d'ingénierie et de production, et enfin la validation du modèle par rapport à des données indépendantes. Cette étape est cruciale car elle permet de représenter de manière précise la géométrie et les propriétés du réservoir, ce qui influence directement les estimations des réserves. Un modèle géologique 3D fiable est essentiel pour une estimation précise et fiable des réserves utilisant la méthode Petrel.

B. Utilisation des données sismiques, des logs de forage et des données de puits

L'utilisation des données sismiques, des logs de forage et des données de puits est essentielle dans la méthode Petrel pour la création du modèle géologique 3D et l'estimation des réserves. Les données sismiques fournissent des informations sur la structure géologique du réservoir, tandis que les logs de forage offrent des détails sur les propriétés des formations traversées. Les données de puits, telles que les tests de production et les analyses des fluides, renseignent sur la composition et le comportement des fluides dans le réservoir. En combinant ces différentes sources de données, on obtient une vision complète du réservoir, permettant ainsi de modéliser avec précision ses caractéristiques géologiques, ses propriétés et d'estimer les réserves récupérables.

C. Modélisation des faciès, de la porosité et de la perméabilité

La modélisation des faciès, de la porosité et de la perméabilité est une étape clé dans la méthode Petrel pour estimer les réserves. Elle implique la caractérisation des différentes unités géologiques du réservoir en termes de faciès, qui sont des types de roches ou de dépôts distincts. Ensuite, la porosité, qui mesure la quantité d'espace poreux dans les roches, et la perméabilité, qui indique la capacité des fluides à circuler à travers les roches, sont attribuées à chaque faciès.


Cette modélisation est réalisée en utilisant des techniques d'interprétation des données de forage, des logs et des données sismiques pour déterminer les variations spatiales de faciès,

de porosité et de perméabilité. Des méthodes statistiques et géostatistiques sont souvent utilisées pour extrapoler et interpoler les données afin de créer un modèle 3D représentatif du réservoir.



CHAPITRE IV

Estimation et calcul



IV.1- GENERALITES :

La connaissance du volume des hydrocarbures en place dans un gisement est fondamentale, toute exploitation d'un champ est en fonction directe des quantités d'huiles et ou de gaz contenues dans la roche réservoir.

La méthode volumétrique : basée sur les caractéristiques pétro physiques moyennes dans le réservoir (elle vise la totalité d'huile dans le champ).

IV.2- ESTIMATION DES RÉSERVES :

L'évaluation fiable du volume des hydrocarbures en place demeure un facteur essentiel dans le développement et la production d'un réservoir. L'évaluation des réserves initiales est faite par la méthode volumétrique qui peut être comparée et raffinée par les calculs du bilan matière basés sur l'historique de la production

IV.2.1-METHODE VOLUMETRIQUE :

L'estimation des réserves par la méthode volumétrique est basée sur l'interprétation des données géologiques et pétrophysiques, Les valeurs de la porosité sont lues rapidement à travers les intervalles de découpage lithologique. La porosité moyenne est calculée comme suit :

$$\phi_{moy} = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i h_i}{\sum_{i=1}^n h_i}$$

De la même façon, la saturation moyenne est calculée dans chaque puits en prenant la moyenne pondérée à travers les intervalles.

La valeur de la colonne d'hydrocarbure équivalente est calculée comme suit :

$$\mathbf{EHC = Hu \cdot \phi_{moy} \cdot (1 - Sw_{moy})}$$

Où

Ht : Hauteur moyenne totale de la couche.

Hu: Hauteur utile moyenne de la couche.

$$H_u = H_t - \text{Hargile} - \text{Heau}$$

ϕ_{moy} : Porosité moyenne (fraction).

$S_{w\text{moy}}$: Saturation moyenne (fraction).

V_r : volume de roche (m³).

$$V_r = A * H_t$$

$$\text{Donc : } N = V_r * (H_u/H_t) * \phi * (1 - S_w) / \text{Boi}$$

Pour déterminer les paramètres moyens, on prend un échantillon représentatif de 11 puits dont leur répartition est attribuée dans l'ensemble de la surface du réservoir.

Tableau 1: Les paramètres pétrophysiques des puits du champ RAA

Puits	PHI%	Sw %	Boi	Hauteur total	Hauteur util	NTG
RAA3	0.13	0.49	1.50	38.00	0.31	0.01
ERAMA1	0.11	0.18	1.50	58.00	8.80	0.15
RAA8	0.11	0.63	1.50	55.00	5.00	0.09
ERAMA2	0.10	0.12	1.50	56.00	12.34	0.22
RAA1	0.10	0.18	1.50	52.00	3.00	0.06
RAA2	0.10	0.20	1.50	8.00	5.00	0.63
SRAMA1	0.10	0.20	1.50	78.00	10.00	0.13
RAA9	0.09	0.38	1.50	50.00	0.46	0.01
RAMA1	0.07	0.50	1.50	52.00	5.00	0.10
RAA7	0.07	0.39	1.50	54.00	5.94	0.11
RAA5	0.07	0.40	1.50	43.00	0.61	0.01

D'après ces résultats, on va construire les cartes des distributions des paramètres dans le bloc

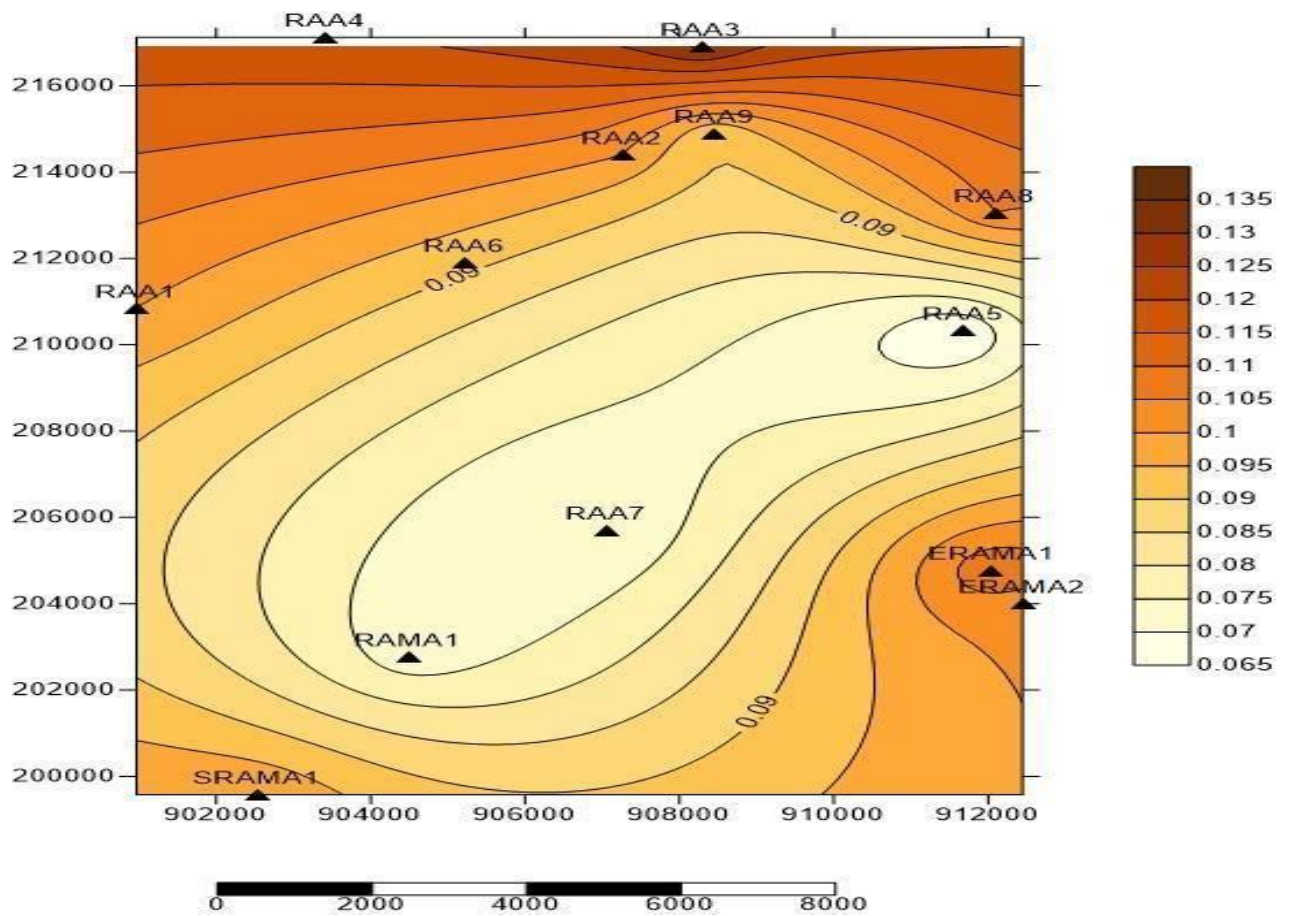


Figure 15: carte d'iso-porosité dans la région d'étude RAA.

La figure.15 représente une carte d'iso-porosité dont laquelle on observe que les valeurs le plus significatifs se localisent dans la partie Nord-Est (RAA8) et Sud-Est (ERAMA 1) de la carte de notre région d'étude avec des valeur de 13%, cependant, dans la partie centrale uniquement dans les puits de Nord-Est vers le Sud –Ouest (RAA5, RAA7 et RAMA1) les valeurs de porosité devient très faible de 6%.

Pour la figure 16 qui représente la distribution de la saturation en eau, dans la partie Nord (RAA3) de l'ordre de 40% et au Nord-Est, Sud-Ouest (RAA8, RAMA1) avec 60% de saturation en eau, et le moins significatif se localise dans la partie Nord-Ouest, Sud-Est de l'ordre de 10 a 20 %.

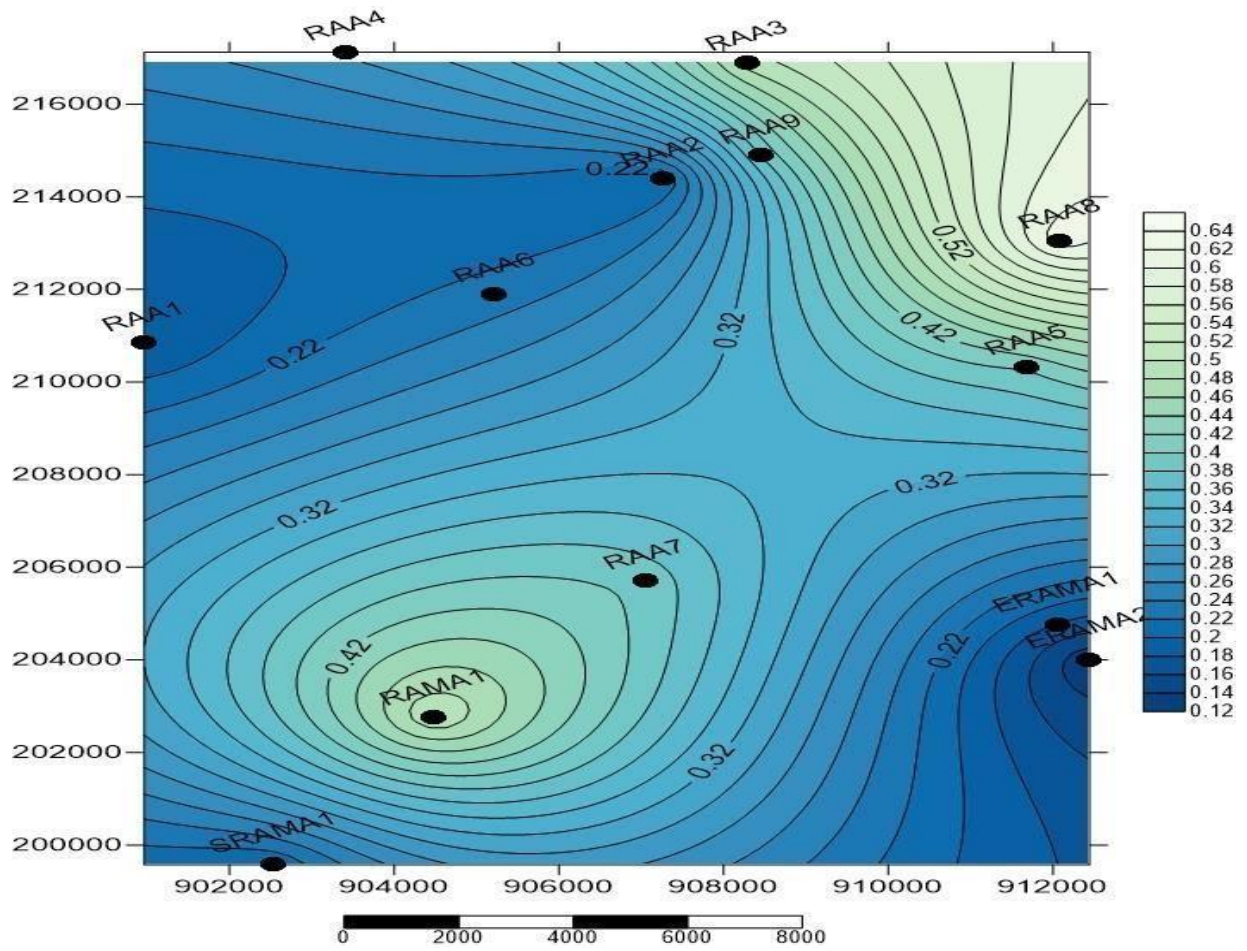


Figure16: carte distribution latérale des saturations

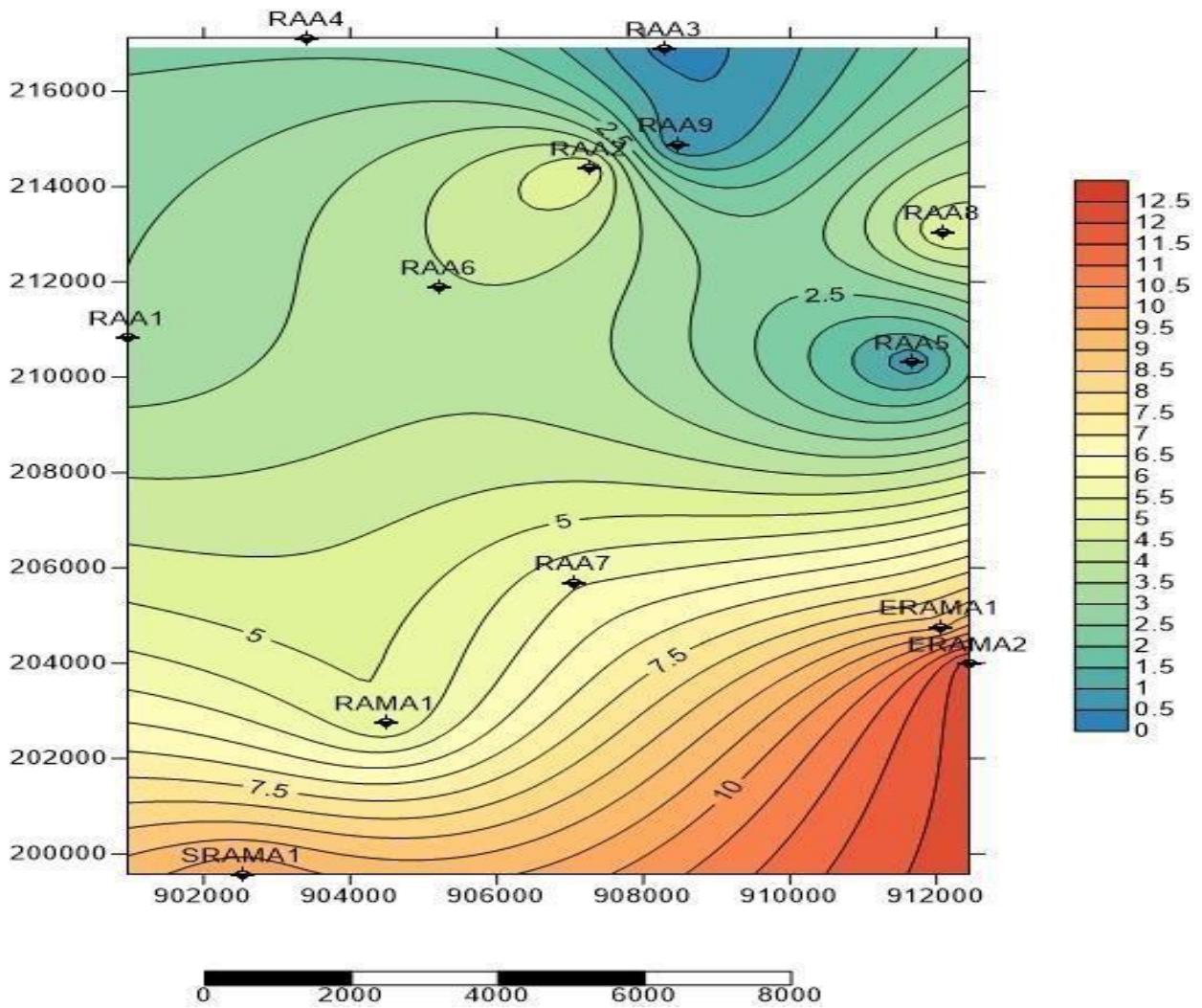


Figure17: carte distribution latérale des hauteurs totale

Les figures 17.18 représente les hauteur total et la hauteur utile dans le réservoir étudié dont laquelle on peut retirer que les hauteur totale et utile se localise dans la partie Sud-Est de la région d'étude uniquement dans les puits (ERAMA2, SRAMA1) avec un hauteur de 10 à 12 m avec un productivité Ntg (0.22 à 0.13) successivement.

Dans le puits RAA2 au Nord de la carte dans la figure 19 représente une valeur très grande de Ntg de 0.63 dans une hauteur moins important que les puits (ERAMA2, SRAMA1).

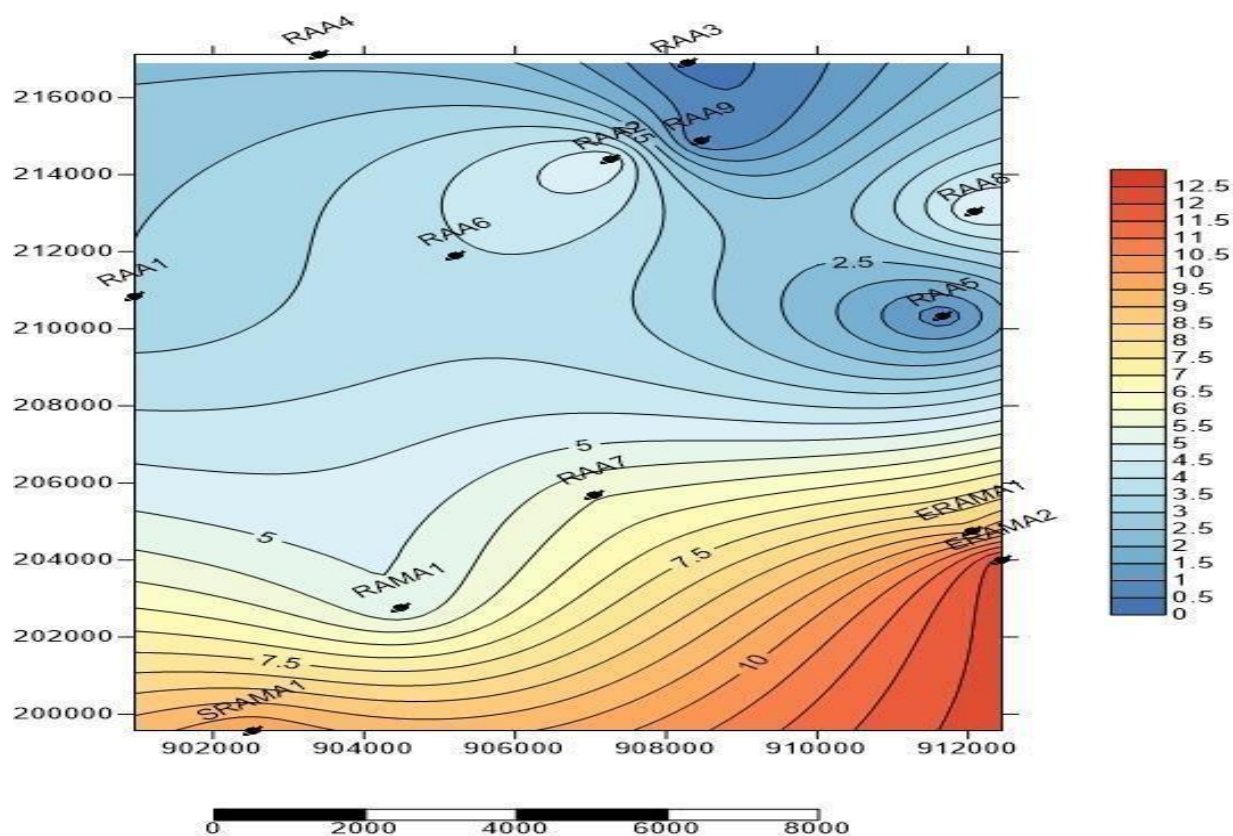


Figure 18 : carte distribution latérale des hauteurs utiles

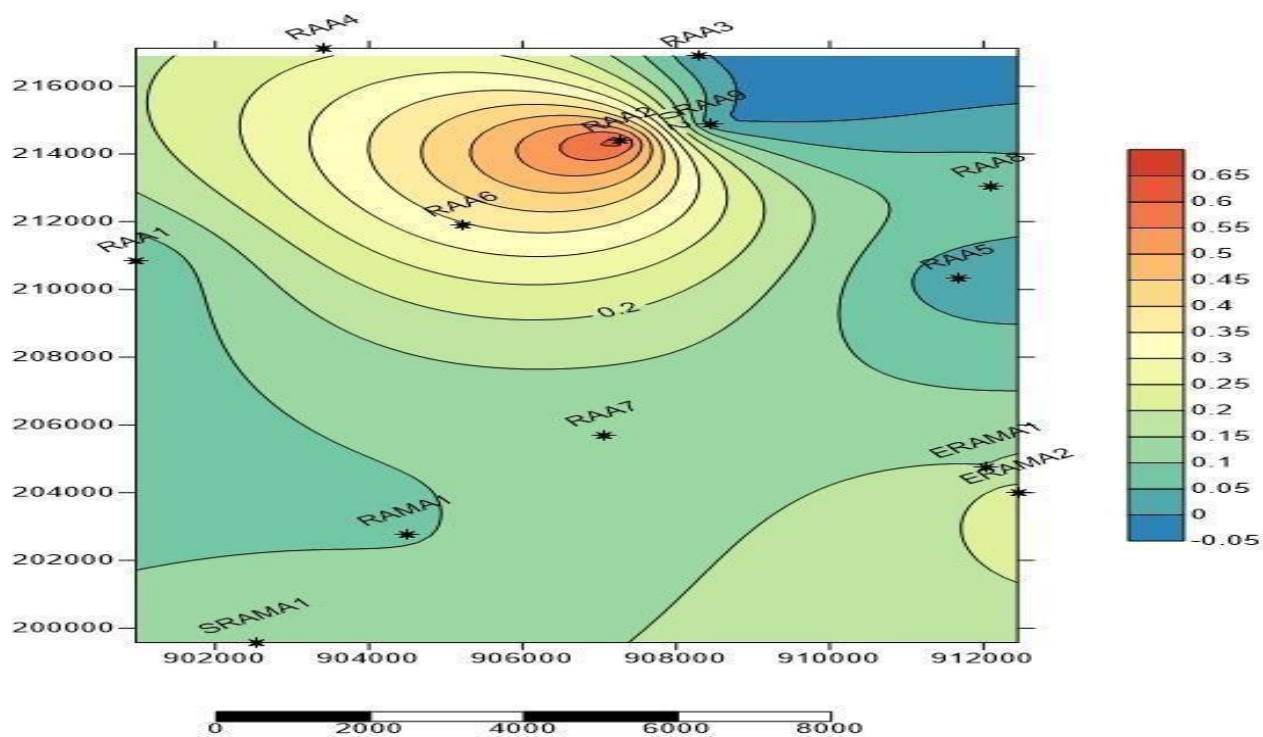


Figure 19 : carte distribution latérale des Ntg



Ces cartes ont été dessinées avec un logiciel surfer

Tableau 02. Valeurs moyennes des paramètres pétrophysiques

Des valeurs Moyennes					
A	H	NTG	PHI	Sw	Boi
(m2)	(m)	%	%	%	m3/sm3
2.27E+08	49.29	0.18	0.11	0.29	1.50

D'après les résultats résumés dans le tableau ci-dessus, nous trouvons :

$$\varnothing_{\text{moy}} = 11\%$$

$$Sw_{\text{moy}} = 29\%$$

$$\text{Donc : } EHC = 49.29 \text{ m}$$

$$V_r = 111.88 + 8EM \text{ m}^3$$

$$\text{Donc : } N = 1.04E+08 \text{ m}^3$$

$$OOIP \text{ (sm}^3\text{)} = 1.04E+08 \text{ m}^3$$

En utilisant cette méthode , les résultats obtenus sont suivants :

$$N = 1.04E+08 \text{ m}^3$$

Dont le taux de récupération = à 27.25%

$$OOIP \text{ (sm}^3\text{)} = 0.28E+08 \text{ m}^3$$

IV.3 SOFTWARE UTILISE

IV.3.1 (IPM- MBAL)



MBAL est un outil de modélisation des réservoirs, il a été désigné pour mettre à comprendre mieux le comportement des réservoirs et faire des prévisions ; ceci est fait à l'aide des différentes approches.

- Matériel balance
- Réservoir allocation
- Monte Carlo
- Décline curve analysis

Dans notre étude, nous sommes intéressés à l'approche « **Monte Carlo** »

IV.3.1 Estimation des réserves en places :

Les paramètres nécessaires aux calculs en basant sur la Méthode de Monte CARLO ont été choisis comme suit :

Nature et propriétés du réservoir : type de fluide existé, les paramètres pétro physiques du réservoir ainsi la superficie totale du champ étudié.

IV.3.1.1 Monte Carlo:

Création d'un nouveau fichier contenant le nom du puits ; ces coordonnées ; le type et la nature des hydrocarbures du réservoir ainsi les différentes propriétés (pétro physiques ,pression et température du gisement)

System Options

Done Cancel Help

Tool Options

Reservoir Fluid Oil

User Information

Company

Field

Location

Platform

Analyst

User Comments Date Stamp (Ctrl+Enter for new line)

Figure20 : System options identification du réservoir, Nom de puits localisation et type de fluide

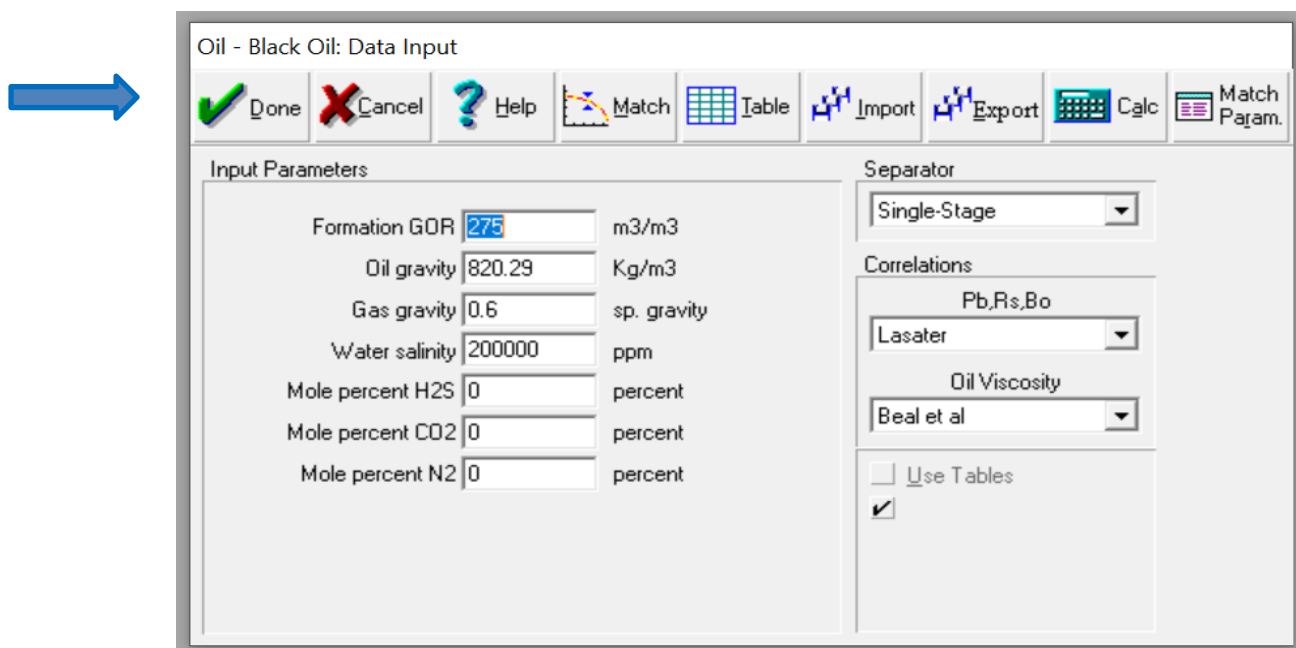


Figure21 : Collecte les différentes données du gisement, gravité et salinité.

PVT: (Oil Black oil data Input)

Tableau 03: Le tableau représente les paramètres pétro physique et bulk volume

	Bulk volume	PHI%	Sw %	Boi	Hauteur total	Hauteur util	NTG
Mode		0.10	0.18	1.50	52.00	5.00	0.01
Min	7.00+8 ^E	0.07	0.12	1.50	8.00	0.31	0.01
Max	1.50+9 ^E	0.13	0.63	1.50	78.00	12.34	0.63

$$\text{Bulk volume} = A * Ht * \phi$$

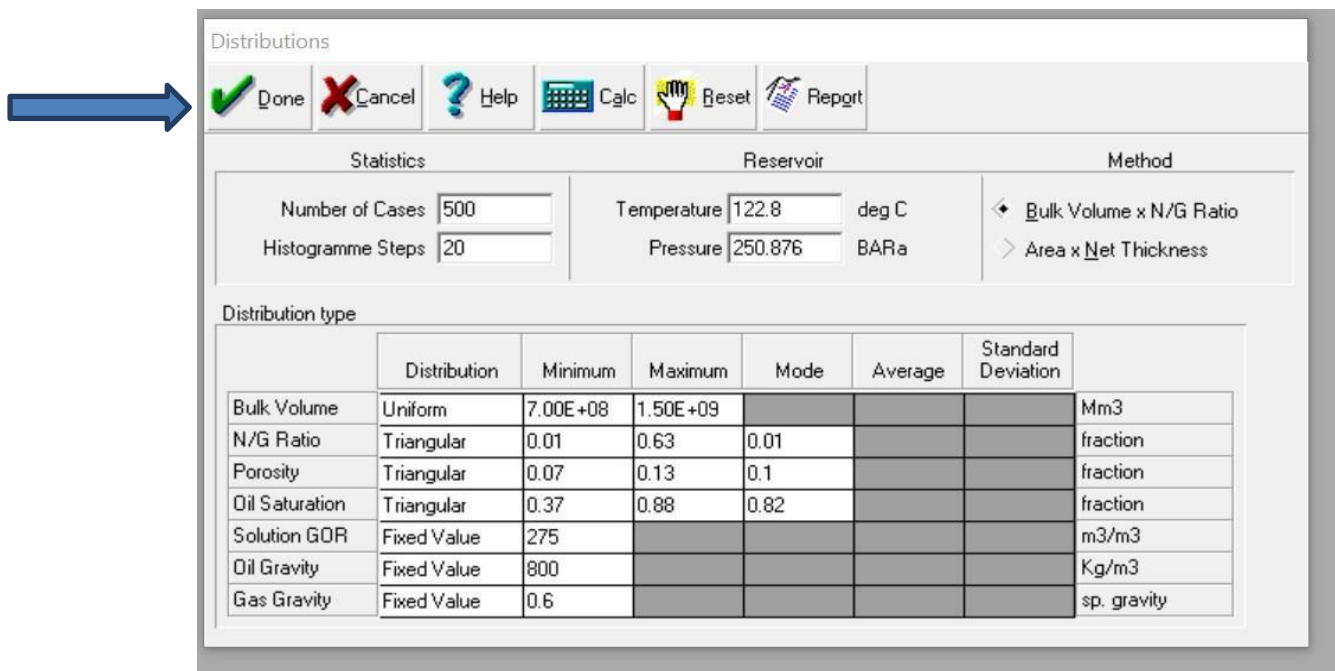


Figure22 : Saisir les données distributions

Saisir les données : (pétro physiques , pression et température du réservoir)

Distributions

The screenshot shows the 'Calculation' software interface. At the top, there is a toolbar with buttons for Done, Cancel, Help, Calc, Plot, Result, and Report. Below the toolbar is a table with six columns: STOIP, Expectation Oil, Rel. Freq. Oil, SCGIIP, Expectation Gas, and Rel. Freq. Gas. The table contains 15 rows of data.

STOIP	Expectation Oil	Rel. Freq. Oil	SCGIIP	Expectation Gas	Rel. Freq. Gas
Mm3	fraction	fraction	Mm3	fraction	fraction
1.6108e+6	1	0.132	4.42958e+8	1	0.132
3.2216e+6	0.868	0.16	8.85915e+8	0.868	0.16
4.8324e+6	0.708	0.148	1.32887e+9	0.708	0.148
6.4432e+6	0.56	0.14	1.77183e+9	0.56	0.14
8.054e+6	0.42	0.102	2.21479e+9	0.42	0.102
9.6648e+6	0.318	0.082	2.65775e+9	0.318	0.082
1.12756e+7	0.236	0.07	3.1007e+9	0.236	0.07
1.28864e+7	0.166	0.042	3.54366e+9	0.166	0.042
1.44972e+7	0.124	0.04	3.98662e+9	0.124	0.04
1.6108e+7	0.084	0.024	4.42958e+9	0.084	0.024
1.77188e+7	0.06	0.018	4.87253e+9	0.06	0.018
1.93296e+7	0.042	0.01	5.31549e+9	0.042	0.01
2.09404e+7	0.032	0.014	5.75845e+9	0.032	0.014
2.25512e+7	0.018	0.004	6.20141e+9	0.018	0.004
2.4162e+7	0.014	0.006	6.64436e+9	0.014	0.006

Figure23 : Calcul expectation oil et expectation Gas

IV.3.1.2 Résultats de Monte Carlo:

Tableau 04: Les résultats estimatifs obtenus.

	STOIIP	SCGIIP
	(MSm3)	(MSm3)
-----	-----	-----
Mean Reward	1.40E+07	3.85E+09
Standard Deviation	8.82E+06	2.43E+09
90 Percent Probability	4.76E+06	1.31E+09
50 Percent Probability	12.0E+6	3.30E+09
10 Percent Probability	26.0E+6	7.14E+09

D'après les calculs, on a obtenu les résultats suivants :

Dont le taux de récupération = à 27.25%

Tableau 5 : Les catégories de réservation de réserves comprennent les réserves prouvées

	Reserves recuperables
90 Percent Probability	0.13E+08
50 Percent Probability	0.327E+08
10 Percent Probability	0.708E+08

Les catégories de réservation de réserves comprennent les réserves prouvées, probables et possibles, classées en fonction du degré de certitude et de la faisabilité économique des

estimations des réserves pétrolières et gazières Très probablement, nous choisirons la valeur p50 proved plus réserves probables.

Les figure 20-21 représentant les catégories de réservation d'huile et de gaze

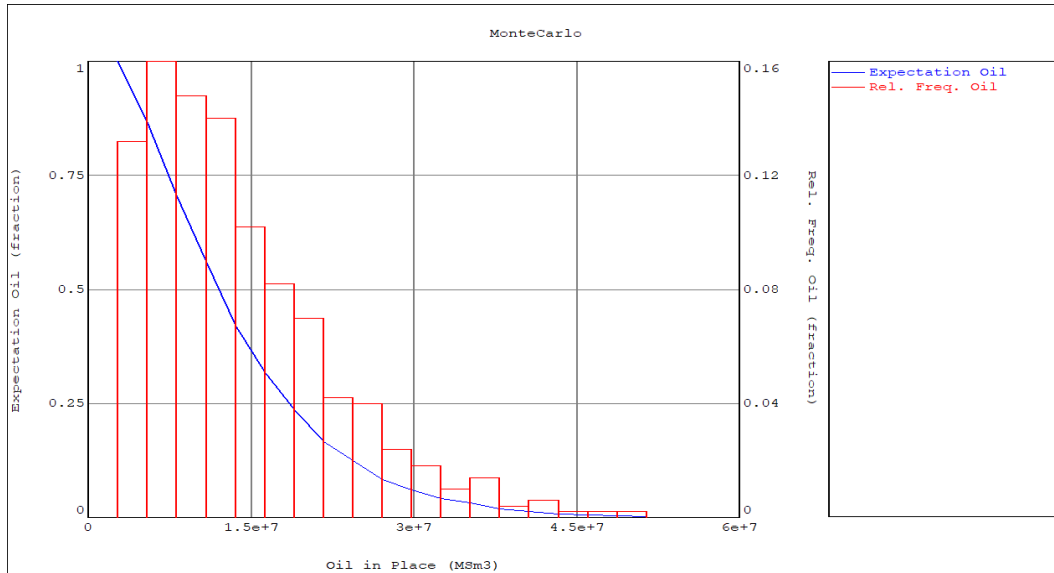


Figure 24: Histogramme de réserver les catégories de réservation d'huile

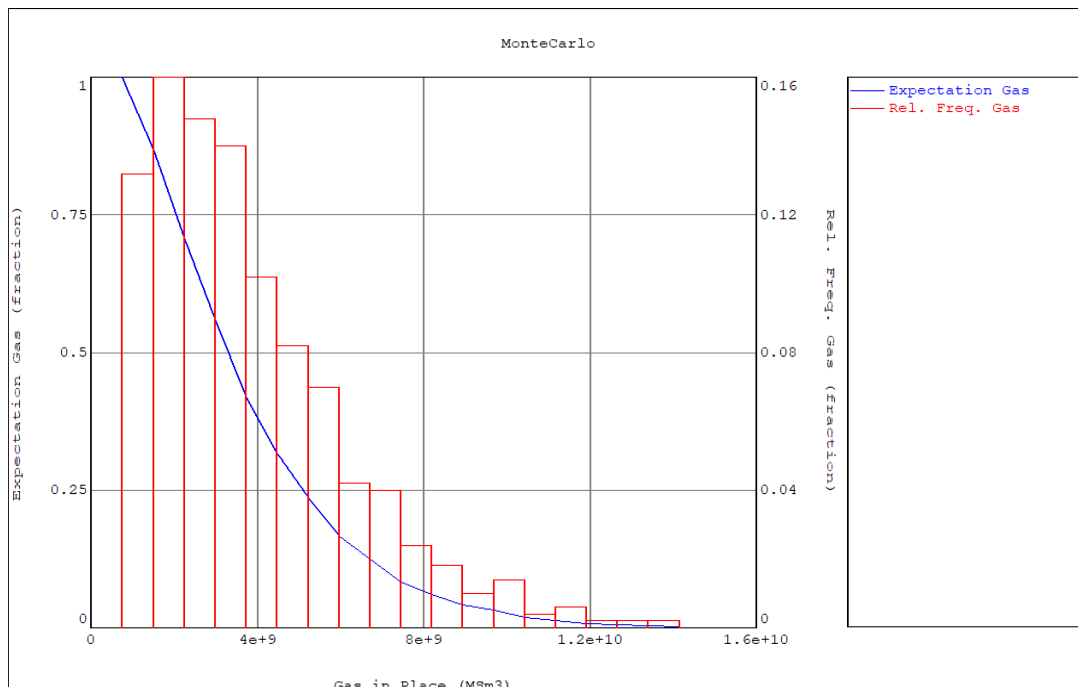
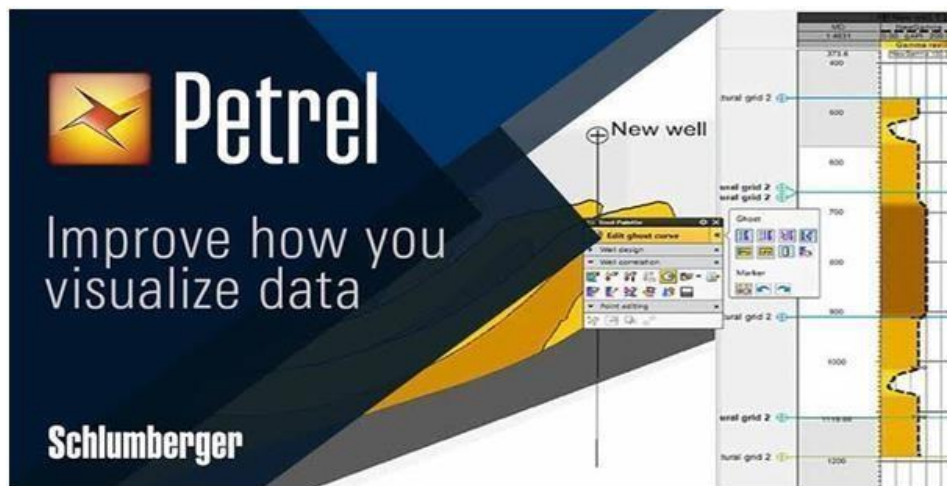


Figure 25: Histogramme de réserver les catégories de réservation de gaze.

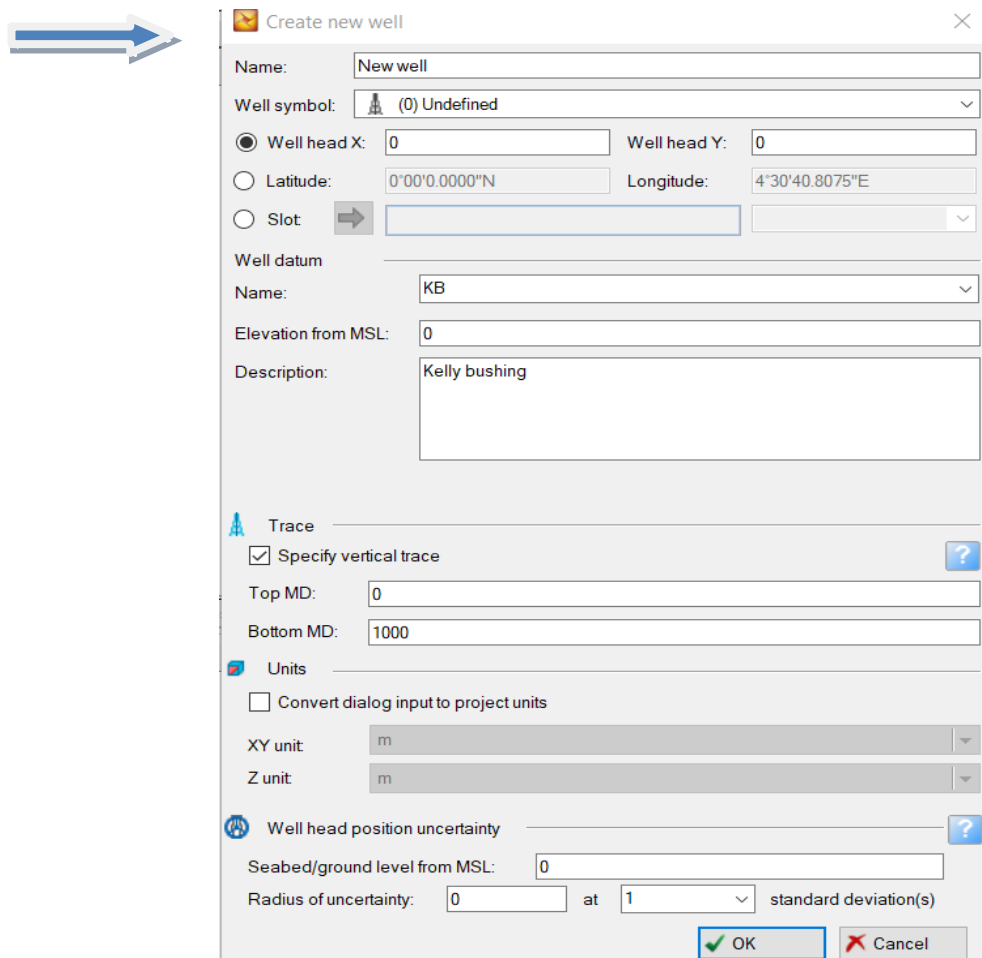
IV.3.2 Petrel

IV.3.2.1 Definition simulation :

La simulation Petrel est une méthode utilisée dans l'industrie pétrolière et gazière pour modéliser et simuler le comportement d'un réservoir. Elle permet d'analyser et de prédire les flux de fluides, la performance du réservoir et l'optimisation des opérations de production. La simulation Petrel utilise des données géologiques, d'ingénierie et de production pour construire un modèle 3D du réservoir, puis applique des techniques de simulation numérique pour étudier différents scénarios et prendre des décisions éclairées en matière de développement et d'exploitation du champ pétrolier ou gazier



IV.3.2.2 Création d'un nouveau projet



The screenshot shows a 'Create new well' dialog box with the following fields and values:

- Name: New well
- Well symbol: (0) Undefined
- Well head X: 0
- Well head Y: 0
- Latitude: 0°00'0.0000"N
- Longitude: 4°30'40.8075"E
- Slot: (indicated by a blue arrow)
- Well datum Name: KB
- Elevation from MSL: 0
- Description: Kelly bushing
- Trace: Specify vertical trace
- Top MD: 0
- Bottom MD: 1000
- Units: Convert dialog input to project units
- XY unit: m
- Z unit: m
- Well head position uncertainty: (disabled)
- Seabed/ground level from MSL: 0
- Radius of uncertainty: 0 at 1 standard deviation(s)

Buttons: OK, Cancel

Figure 26 : Saisir les informations du puits.

Saisir les informations du puits, nom du puits, Nature du gisement, les coordonnées géographique, élévation de table et la profondeur finale.

IV.3.2.3 Well logs :

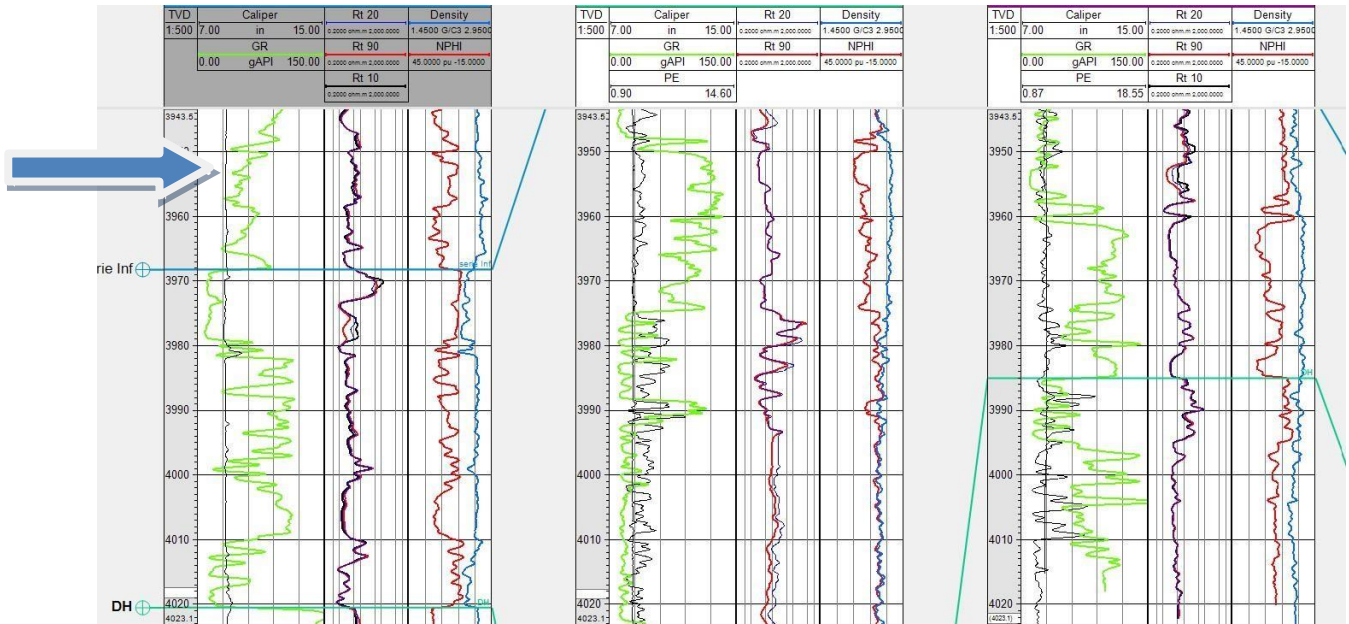


Figure 27 : Insertion les différents logs enregistrés au niveau du puits

IV.3.2.4 Well top :

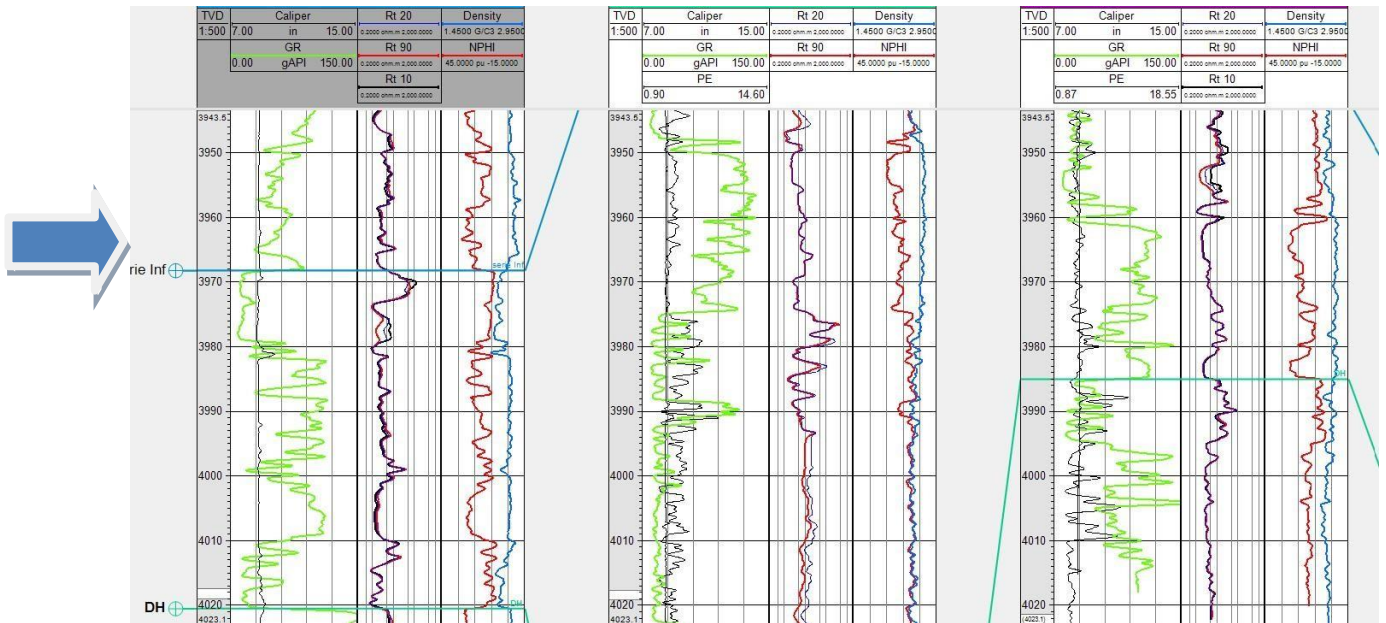


Figure28 : Chaix et détermination des cotes de la zone d'étude

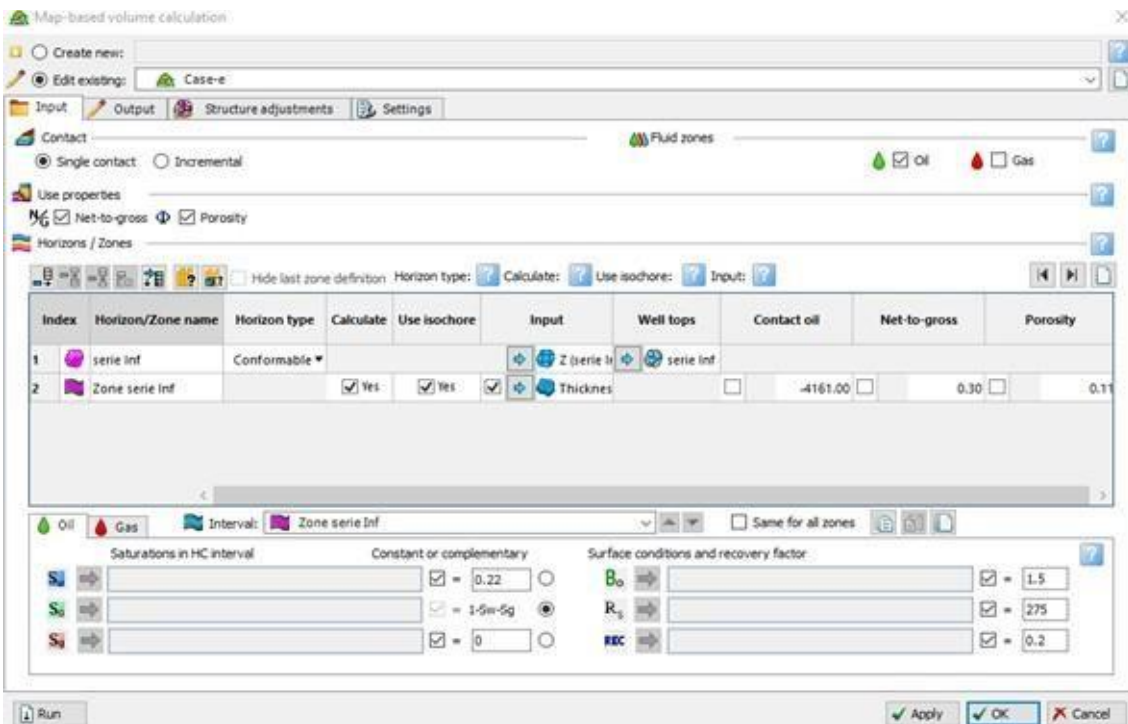


Figure29 : L'insertion des valeurs pétro physiques du gisement, l'épaisseur de la couche à étudier

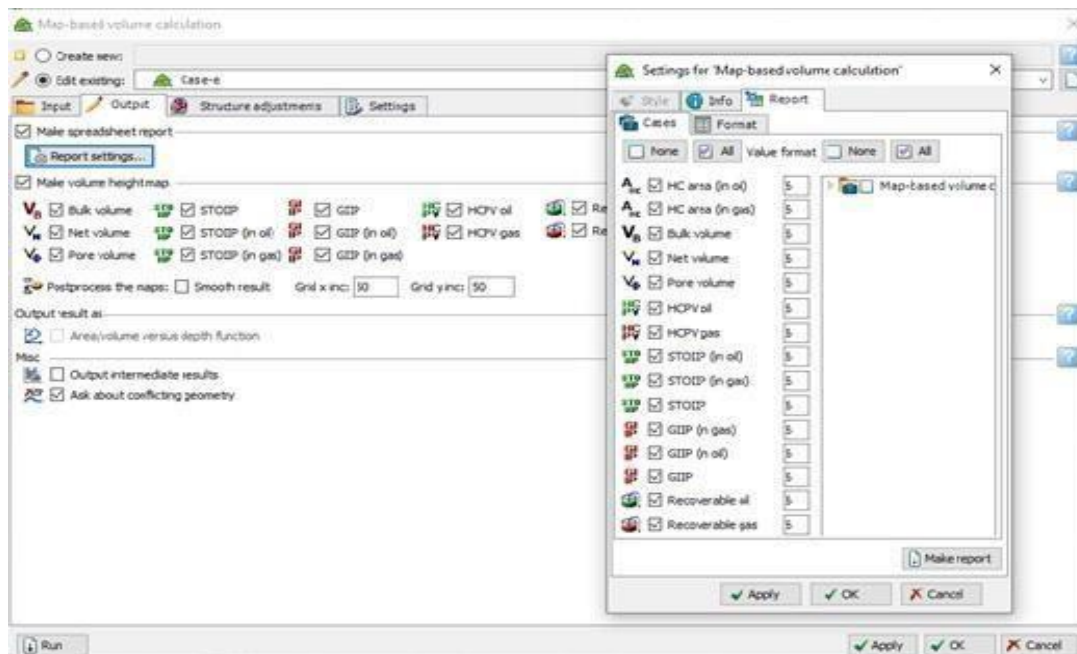


Figure30 : Choisir les paramètres intéressants à afficher

IV.3.2.5 Résultat du petrel:

Properties in Oil interval

Tableau 06: résultats total pour (sw ,so.sg.Bo,Rs) Boundaries

Zone(s)	SAT. water	SAT. oil	SAT. Gas	Bo [rm3/sm3]	REC	Rs [sm3/sm3]
Zone série Inf	0.22000	1-Sw-Sg	0.00000	1.5000	0.2000	275.0000

Type des résultat totale :

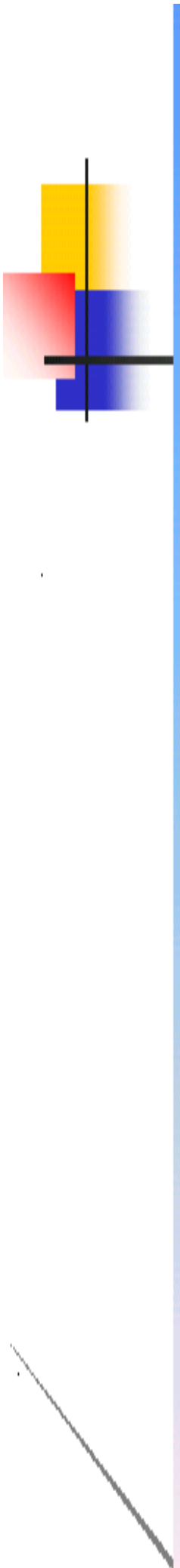
Tableau 07: Il représente le rapport final après calcul des réserves

Zones	HC Area (in oil) [*10 ⁶ m ²]	HC Area (in gas) [*10 ⁶ m ²]	Bulk volume [*10 ⁶ m ³]	Net volume [*10 ⁶ m ³]	Pore volume [*10 ⁶ m ³]	HCP V oil [*10 ⁶ m ³]	HCP V gas [*10 ⁶ m ³]	STOII P (in oil) [*10 ⁶ sm ³]	STOII P (in gas) [*10 ⁶ sm ³]	STOII P [*10 ⁶ sm ³]	GIIP (in gas) [*10 ⁶ sm ³]	GIIP (in oil) [*10 ⁶ sm ³]
Zone sl 2	318.1 2	0.00	17558	5267	6	5	0	110	0	110	0	829

Donc : $N=110E+06m^3$ OOIP (sm³)= 110E+06m³Les résultats estimatifs obtenus sont : $N=110E+06m^3$

Dont le taux de récupération = à 27.25%

OOIP (sm³)= 0.3 E+08m³



CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Dans ce modeste travail on a essayé d'exploiter les données enregistrées au niveau du champ Touggourt Est, en utilisant les méthodes de calcul les plus répandues et les logiciels de simulation notamment MBAL et Petrel, on a pu obtenir des résultats significatifs, où on trouve que l'utilisation de ces techniques et expériences s'avère être une approche efficace pour l'estimation des réserves.

D après les résultats obtenus, on peut dire que toutes les méthodes confirment le volume important des réserves en place du champ Touggourt-Est. On voit que le Petrel est l'outil le plus précis car qu'il offre des fonctionnalités avancées de simulation de réservoir, où la méthode volumétrique fournit une estimation initiale des réserves tandis que la méthode Monte Carlo peut introduire l'incertitude et de quantifier les risques associés à l'estimation des réserves.



BIBLIOGRAPHIE



Références Bibliographiques

Références Bibliographiques

- 1- Logiciel petrel version 2020. Schlumberger.
- 2- Rapport De l'implantation des puits. Document Sonatrach Division ExplorationProduction, HMD.
- 3- WEC (Well Evaluation Conférences) (2008) + Géologie de l'Algérie" Contribution de SONATRACH Division Exploration, Centre de Recherche et Développement et Division Petroleum Engineering et Développement