

**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 Professionnel**  
**Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers**  
**Filière : Géologie**  
**Spécialité : Géologie Des Hydrocarbures**

**THEME**

**Caractérisation et Modélisation pétrophysique de réservoir**  
**Ordovicien (QH1) du Champ Bir Sebaa**

**Présenté par :**

**HAOUED MOUISSA MOHAMED BELKBIR**  
**DOUIB ABDENNOUR**  
**NOUAR SALIM**

***Soutenu publiquement le 26/06/2024*** **Devant le jury :**

**Président : M. SAHRAOUI      Univ. Ouargla**  
**Promoteur : M. BANSIR FATEH    Univ. Ouargla**  
**Examineur : M.FELLAH          Univ. Ouargla**

**Année Universitaire : 2023/2024**



*Tout d'abord nous voudrions remercier **ALLAH** - le  
Tout puissant- qui nous a donné la puissance et la  
.Force nécessaire pour achever ce travail  
Un grand merci aux membres jury qui ont accepté  
.D'examiner ce travail*

*...**M. BANSIR Fateh** leurs conseils, orientations*

*Nous remercions également la Sonatrach  
département géologie*

***SURTOUT LINGENIEUR AMARA Mahdi***

*Nos remerciements vont à tous les enseignants qui  
ont*

*Contribué à notre formation universitaire*



## الإهداء

إلى والدي العزيز محمد عبد الرحمان، الذي كان دعمه وتوجيهه الدائم نوراً  
ينير دربي، وإلى والدتي الغالية بن كريمة حليلة، التي لم تدخر جهداً في سبيل  
توفير الأجواء المثالية لتحقيق هذا الإنجاز.

إلى إخوتي وأخواتي الأعماء، الذين كانت محبتهم وتشجيعهم سنداً لي في كل  
خطوة

وإلى عائلتي الكريمة التي منحتني الأمان والدعم المستمر.

إلى أصدقائي الأوفياء الذين وافقوني طيلة هاته السنين

ولا أنسى كل من كان له الفضل في وصولي إلى هذا النجاح، من أساتذة ومشرفين  
وزملاء، الذين ساهموا في تكوين تجربتي الأكاديمية والمهنية.

شكراً لكم جميعاً من أعماق قلبي.

محمد بالكبير حودميسة

## الاهداء

"أرغب في توجيه أعمق الشكر والامتنان إلى والدي العزيز (ذويب محمد الجديد) وإلى أمي الغالية (يمينة عيبوط)، فأنتم دعمي الأول ومصدر قوتي في كل لحظة من هذه الرحلة. شكراً لكم على حركم الدائم وتشجيعكم الذي لا ينتهي.

أشكر أيضاً أختي الأعداء، الذين كانوا دائماً بجانبني والكلمة الطيبة والدعم المستمر. لقد كنتم نعمة في حياتي ولا أستطيع التعبير عن شكري بما فيه الكفاية.

وإلى أصدقائي، أريد أن أعبر عن امتناني العميق لكم، فأنتم جعلتم هذه التجربة مليئة بالذكريات الجميلة. شكراً لكم على مشاركتي كل لحظة من هذا الإنجاز.

وأخيراً، لا يمكنني نسيان شكري للمشرفين والأساتذة الذين قدموا لي الدعم والتوجيه خلال هذه الرحلة الأكاديمية. لقد كان لطيفاً بفضلكم أن أكون جزءاً من هذه الرحلة التعليمية.

شكراً لكم جميعاً على دعمكم اللامحدود وحركم الدائم. أنا ممنون لكم من كل قلبي."

ذويب محمد النور



# *Dédicaces*

**Mr. NOUAR Salim**

*Je dédie ce modeste travail à :*

*Je dédie ce modeste travail à mes très chers parents qui m'ont toujours entouré de leur confiance, amour et encouragement tout le long de ma vie et dont le soutien qui toujours aidé à réussir dans la vie.*

*Mes frères et mes sœurs : « Abdelkader, Ali, Akram et ma sœur et ses enfants ».*

*A mes frères de ma vie : « Hicham, Samir, Oussama, Djamel, Firas ».*

*A mes très chers amis A mes binômes « Abd ennour douib » et « HAOUED MOUISSA MOHAMED BELKBIR » ses familles A tous ceux que J'aime et je respecte.*



## LISTE DES FIGURES

## LISTE DES EQUATION

## SYMBOLES ET ABREVIATION

### SOMMAIRE:

INTRODUCTION GENERALE .....	1
-----------------------------	---

### CHAPITRE I : PRESENTATION SUR LA ZONE DETUDE

I.1 Introduction .....	2
I.2 Cadre régional .....	3
I.2.1 Situation géographique d'oued Mya .....	3
I.3 Cadre local .....	4
I.3.1 Situation géographique de champ BRS .....	4
I.3.2 Situation géologique de BRS.....	5
I.3.3 Aspect géologique de champ du BRS .....	6
I.3.3.1 La Séquence Paléozoïque .....	7
I.3.3.2 La séquence mésozoïque .....	11
I.3.3.3 La séquence tertiaire.....	13
I.3.3.4 La séquence Quaternaire .....	14
I.4 Système pétrolier : .....	15
I.4.1 La roche mère .....	15
I.4.1.1 Maturation.....	15
I.4.1.2 Migration .....	15
I.4.2 Réservoir Hamra Quartzite.....	16
I.4.2.1 Structure.....	16
I.4.3 Roche couverture.....	17
I.4.4 Timing .....	17
I.4.5 Préservation .....	17

### CHAPITRE II: ASPECT STRUCTURALE

II-1 Introduction .....	18
II.2. Les carte en iso-bath .....	18
II.2.1 La carte iso-bath de la DH .....	18
II.2.2 La carte en iso-bath QH1 .....	19
II.3 La carte en iso-épaisseur du QH 1.....	20
II.4 La Carte Réseau des Failles .....	21
II.5 Les Carte de la distribution pression de gisement .....	22

<b>II.6 Les Coupes Géologique</b> .....	23
<b>II.6.1 La Coupe géologique NW-SE</b> .....	23
<b>II.6.2 La Coupe géologique N-S</b> .....	23
<b>II.7 Conclusion</b> .....	24
<b>CHAPITRE III: CARACTERISATION PETROHYSIQUE ET DIAGRAPHE</b>	
<b>III.1 Introduction</b> .....	25
<b>III.2 La Carte de position des puits</b> .....	25
<b>III.3 Caractérisation Péetrophysique</b> .....	26
<b>III.3.1 La porosité <math>\emptyset</math></b> .....	26
<b>III.3.1.1 Notion de porosité</b> .....	26
<b>III.3.1.2 Modélisation de la porosité en 2D de La Zone QH1</b> .....	27
<b>III.3.2 La perméabilité (K)</b> <b>III.3.2.1Notion de perméabilité (K)</b> .....	29
<b>III.3.2.2 Modélisation de la perméabilité en 2D de La Zone QH1</b> .....	30
<b>III.3.3 Saturation en eau (Sw)</b> .....	32
<b>III.3.3.1 Notion Saturation</b> .....	32
<b>III.3.3.2 Modélisation de la Saturation (Sw) en 2D de La Zone QH1</b> .....	32
<b>III.4 Aspect diagraphie</b> .....	34
<b>III.4.1 Les corrélations diagraphie entre les puits de BRS</b> .....	34
<b>III.4.1.1 Corrélations NW – SE</b> .....	34
<b>III.4.1.2 Corrélations N-S</b> .....	35
<b>III.5 Conclusion</b> .....	36
<b>CHAPITRE IV: MODELISATION DE LA ZONE DETUDE EN 3D</b>	
<b>IV.1 Introduction</b> .....	37
<b>IV.2 Définitions et Concepts</b> .....	37
<b>IV.3 Différentes Etapes De Modélisation</b> .....	37
<b>IV.3.1 Import Data</b> .....	38
<b>IV.4 Modélisation structurelle</b> .....	39
<b>IV.4.1 Modélisation des failles</b> .....	39
<b>IV.4.2 Maillage Des Piliers</b> .....	40
<b>IV.4.3 Subdivision stratigraphique</b> .....	40
<b>IV.4.4 Insertion des zones</b> .....	41
<b>IV.4.5 Insertion des sous-zones</b> .....	41
<b>IV.4.6 Modélisation Des Couches (Layering Model)</b> .....	42
<b>IV.4.7 Modélisation De La Distribution Pression De Gisement</b> .....	43
<b>IV.4.7.1 Model de Segment par rapport au système de failles</b> .....	43
<b>IV.4.7.2 Model De Segment En Différents Compartiments</b> .....	44

<b>IV.5 Modélisation Pétro Physique</b> .....	45
<b>IV.5.1 Modélisation Des Facies</b> .....	46
<b>IV.5.2 Modèle De Porosité</b> .....	47
<b>IV.5.3 Modèle De Perméabilité</b> .....	48
<b>IV.5.4 Modélisation De La Saturation En Eau (Sw)</b> .....	49
<b>IV.5.5 Modélisation Du Net-Gross</b> .....	50
<b>IV.6 Conclusion</b> .....	50
<b>CONCLUSION GENERALE</b> .....	51

## **BIBLIOGRAPHE**

## **RESUME**

## **ANNEXES**

## **LIST DES FIGURE**

### **CHAPITRE I**

Figure I.1: Situation géographique du bassin d'Oued Mya.....	3
Figure I.2: Carte de situation du champ Bir Sebaa blocks: 433a /416b.....	4
Figure I.3 : Situation géologique du bassin d'Oued Mya.....	5
Figure I.4 : Colonne tectonique-stratigraphique de Bir Seeba .....	14
Figure I.5 : le model de migration pour les Hamra Quartzites.....	16

### **CHAPITRE II**

Figure II.1: la carte en isobathes au toit de la DH.....	19
Figure II.2: la carte en isobathes au toit de la QH1.....	20
FigureII.3 : la carte en iso-épaisseur de la QH1.....	21
Figure II.4 : Réseau des Failles de la zone QH1 .....	22
FigureII.5:Segment par rapport système des failles.....	23
FigureII.6:Segment en différents compartiments.....	23
Figure II.7: La coupe géologique de direction EW-SE.....	24
Figure II.8 : La coupe géologique de direction N-S.....	25

### **CHAPITRE III**

Figure III.1: Carte de position des puits du BRS.....	26
Figure III.2: La carte Iso-porosité.....	28
Figure III.3: Histogramme distribution de porosité.....	29
Figure III.4: La carte Iso-perméabilité.....	31
Figure III.5: Histogramme distribution de perméabilité.....	32
Figure III.6: La carte moyenne de la Saturation en eau (Sw).....	33
Figure III.7: Histogramme distribution de Saturation.....	34
Figure III.8: corrélations diagrapie de directions NW-SE.....	36
Figure III.9: corrélations diagrapie de directions N-S.....	37

### **CHAPITRE IV**

Figure IV.1 : Schéma récapitulatif.....	38
Figure IV.2: Modélisation des failles.....	39
Figure IV.3: Maillage de Piliers (Pillar gridding).....	40

Figure IV.4: Subdivision stratigraphique.....	40
Figure IV.5: Insertion des zones.....	41
Figure IV.6: Insertion des sous zone.....	42
Figure IV.7: Modélisation des Couches (Layering Model).....	43
Figure IV.8: Model de Segment.....	43
Figure IV.9: Model de Segment en différents compartiments.....	44
Figure IV.10: Modélisation des facies.....	46
Figure IV.11: Modélisation de la porosité.....	47
Figure IV.12: Modélisation de la perméabilité.....	48
Figure IV.13: Modélisation de saturation en eau ( $S_w$ ) .....	49
Figure IV.14: Modélisation de Net-Gross.....	50

## **LISTE DES EQUATIONS**

Porosité totale $\emptyset_t$ (III.1).....	27
Porosité effective (III.2).....	27
Loi Darcy (III.3).....	30
Saturation $S_w$ (III.4).....	33

## **SYMBOLES ET ABREVIATIONS**

QH: HAMRA QUARTZITE

T: TRIAS

DH: DISCORDANCE HERCYNIIENNE

BRS: BIR SEBAA

N: Nord

S: Sud

E: Est

W: West

m : mètre

Km: kilo mètre

mD: mili DARCY

Ø: porosité

eff: porosité effective

K: Perméabilité

Sw: saturation water

GR: Gamma Ray

NPHI: porosité effective

RHOB: densité

DST: drill stem test

# **INTRODUCTION GENERALE**

### INTRODUCTION GENERALE

Le champ de Bir Sebaa compte 16 puits forés pour exploiter la couche Hamra Quartiez, l'exploitation minière a commencé le 12 août 2015. Jusqu'à présent, 15 puits ont été mis en service, avec une production de 18 000 à 20 000 barils de pétrole/jour. Dès la mise en exploitation de la mine le 12 août 2015.

Le réservoir de grès QH est très largement développé sur le plateau saharien dans les environnements côtiers/marins peu profonds. La composition principale de la couche Hamra est du grès quartzeux, avec quelques couches de limon/argile à certains endroits, d'une épaisseur moyenne d'environ 65 m.

Le réservoir Hamra Quartzite d'âge Ordovicien est l'objectif principal dans le champ de Bir Sebaa, ce réservoir n'est pas considéré comme objectif dans le bassin d'Oued Mya car il s'agit d'un réservoir étanche à faible porosité et perméabilité. Par conséquent, il est très nécessaire de comprendre les propriétés/caractéristiques de ce réservoir.

Le réservoir de grès QH a soulevé et érodé à certains endroits comme au nord de la mine de Bir Sebaa par la discordance hercynienne. Ce gisement pétrolier est divisé en trois zones principales QH1, QH2 et QH3.

L'objectif de notre travail est l'étude et la caractérisation pétrophysique et la modélisation de la zone **QH1** par le logiciel (Petrel 2023.03 la dernière version disponible dans le département géologie DP EP Sonatrach) des modèles tridimensionnels et bidimensionnels seront construits en exploitant toutes les données disponibles pour comprendre et clarifier le mécanisme du réservoir étudié afin de contribuer au développement de la production.

Notre travail a été élaboré selon la méthodologie suivante :

CHAPITRE I : PRESENTATION SUR LA ZONE D'ETUDE

CHAPITRE II : ASPET STRUCTURALE

CHAPITRE III : CARACTIRISATION PETROPHYSIQUE ET DIAGRAPHE

CHAPITRE IV : MODELISATIONDE LA ZONE D'ETUDE EN 3D

CONCLUSION GENERALE ET RECOMMANDATIONS.

**CHAPITRE I :**  
**PRESENTATION SUR LA**  
**ZONE D'ETUDE**

## I.1 Introduction

L'histoire du développement tectonique dans la zone du plateau saharien a commencé très tôt, à commencer par le bouclier devenu stable il y a 1 800 millions d'années et le bouclier plus jeune du Hoggar Touareg formé au cours de la période panafricaine il y a 500 millions d'années. L'histoire tectonique du plateau saharien a traversé de nombreuses étapes différentes, depuis l'extension jusqu'à la compression, depuis l'étape orogénique panafricaine jusqu'à l'étape alpine.

Le bassin d'Oued Mya est délimité par le soulèvement Tidjerane-Mzab à l'ouest et le soulèvement Hassi Messaoud au nord-est. Le bassin sédimentaire d'Oued Mya et le soulèvement de Hassi Messaoud sont recouverts d'épaisses strates sédimentaires allant. Sur la zone de soulèvement de Hassi Messaoud, le champ pétrolier géant a été découvert dont le principal réservoir est la couche de grès.

Le champ de Bir Seeba appartient aux blocs contractuels PSC 433a et 416b situés dans la région de Touggourt bassine d'Oued Mya en Algérie, dans le désert du Sahara à environ 100 km au nord-est du champ pétrolier de Hassi Messaoud. Les lots 433a & 416b avec la participation de PetroVietnam Exploration and Production Corporation - PVEP (40%), Sonatrach (25%) et PTTEP (35%) ont démarré la phase de développement de l'exploitation en 2008.

## I.2 Cadre régional

### I.2.1 Situation géographique d'oued Mya

Oued Mya est un bassin de la plate-forme saharienne, à la partie occidentale de la province Triasique, les limites géographiques sont:

- les parallèles  $31^{\circ}15'$  -  $33^{\circ}00'$
- les méridiens  $6^{\circ}15'$  -  $3^{\circ}30'$

Il comprend les blocs : 438 – 425 – 422 – 437 – 436 – 420 – 419 – 418 417 et 416, (figure I.1). [9]

La région d'Oued Mya a la configuration d'une dépression allongée d'orientation Nord-est Sud-ouest acquise au cours du paléozoïque, limitée:

- Au Nord par la zone haute de Djemââ – Touggourt.
- Au Nord- ouest, le môle de Talemzane – Hassi- R'Mel.

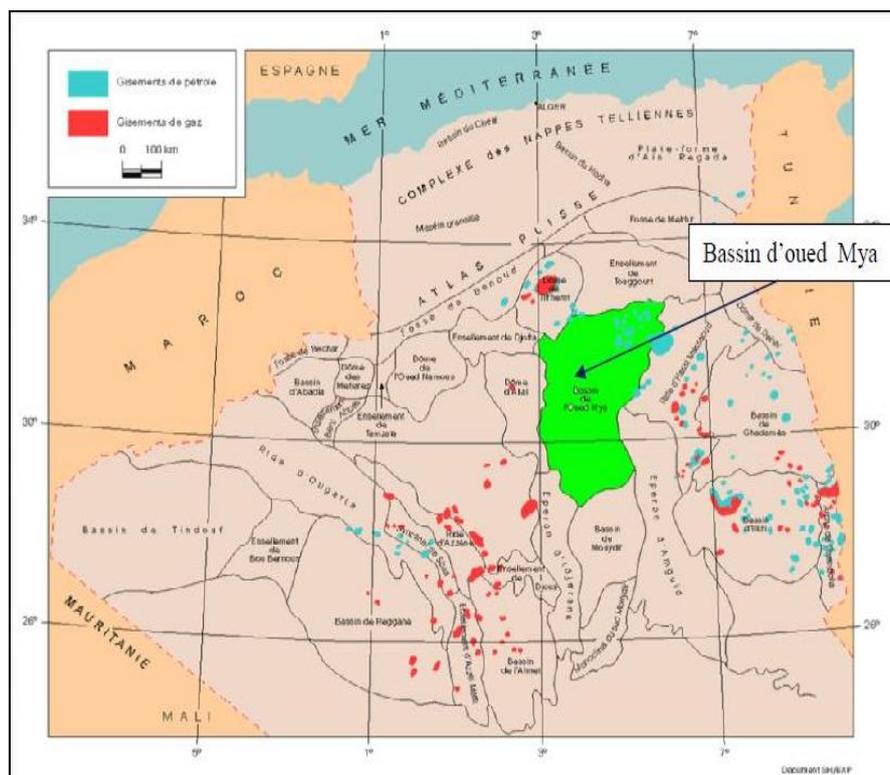


Figure I.1: Situation géographique du bassin d'Oued Mya. [2]

### I.3 Cadre local

#### I.3.1 Situation géographique de champ BRS

Le champ pétrolifère de Bir Sebaa se localise dans les blocs 433a et 416b, à une distance d'environ 550 km au sud-est d'Alger et à 130 km de Hassi Messaoud. Son étendue initiale était de 6,472 km<sup>2</sup>, mais après la première restitution, elle est réduite à 4,530 km<sup>2</sup>. Les activités d'exploration et d'évaluation ont été entreprises depuis 2003, aboutissant à la découverte de la structure de Bir Sebaa (BRS), qui représente la.

Actuellement, le programme d'exploration et d'évaluation et entreprend désormais la première phase de développement, La production pétrolière dans le champ de BRS a débuté en juin 2015, (figure I.1).

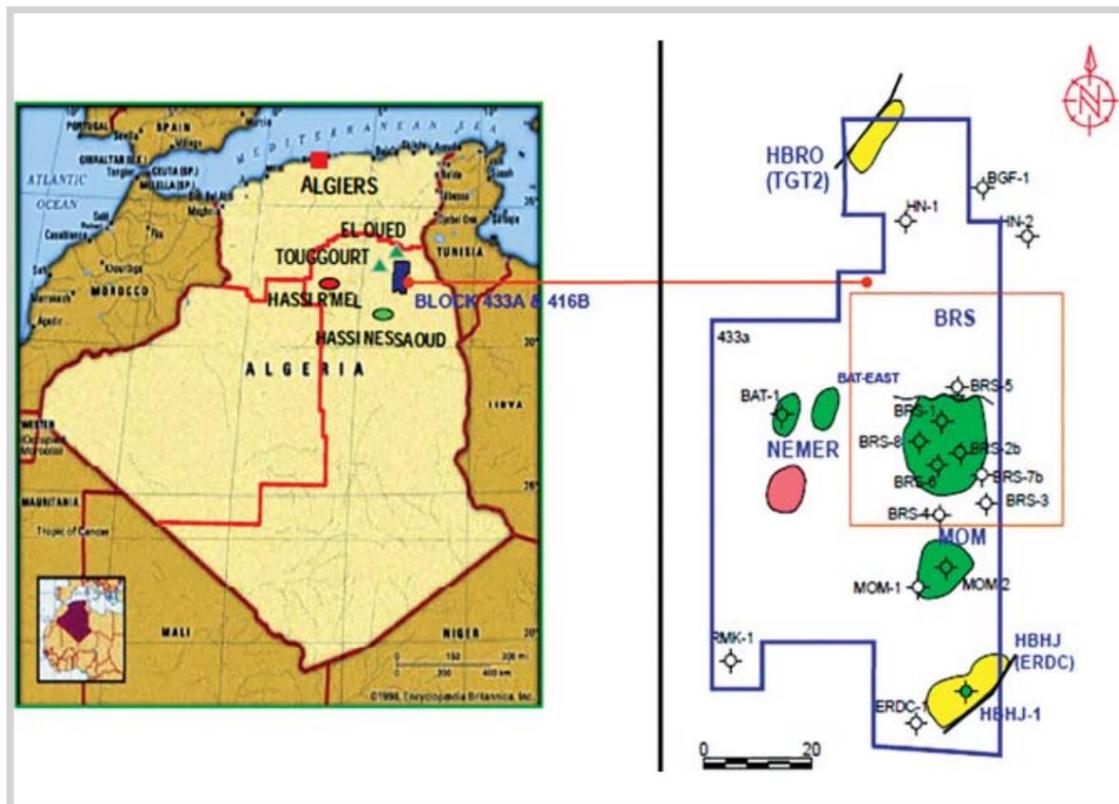


Figure I.2: Carte de situation du champ Bir Sebaa blocks: 433a /416b. [1]

### I.3.2 Situation géologique de BRS

Le champ de Bir Sebaa est situé au nord de la zone de soulèvement de Hassi Messaoud séparant les bassins d'Oued Mya et le bassin de Berkine.

Le bassin d'Oued Mya, à l'ouest du soulèvement de Hassi Messaoud, est rempli de sédiments paléozoïques et mésozoïques d'une épaisseur d'environ 5 000 m. Le bassin d'Oued Mya est contrôlé par un système de failles verticales d'orientation nord – sud et nord-est – sud-ouest.

Le bassin de Berkine à l'est du soulèvement de Hassi Messaoud est également rempli de sédiments comme le bassin d'Oued Mya d'une épaisseur d'environ 6 000 m.

Le Bassin de Berkine est contrôlé par des systèmes de failles orientés nord – sud, nord-

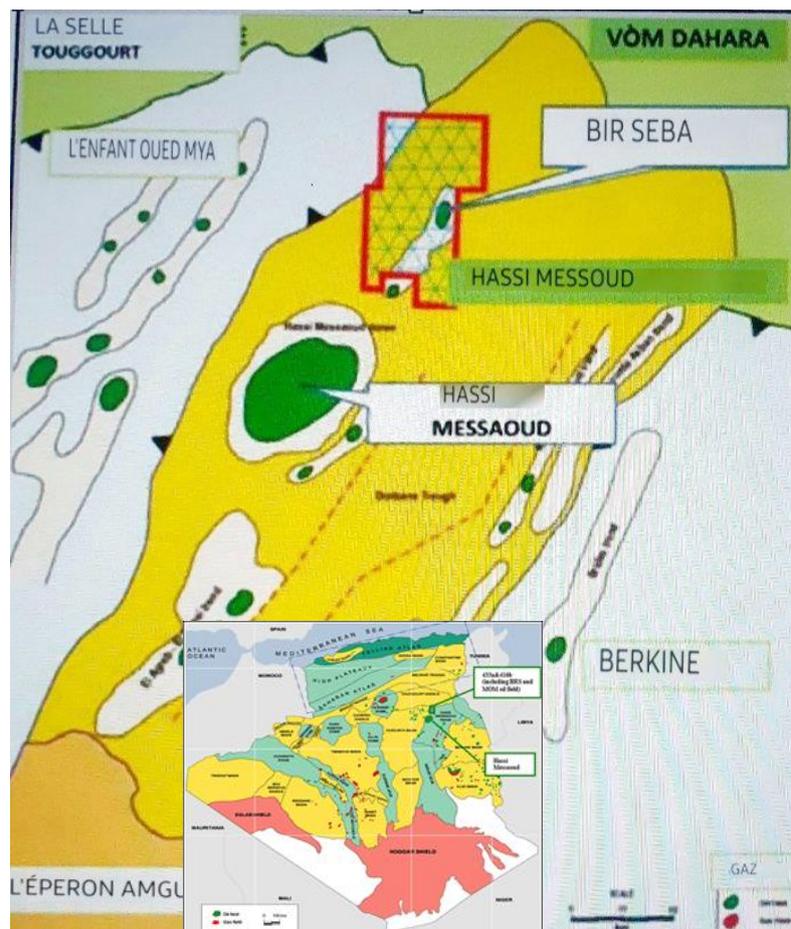


Figure I.3 : Situation géologique du bassin d'Oued Mya. [1]

### I.3.3 Aspect géologique de champ du BRS

Durant la subsidence Cambro-Silurienne, une série de roches clastiques du Cambrien a été déposée dans un environnement fluvial à côtier, caractérisé par des conglomérats et des grès comme principales lithologies. Ces formations ont été généralement recouvertes par des argiles marines épaisses d'El Gassi, succédées par des dépôts clastiques d'Atchane alors que la subsidence diminuait. Par la suite, les grès quartzitiques de l'Ordovicien ont été déposés dans un environnement transgressif progressif, principalement constitués de quartz avec des proportions mineures d'argiles. Les dépôts des clastiques Ouargla M'Kratta ont suivi, recouvrant les formations précédentes avant d'être à leur tour surmontés par des argiles du Silurien, déposées dans un milieu marin réducteur, ce qui en fait d'excellentes roches mères.

La période Dévonienne n'est pas bien documentée dans cette région en raison de l'érosion consécutive de la discordance hercynienne. La compression hercynienne qui a suivi a provoqué un soulèvement et une structuration majeure au Carbonifère tardif, suivis par une érosion importante à l'échelle de la discordance hercynienne, supprimant les sections du Dévonien ainsi qu'une partie des sections du Silurien dans la région. Cette érosion a persisté jusqu'au début du Trias.

Le prochain cycle de dépôt, du début du Trias jusqu'au Crétacé supérieur, a été caractérisé par des événements orogéniques mineurs, principalement aggradation de subsidence. Le Trias a débuté avec le dépôt de séquences gréseuses dans un environnement fluvial-lacustre, suivi par une phase d'aggradation principalement constituée de dépôts d'évaporites alternant avec des carbonates, des couches minces de clastiques fluvio-deltaïques et des volcanites. Cette section a été influencée par des conditions marines, avec des sédiments régressifs initiaux du Crétacé supérieur.

Une légère compression survenant à la fin du Crétacé a légèrement affecté les structures préexistantes, avec une réactivation mineure de certains défauts antérieurs pour répondre aux contraintes tectoniques. Cette phase a été suivie d'une brève période de transgression qui a déposé des calcaires et des roches clastiques lacustres.

Un épisode de compression finale s'est produit à la fin de l'Éocène, ayant peu d'impact sur la région. Le dépôt a repris dans un environnement lacustre à continental, principalement caractérisé par des clastiques avec des carbonates mineurs, recouverts par des dunes de sable désertiques. [4]

### **I.3.3.1 La Séquence Paléozoïque**

#### **I.3.3.1.a Cambrien**

La formation cambrienne repose sur le socle cristallin intra-cambrien et est délimitée au sommet par un marqueur sismique régional. Dans le bloc 416b, cette formation a été sondée par plusieurs puits, révélant une épaisseur maximale de 298 mètres. Cette section se subdivise en unités R3, R2, Ri et Ra. [11]

L'unité R3 est principalement composée de quartzites gris, caractérisés par des grains grossiers visibles et une abondance de microconglomérats, avec une cimentation cryptocristalline d'illite. Cette unité est interprétée comme ayant été déposée dans un environnement continental.

L'unité R2 est constituée de grès et de quartzites. Les grès présentent principalement une granulométrie moyenne, avec des lits à grains grossiers interstratifiés avec des argilites minces, de couleur noire à verte. Les quartzites sont composés de grains, avec un bon tri et une abondance de ciment siliceux secondaire. Cette unité est également interprétée comme ayant été déposée dans un environnement continental. [10]

L'unité Ri est caractérisée par des grès siliceux très fins à fins, à grains fins. La présence de terriers de *Diplocraterion* dans les carottes suggère un environnement de bord de plage.

Enfin, l'unité Ra se compose de grès siliceux très fins à moyens, à grains fins, intercalés avec des argilites minces. Cette unité est interprétée comme ayant été déposée dans un environnement côtier avec une influence marine périodique.

### **I.3.3.1.b Ordovicien inférieur**

#### **- Formation El Gassi**

La formation d'El Gassi est délimitée à sa base par le marqueur sismique régional du Cambrien et à son sommet par le marqueur sismique régional d'El Gassi. Elle est traversée par les puits RMK-1, BRS-1 et BRS-2b. Cette section n'a pas subi d'érosion au niveau de BRS-1 et possède une épaisseur totale de 118 mètres.

Cette formation est principalement constituée d'argilites massives inter stratifiées avec des sables. Son dépôt est interprété comme ayant eu lieu dans un environnement marin profond. La formation d'El Gassi constitue une excellente barrière étanche pour les réservoirs du Cambrien et est considérée comme une roche mère peu productive en hydrocarbures.

#### **- Formation Atchane**

La formation Atchane est délimitée à sa base par le marqueur sismique régional d'El Gassi. Elle est traversée par les puits BRS-1, BRS-2b et RMK-1, avec des épaisseurs variant de 25 à 42 mètres. Cette formation comprend des argilites, des silts stones et des grès qui se sont déposés dans un environnement de plage basse.

#### **- Formation Hamra quartzite**

La formation de Hamra quartzite a été pénétrée par les puits BRS-1, BRS-2b, BRS-3, BRS-4, HN-2, RMK-1 et MOM-1. Seuls les puits MOM-1 et RMK-1 ont traversé une section non érodée, avec une épaisseur brute variant entre 88 et 95 mètres. Cette formation se compose principalement de grès massifs et de grès quartzites, avec parfois des couches minces de Clay stones, évoluant vers des grès argileux.

Les grès sont généralement de couleur moyenne à foncée, parfois noirs, parfois jaune clair à brun, principalement de texture très fine à moyenne, parfois grossière, bien arrondie et modérément triée. Les quartzites vont du blanc cassé au gris clair et au brun crème, et sont caractérisés par leur fragilité, leur dureté, leur fracturation et la présence de surcroissances siliceuses de quartz.

Les grains varient de très fins à grossiers, de sub-angulaires à arrondis, moyennement triés, parfois surmoïques dans certaines régions, localement micacés (biotite) avec des traces de chlorite verte/glaucosite.

La formation de Hamra quartzite est interprétée comme ayant été déposée dans des environnements infra-tidaux, allant du bas au haut. Elle est facilement identifiable grâce à sa lithologie uniforme et à sa répartition régionale étendue. Cette formation constitue le principal réservoir dans la zone de Touggourt, avec une porosité comprise entre 6 et 10%.

#### - **Formation Hamra quartzite Zone QH1**

La Formation de Hamra a été divisée en trois parties en fonction des caractéristiques du réservoir, qui sont interprétées sur la base des caractéristiques du journal et de l'étude de base :

Les enregistrements de rayons gamma à travers la zone-1 de quartzite de Hamra sont généralement en blocs. Les sédiments sont à grains moyens à fins, moyennement bien triés, à terriers verticaux communs et légèrement stylolisés avec des ondulations de courant. Le Haut Hamra (QH1) a peut-être été déposé sous un plateau continental ; conditions énergétiques

La diagenèse à Hamra s'est produite beaucoup plus fortement par rapport au grès du Trias et c'est le principal facteur affectant la qualité du réservoir du grès de Hamra. Sur la base des données SEM des BRS-6bis, BRS-7bis et BRS-23, la prolifération du quartz et le sel sont les principales raisons de la diminution de la porosité et de la perméabilité du quartzite de Hamra.

#### **I.3.3.1.c Ordovicien moyen**

##### - **La formation d'Ouargla**

Dans la partie méridionale des blocs 433a / 416b, la formation a été pénétrée par les puits Ouargla MAMAN 1, BRS-3, BRS-4 et RMK-1. Dans d'autres secteurs, cette section a été érodée par la discordance hercynienne. L'épaisseur de cette formation varie de 47 à 96 mètres.

De manière générale, cette formation se compose d'une séquence schisteuse à sa base, évoluant vers une séquence de sable dans sa partie supérieure. Elle est interprétée comme ayant été déposée dans un environnement de plage basse à moyenne.

### **I.3.3.1.d Ordovicien supérieur**

#### **- Formation microconglomérat Shale**

La formation de microconglomérat Shale a été traversée par les puits BAT-1, ERDC-1 et MOM-1. Dans d'autres puits des blocs 433a / 416b, cette formation a été érodée par la discordance hercynienne. L'épaisseur de la section non érodée varie de 54 à 113 mètres. Cette formation est principalement composée de claystones et de siltstones interstratifiés avec des couches mineures de grès. Son dépôt est interprété comme ayant eu lieu dans un environnement marin.

#### **- Formation M'kratta**

La formation M'Kratta a été traversée par les puits BAT-1, MOM-1 et ERDC-1 dans la partie sud du Bloc 433a. L'épaisseur de la section non érodée de cette formation varie de 14 à 71 mètres. Cette formation se compose principalement de grès interstratifiés avec des siltstones minces et des argilites. Son dépôt est interprété comme ayant eu lieu dans un environnement de rivage inférieur.

### **I.3.3.1.e Silurien**

#### **- Radioactive Formation Shale**

La formation de shale radioactif a été traversée par les puits BAT-1, MOM-1 et ERDC-1. En général, cette formation a été affectée par l'érosion due à la discordance hercynienne. L'épaisseur résiduelle varie de 22 à 91 mètres. Ce shale graptolitique est principalement de couleur grise à noire, avec une forte teneur en matière organique et une radioactivité élevée.

Le shale radioactif s'est déposé immédiatement après la fin de la période glaciaire de l'Ordovicien et correspond à la première transgression marine significative du Paléozoïque. La radioactivité est principalement due à une concentration élevée d'uranium.

Ces shales sont les principales sources de roches mères pour cette région. La teneur en carbone organique total (COT) varie de 4 à 17%. La matière organique provient principalement d'origine marine (algues, Chinozoa, Graptolites, matière organique sapropélique amorphe). Cette roche présente une excellente qualité et son potentiel d'hydrocarbures est supérieur à 60 kg/t.

### **I.3.3.2 La séquence mésozoïque**

#### **I.3.3.2.a Trias**

La série transgressive du Trias se compose de schistes sableux ainsi que de dépôts lacustres comprenant des anhydrites et des sels, recouvrant en discordance les formations du Paléozoïque. Dans la région d'étude, la série Trias a été rencontrée dans tous les puits, avec des épaisseurs variant de 238 à plus de 454 mètres. Cette série est subdivisée en série inférieure, T1, T2 et les unités S4. [10]

##### **- Formation Série Inferieur**

La formation de la Série Inférieure est rencontrée par tous les puits dans la région de Touggourt, avec une épaisseur variant de 99 à 199 mètres. La lithologie de cette formation est principalement composée d'argilites, de siltstones, de grès, de volcanites, avec occasionnellement des dolomites. Le composant volcanique est le plus épais dans le puits RMK-1, avec une épaisseur totale d'environ 150 mètres répartie en 4 couches de basaltes et de tufs.

Généralement, les sables se développent à la base de ces séries avec des épaisseurs variant entre 12 et 20 mètres, en particulier sur les flancs de Bir Sebaa. La Série Inférieure est interprétée comme ayant été déposée dans un environnement fluvial. Les sables de cette formation sont considérés comme un objectif secondaire pour la région. Bien qu'ils présentent de meilleures caractéristiques de réservoir, ces grès sont plus minces que ceux du Cambrien-Ordovicien. Les caractéristiques typiques du réservoir comprennent une porosité de 6 à 12% et une perméabilité de 70 à 250 millidarcys.

##### **- Formation T1**

La formation T1 est présente dans tous les puits de la région. Son épaisseur totale varie de 25 à 60 mètres, avec une lithologie hétérogène. Les sables purs rencontrés dans les puits BRS-1, BRS2b, FIN-1 et ERDC-1b sont soit totalement argilisés, soit interstratifiés avec des schistes dans d'autres domaines tels que BRS-3, BRS-4, BAT-1 et MOM-1.

Cette formation est interprétée comme ayant été déposée dans un environnement fluvial. Elle constitue également une cible d'exploration dans cette région.

### - **Formation T2**

La formation de T2 a été identifiée dans tous les puits de la région. Son épaisseur totale varie de 13 à 58 mètres. Cette formation est caractérisée par la présence de dolomies à la base, évoluant progressivement vers des grès limoneux et des argilites silteuses dans la partie supérieure.

L'interprétation de cette formation suggère son développement dans un environnement transgressif.

### - **Formation Trias Shale**

La formation de Trias Shale est surmontée d'une couche de sel épaisse qui recouvre toute la surface.

Cette formation comprend une bande de calcaires dolomitiques ou de volcanites à sa base, intégrée dans une argilite massive avec des lits d'halite occasionnels.

L'épaisseur totale de cette formation varie de 21 à 55 mètres, Les sédiments de cette séquence sont interprétés comme ayant été déposés dans un environnement transgressif.

### - **Formation Trias S4**

Cette formation se superpose concordamment à la Formation Trias Shale, Son épaisseur totale varie de 100 à 165 mètres. La partie inférieure est composée d'une couche de dolomite, tandis que la partie supérieure est principalement constituée de sel alternant avec des grès minces et des siltstones.

L'environnement de dépôt est interprété comme étant aride à semi-aride, situé dans une plaine côtière restreinte juste au-dessus du niveau de la marée haute normale.

## **I.3.3.2.b Jurassique**

### - **Lias**

La cessation de l'évaporation lagunaire à la fin du Trias est consécutive à l'apparition des dépôts marins de l'âge Lias. Ces sédiments se caractérisent principalement par la présence d'évaporites, notamment des halites et des anhydrites, qui s'intercalent avec des couches minces de calcaires et de dolomies. De manière moins fréquente, on observe également des intercalations d'argilites et de grès.

#### - **Dogger**

Durant cette période, l'intensification de la transgression a entraîné une ouverture accrue de la plate-forme marine. Les sédiments se distinguent par la présence de calcaires dolomitiques, de calcaires interstratifiés avec des claystones minces, ainsi que d'anhydrites occasionnelles et de grès.

#### - **Malm**

Durant cette phase, une régression s'est opérée vers le nord, induisant une extension des dépôts fluvio-deltaïques élastiques dans cette direction. Les sédiments sont principalement constitués de calcaires et de dolomites, avec des interstrates d'argilites et d'anhydrites occasionnelles, ainsi que des grès.

#### **I.3.3.2.3 Crétacé**

La succession du Crétacé inférieur se caractérise par des argilites interstratifiées avec des dolomies et des limons anhydritiques. Au Crétacé moyen, cette succession est enrichie par l'apparition d'intercalations de calcaires, de calcaires dolomitiques, de calcaires argileux, d'argilites, ainsi que de grès et de siltstones argileux minces.

Dans la couche du Crétacé supérieur, on observe principalement des anhydrites dans la partie inférieure, se transformant progressivement en calcaires dolomitiques et en dolomies calcaires dans la partie supérieure.

Cette section du Crétacé est interprétée comme ayant été déposée dans un environnement marin.

#### **I.3.3.3 La séquence tertiaire**

La section se caractérise principalement par la présence de calcaires à sa base, avec des interstrates de grès intercalés avec des calcaires dans sa partie supérieure. Son dépôt est interprété comme ayant eu lieu dans un contexte marin.

I.3.3.4 La séquence Quaternaire

La surface de la plate-forme est principalement revêtue de poches d'argile à sa base, tandis que des dépôts de sables désertiques dominent sa partie supérieure. Cette formation est déposée dans un environnement lagunaire/lacustre avec des influences continentales éoliennes. (Figure II.4)

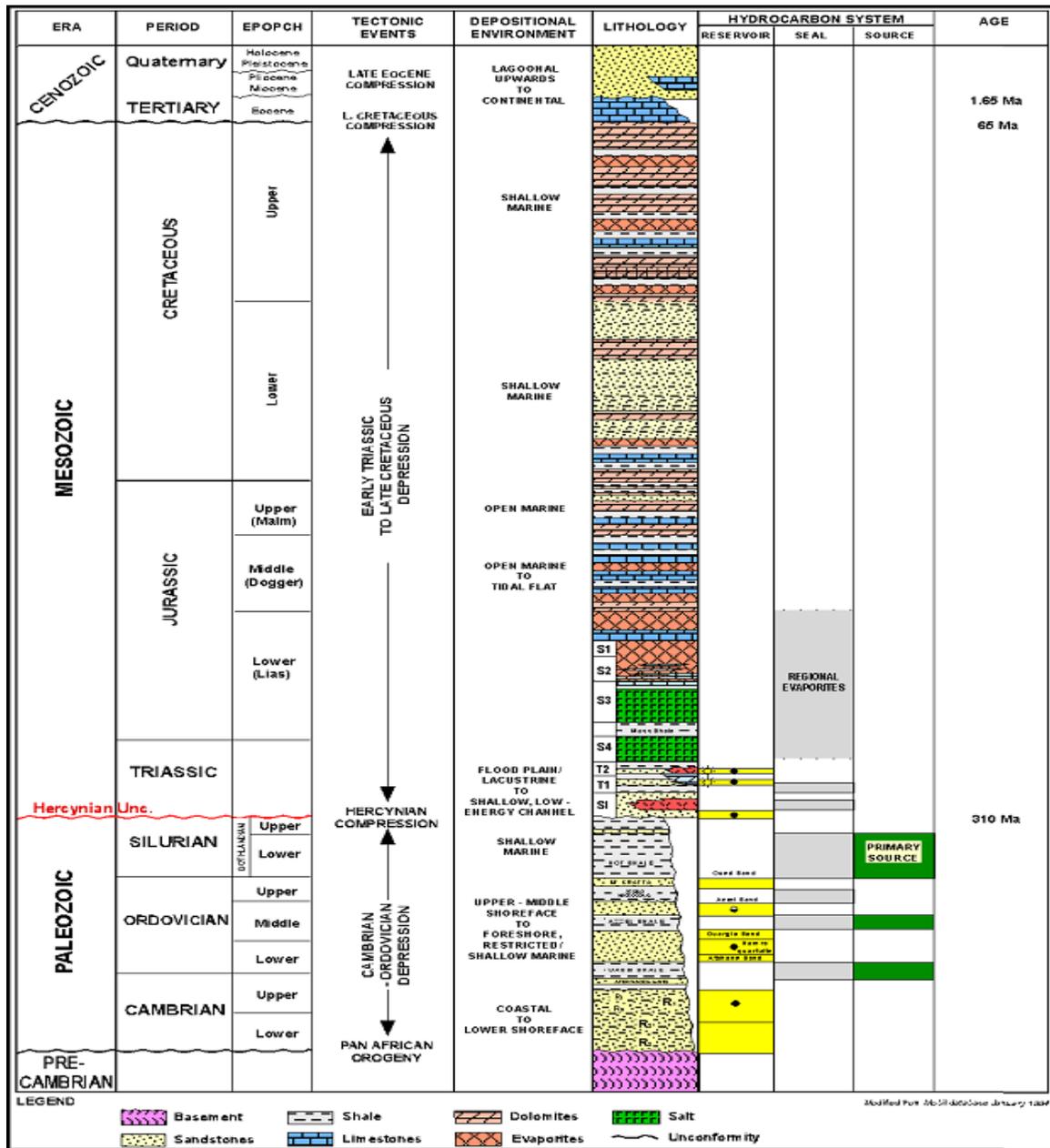


Figure I.4 : Colonne tectonique-stratigraphique de Bir Seeba [3]

## **I.4 Système pétrolier :**

### **I.4.1 La roche mère**

Les argiles radioactives du Silurien, riches en matière organique (avec un contenu en carbone organique total allant de 4 à 17%), représentent les roches mères prédominantes pour la plate-forme saharienne (voir Figure 05).

Dans notre région d'étude, ces argiles siluriennes ont été identifiées dans les puits BAT-1, MOM-1 et ERDC-1b, à des profondeurs variant approximativement de 3850 m à 4100 m sous le niveau de la mer.

La nature de la matière organique est interprétée comme étant principalement fluviomarine, caractérisée par un indice d'hydrocarbures compris entre 300 et 470 et une source de type II selon la classification de Van Krelevan.

Ces matières organiques sapropéliques amorphes ont la capacité de générer jusqu'à 60 kg d'hydrocarbures par tonne de roche.

#### **I.4.1.1 Maturation**

L'étude de la maturation réalisée par Mobil Petroleum Algérie Inc., utilisant le logiciel de modélisation BASINMOD, a révélé que les roches mères du Silurien dans le puits BAT-1 ont commencé à générer du pétrole il y a environ 148 millions d'années, avec un pic de production atteint il y a environ 70 millions d'années. L'expulsion et la migration des hydrocarbures ont débuté il y a environ 66 millions d'années.

La charge en hydrocarbures est anticipée en provenance du sud, où les schistes du Silurien riches en matière organique sont épais et ont atteint un stade de maturation avancé.

#### **I.4.1.2 Migration**

La migration des hydrocarbures depuis la roche mère silurienne vers les réservoirs triasiques T1 et les sables de la Série inférieure SI s'effectue principalement à travers les sables interfingering et les plans de faille.

En ce qui concerne le réservoir Ordovicien Hamra Quartzite, la voie de migration est plus complexe : le pétrole silurien migre le long de la discordance hercynienne vers la section Hamra (partiellement tronquée) dans la zone crustale où se produit le chargement (Figure I.5).

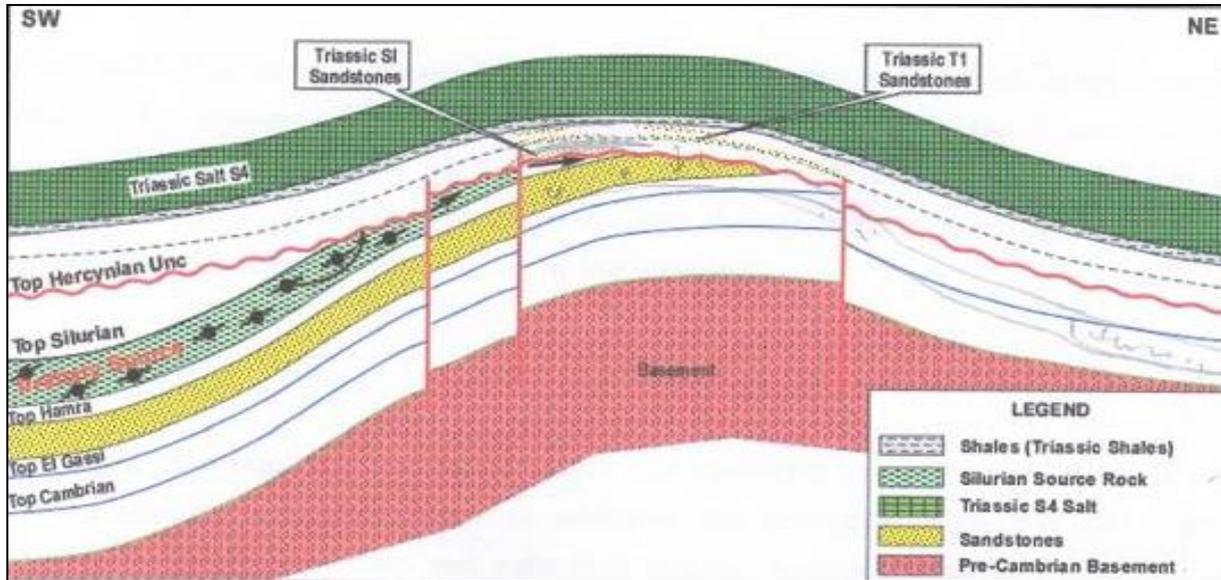


Figure I.5 : le model de migration pour les Hamra Quartzites . [4]

#### I.4.2 Réservoir Hamra Quartzite

Le grès de Hamra se distingue comme l'un des grès les plus étendus et les mieux développés, déposés dans un environnement littoral proche. Il présente une texture quartzitique, avec occasionnellement des couches minces argileuses. D'une épaisseur d'environ 65 mètres, il affiche des porosités limitées en raison d'une diagenèse extensive. Ces sédiments, allant de la zone supérieure à inférieure infratidale, se distinguent aisément par leur lithologie uniforme, leur épaisseur et leur répartition régionale étendue.

La formation de Hamra Quartzite représente le principal réservoir dans la région de Touggourt. Les porosités effectives varient de 6% à 12%, avec une moyenne de 9,7%, tandis que la perméabilité oscille entre 0,01 et 160 millidarcies (mD), présentant une variabilité significative aussi bien latéralement que verticalement.

##### I.4.2.1 Structure

La structure de Bir Sebaa présente un anticlinal étiré dans la direction NNE-SSW, résultant d'un important événement de soulèvement orogénique compressif survenu à la fin du

Carbonifère. La série sédimentaire de l'Ordovicien a été affectée par l'orogénèse hercynienne, se traduisant par une érosion partielle de ce complexe sédimentaire fluvio-deltaïque.

Les sables fluvio-lacustres du Trias sus-jacents ont été influencés par des événements orogéniques mineurs ultérieurs, renforçant ainsi la structure de plissement préexistante.

#### **I.4.3 Roche couverture**

La couverture rocheuse pour le réservoir Hamra Quartzite est constituée des argiles du Trias SI en haut du dôme, ainsi que des argiles basales d'Ouargla le long de ses flancs. L'intégrité de l'ensemble d'étanchéité est jugée satisfaisante, comme en témoignent les accumulations de pétrole rencontrées par les puits. [10]

Bien que la présence de défauts d'étanchéité n'ait pas été confirmée, les faibles lancers verticaux observés dans le sable à sable juxtaposé suggèrent que les défauts ne sont pas susceptibles de fournir une étanchéité.

Cependant, compte tenu de l'âge des défauts, il est possible que les plans de faille aient eu suffisamment de temps pour se cicatriser, ce qui pourrait conduire à leur étanchéité actuelle.

#### **I.4.4 Timing**

Le retard dans l'expulsion des hydrocarbures et la migration précoce au début du Tertiaire suggèrent que les pièges associés aux formations précédentes du Trias et de l'Ordovicien étaient déjà en place pour capturer les hydrocarbures migrants. Cette assertion est corroborée par la présence de gisements de pétrole dans les formations de l'Ordovicien et du Trias.

#### **I.4.5 Préservation**

La présence de gisements de pétrole indique une conservation efficace. Les gisements de pétrole en profondeur sont soumis à des températures élevées, suffisantes pour éliminer toute activité bactérienne de biodégradation. De plus, les couches massives de sel et de schiste du Trias fournissent une protection essentielle aux gisements de pétrole sous-jacents contre l'infiltration des eaux météoriques. Cette protection prévient le lessivage et la contamination par des bactéries, préservant ainsi l'intégrité des gisements

**CHAPTER II :**  
**ASPECT STRUCTURALE**

## II-1 Introduction

Ce chapitre présente une étude détaillée de la structure du réservoir pétrolier de quartzite Hamra 1 dans le champ Bir Sebaa, en se concentrant sur sa profondeur, son épaisseur et les déformations géologiques associées. Cette recherche vise à comprendre comment ces facteurs interagissent pour affecter la capacité du réservoir à stocker et à produire du pétrole.

## II.2. Les carte en iso-bath

### II.2.1 La carte iso-bath de la DH

La carte en isobathes au toit de la DH montre que la discordance hercynienne a rencontré le réservoir ordovicien de manière significative dans les directions N-E et S-E sur la carte, où on observe que l'érosion est plus prononcée au centre qu'à la périphérie, (Figure II.1).

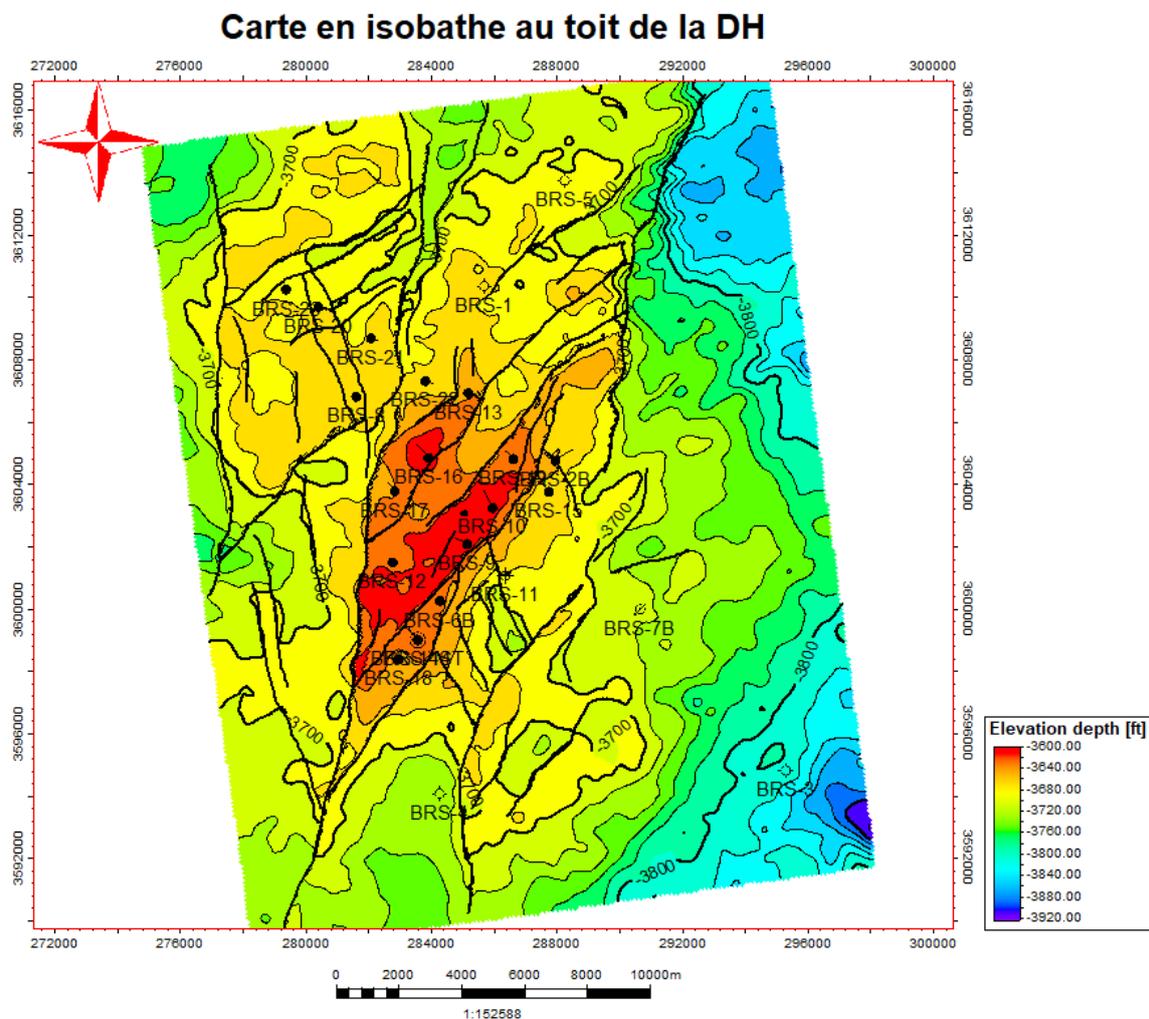


Figure II.1: la carte en isobathes au toit de la DH

II.2.2 La carte en iso-bath QH1

La carte en isobathe de quartzite el Hamra 01 qui représente une variation de profondeur entre (3650m et 3950m), elle montre la structure du réservoir (QH1) apparaît comme un anticlinal de direction NW- SE, où on voit que l'érosion est plus prononcée au Nord dans les alentours du puits BRS-1 et BRS-5 par rapport au centre de la zone d'étude, Le plan d'eau est approximativement à une profondeur de 3750m (figure II.2)

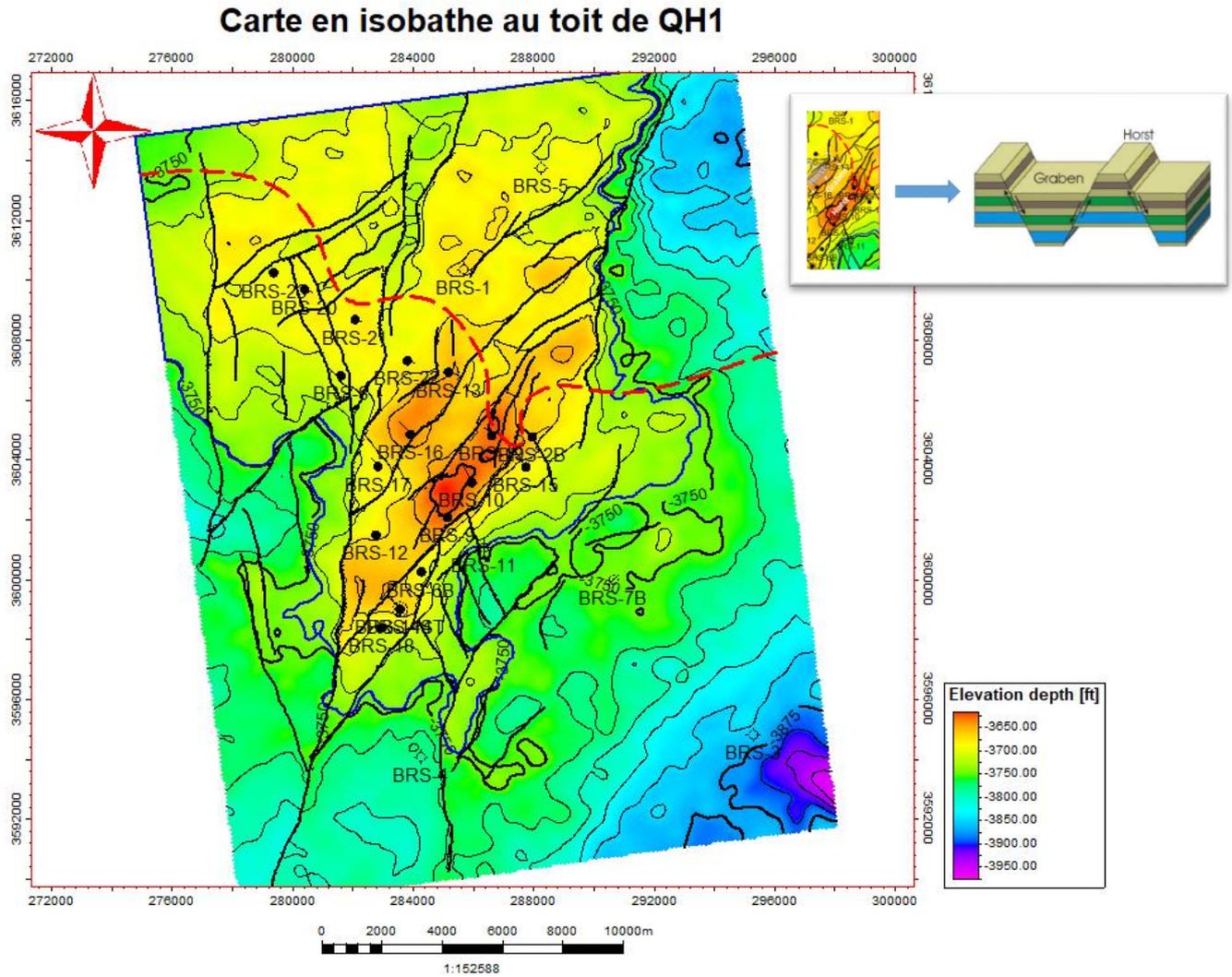
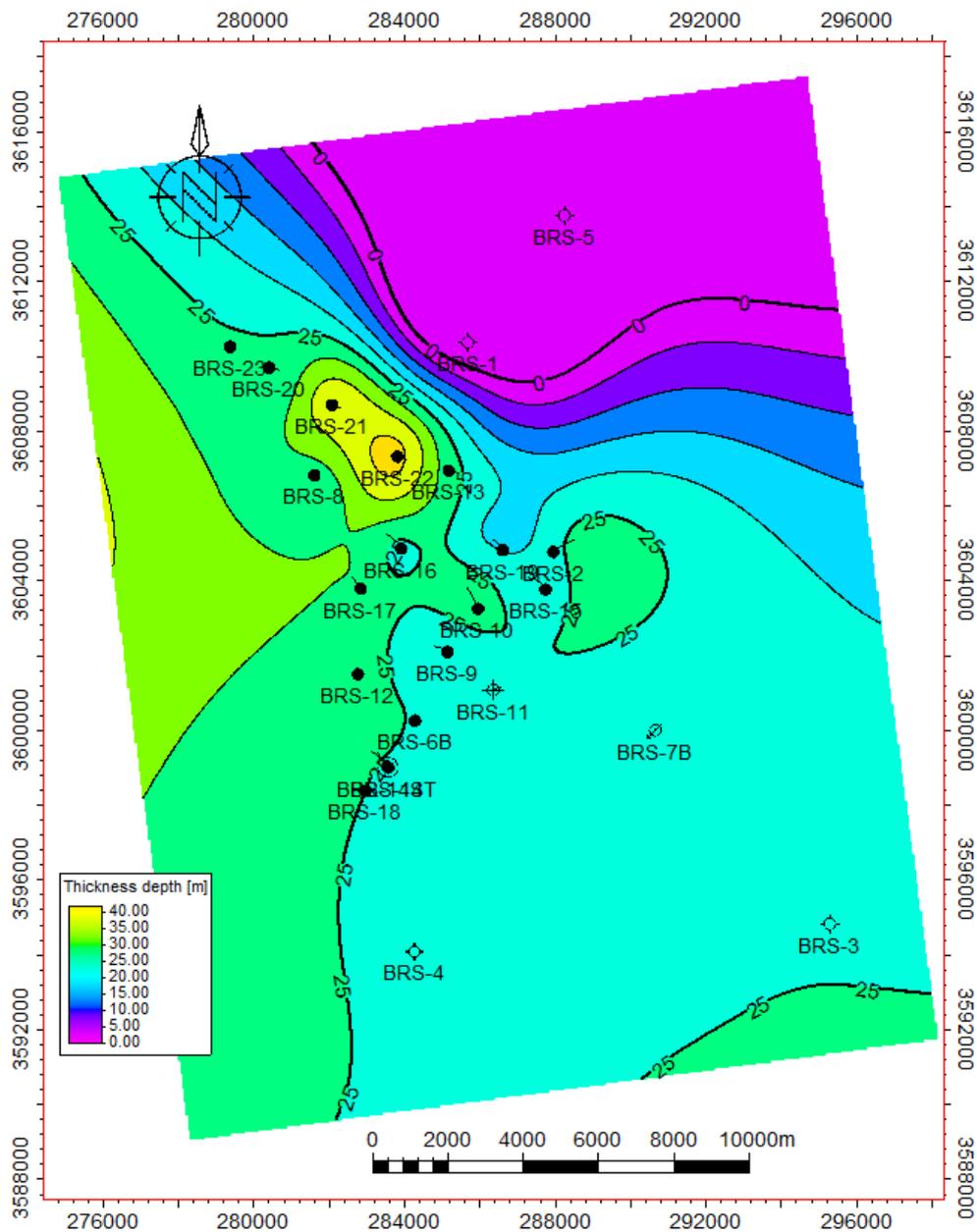


Figure II.2: la carte en isobathes au toit de la QH1

II.3 La carte en iso-épaisseur du QH 1

La carte de la zone d'étude qui représente les courbes moyennement éloigné sauf dans la partie Nord c'est-à-dire on a un changement régulier des valeurs qui montre l'homogénéité de ce terrain, L'épaisseur de zone 1 varié entre 20-25m dans tous les puits à part BRS1 et BRS5 , voir la (Figure II.3)



FigureII.3 : la carte en iso-épaisseur de la QH1

#### II.4 La Carte Réseau des Failles

Il existe deux failles majeurs dans la zone étudiée dans les directions N-SW et NE-S, et il y a plusieurs des failles secondaires presque dans la même direction et les failles secondaires au centre de la zone donnent le caractère tectonique du horst et du graben,

(Figure II.4)

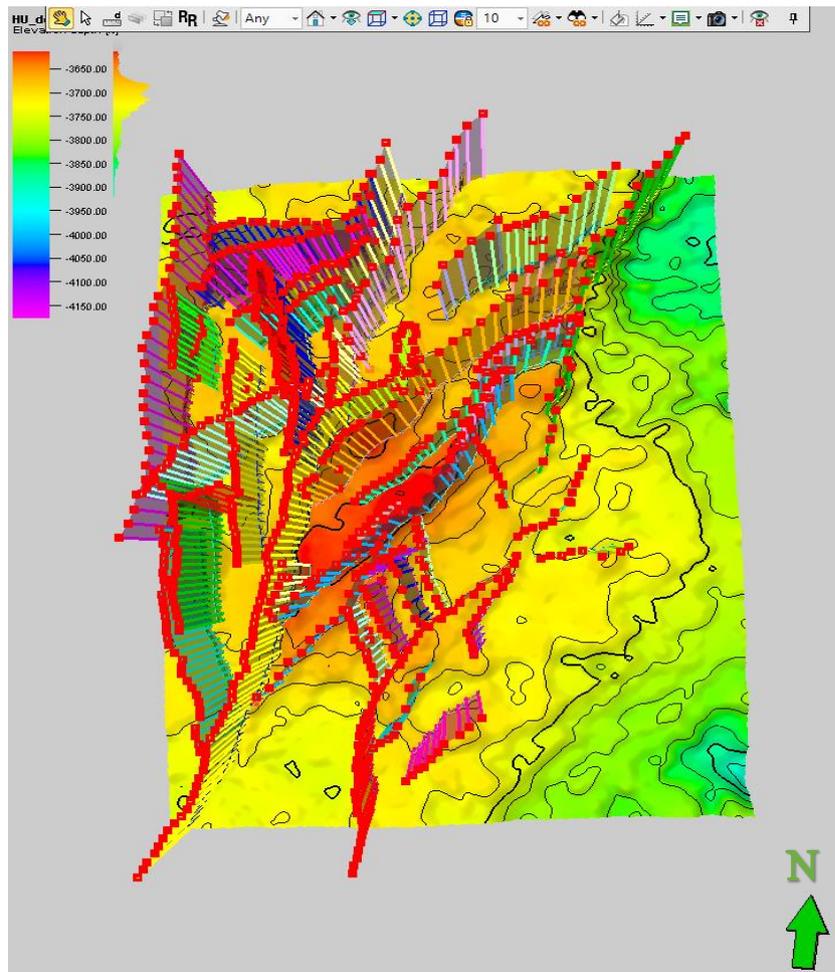


Figure II.4 : Réseau des Failles de la zone QH1 [6]

**II.5 Les Carte de la distribution pression de gisement**

Sur la base des données de production, l'enquête de pression a été réalisée pour tous les puits de production, Avec différentes pressions de tête de puits et une nouvelle interprétation du système de failles, treize (13) segments ont été définis et sont : (West/Norrth\_w/BRS-23/BRS-20/BRS-21/BRS-8/Central\_N/Central/Central\_S/Central\_E/South\_W/South/East)

(Figure II.5).

La pression du réservoir basée sur les données de production a montré que le quartzite de Hamra pouvait être divisé en différents compartiments et ils (R1/R2/R3/R4/R5/R6)

(Figure II.6).

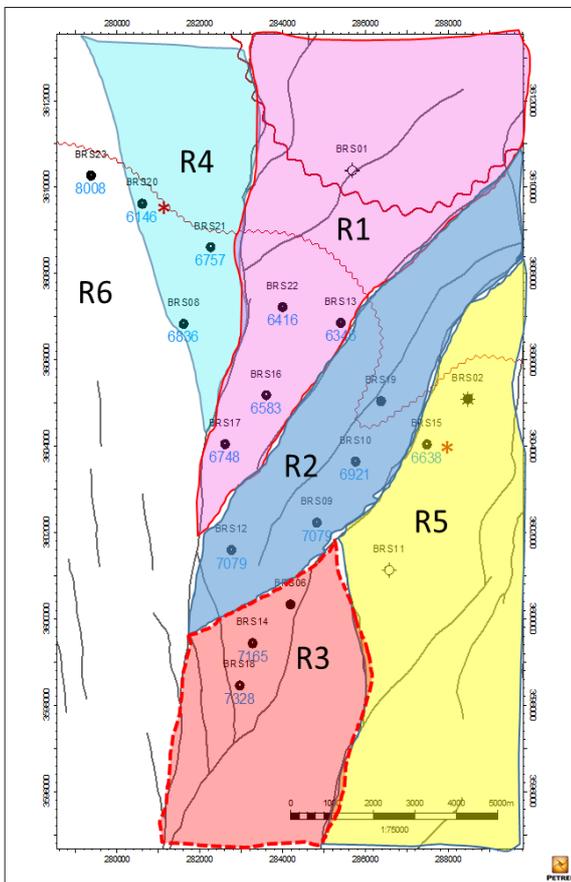


Figure III.6 ::Segment en différents compartiments.

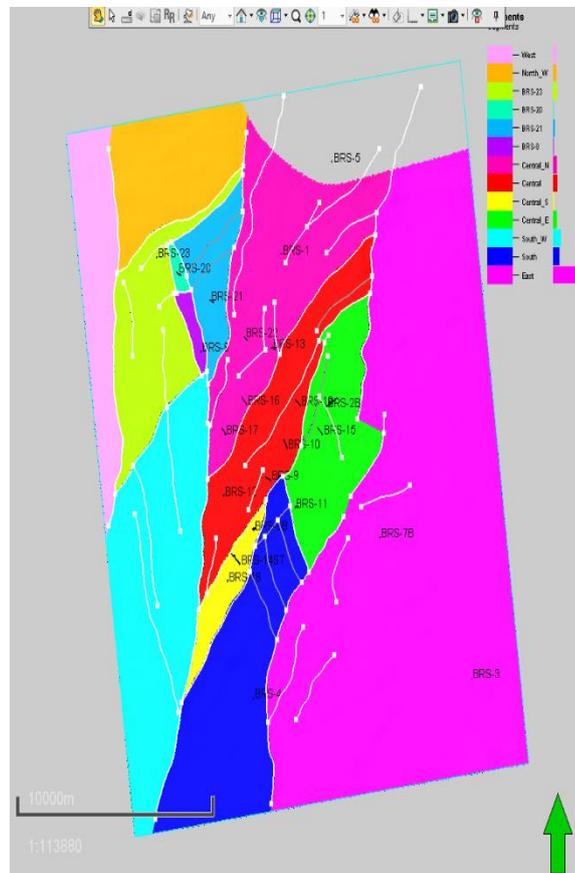


Figure II.5 :Segment par rapport système des failles.

## II.6 Les Coupes Géologique

### II.6.1 La Coupe géologique NW-SE

Après le profil de corrélation (figure III.8) ces coupes géologiques ont été obtenues avec une orientation NW-SE traversent les puits BRS-21 BRS-22 BRS-13 BRS-19 BRS-2B Cette coupe montre quatre zone (grès de Ouargla et QH1 QH2 QH3) Elle montre la présence des divisions structurales sous forme de horst et de graben par failles, et elle explique également la réduction d'épaisseur de la zone de grès de Ouargla au niveau du puits BRS-21 et la disparition du même zone au niveau du puits BRS-19, (figure II.7)

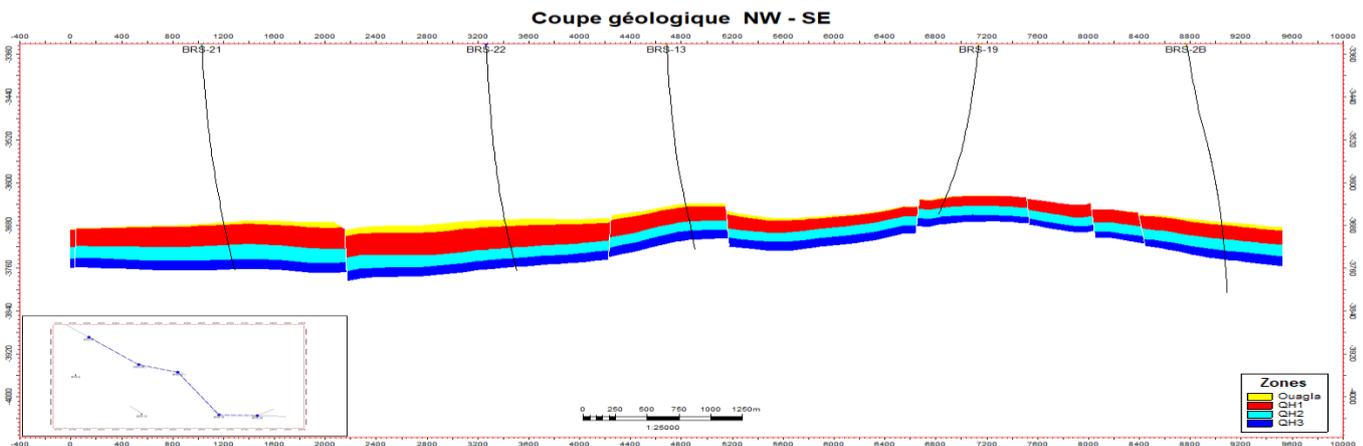


Figure II.7: La coupe géologique de direction EW-SE

### II.6.2 La Coupe géologique N-S

Après le profil de corrélation (figure III.9) ces coupes géologiques ont été obtenues avec une orientation N-S traversent les puits BRS-14ST BRS-6 BRS-9 BRS-16 BRS-13 Cette coupe montre quatre zone (grès de Ouargla et QH1 QH2 QH3) il elle représenter la variation d'épaisseur d'un chaque zone et elle montre structurales sous forme de horst et de graben

(Figure II.8)

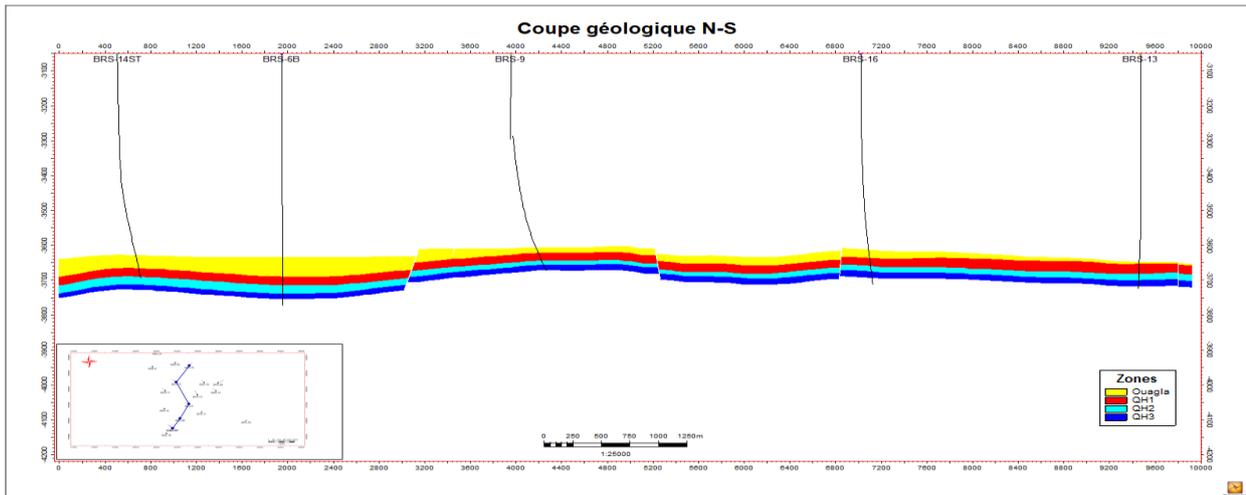


Figure II.8 : La coupe géologique de direction N-S

## II.7 Conclusion

La structure du réservoir QH1 généralement anticlinal et un horst et graben dans le centre de la zone d'étude et l'épaisseur de cette zone varié entre 20-25m, traversé par failles majeurs et des failles secondaires sont divisé en treize (13) segments avec 6 différents compartiments.

**CHAPITRE III :**  
**CARACTERISATION**  
**PETROPHYSIQUE ET**  
**DIAGRAPHIE**

### III.1 Introduction

La nature des roches réservoirs contenant du pétrole et du gaz dicte les quantités de fluides piégées dans l'espace vide de ces roches, la capacité de ces fluides à s'écouler à travers les roches et autres facteurs physiques associés.

La mesure de l'espace vide est définie par la porosité de la roche, et la mesure de la capacité de la roche à transmettre les fluides est définie par la perméabilité. Une connaissance de ces deux propriétés est essentielle avant les questions concernant les types de fluides, la quantité des fluides, les débits de fluide et les estimations de récupération de fluide peuvent être réponsus.

### III.2 La Carte de position des puits

Les méthodes de mesure de la porosité et de la perméabilité comprennent de nombreuses techniques dans l'industrie pétrolière. Autres propriétés de la roche réservoir comme la résistivité de la roche et ses fluides contenus au courant électrique, la teneur en eau en fonction de la pression capillaire et de la nature tortueuse des interstices ou des pores chaîne.

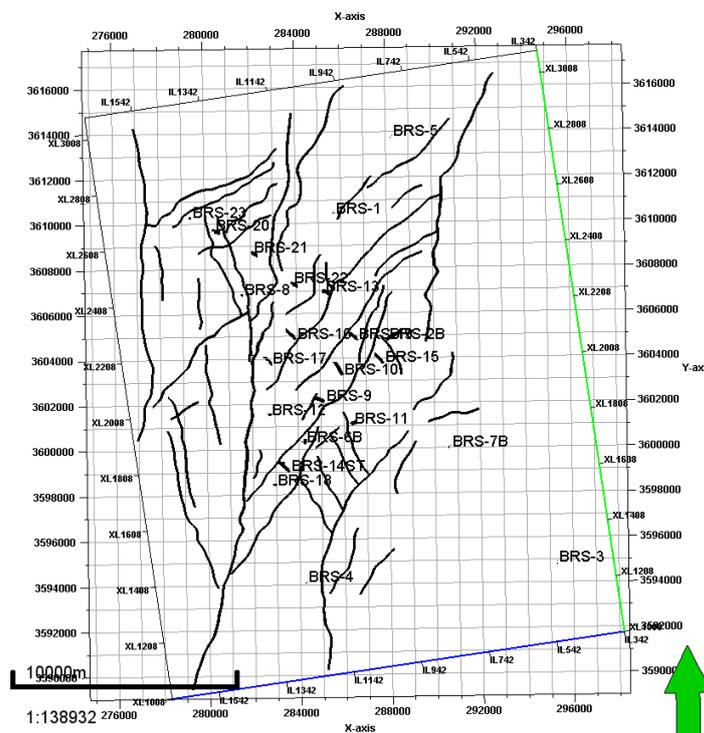


Figure III.1: Carte de position des puits du BRS

### III.3 Caractérisation Pétrophysique

#### III.3.1 La porosité $\emptyset$

##### III.3.1.1 Notion de porosité

La porosité ( $\emptyset$ ) est la fraction du volume de la formation qui n'est pas occupée par les solides. Il s'agit d'une grandeur sans unité, représentée souvent en %. [8]

##### III.3.1.1.1 Porosité totale ( $\emptyset_t$ )

La porosité d'une roche est définie comme le rapport entre le volume vide de la roche et le volume total de la roche.

Exprimé mathématiquement comme suit [7] :

$$\emptyset_t = \frac{V_p}{V_t} \times 100\% \dots\dots\dots (III.1)$$

A noter :

$\emptyset$  la porosité,

VP le volume des pores,

VT le volume total du matériau

##### III.3.1.1.2 Porosité efficace ( $\emptyset_e$ )

Bien que la « porosité effective » (eff ou PHIE) soit une notion fluctuante (dont les détails restent flous), elle ne peut être négligée en raison de son rôle central dans l'analyse des logs. Une pratique issue des premières méthodes d'interprétation des diagraphies électriques est d'isoler dans la porosité totale une fraction dite la porosité effective exprimé mathématiquement comme suit :

$$\emptyset_e = \emptyset_t \times (1 - V_{sh}) \dots\dots\dots (III.2)$$

A noter :

Vsh (volume des argiles)

### III.3.1.2 Modélisation de la porosité en 2D de La Zone QH1

#### III.3.1.2.1 La carte Iso-porosité

La porosité de cette unité augmentée dans le centre de la zone étudiée, où la valeur maximale au niveau du puits BRS-16 est de (8.8%) et BRS-19 est de (8.9%), cette valeur est diminuée dans la partie Sud et dans la partie Nord de la structure, où elle atteint sa valeur minimale au niveau de puits BRS-4 (5.4%) et BRS-11 (5.65%), on a remarqué qu'il y a des valeurs moyennes au niveau des autres puits varient entre 6.8% et 8%. (Voir Figure III.2)

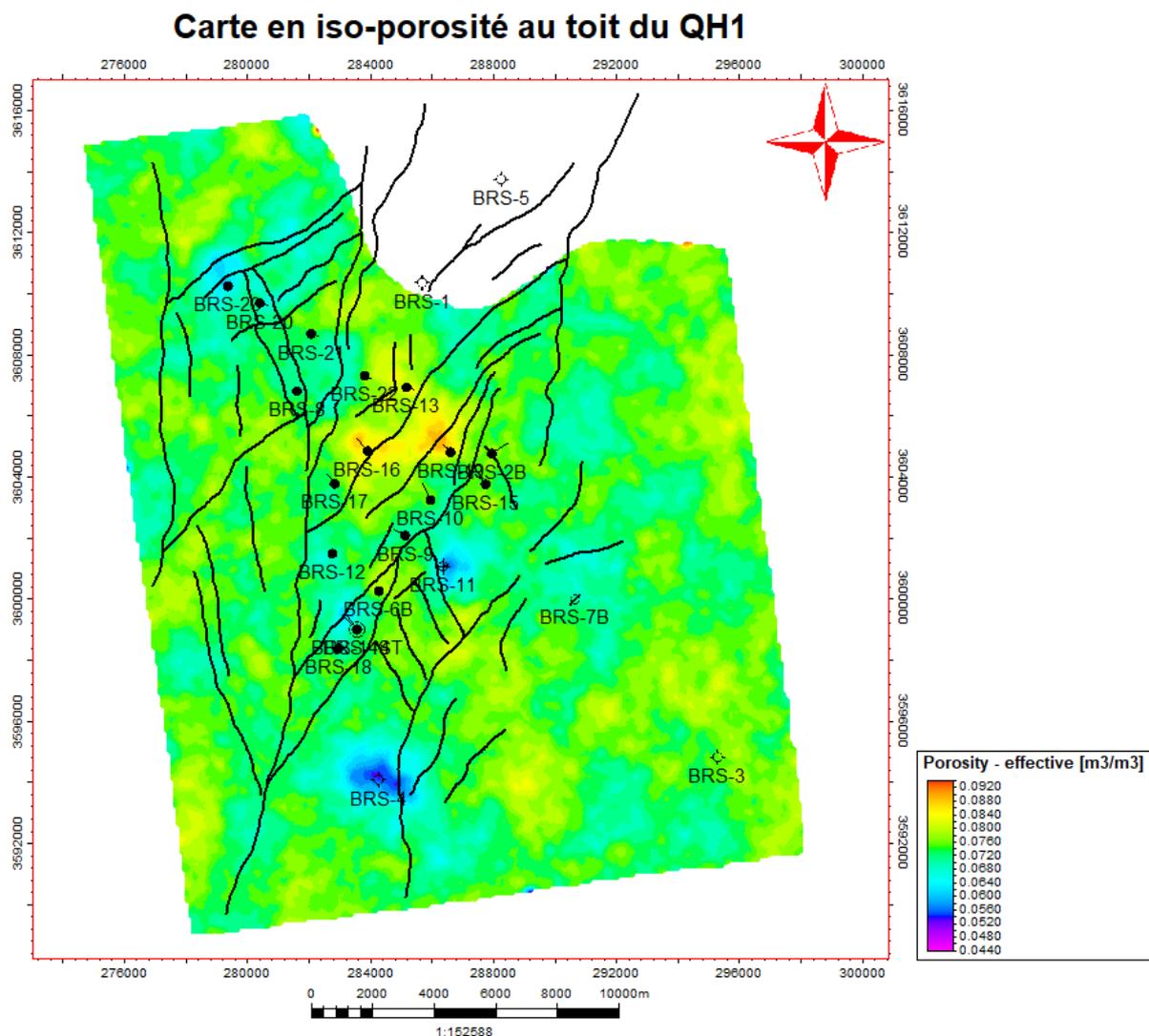


Figure III.2: La carte Iso-porosité au toit du QH1

### III.3.1.2.2 Histogramme de porosité de La Zone QH1

L'histogramme de répartition des valeurs de  $\emptyset$  porosité, réalisé avec 30 intervalles montre une distribution homogène une variation de la porosité entre 0.005 et 0.15 %, la classe de porosité la plus fréquente dans notre ensemble des échantillons est compris entre 0.06 et 0.08 qui présente 18.01 %. Les valeurs des classes faibles présentent des fréquences de 0.2 %. (Voir Figure III.3)

- MIN : 0.005
- MEAN : 0.065
- MAX : 0.15

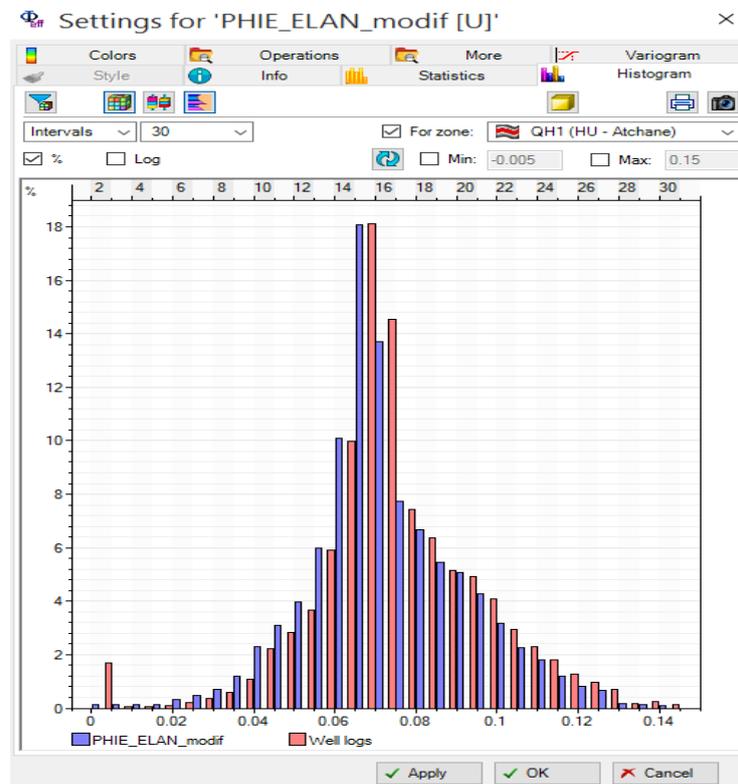


Figure III.3: Histogramme distribution de porosité pour QH1 [6]

### III.3.2 La perméabilité (K)

#### III.3.2.1 Notion de perméabilité (K)

En plus d'être poreuse, une roche réservoir doit avoir la capacité pour permettre aux fluides pétroliers de s'écouler à travers ses pores interconnectés.

La capacité de la roche à conduire les fluides est appelée perméabilité, cela indique que les roches non poreuses n'ont aucune perméabilité.

La perméabilité d'une roche dépend de sa porosité effective, par conséquent, elle est affectée par la granulométrie de la roche, la forme des grains, la répartition granulométrique (tri), l'emballage des grains et le degré de consolidation et de cimentation.

L'ingénieur français Henry Darcy a développé une équation d'écoulement de fluide qui est devenu l'un des outils mathématiques standards de l'ingénieur pétrolier.

Cette équation est exprimée sous forme différentielle comme suit :

$$Q = K \times \frac{S \cdot dp}{\mu \cdot dl} \dots \dots \dots (III.3)$$

Q = débit  $cm^3/s$ .

K = perméabilité de la roche poreuse, Darcy ( $0,986923 \mu m^2$ )

$\mu$  = viscosité du fluide, centipoises (cp).

S = superficie de la section transversale de la roche,  $cm^2$ .

DI = longueur de l'échantillon de roche, cm

Dp = pression atmosphérique

### III.3.2.2 Modélisation de la perméabilité en 2D de La Zone QH1

#### III.3.2.2.1 La carte Iso- perméabilité

La Perméabilité de cette unité augmentée en allant dans le centre de la zone étudiée, OÙ la valeur maximale au niveau du puits BRS-16 et BRS-13 et BRS-19 est de (150 mD), cette valeur diminue au niveau de la partie Sud et Nord de la structure, où elle atteint sa valeur minimale à Sud au niveau de puits BRS-11, BRS-7B, BRS-4 et BRS-3 (0.1 mD), il y a des valeurs moyennes au niveau des autres puits varient entre (1.5 mD et 3.5mD) .

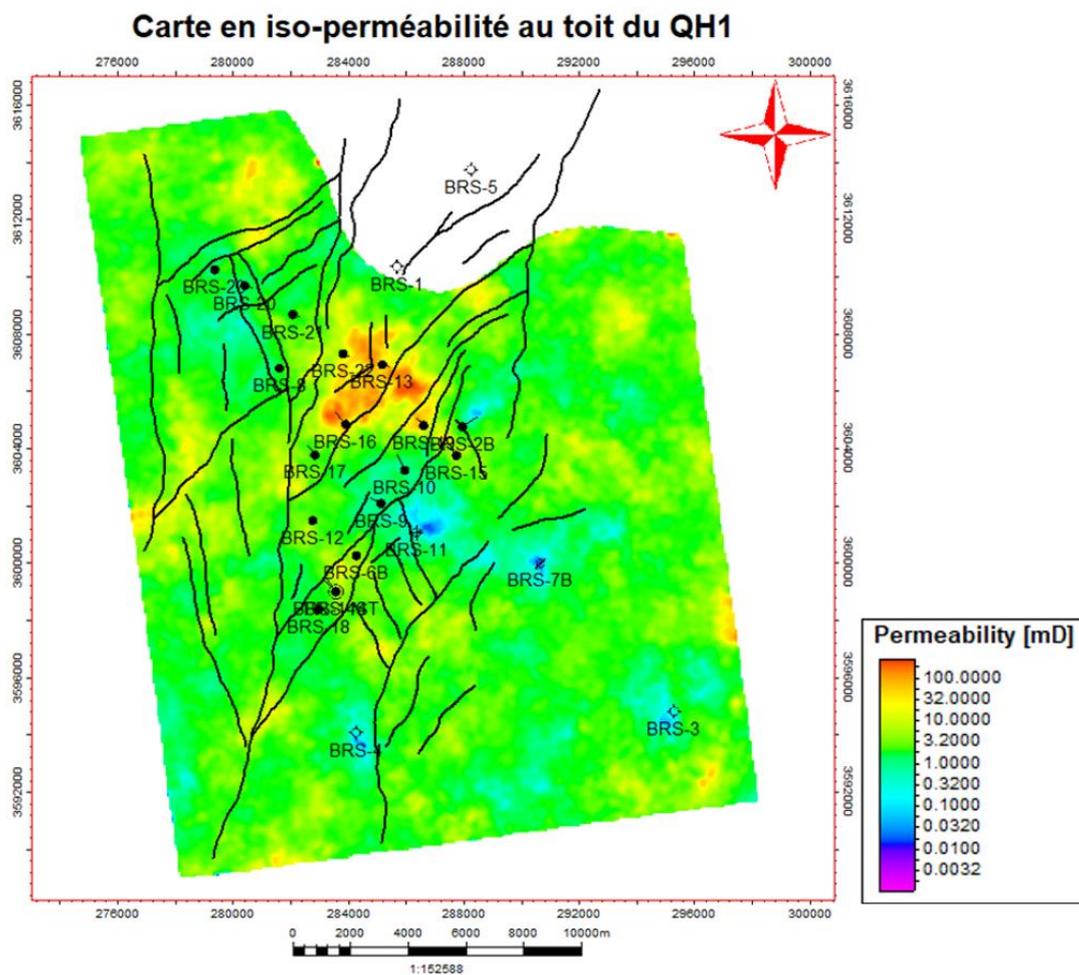


Figure III.4: La carte Iso-perméabilité au toit du QH1

### III.3.2.2.2 Histogramme de perméabilité de La Zone QH1

L'histogramme de répartition des valeurs de perméabilité **K**, réalisé avec 30 intervalles montre une distribution multivariée, une variation de la perméabilité entre 0.001 md et 200.2388 md. La classe de perméabilité la plus fréquente dans notre ensemble des échantillons est comprise entre 0.01 et 0.1 qui présentent 9.80 %. Les valeurs des classes faibles présentent des fréquences de 0.001 md. (Voir FigureIII.5)

- MIN : 0.001 md

- MAX: 200.2388 md

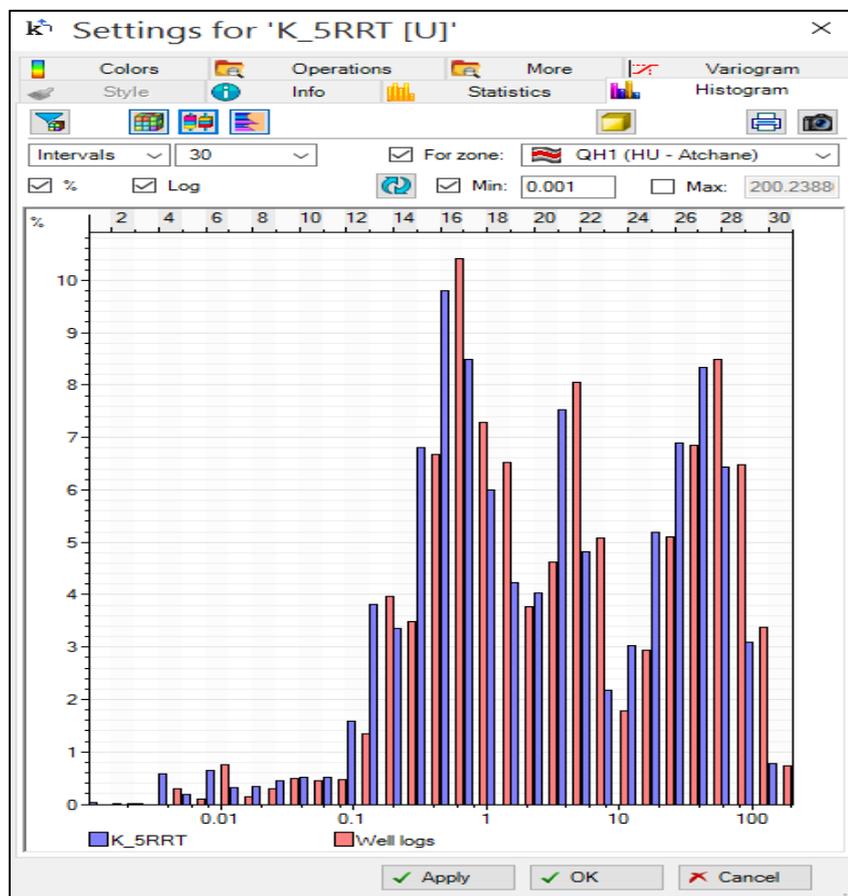


Figure III.5: Histogramme distribution de perméabilité pour QH1[6]

**III.3.3 Saturation en eau (Sw)**

**III.3.3.1 Notion Saturation**

La fraction des vides des pores remplies d'eau est appelée « Saturation en eau » (Sw). Le reste de volume poreux contient du pétrole et du gaz. C'est une grandeur sans dimension, exprimé souvent en %.

- Méthodes de calcul de la saturation en eau Deux principales sont utilisées :
- Méthode du rapport de résistivité : (loi d'Archi)

$$Sw = \sqrt[n]{a \times Rw / \phi^m \times Rt} \dots \dots \dots (III.4) [13]$$

- Combinaison porosité et résistivité.

**III.3.3.2 Modélisation de la Saturation (Sw) en 2D de La Zone QH1**

**III.3.3.2.1 La carte moyenne Saturation en eau (Sw)**

La carte ci-dessous montre que le niveau du contact (oil water Contact Le plan d'eau) est approximativement à une profondeur de 3750 m et Il montre une saturation en eau dans la structure. La saturation de cette unité augmentée en allant dans les coté de la zone étudiée et diminue au center de la zone, ce qui signifie la possibilité d'une saturation en pétrole et en gaz au lieu d'eau. (Voir la Figure III.6)

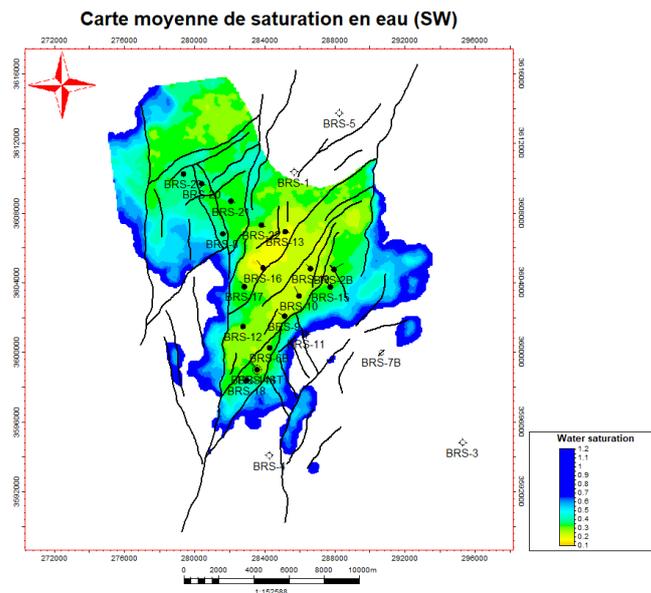


Figure III.6: La carte moyenne de la Saturation en eau (Sw) au toit du QH1

### III.3.3.2.2 Histogramme de Saturation en eau ( $S_w$ ) de La Zone QH1

L'histogramme de répartition des valeurs de Saturation en eau ( $S_w$ ), réalisé avec 400 points mesuré montre une distribution multivariée ; une variation de ( $S_w$ ) entre 0.02 et 1.00 la classe de ( $S_w$ ) la plus fréquente dans notre ensemble de points mesurées est compris entre 0.04 et 0.06 qui présentent 375 points. (Voir la Figure III.7)

- MIN : 0.02
- MEAN: 0.29
- MAX: 1.00

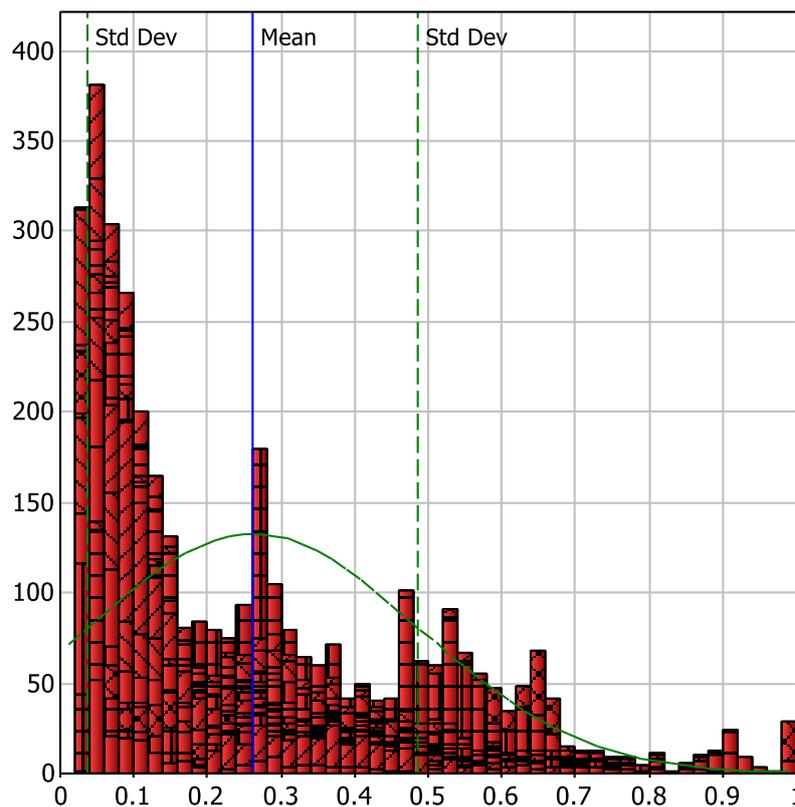


Figure III.7: Histogramme distribution de Saturation en eau ( $S_w$ ) de La Zone QH1 [6]

### III.4 Aspect diagraphie

La diagraphie : c'est l'enregistrement continu en fonction de la profondeur des variations d'une caractéristique donnée des formations traversées par un sondage, plusieurs paramètres peuvent être obtenus pendant une descente dans le trou

En termes de conclusion, on peut dire que la difficulté rencontrée lors de la corrélation des différentes unités réside dans la complexité des dépôts chenalisant de l'environnement fluvial et particulièrement en tresses, favorisant un entrecouplement quasi-permanent des zones d'accrétions, d'où les problèmes actuels.

L'architecture interne des dépôts de la Hamra Quartzite est très complexe, l'étude des carottes montre dès la présence des grès propres, ...etc.

De ce fait les corrélations réalisées assurent le balayage de la zone d'étude afin de suivre les unités à travers les différents puits.

L'étude diagraphique faite dans chaque puits contient un log sédimentaire en fonction de la profondeur, qui est justifié par les réponses diagraphiques du GR.

#### III.4.1 Les corrélations diagraphie entre les puits de BRS

##### III.4.1.1 Corrélations NW – SE

Cette corrélation reliant les puits BRS-21, BRS-22, BRS-13, BRS-19 et BRS-2B montre que la série grès de Ouargla QH1, QH2, QH3 est le niveau de la discordance hercynienne dans chaque puits.

La zone QH1 est d'épaisseur variable dans l'orientation NW-SE et indique 37 m au niveau du puits BRS-21, elle est d'épaisseur faible au niveau du puits BRS-19 indiquant 19 m.

Le Log GR représente la lithologie des roches, où les valeurs positive enregistrées indique la présence de grès et les valeurs moins la présence d'argile, la zone QH1 est constituée de grès ce qui indique la présence de roche réservoir.

Les logs densité NPHI et log porosité RHOB indique la présence d'un réservoir d'huile.  
(FigureIII.8)

## CORRÉLATIONS NW - SE

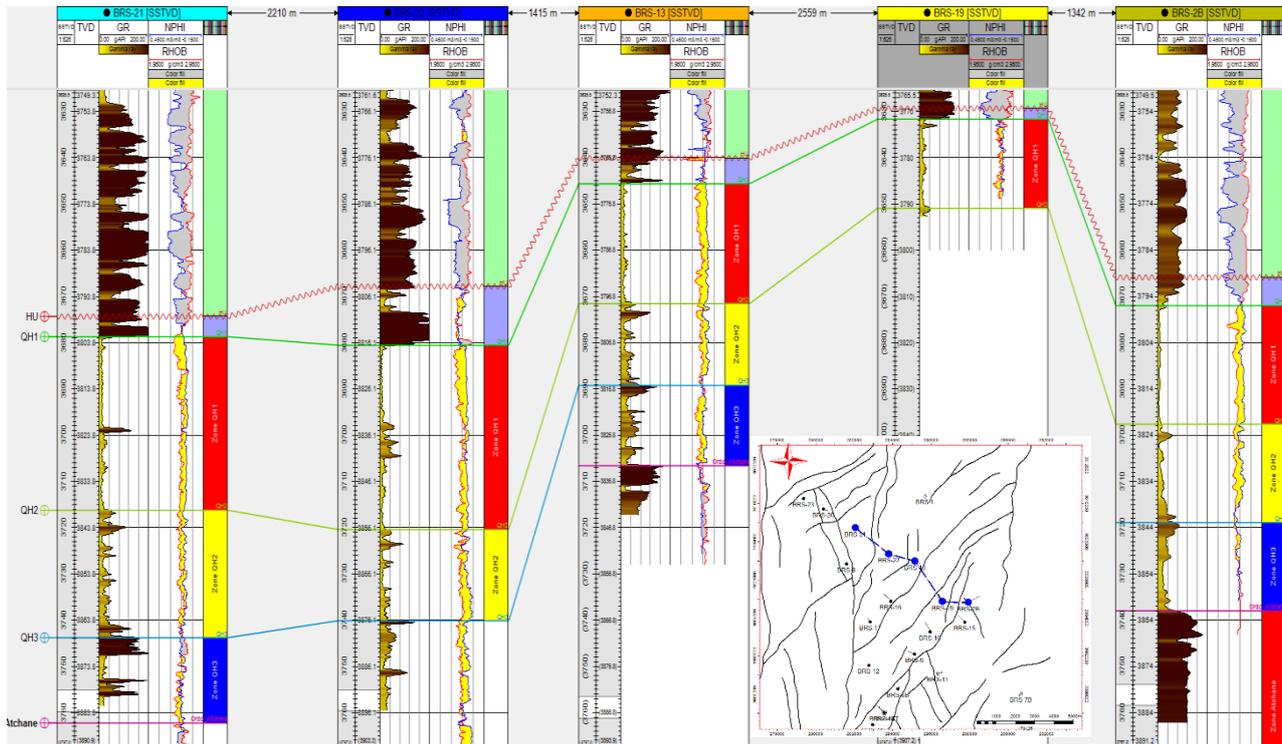


Figure III.8: corrélations diagraphie de directions NW-SE

## III.4.1.2 Corrélations N-S

Ce profil reliant les puits BRS-13, BRS-16, BRS-9, BRS-6B et BRS-14ST montre que les zones (grés de Ouargla QH1 QH2 QH3) et la discordance hercynienne

La zone QH1 est d'épaisseur conservée dans Cette orientation N-S son épaisseur atteint 27 m au niveau des puits BRS-13 et BRS-16, elle atteint 32 m au niveau des puits BRS-9 et BRS-14ST. La valeur faible enregistrée du Log GR indique la présence de réservoir gréseux dans la zone étudié. (Figure III.9)

- Log NPHI (porosité) enregistrée 0.24 dans tous les puits de cette corrélation
- Log RHOB (densité) enregistrée presque  $2.55\text{g/cm}^3$  dans tous les puits de cette corrélation

## CORRÉLATIONS N- S

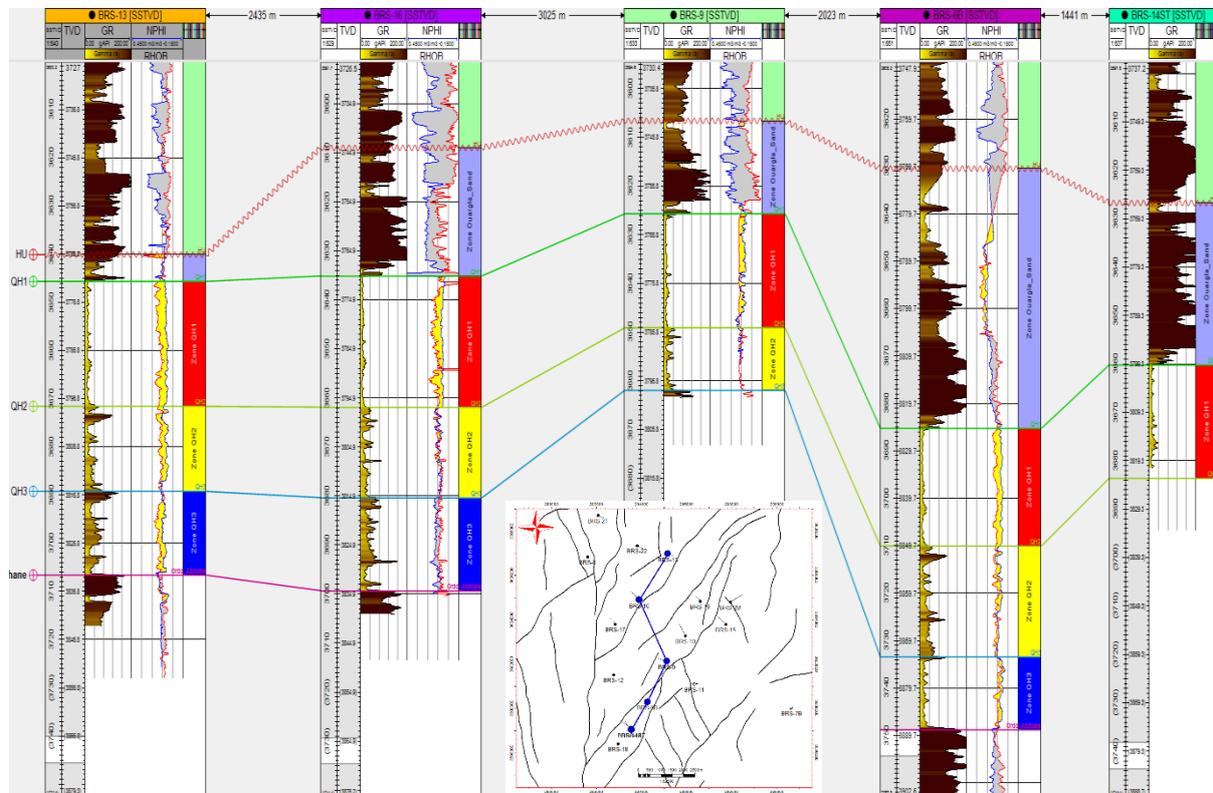


Figure III.9: corrélations diagrapie de directions NS

## III.5 Conclusion

A partir Caractérisation des paramètres pétrophysique (porosité et perméabilité et Saturation en eau) et diagrapie dans le réservoir QH1 par logiciel Petrel, on observe une alternance des grandes et faibles valeurs correspondant à des alternances des grès et d'argiles en concluant ainsi que les puits dans le center de la zone BRS-16 BRS-13 BRS-19 BRS-21 présente une bonne productivité.

Le réservoir Hamra Quartzite a été divisé en 3 couches où la couche supérieure zone QH1 est la meilleure

**CHAPITRE IV:**  
**MODELISATION DE LA**  
**ZONE D'ETUDE EN 3D**

### IV.1 Introduction

Ce chapitre est consacré à la modélisation structurale et les paramètres pétrophysique déjà étudié par logiciel Petrel 2023.03 dans la zone QH1 et une telle démarche est devenue actuellement l'ossature de la recherche pétrolière pour bien comprendre le fonctionnement du réservoir à hydrocarbures.

### IV.2 Définitions et Concepts

Comme son nom l'indique, la modélisation a pour but de proposer un modèle géométrique et géologique calé sur des données de terrain. Le modèle géologique (statique) d'un réservoir pétrolier se construit à l'aide des données disponibles (diagraphiques, structurales et autres). Il sert comme une base de données pour le modèle dynamique (utilisé pour la simulation du réservoir) pouvant être mise à jour chaque fois que de nouvelles informations devenaient disponibles. Il s'agit donc d'un modèle prédictif qui puisse être utilisé pour estimer les réserves et optimiser le développement du gisement.

En d'autre terme, la modélisation géologique « Geomodeling » est la création d'une représentation de sub-surface d'un réservoir donné (d'huile, de gaz, etc.)

### IV.3 Différentes Etapes De Modélisation

Dans ce présent travail, l'enchaînement des différentes étapes développées pour la construction d'un modèle 3D du réservoir Ordovicien QH1) de champ Bir Sebaa sont réalisées par logiciel Petrel 2023.03 C'est un logiciel de géo-modélisation en 3D développé par la société SCHLUMBERGER pour caractériser les réservoirs d'hydrocarbures.

Pour construire un modèle géologique 3D de la zone étudiée on doit passer par les étapes suivantes :

- Import Data.
- Construction de model structurale.
- Model propriétés.

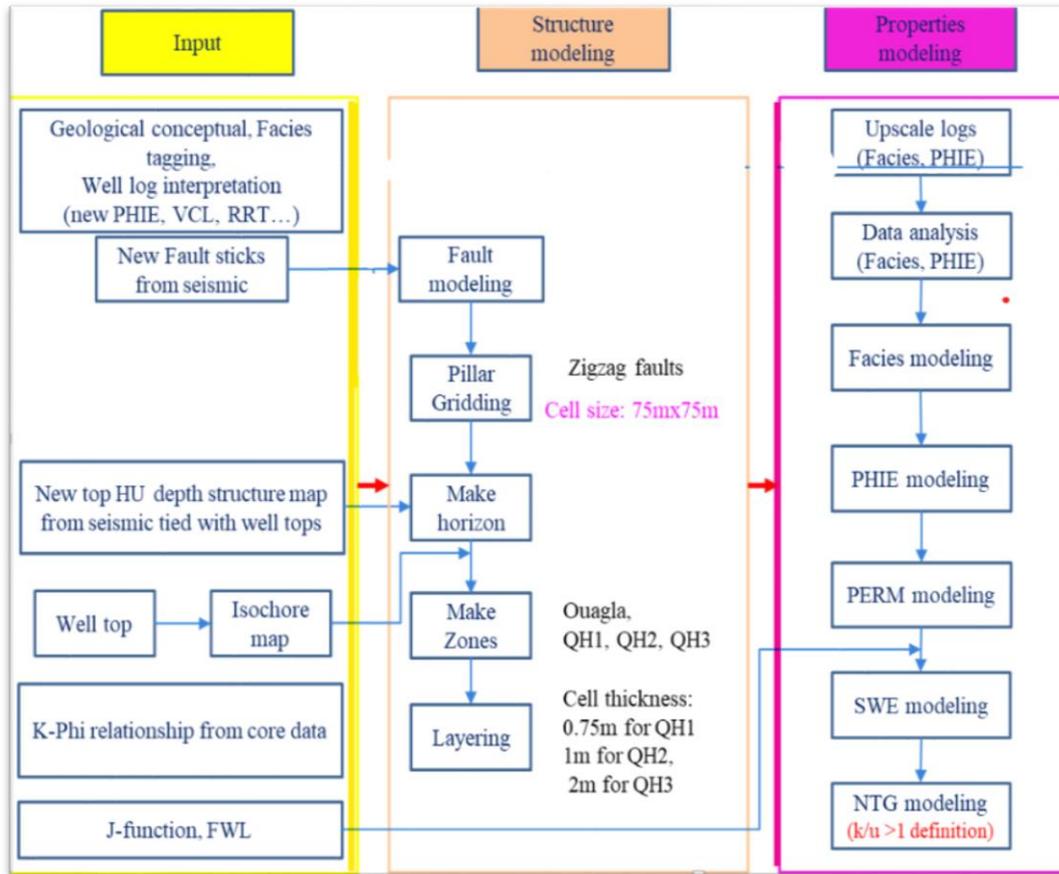


Figure IV.1 : Schéma récapitulatif explique les étapes de la modélisation [6]

### IV.3.1 Import Data

Il nous semble obligatoire avant toute modélisation de préparer les données nécessaires de la zone d'étude. Ces dernières sont collectées à partir des études faites sur le réservoir Ordovicien QH 1. Elles sont de type sédimentologies et surtout géophysiques (logging).

Paramètres du modèle de structure de la formation BRS Hamra :

Modèle de faille : Failles en zigzag

Dimensions des cellules de la grille : 75m x 75m

Épaisseur de la cellule : QH1 ~ 0,5m, QH2 ~ 1m & QH3 ~ 1m

- Nombre de cellules de la grille (I x J x K) : 437 (i) x 432 (j) x 55 (k)

- Nombre total de cellules de la grille : 10 383 120

- Nombre de zones : 04 (Ouargla, QH1, QH2, QH3)

- Segment : 13

- Nombre de couches : 55F

WL : -3742 mss (mise à jour des nouvelles données de pression à partir des données DST et RFT)

#### IV.4 Modélisation structurelle

La modélisation structurelle implique la représentation des failles, de la grille de pilier et de la stratification verticale. Ces trois aspects sont intégrés dans un seul modèle de données, formant un réseau tridimensionnel. Ce modèle structural constitue l'ossature de la zone d'étude à partir de laquelle tous les autres modèles seront développés.

##### IV.4.1 Modélisation des failles

La modélisation des failles est la première étape dans la construction de la charpente structurelle du modèle 3D

Les failles affectant la structure globale de la zone d'étude sont sélectionnées afin de les édifier et les connecter entre eux par des plans horizontaux appelés: les piliers clefs (Key pillars). La géométrie des failles peut être modélisée par Petrel (polygones ou surfaces)

Au cours de cette étape, plusieurs segments ont été déterminés en fonction des failles identifiées dans le champ de Bir Sebaa.

La modélisation des failles montre l'existence d'un grand réseau des failles avec différents type (les failles secondaire et deux failles majeures de direction nord-sud conséquences de plusieurs phase tectonique qui affectant la région et surtout la phase hercynienne.

(Voir figure IV.2)

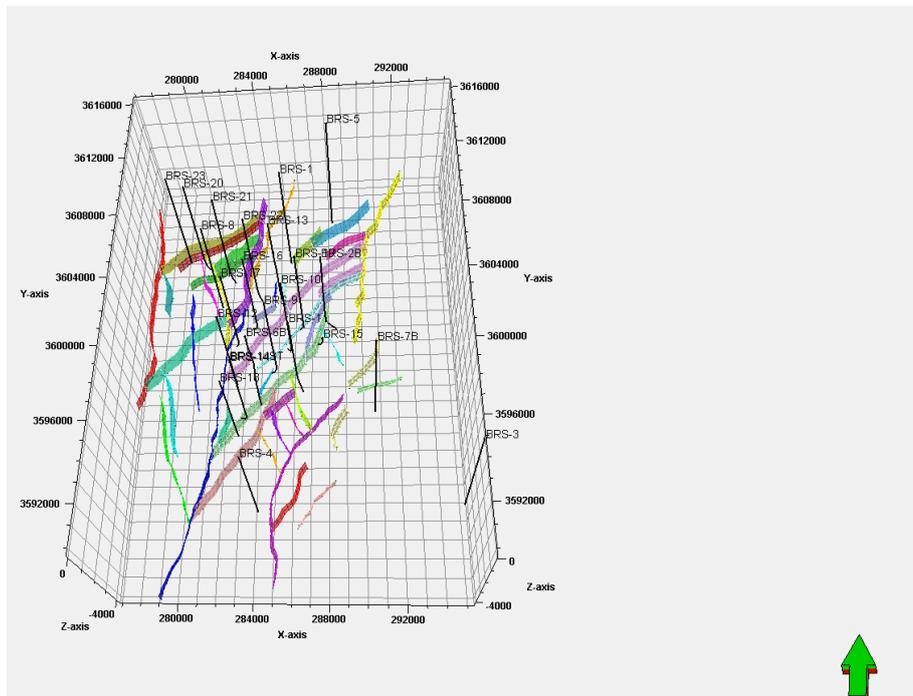


Figure IV.2: Modélisation des failles dans la zone d'étude

### IV.4.2 Maillage Des Piliers

Ce processus consiste à créer des surfaces maillées en respectant un pas de maillage, afin de déterminer la géométrie de la cellule suivant les coordonnées x, y et z. Il faut que la géométrie de la cellule (tendance à être perpendiculaires) pour faciliter le calcul des réserves.

Dans notre cas, Le pas de maillage est de (100 m x 100 m). (Voir figure IV.3)

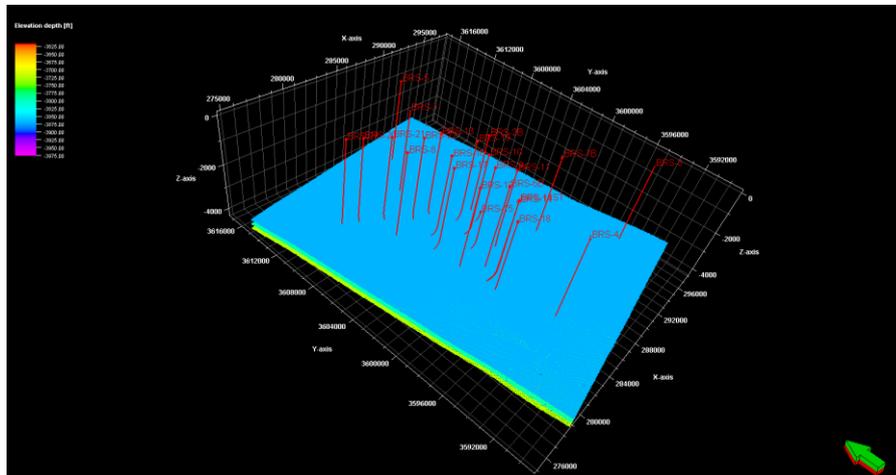


Figure IV.3: Maillage de Piliers (Pillar gridding)

### IV.4.3 Subdivision stratigraphique

Cette subdivision se base sur l'insertion des horizons sismiques dans le maillage 3D, tout en respectant le pas de maillage et les failles définies lors des étapes précédentes. Pour la zone d'étude, la subdivision stratigraphique du réservoir ordovicien (QH1) est bien distinguée.

(Voir figure IV.4)

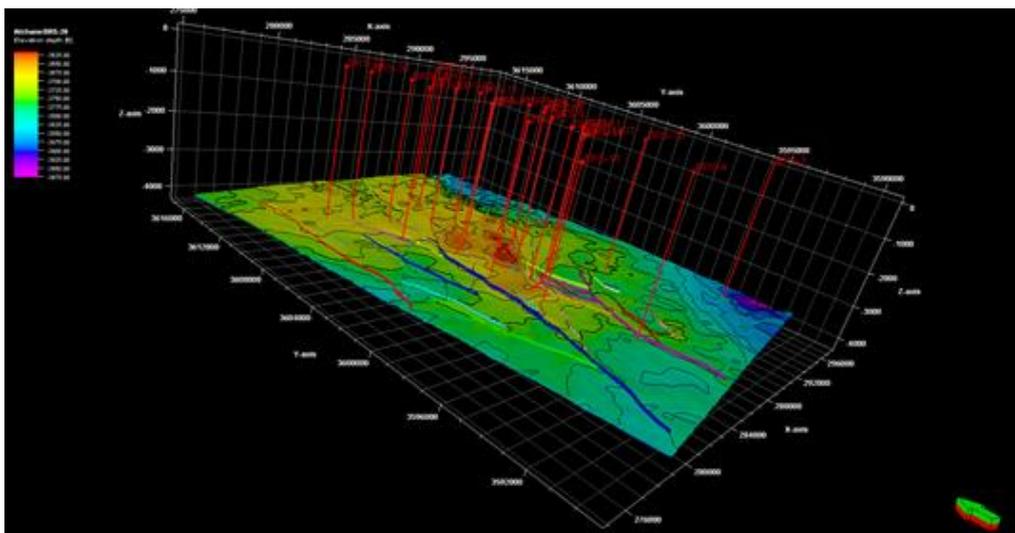


Figure IV.4: Subdivision stratigraphique de la zone d'étude

#### IV.4.4 Insertion des zones

Ce processus repose sur l'insertion des zones géologiques (en respectant leurs intervalles stratigraphiques) entre les horizons provenant de « Make horizons » de (Petrel 2023.03). Concernant la zone d'étude, elle est subdivisée en 04 zones litho stratigraphiques (grés Ouargla, QH1, QH2, QH3). (Voir figure IV.5)

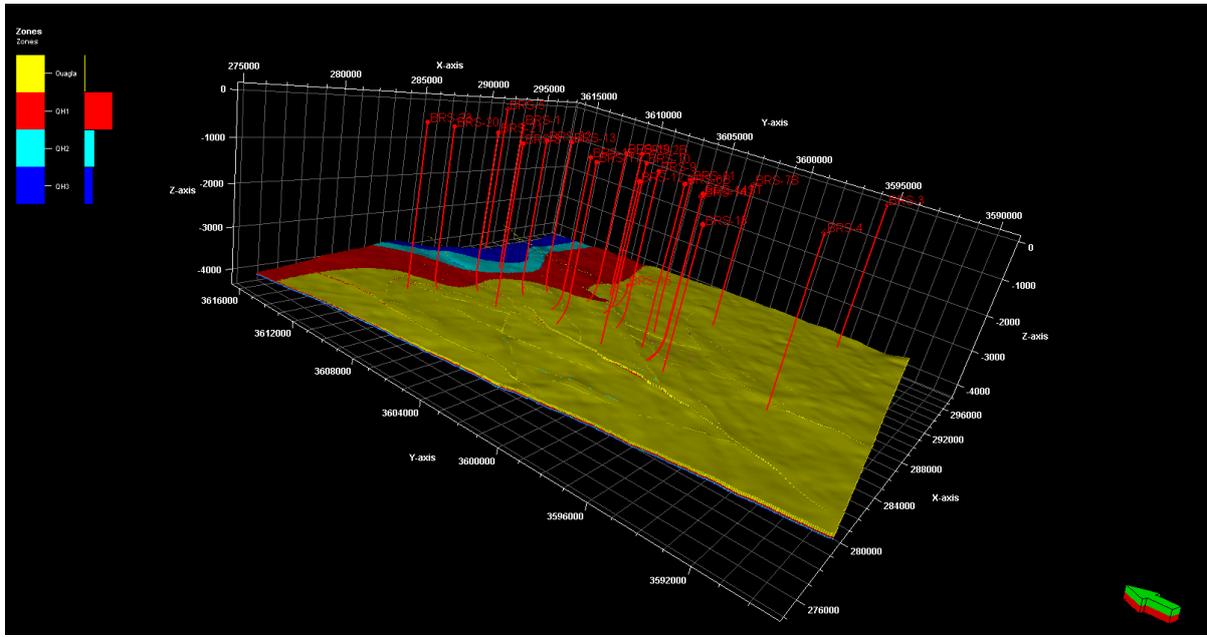


Figure IV.5: Insertion des zones

#### IV.4.5 Insertion des sous-zones

L'insertion des sous-zones dans la zone d'étude consiste à subdiviser cette zone en sections plus petites ou en sous-unités, souvent en fonction de critères géologiques, géophysiques ou géotechniques. Cette subdivision permet une analyse et une modélisation plus détaillées, ce qui est souvent nécessaire pour comprendre et gérer efficacement les caractéristiques du terrain, notamment dans le domaine de la géologie appliquée, de l'ingénierie géotechnique ou de la modélisation des réservoirs.

Par exemple, dans le contexte de la modélisation d'un réservoir pétrolier ou gazier, l'insertion de sous-zones peut être utilisée pour prendre en compte les variations de la perméabilité, de la porosité ou d'autres propriétés importantes à une échelle plus fine.

Cela peut aider à mieux comprendre la distribution des hydrocarbures ou à optimiser les techniques de production.

En résumé, l'insertion des sous-zones dans la zone d'étude permet une analyse plus approfondie et une modélisation plus précise, ce qui peut conduire à de meilleures décisions en matière de gestion des ressources naturelles ou de conception d'infrastructures.

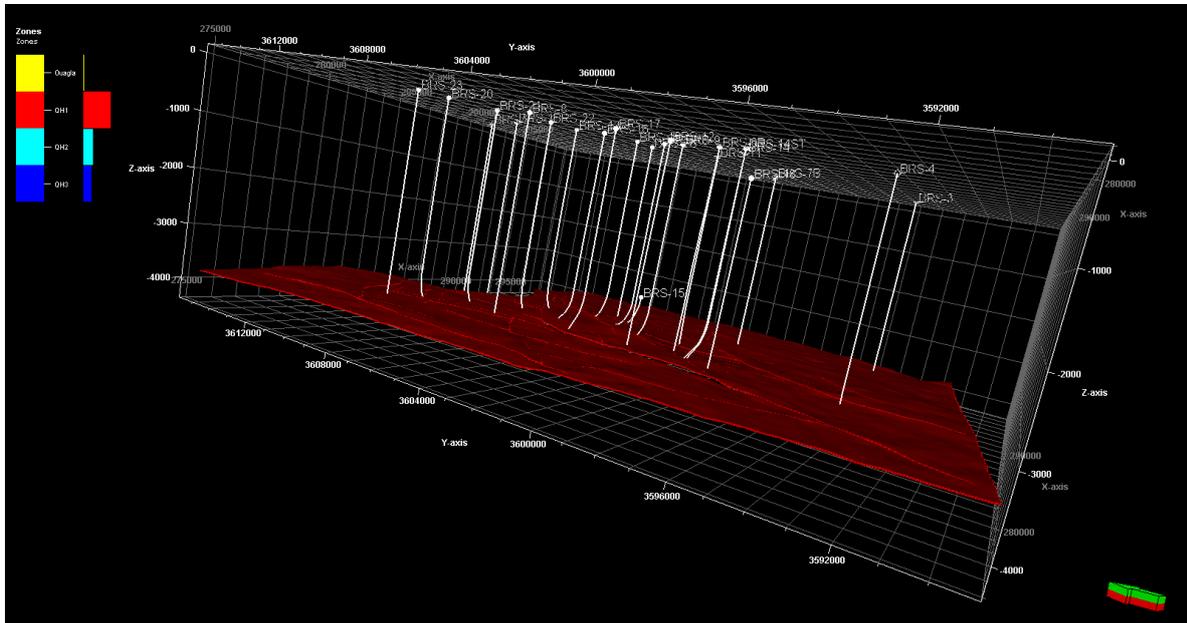


Figure IV.6: Insertion des sous zone dans la zone d'étude.

#### IV.4.6 Modélisation Des Couches (Layering Model)

Basé sur une corrélation stratigraphique des puits, un environnement de dépôt interprété et des faciès prédéfinis, le modèle Hamra a été divisé en trois (03) zones. En conséquence, le modèle a été construit avec quatre (4) zones. Le nombre de couches de chaque zone a été considéré pour optimiser le nombre d'alvéoles mais suffisamment fines pour détacher le corps de sable le plus fin.

La modélisation des couches s'est concentrée sur les principales zones de production telles que QH1, donc le QH1 a été fixé à 0,75 m pour l'épaisseur de la couche et en raison du QH2 et du QH3 sont des cibles secondaires, alors l'épaisseur de la couche a été fixé à 1 m pour QH2 et 2 m pour QH3, respectivement. La zone Ouargla a été définie avec une couche. Au total, cinquante-cinq (55) couches ont été définies dans le modèle statique de quartzite BRS Hamra.

QH1= 46 (~0.75 m) (voir figure IV.7)

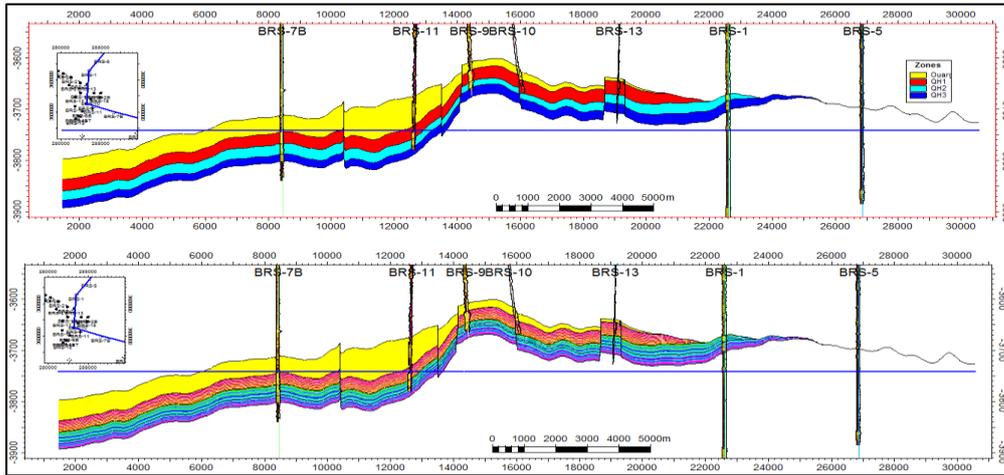


Figure IV.7: Modélisation des Couches (Layering Model) [5]

#### IV.4.7 Modélisation De La Distribution Pression De Gisement

##### IV.4.7.1 Model de Segment par rapport au système de failles

Au Total, nous avons 13 segments ont été définis sur la base de nouvelles interprétations de failles (voir figure IV.8)

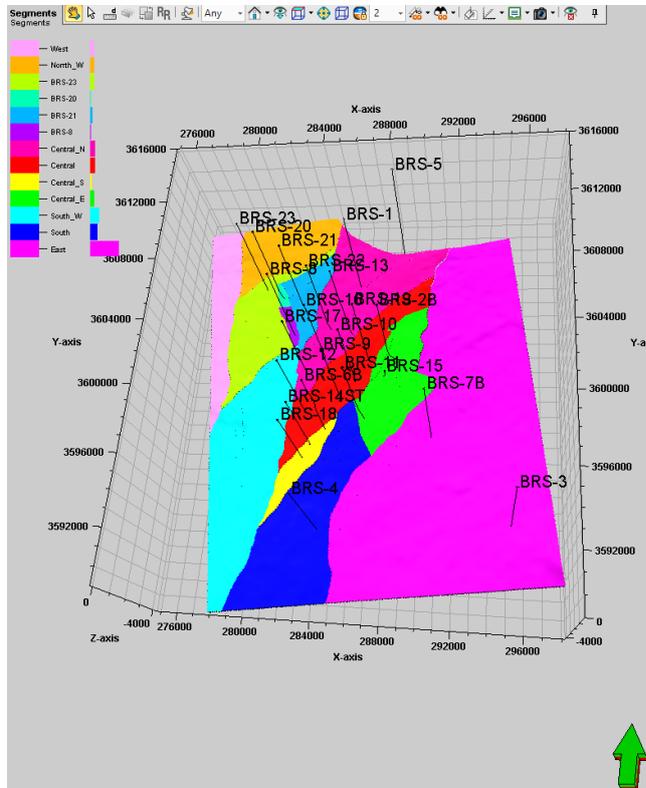


Figure IV.8: Model de Segment de la zone QH1

#### IV.4.7.2 Model De Segment En Différents Compartiments

Le model distribution de Pression du réservoir basée sur les données de production et les données de pression des puits.

Par logiciel Petrel montré que QH1 pouvait être divisé en différentes section de différente pression (voir figure IV.9)

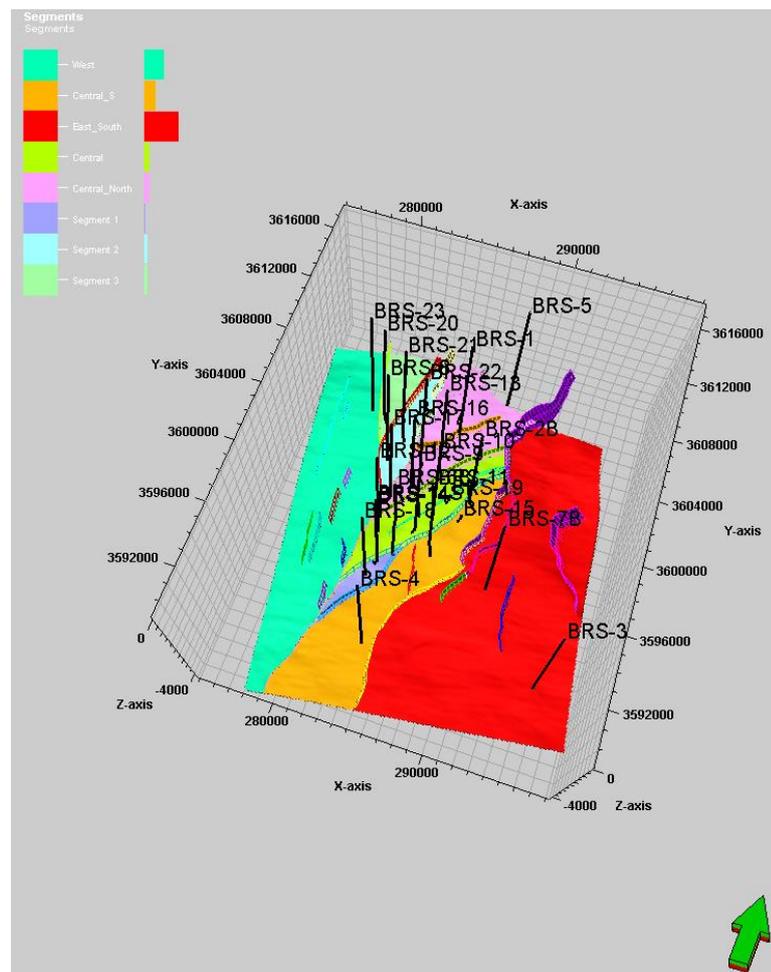


Figure IV.9: Model de Segment en différents compartiments de la zone QH1

### IV.5 Modélisation Pétro Physique

Les algorithmes utilisés pour modéliser la distribution des propriétés pétro physiques dans un modèle de réservoir sont des algorithmes standards et une simulation aléatoire gaussienne séquentielle.

La simulation aléatoire gaussienne séquentielle est complexe, mais elle prend en compte davantage l'aspect des données d'entrée, en particulier la variabilité et la durée d'exécution des données d'entrée. Cela signifie que des hauts et des bas locaux apparaîtront dans les résultats, qui ne sont pas influencés par les données d'entrée et dont l'emplacement est purement un artefact de la graine aléatoire utilisée. Le résultat aura donc une distribution plus typique du cas réel, même s'il est peu probable que les variations spécifiques correspondent. Le modèle sera utilisé pour simuler, car la variabilité d'une propriété est susceptible d'être tout aussi importante que sa valeur moyenne, cette méthode est donc très utile. L'inconvénient est que certains aspects importants du modèle peuvent être aléatoires et il est donc important d'effectuer une analyse d'incertitude appropriée avec plusieurs réalisations du même modèle de propriétés avec des graines aléatoires différentes.

L'analyse des données de propriétés mises à l'échelle a été réalisée pour obtenir les paramètres de modélisation. La simulation aléatoire gaussienne séquentielle est toujours recommandée dans Petrel pour être utilisée pour la modélisation de propriétés. En terme de géostatistique, toutes les propriétés seront analysées pour supprimer les données anormales avant qu'elles ne soient transformées en suivant une distribution normale (gaussienne) standard avec une moyenne de zéro et une variance de un et les données variables d'origine sont ensuite obtenues par transformation arrière. Le variogramme est utilisé pour décrire la variation naturelle et les résultats (plage majeure, mineure et verticale) sont saisis dans la simulation aléatoire gaussienne séquentielle pour le remplissage des propriétés.

### IV.5.1 Modélisation Des Facies

Avec une nouvelle approche pour la définition du typage des roches, 05 RRT ont été définis sur la base d'une nouvelle approche de données de base et d'unités de flux. Le journal des types de roches discrètes de 05 RRT est mis à l'échelle et l'algorithme de simulation d'indicateur séquentiel (SIS) est appliqué pour modéliser la modélisation des faciès. Cette méthode est choisie parce que l'environnement de dépôt marin peu profond du réservoir de quartzite de Hamra est considéré comme à grande échelle, ce qui peut ne pas se refléter dans la taille du champ BRS. De plus, les données sismiques ne permettent pas de définir une quelconque tendance pour définir la modélisation des faciès. (Voir figure IV.10)

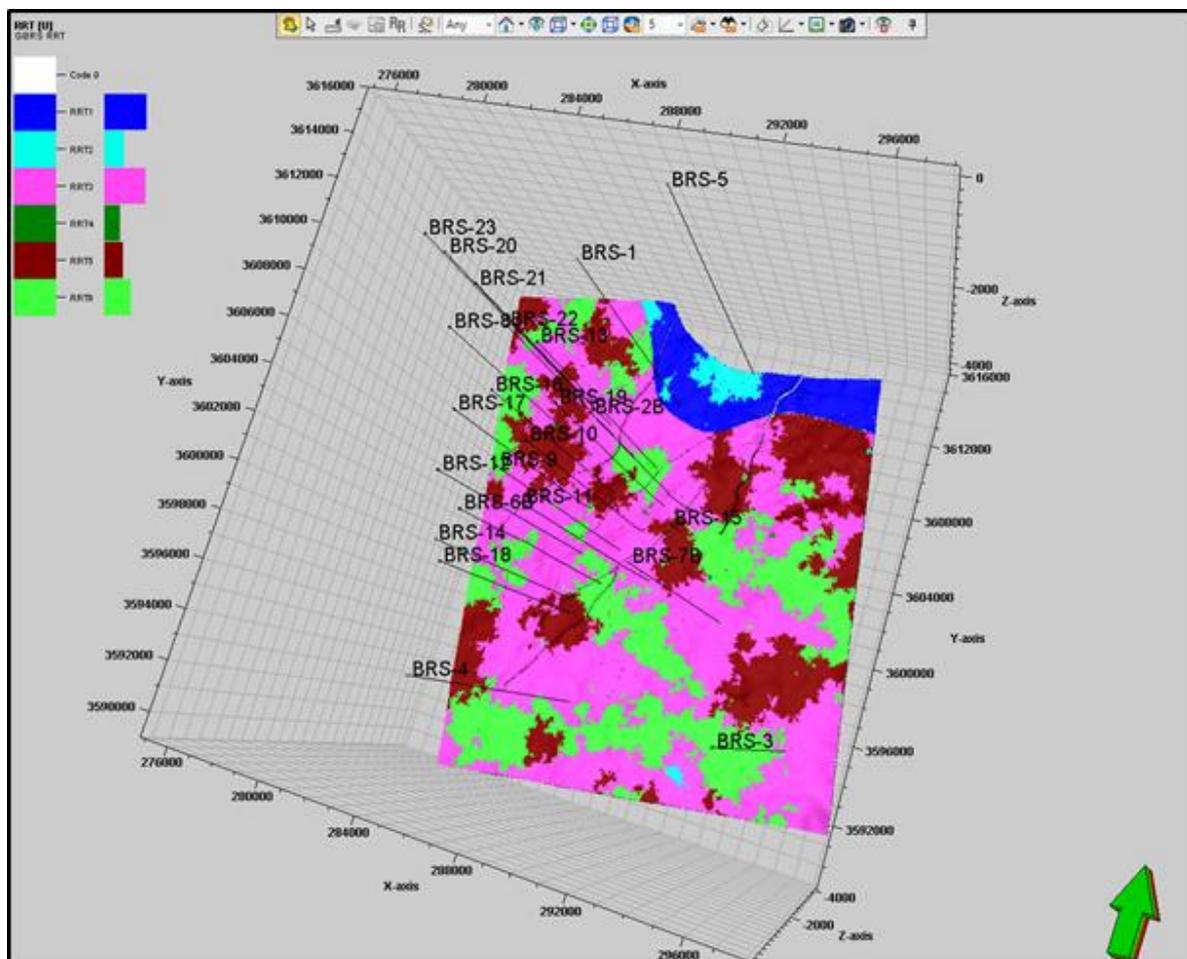


Figure IV.10: Modélisation des faciès [5]

### IV.5.2 Modèle De Porosité

La porosité interprétée à partir de l'équation d'Archie dans le logiciel Interactive Petrophysics (IP) a été exportée puis importée dans Petrel. Ce journal de porosité a été mis à l'échelle avec le type de roche et l'analyse du variogramme. La simulation aléatoire gaussienne séquentielle a été choisie pour modéliser la porosité. (Voir figure IV.11)

La porosité est distribuée dans le faciès du réservoir à l'aide d'une simulation aléatoire gaussienne séquentielle (Figure III.2).

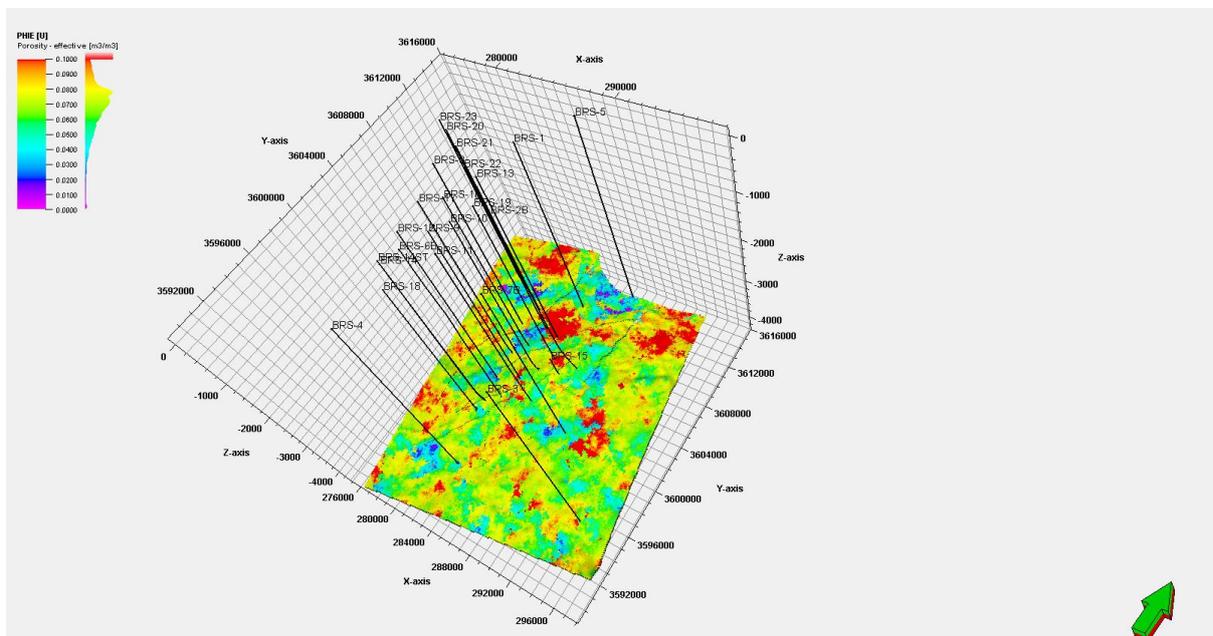


Figure IV.11: Modélisation de la porosité de la zone QH1

### IV.5.3 Modèle De Perméabilité

Le journal de perméabilité pour chaque type de roche a été calculé en utilisant les relations PHI-K au niveau du puits. Depuis la création du journal de perméabilité, il a été converti en grille 3D avec la méthode de moyenne harmonique et conditionné par le type de roche. La simulation aléatoire gaussienne séquentielle a été choisie pour modéliser la perméabilité de manière similaire à la modélisation de la porosité (voir figure IV.12)

La perméabilité est distribuée dans le faciès du réservoir à l'aide d'une simulation aléatoire gaussienne séquentielle (Figure III.4).

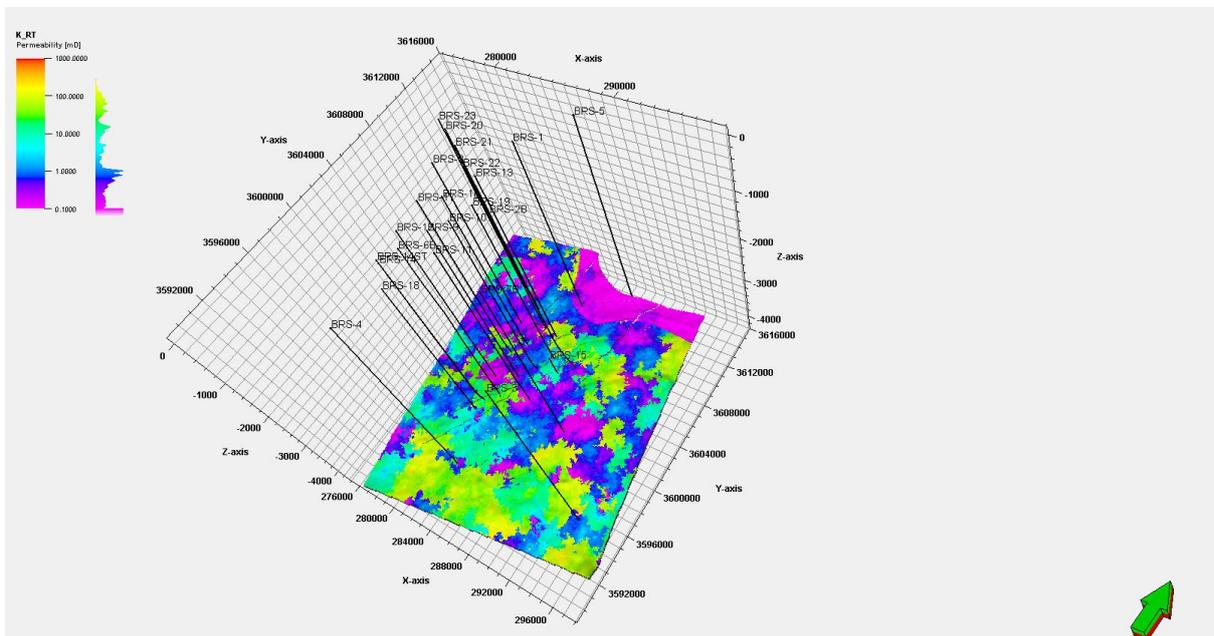


Figure IV.12: Modélisation de la perméabilité de la zone QH1

#### IV.5.4 Modélisation De La Saturation En Eau (Sw)

Depuis que les nouveaux 05 RRT ont été appliqués au modèle statique de quartzite BRS Hamra, la saturation en eau est définie par la fonction J, dérivée de nouvelles données SCAL pour chaque type de roche. La saturation en eau de la fonction J est vérifiée par croisement entre l'ingénieur du réservoir et le pétro physicien afin de garantir la cohérence de tous les paramètres Le flux de travail de saturation en eau par fonction J a été créé dans Petrel pour faciliter son exécution lors de la mise à jour des autres propriétés telles que le type de roche, la perméabilité, la porosité, etc. Le modèle de saturation en eau correspond tout à fait au journal de saturation en eau calculé à l'aide de la méthode Archie. (Voir figure IV.13)

La saturation en eau est distribuée dans le faciès du réservoir à l'aide d'une simulation aléatoire gaussienne séquentielle (Figure III.6).

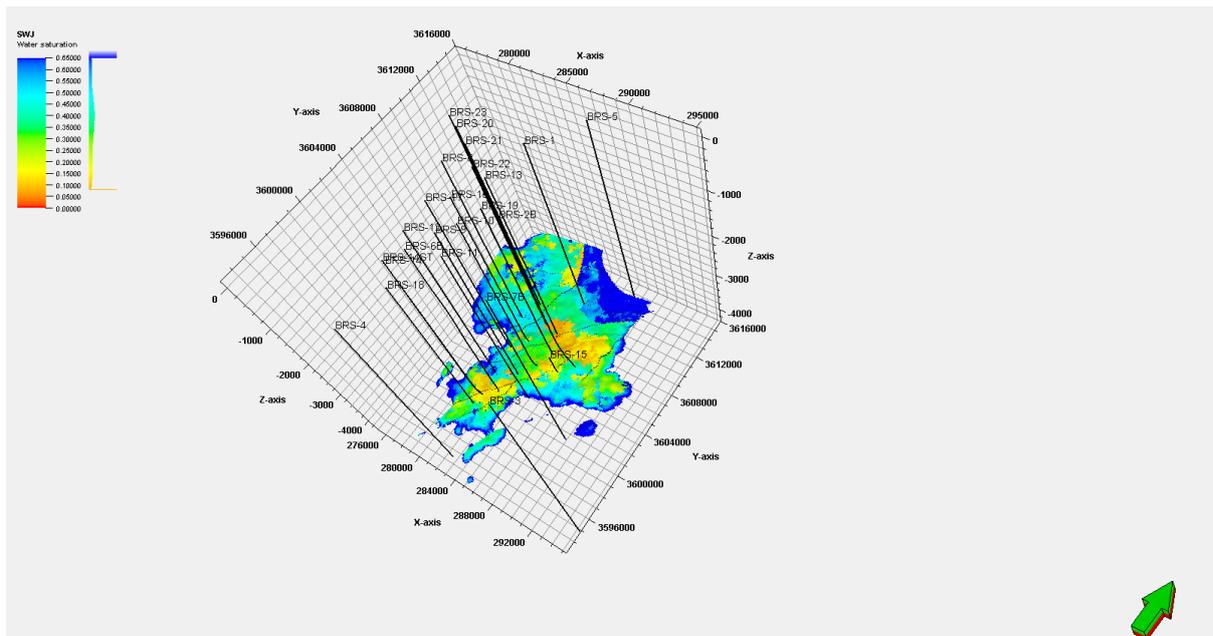


Figure IV.13: Modélisation de saturation en eau (Sw) de la zone QH1

### IV.5.5 Modélisation Du Net-Gross

Modèle Net-Gross conçu par le logiciel Petrel montre que les zone plus production dans le réservoir QH1 (voir figure IV.14)

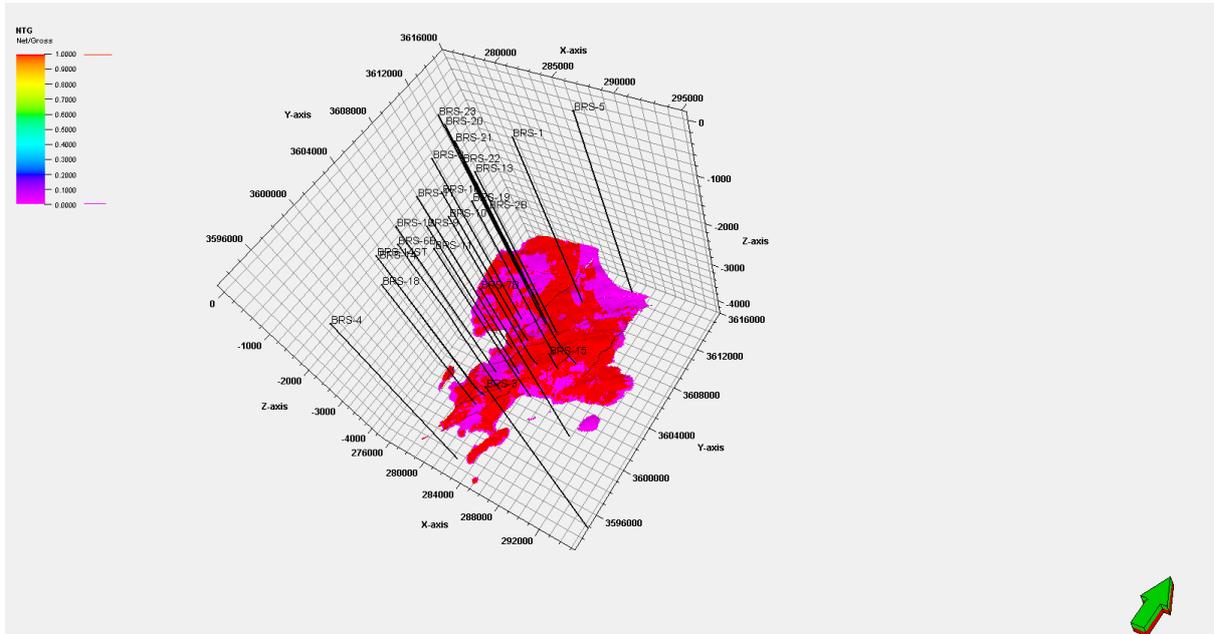


Figure IV.14: Modélisation de Net-Gross de la zone QH1

### IV.6 Conclusion

La modélisation structurale montre que le réservoir QH1 du champ BRS est d'une forme structurale anticlinale divisé en différents section(13) par plusieurs failles dans la direction N-S NE-SW.

La modélisation des propriétés pétrophysique de la zone d'étude montre que la zone est généralement la porosité de la couche de grès Hamra

Quartzite 1 est faible et perméabilité moyen et le niveau du la contacte (oil water) et les zones zone plus production et les définitions du typage des roches.

# **CONCLUSION**

## **GENERALE**

### CONCLUSION GENERALE

Le champ du Bir Seba comporte des formations allant de Cambrien au Silurien, qui se représentent par les quartzites de Hamra. Après découverte faite dans le champ Bir Sebaa dans 2010 a conduit Sonatrach à lancer des études d'évaluation du réservoir Quartzites de Hamra, développement du champ a débuté en 2015.

C'est dans le cadre de l'actualisation du plan de développement que rentre la présente étude. Il s'agit d'une caractérisation pétrophysique basée sur les données de logging.

Les résultats obtenus sont d'abord le découpage vertical du réservoir en trois zones distinctes QH1 QH2 et QH3, ceci sur la base du GR et des résistivités. Après la Caractérisation pétrophysique de QH1 concluant ainsi que les puits dans le centre de la zone présente une bonne productivité.

Les corrélations entre les unités réalisées par la suite ne révèlent pas le caractère lenticulaire et la complexité des dépôts à morphologie anticlinale. Le modèle structurale a été réalisé par l'outil de Schlumberger Petrel, il en ressort les points suivants:

L'analyse et l'interprétation des cartes en épaisseurs, montrent que les épaisseurs de quartzites de Hamra sont maximales au centre du champ, avec une diminution S-NW. L'érosion hercynienne est très accentuée dans le nord de zone.

La réalisation des coupes géologiques et les corrélations dans différentes directions nous a permis de mettre en évidence la structure du réservoir de la Zone QH1 forme de horsts et grabens.

L'établissement de modèle 3D des paramètres pétrophysique de réservoir de la Zone QH1 nous a renseignés sur l'évolution spatiale de ce réservoir. Après l'analyse des cartes des propriétés de réservoir et d'après les résultats des analyses statistiques on peut conclure:

- La variation de la porosité suivie une loi normal.
- La perméabilité varie très rapidement dans la zone d'étude.
- La saturation eau varie très rapidement dans la zone d'étude.

L'étude demeure incomplète en raison d'un manque significatif de données. Des difficultés ont été rencontrées avec le logiciel Petrel, Le modèle proposé est acceptable d'un point de vue théorique, mais il présente des limitations pratiques, en tenant compte du fait que les modèles sont sujets à des mises à jour,

De plus, la modélisation dynamique n'a pas été effectuée, ce qui souligne la nécessité de réaliser une étude pétrophysique approfondie pour une meilleure caractérisation du réservoir.

**BIBLIOGRAPHIES**

- [1] Daukhi-petrovietnam : CUONG, Vu Hong, et al. Ảnh hưởng của quá trình biến đổi thứ sinh đến chất lượng tầng chứa Hamra Quartzite, mỏ Bir Seba, bể Oued Mya, Algeria. Petrovietnam Journal, 2017, 5: 64-71
- [2] Sonatrach, Division Exploration, – 2011
- [3] FDR - BRS FINAL DISCOVERY REPORT 2007 + UBDATE 2014
- [4] TAHAR Wafa et TEIBI Samira "CARACTERISATION PETROPHYSIQUE DU RESERVOIR HAMRA QUARTZITE (ZONE 1, 2 ET 3) DU CHAMP DE Bir Sebaa (TOUGUERT) "avril 2017
- [5] Document Sonatrach: Document SH/Division Production /EP, département géologie, service d'étude /petrel 2023.03 du 13février au 10 mars 2024
- [6] Sonatrach : ing AMARA Mahdi Chef du Service d'étude mars 2024
- [7] Hu, Xuetao, et al. Eds. "Physics of petroleum reservoirs." (2017).
- [8] Tiab, Djebbar, and Donaldson, Erle C.. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties .Holland, Elsevier Science2011
- [9] Fugro Robertson: "ORDOVICIAN AND TRIASSIC RESERVOIR -REVIEW, BLOCKS 433aAND416b, OUED MYA BASIN, ALGERIA "July 2007
- [10] WEC, " Well Evaluation Conférences " - (Rapport inédit), 2007.
- [11] AMARA, Mahdi et Elham BENCHABIR. Etude lithologique et pétrophysique de la région de Bir Sebaa HASSI MESSAOUD. Diss.2021
- [12] Ben Messaoud, Abdelmonaïme, Ahmed Bahri, and Oualid Meloueh. Apport des Logging pour l'étude de l'évolution de paramètres pétrophysiques des Quartzites de Hamra dans le champ de BirSbaa .Diss . 2019
- [13] Cannon, Steve. Petrophysics: à practical guide. John Wiley & Sons, 2015.

## - ملخص:

تم اكتشاف حقل بير سبع في عام 2010، ويشمل تشكيلات من العصر الكامبري إلى السيلوري. بعد الاكتشاف، بدأت شركة سوناطراك في تقييم خزان كوارتزيتات حمرة، وبدأ التطوير في عام 2015. تهدف الدراسة الحالية إلى تحديث خطة التطوير من خلال تحليل بتروفيزيائي باستخدام بيانات السجلات. تم تقسيم الخزان إلى ثلاث مناطق QH1 ، QH2 و QH3. كشفت النتائج عن إنتاجية جيدة في الآبار المركزية لـ QH1. النموذج الهيكلي الذي تم إنشاؤه باستخدام Petrel أظهر سماكات قصوى في وسط الحقل، مع تآكل هرسياني في الشمال. النموذج ثلاثي الأبعاد أشار إلى تباينات في المسامية والنفاذية وتشبع المياه. ومع ذلك، الدراسة غير مكتملة بسبب نقص البيانات وصعوبات مع برنامج Petrel ، مع الحاجة لنمذجة ديناميكية ودراسة بتروفيزيائية أعمق.

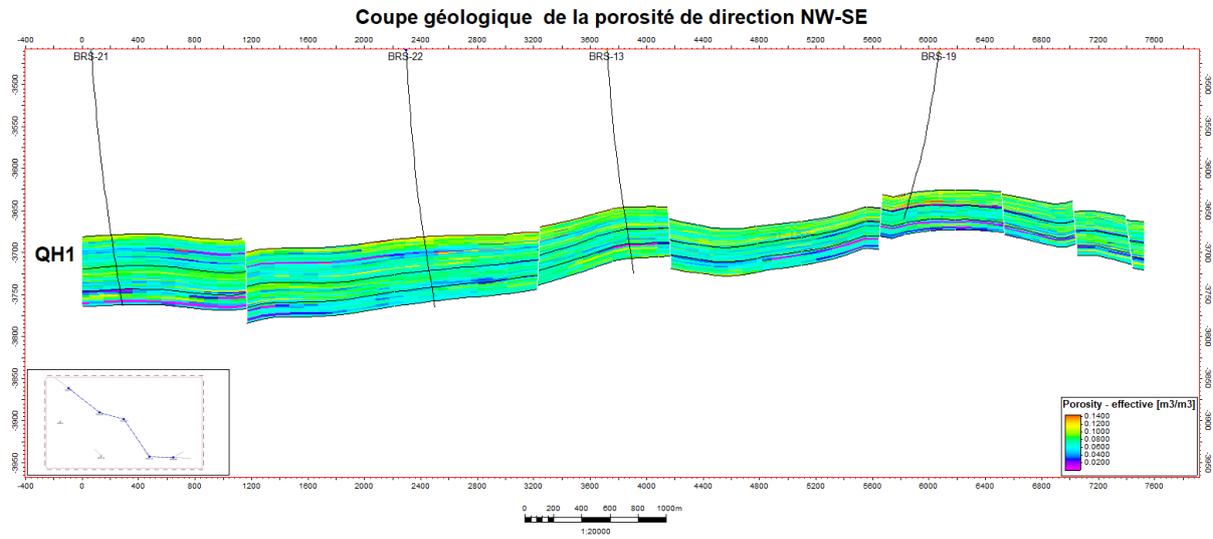
## - Summary:

The Bir Sebaa field, discovered in 2010, includes formations from the Cambrian to the Silurian. Following the discovery, Sonatrach began evaluating the Hamra Quartzites reservoir, with development starting in 2015. The current study aims to update the development plan through petro physical analysis using logging data. The reservoir was divided into three zones (QH1, QH2, and QH3). Results indicated good productivity in central wells of QH1. The structural model created with Petrel showed maximum thicknesses in the center, with Hercynian erosion in the north. The 3D model indicated variations in porosity, permeability, and water saturation. However, the study remains incomplete due to data shortages and Petrel software issues, highlighting the need for dynamic modeling and deeper petro physical study.

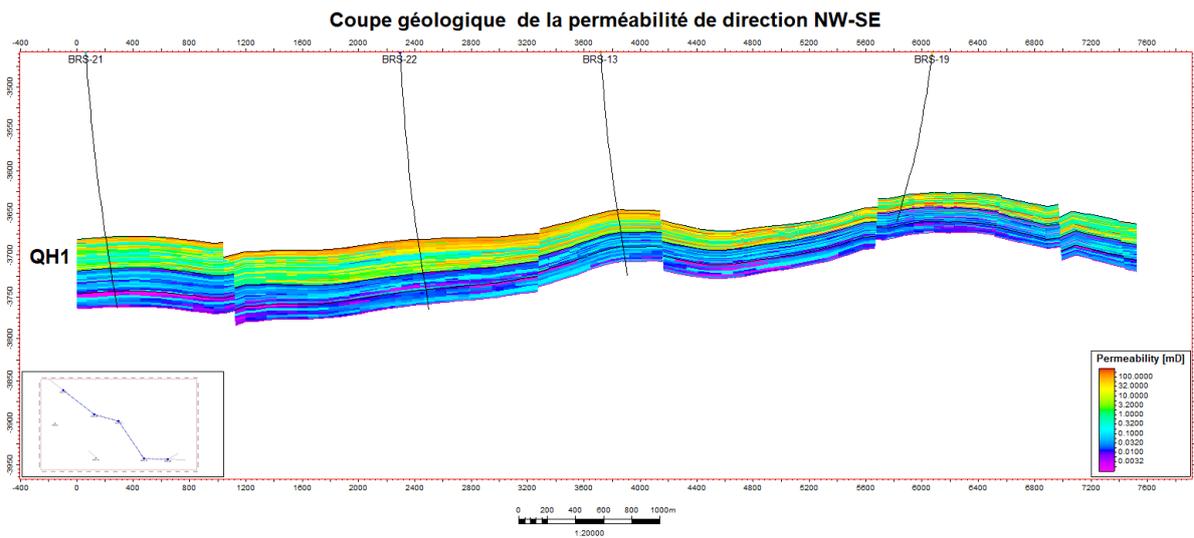
## - Résumé :

Le champ de Bir Sebaa, découvert en 2010, comprend des formations allant du Cambrien au Silurien. Après la découverte, Sonatrach a commencé à évaluer le réservoir Quartzites de Hamra, avec un développement débutant en 2015. La présente étude vise à actualiser le plan de développement par une analyse pétrophysique basée sur les données de logging. Le réservoir a été divisé en trois zones (QH1, QH2, QH3). Les résultats ont indiqué une bonne productivité dans les puits centraux de QH1. Le modèle structurel réalisé avec Petrel a montré des épaisseurs maximales au centre, avec une érosion hercynienne au nord. Le modèle 3D a indiqué des variations de porosité, perméabilité et saturation en eau. Cependant, l'étude reste incomplète en raison d'un manque de données et de problèmes avec le logiciel Petrel, soulignant la nécessité d'une modélisation dynamique et d'une étude pétrophysique plus approfondie.

# **ANNEXE**



Coupe géologique de la porosité NW-SE



Coupe géologique de la perméabilité NW-SE

# ANNEXE

Well manager

Show Folder filter: Wells

	Name	UWI	Folder	Well symbol	Surface X	Surface Y	Latitude	Longitude	Drilling structure	Well datum name	Well datum value	TD (TVSS)	TD (MD)	Bottom hole X	Bottom hole Y	Spud date
1	BRS-1		Wells/BRS_Field_Wells	Dry	285678.00	3610404.00	32°36'46.4262"N	6°42'57.5135"E		KB	124.0	4116.0	4240.0	285678.00	3610404.00	
2	BRS-2B		Wells/BRS_Field_Wells	Oil	287944.90	3604811.82	32°33'46.5239"N	6°44'28.9792"E		KB	124.0	3806.5	4159.6	288520.18	3605142.54	
3	BRS-3		Wells/BRS_Field_Wells	Dry	295285.00	3594864.00	32°28'28.6491"N	6°49'18.0436"E		KB	127.0	4373.0	4500.0	295285.00	3594864.00	
4	BRS-4		Wells/BRS_Field_Wells	Dry	284259.06	3594122.04	32°27'57.0670"N	6°42'16.5717"E		KB	122.0	3797.0	3919.0	284259.06	3594122.04	
5	BRS-5		Wells/BRS_Field_Wells	Dry	282843.86	3613796.12	32°38'38.2845"N	6°42'33.1224"E		KB	125.1	4374.9	4500.0	282843.86	3613796.12	
6	BRS-6B		Wells/BRS_Field_Wells	Oil	284274.15	3600296.13	32°31'17.4346"N	6°42'12.0579"E		KB	139.7	3773.6	3930.0	284185.25	3600355.60	
7	BRS-7B		Wells/BRS_Field_Wells	Injection water	290654.67	3600040.74	32°31'13.5451"N	6°46'16.6415"E		KB	126.2	4059.7	4186.2	290638.98	3600060.69	
8	BRS-8		Wells/BRS_Field_Wells	Oil	281605.12	3606852.25	32°34'48.3037"N	6°40'24.3475"E		KB	129.8	3762.2	3892.0	281605.12	3606852.25	
9	BRS-9		Wells/BRS_Field_Wells	Oil	285132.30	3602127.70	32°32'17.4707"N	6°42'43.4177"E		KB	135.8	3673.2	4001.0	284734.47	3602280.93	
10	BRS-10		Wells/BRS_Field_Wells	Oil	285946.00	3603288.00	32°32'55.8904"N	6°43'13.6364"E		KB	138.3	3666.0	4168.3	285649.60	3603941.11	
11	BRS-11		Wells/BRS_Field_Wells	Plugged and abandoned	286352.70	3601113.51	32°31'45.4073"N	6°43'30.9977"E		KB	121.2	3784.9	3927.1	286577.08	3601149.10	
12	BRS-12		Wells/BRS_Field_Wells	Oil	282760.06	3601534.00	32°31'56.5413"N	6°41'13.0397"E		KB	127.9	3741.3	3870.0	282760.06	3601612.62	
13	BRS-13		Wells/BRS_Field_Wells	Oil	285170.00	3608974.00	32°34'54.7648"N	6°42'40.8888"E		KB	126.8	3725.6	3935.0	285463.82	3608299.96	
14	BRS-14		Wells/BRS_Field_Wells	Undefined	283560.00	3599044.00	32°30'36.3012"N	6°41'45.7434"E		KB	139.3	3763.4	4121.0	283066.67	3599491.60	
15	BRS-14ST		Wells/BRS_Field_Wells	Oil	283560.00	3599044.00	32°30'36.3012"N	6°41'45.7434"E		KB	139.3	3694.4	4035.0	283273.28	3599451.42	
16	BRS-15		Wells/BRS_Field_Wells	Oil	287739.98	3603803.01	32°33'13.6451"N	6°44'21.9482"E		KB	126.3	3743.6	4087.5	287337.79	3604146.15	
17	BRS-16		Wells/BRS_Field_Wells	Oil	283904.98	3604892.98	32°33'46.3481"N	6°44'54.1124"E		KB	134.9	3713.4	4117.0	283497.47	3605200.99	
18	BRS-17		Wells/BRS_Field_Wells	Oil	283832.16	3603917.46	32°33'10.6919"N	6°41'13.9009"E		KB	138.9	3750.9	4031.0	282566.21	3604111.08	
19	BRS-18		Wells/BRS_Field_Wells	Oil	282961.09	3598424.92	32°30'15.7907"N	6°41'23.3225"E		KB	148.6	3792.9	3942.0	282959.95	3599477.28	
20	BRS-19		Wells/BRS_Field_Wells	Oil	286603.93	3604853.93	32°33'46.9652"N	6°43'37.5613"E		KB	140.0	3660.0	3965.0	286327.33	3605106.36	
21	BRS-20		Wells/BRS_Field_Wells	Oil	284002.04	3609733.34	32°36'20.9379"N	6°39'35.8109"E		KB	123.2	3766.3	3975.0	280681.46	3609611.12	
22	BRS-21		Wells/BRS_Field_Wells	Oil	282070.93	3608724.01	32°35'49.3729"N	6°40'46.6323"E		KB	123.8	3763.9	3974.0	282329.73	3608588.48	
23	BRS-22		Wells/BRS_Field_Wells	Oil	283808.01	3607357.00	32°35'6.2390"N	6°41'48.3524"E		KB	136.1	3765.7	3977.0	284067.29	3607208.34	
24	BRS-23		Wells/BRS_Field_Wells	Oil	279368.79	3610288.10	32°36'38.1994"N	6°38'55.7316"E		KB	140.3	3784.7	3925.0	279368.79	3610288.10	
25	MOM-1		Wells/MOM_Field_Wells	Oil	280838.26	3580537.15	32°20'33.8165"N	6°40'16.9700"E		KB	153.6	3846.4	4000.0	280838.26	3580537.15	
26	MOM-2bis		Wells/MOM_Field_Wells	Oil	284071.38	3583766.95	32°22'20.8958"N	6°42'17.9042"E		KB	124.6	3875.4	4000.0	284071.38	3583766.95	
27	MOM-3		Wells/MOM_Field_Wells	Oil	284135.00	3583844.00	32°22'23.4406"N	6°42'20.2738"E		KB	126.2	3873.8	4000.0	284135.00	3583844.00	
28	MOM-4		Wells/MOM_Field_Wells	Oil	287032.35	3587112.09	32°24'11.5021"N	6°44'8.4141"E		KB	132.8	3867.2	4000.0	287032.35	3587112.09	

Apply OK Cancel

## Gestionnaire de puits

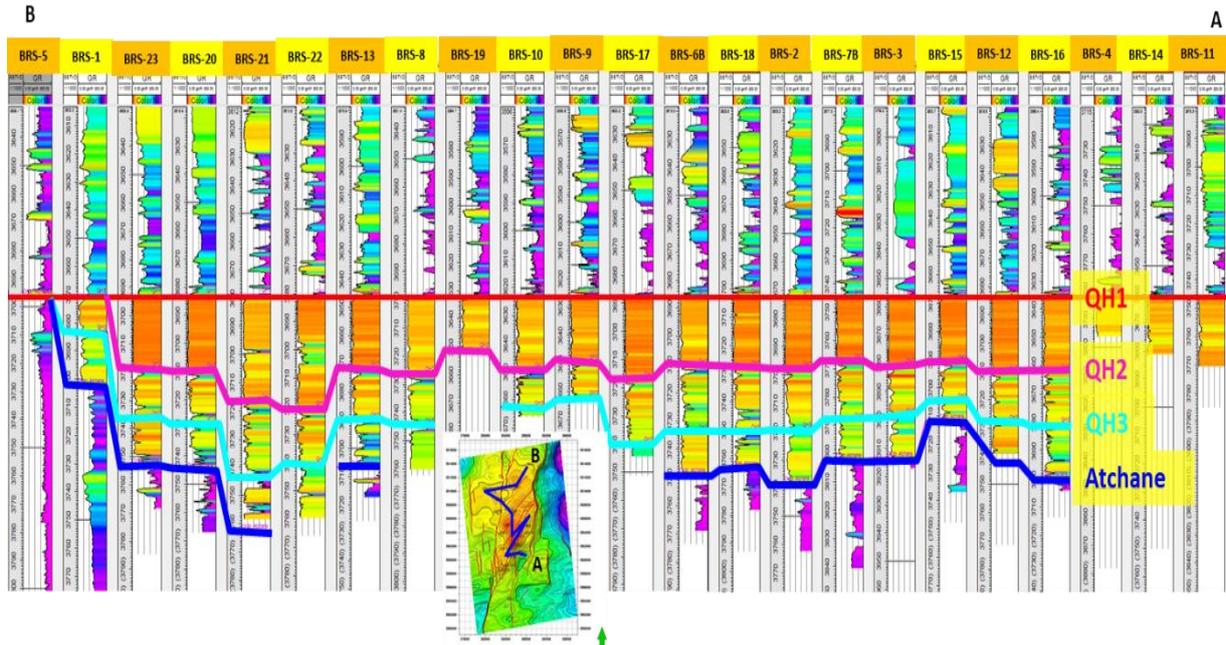
The screenshot displays the Petrel software interface with several workflow windows open, connected by yellow arrows indicating a sequential process:

- Pillar gridding:** The 'Result 3D grid' window shows settings for creating a new grid (3D grid 75x75x0.75) with an increment of 75.
- Make Horizons:** The 'Make horizons with New model May 2018/3D grid 75x75-0.75' window shows a table of horizons with columns for Index, Horizon name, Color, Calculate, Horizon type, Conforms to another horizon, Status, Smooth Resolutions, Use horizon fault lines, Well tops, and Input #1.
- Make Zones:** The 'Make zones with New model May 2018/3D grid 75x75-0.75' window shows a table of zones with columns for Name, Color, Input type, Input, and Volume correct.
- Layering:** The 'Layering with New model May 2018/3D grid 75x75-0.75' window shows 'Make layers' settings, including 'Build along' (Stratigraphic thickness TS) and 'Zone specific settings' table.

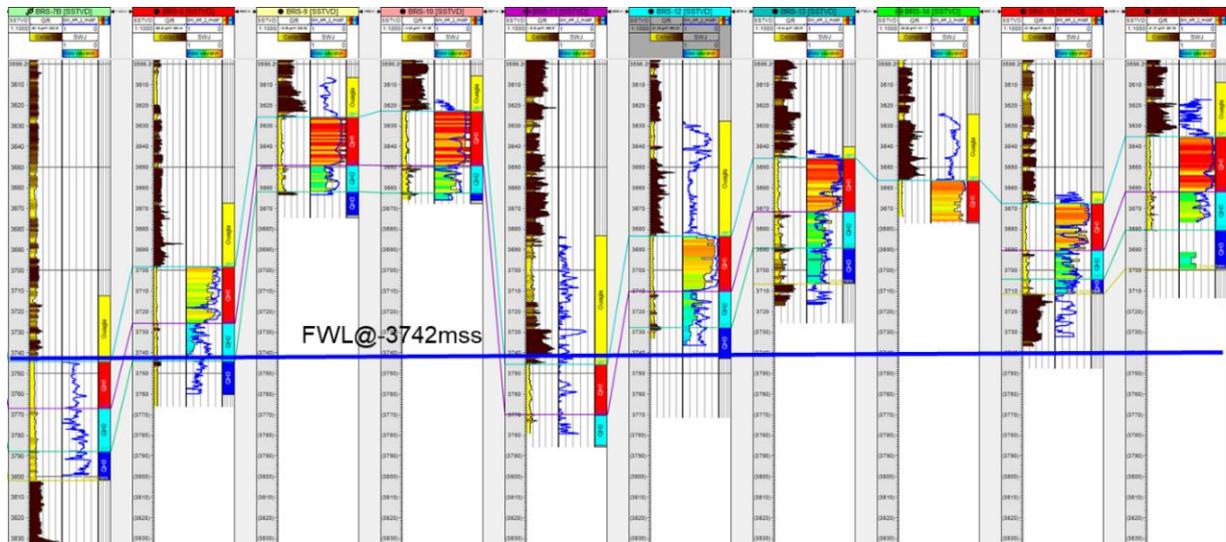
The 'Zone specific settings' table is as follows:

Name	Color	Calculate	Zone division	Reference surface	Restore eroded	Restore base	Status
Douglas		Yes	Proportional	Number of layers: 1	Yes	Yes	New
GH1		Yes	Proportional	Number of layers: 31	Yes	Yes	Done
GH2		Yes	Proportional	Number of layers: 16	Yes	Yes	Done
GH3		Yes	Proportional	Number of layers: 7	Yes	Yes	Done

## Réglages de Petrel



Corrélation de puits pour le réservoir de quartzite Hamra dans le champ BRS



La saturation en eau par fonction J correspond bien au journal de saturation en eau