

N° Ordre...../Faculté/UMBB/2019

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER 2

Présenté par

MOSTEFA Islam

Filière : Hydrocarbures
Option : Géologie Pétrolière

Thème

**Etude du réservoir Cambrien à caractéristiques
pétrophysiques hétérogènes du champ de Rhourd EL Baguel,
Bassin de Berkine**

Devant le jury :

SADAOUI. M	Prof	UMBB	Président
KECIR. A	MA-A	UMBB	Promotrice
CHAOUCHI. R	Prof	UMBB	Examineur
ZELLOUF. K	MC-B	UMBB	Examineur

Année Universitaire : 2018/2019

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département : Gisements Miniers et Pétroliers
Filière : Hydrocarbures
Option : Géologie Pétrolière

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Thème

**Etude du réservoir Cambrien à caractéristiques
pétrophysiques hétérogènes du champ de Rhourd EL Baguel,
Bassin de Berkine**

Présenté par :
MOSTEFA Islam

Avis favorable de l'encadreur :
KECIR Arbia

Avis favorable du Président du jury

Nom Prénom
SADAOUI Moussa

Signature

Cachet et signature

Remerciements

✎ A l'issue de ce mémoire de fin d'études, je remercie ALLAH le tout puissant qui, grâce à lui, j'ai pu avoir le courage, la volonté et l'espoir dans toute ma vie.

✎ J'exprime mes plus vifs remerciements à mes chères parents, mes chères frères et sœurs, à mon encadreur de sonatrach **Mme. Khadidja** et à mon encadreur de la faculté **Mme. A. Kécir** pour avoir proposé et dirigé ce travail, je remercie également, pour son aide effective et ses précieux conseils.

✎ je tiens à remercier vivement mes amis de l'université pour leur ambiance et amitié pendant tous ces cinq ans, aussi mes enseignants de département géologie et l'ensemble du personnel la faculté.

✎ Un grand remerciement à toute personne qui m'a aidé ou appris quelque chose et mon ami Saad pour son aide et encouragement.

DEDICACES

Je dédie ce modeste travail :

*A mes parents pour leur amour et leurs encouragements qu'ils trouvent
ici le Témoignage de ma profonde affection et gratitude.*

A mes sœur Israa, Imane et mes nieces.

A mon frere abdeljalil.

A ma grande mère et grand père .

A mes tantes zineb, fadila et rabiaa.

A mon oncle ibrahim et sa famille.

A mes tous amis.

A mon en cadreur Mme. A. kecir pour son affection et son aide.

A une amie pour son aide dans toute ma vie.

A ma future femme naziha.

A tous les gents de sonatrach REB pour leur aide.

A Toute ma famille Mostefa et Kaoulal et mes camarades de promotion.



Sommaire

INTRODUCTION

Chapitre I : Généralités sur le bassin d'Amguid-Messaoud

I. Aperçu général sur la plate forme saharienne.....	3
II. Cadre régional	4
II.1 Situation géographique.....	4
II.2 Cadre géologique.....	5
III. Historique des travaux réalisés sur de Rhoud El Baguel.....	7
IV. Tectonique.....	8
IV.1 Tectonique globale.....	8
IV.2 Géodynamique du bassin du bassin d'Amguid-Messaoud	14
V. Aspect stratigraphique.....	15
V.1 Le Précambrien.....	15
V.2 Le paléozoïque.....	15
V.3 Le Mésozoïque.....	15
V.4 Le Tertiaire.....	17
VI. Intérêt pétrolier.....	19
VI.1 Les roches mères.....	19
VI.2 Les roches couvertures.....	19
VI.3 Les roches réservoirs.....	19
VI.4 Les pièges.....	20

Chapitre II : Région d'étude

I. Situation.....	21
II. Historique de la recherche dans la région.....	21
III. Méthodologie de reconnaissance du réservoir	22
IV Géologie du réservoir Cambrien.....	23
IV.1 Aspect sur le réservoir d'étude.....	23
IV.2 Continuité des corps gréseux du Cambrien.....	23
IV.3 Mode et milieu de dépôt.....	24
V. Lithostratigraphie du réservoir Cambrien	27
VI. Aspect structural.....	28

VI.1 Etude sismique.....	30
VII. Le potentiel pétrolier de la région d'étude.....	33
VII.1 La roche mère.....	33
VII.2 La roche réservoir.....	34

Chapitre III : Evaluation des paramètres pétrophysiques

I. Introduction.....	35
II. Méthodes des paramètres pétrophysiques	35
II.1 Mesure de la saturation	35
II.2 Mesure de la porosité.....	35
II.3 Mesure de la perméabilité.....	36
II.4 L'épaisseur totale.....	37
II.5 coefficient de grés Net to gross ratio.....	37
II.6 le contact huile/eau (WOC) et la zone de transition	37
III. Caractéristiques pétrophysiques.....	40
IV. Conclusion.....	41

Chapitre IV : Caractérisation du réservoir

I. Introduction.....	42
II. Interprétation des cartes.....	42
II.1 L'unité RI.....	45
II.2 L'unité RA.....	48
II.3 L'unité RAA.....	51
II.4 L'unité R2.....	54
II.5 L'unité R3.....	57
III. Conclusion.....	60

Chapitre V : Fracturation naturelle et impact sur la perméabilité

I. Introduction.....	61
II. Description du réservoir.....	61
III. Etudes des fractures.....	62
III.1 Les types de fractures.....	62
III.2 Différents réseaux de fractures.....	64
III.2 Colmatage des fractures	65
IV. Etudes des caractéristique des fractures	67
V. Influence de fracturation sur la perméabilité	69
VI. Evaluation des réserves.....	70
VII. Les différentes catégories des quantités en place.....	70
VIII. Méthodes de calcul des quantités en place	71
IX. Calcul du volume en place initial OOIP	72
X. Distribution des quantités initial en place OOIP et réserves actuelle.....	76
XI. Estimation des réserves récupérables.....	77

CONCLUSION

Liste des figures

Figure 1: Situation géographique	3
Figure 2: Situation géologique (Sabaou et al, 2009).....	4
Figure 3: Situation géologique (Sabaou et al, 2009).....	5
Figure 4: Carte structurale du bassin d' Amguid-Messaoud (McKenna et Hedley, 2002).....	7
Figure 5 : Les phases orogénèses majeurs d'évolution structurales du Bassin d' Amguid Messaoud (McKenna et Hedley, 2002).....	11
Figure 6 : Les éléments structuraux du bassin d' Amguid Messaoud (Azoug et al., 2007).....	13
Figure 7 : Colonne stratigraphique type de Rhour El Baguel. (Doc.SH)	17
Figure 8 : Pièges et migration dans le champ de Rhour El Baguel (WEC.2007)	19
Figure 9: Profils de production et son évolution avec le temps.....	21
Figure 10: Log type de Rhour El Baguel.....	24
Figure 11: Plan et directions des dépôts fluviatiles (d'après Scott et al., 1999).....	26
Figure 12: Carte structurale du champ Rhour El Baguel.....	28
Figure 13 : Carte structurale du champ REB montrant les différentes coupes géologiques à travers les puits.....	30
Figure 14 : Coupes géologique à travers les puits 55-39-27-40-19-41-8.....	30
Figure 15 : Coupes géologique à travers les puits 61-21-24-51-17.....	31
Fig.16 : Coupes géologique à travers les puits 56-28-64-26-23.....	31
Fig. 17 : Coupes géologique à travers les puits 4-57-37-15-13.....	32
Fig.18: carte qui exprimée l'hypothèse de source de roche mère.....	33
Figure 19: carte de positionnement des puits du REB.....	42
Figure 20: carte structural à partir des données de puits.....	42
Figure 21: Carte de l'épaisseur totale de l'unité RI.....	44
Figure 22: Carte de porosité de l'unité RI.....	44
Figure 23: Carte de perméabilité de l'unité RI.....	44
Figure 24: Carte du Net to Gross de l'unité RI.....	45
Figure 25: Carte de la saturation en eau de l'unité RI.....	45
Figure 26: Carte de l'épaisseur totale de l'unité RA.....	47
Figure 27: Carte de porosité de l'unité RA.....	47
Figure 28: Carte de perméabilité de l'unité RA.....	47
Figure 29: Carte du Net to Gross de l'unité RA.....	48
Figure 30: Carte de la saturation en eau de l'unité RA.....	48
Figure 31: Carte de l'épaisseur totale de l'unité RAA.....	50

Figure 32: Carte de porosité de l'unité RAA.....	50
Figure 33: Carte de perméabilité de l'unité RAA.....	50
Figure 34: Carte du Net to Gross de l'unité RAA.....	51
Figure 35: Carte de la saturation en eau de l'unité RAA.....	51
Figure 36: Carte de porosité de l'unité R2.....	53
Figure 37: Carte de perméabilité de l'unité R2.....	53
Figure 38: Carte du Net to Gross de l'unité R2.....	54
Figure 39: Carte de la saturation en eau de l'unité R2.....	54
Figure 40: Carte de porosité de l'unité R3.....	56
Figure 41: Carte de perméabilité de l'unité R3.....	56
Figure 42: Carte du Net to Gross de l'unité R3.....	57
Figure 43: Carte de la saturation en eau de l'unité R3.....	57
Figure 44 : montrant la similitude (model Equivalent) des Zones du Réservoir à l'Affleurement, Région du Tassili du SE Algérien.....	60
Figure 45 : Observation des fractures induites sur la carotte.....	61
Figure 46 : Différents types de fractures rencontrées.....	63
Figure 47: Fractures colmatées cimentées par des cristaux de pyrite, d'anhydrite et de baryte.....	63
Figure 48: schéma de variation de l'intensité par zones.....	65
Figure 49: Intensité des fractures dans le réservoir.....	66
Figure 50: Influence de la fracturation sur la perméabilité verticalement.....	67
Figure 51: variation horizontale de perméabilité de fractures.....	68

Introduction

La plate-forme dont le Sahara Algérien fait partie, est une région très vaste et stable qui a été modelée dès le Paléozoïque. Elle est subdivisée en un certain nombre de bassins répartis en trois provinces pétrolières : la province occidentale, la province orientale et la province triasique.

Parmi ces bassins, il y a celui d'Amguid-Messaoud appartenant à la province orientale. Il renferme un certain nombre de champs dont celui de REB (**Rhourd El Baguel**). A ce champ le réservoir principal est le Cambrien qui est l'objet de notre étude. Ce réservoir, découvert en 1962 par l'association **SONATRACH-SINCLAIR**, a été exploré à l'aide des méthodes géologiques, géophysiques de surface (sismique,...) et le forage de plus de 20 puits. Ce sont essentiellement les données géologiques et pétrophysiques de carottes et des diagraphies (la perméabilité (K), la porosité (Φ), la saturation (S_w)), ainsi que l'application des différentes diagraphies qui ont été mesurées et quantifiées dans ces forages. Les données de ces paramètres ont été dépouillées et compilées.

Dans le champ REB, notre problématique réside dans la productivité, qui est liée à des variations des paramètres pétrophysiques et le changement de la lithologie du réservoir Cambrien et son épaisseur, eu égard à son hétérogénéité, ainsi que la fracturation naturelle qui influe sur la production dans notre région d'étude. De ce fait, on a utilisé une approche combinant plusieurs concepts pour répondre à ces problèmes dans le but de délimiter les zones pour le choix des travaux ultérieurs, ainsi que la récupération des réserves en place.

Dans ce contexte, ce présent thème m'a été proposé par la division EP (**Rhourd el Baguel-HMD**), où ma mise en situation professionnelle a été effectuée. Afin de rentabiliser cette étude, on a essayé de trouver un argument logique aux problèmes posés, consistant à l'amélioration de la production.

I. Aperçu général sur la plate forme saharienne

La plateforme saharienne représente la partie sud de l'Algérie alpine et appartient au craton nord-africain ; elle est constituée d'un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire structurée au Paléozoïque en plusieurs bassins, séparés par des zones hautes. On distingue d'Ouest en Est :

- **les bassins de Tindouf et de Reggane**
- **le bassin de Béchar**
- **le bassin de l'Ahnet-Timimoun**
- **les bassins Mouydir et de l'Aguemour-Oued Mya et**
- **la synéclyse d'Illizi- Berkine.**

D'un point de vue pétrolier, le domaine minier algérien est subdivisé en trois provinces : occidentale, triasique et orientale (Fig.1).

➤ **La province orientale**

Elle englobe les bassins d'Illizi, Berkine, Oued Mya et le môle Amguid-Messaoud.

C'est au sein de cette province, où se trouvent les gisements géants de Hassi Messaoud (huile) et Hassi R'mel (gaz), que l'essentiel des découvertes d'huile et de gaz ont été réalisées jusqu'à aujourd'hui.

➤ **La province occidentale**

La province Ouest englobe les bassins de l'Ahnet, Timimoun, Béchar-Oued Namous, Reggane, Tindouf, Taoudeni et Sbâa. Cette province, essentiellement à gaz sec, suscite beaucoup l'intérêt des compagnies pétrolières.

➤ **La province triasique**

Elle est située dans la partie septentrionale de la plate-forme saharienne, la province triasique est un anticlinorium de direction Est -Ouest où les éléments majeurs suivants ont été individualisés:

- la voûte de Tilrhemt et le haut fond de Talemzane
- le système structural de Djemâa-Touggourt
- le système de dislocation d'El Agreb-Messaoud et
- le môle de Dahar.

Ces éléments sont séparés par des dépressions (ex : Oued M'ya), où l'on rencontre les séries types de la province triasique. (Fig.1).

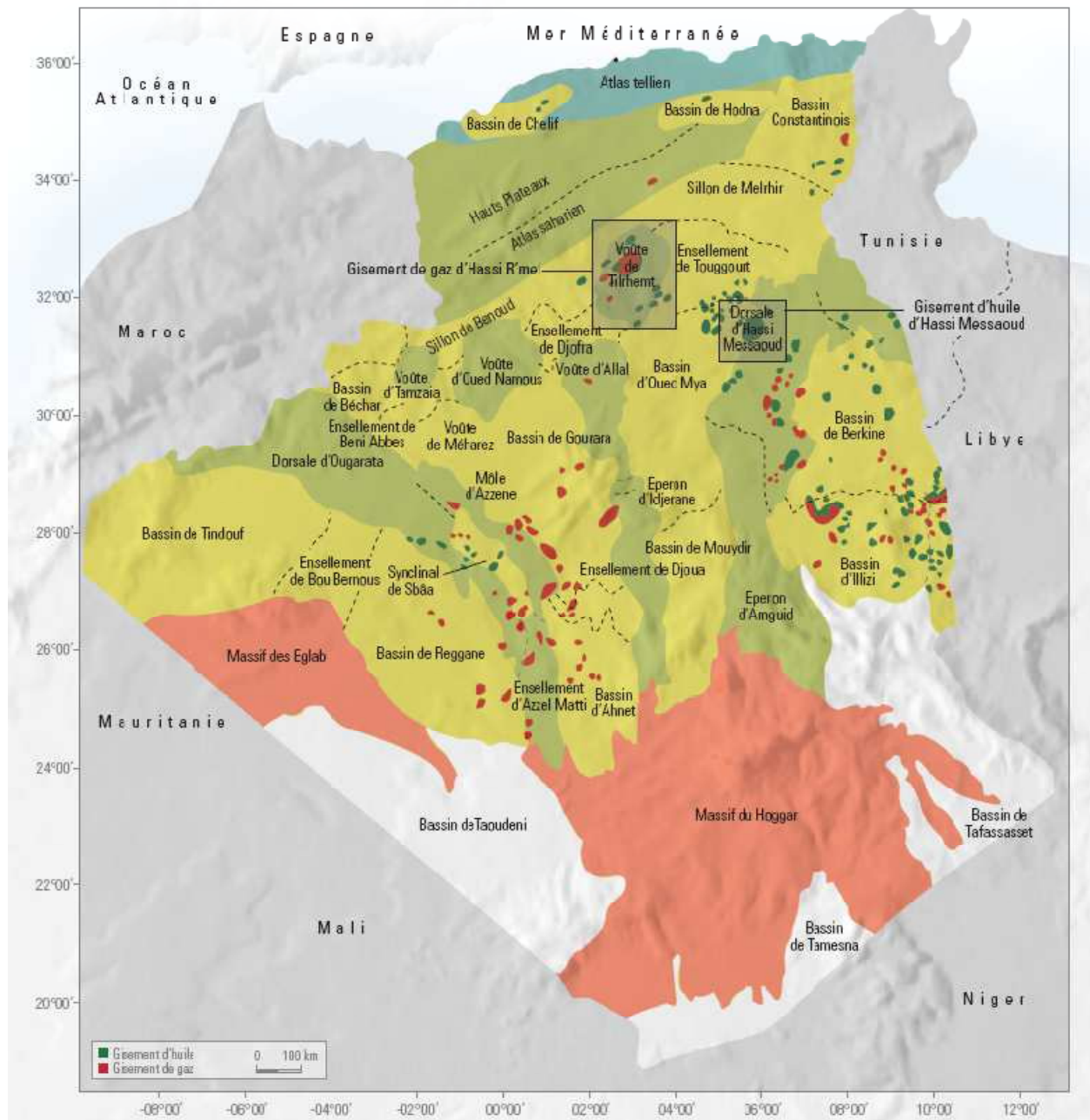


Figure 1 : Carte des bassins sédimentaires de l'Algérie (WEC, 2007)

II. Cadre régional

Le bassin d'Amguid-Messaoud dont le champ de Rhourd-El-Baguel fait partie, se trouve dans la partie Est de la plate forme saharienne algérienne en pleine province orientale, sur le système de structures qui bordent à l'ouest le bassin d'ILLIZI et de BERKINE.

II.1 Situation géographique

Cette zone d'étude est approximativement limitée par les longitudes 6°54'00'' - 7°01'00'' Est et les latitudes 31°20'00' – 31°28'00'' Nord. Le champ de RHOUREL-BAGUEL s'étend sur une superficie totale de 164.05 Km² (Fig.2).

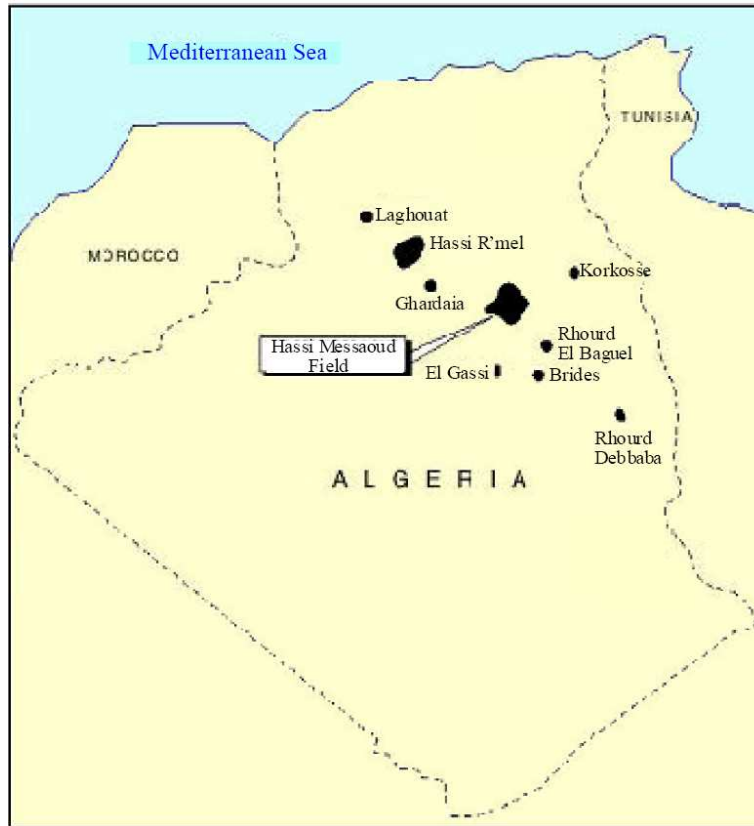


Figure 2: Situation géographique (sonatrach)

II.2 Cadre géologique

La dorsale d'Amguid-Messaoud est de type intracratonique, elle est limitée : (Fig.3).

- Au Nord par le dôme de Hassi Messaoud,
- A l'Ouest par le bassin de OuedMya et
- A l'Est par le bassin de Berkine.

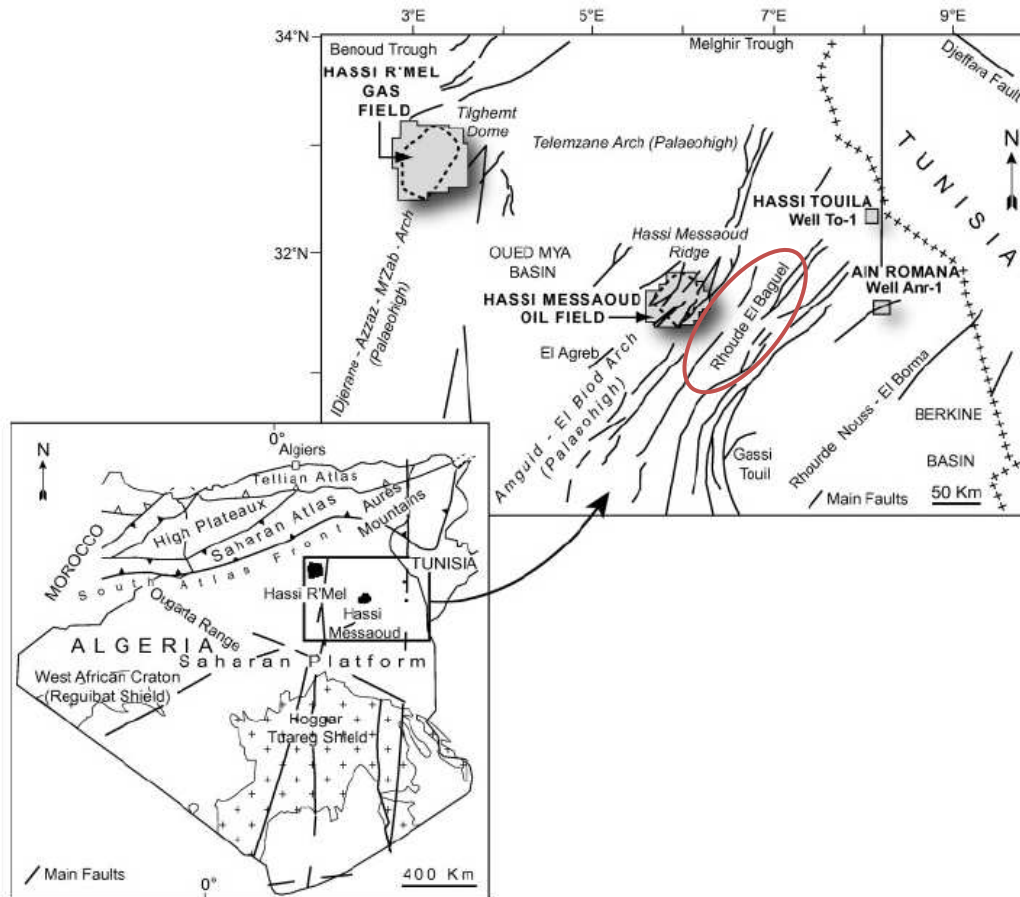


Figure 3: Situation géologique (Sabaou et al, 2009)

III. Historique des travaux réalisés sur le champ de Rhourde El Baguel

Par son importance économique, la plate forme saharienne a fait l'objet de nombreux travaux géologiques de la part des sociétés pétrolières. Après la nationalisation de 1971, la SONATRACH devient le principal opérateur dans ce domaine.

En **1958** un levé aéromagnétique a été effectué sur toute la surface du gisement de Rhourde El Baguel suivi par des études sismiques, ce qui a permis de découvrir le bombement de REB.

En **1962** le gisement REB fut découvert et mis en production par le premier forage effectué par la compagnie SINCLAIR Mediterranean Petroleum, qui a rencontré de l'huile à 2665m provenant des sédiments du Cambrien. 20 puits ont été forés ayant pour objectif l'extension du gisement REB dont 23 ont enregistré l'afflux d'huile et 03 se sont trouvés hors la zone d'huile. La Sonatrach a pris la direction des opérations à partir de **1969** après la fusion de SINCLAIR OIL avec ATLANTIC RICHFIELD; durant la période 1970 à 1985, la Sonatrach a réalisé 13 puits de développement dont un puits d'extension.

Le début des années 1990 est marqué par une présence massive des sociétés pétrolières étrangères, pour accélérer la recherche pétrolière.

En **1991**, SONATRACH lance un appel d'offres auprès des compagnies pétrolières internationales, ciblant l'apport d'une technologie de pointe dans les techniques de récupération assistée pour 11 gisements producteurs de pétrole. Les propositions soumises par ARCO, en **1996**, étaient retenues. C'est en février 1996 qu'ARCO signe le contrat de partage de production avec SONATRACH pour le projet de récupération assistée des réserves de pétrole brut de REB. Une société d'opération (SONARCO) conjointe, formée d'un personnel mixte de SONATRACH et ARCO, est constituée pour gérer ce projet. Durant les années 90, l'association de la SONATRACH avec la Compagnie américaine ARCO réalise aussi des travaux couronnés par les anciennes découvertes.

L'engagement d'ARCO consiste en un investissement de l'ordre de 1.3 milliards de dollars sur les dix premières années. Le projet d'exploitation par les techniques de récupération assistée a été financé à 100 % par ARCO. ARCO (après partie de BP) a commencé le développement dans le domaine en 1997 et en Décembre 2000, 48 nouveaux puits ont été forés et 38 producteurs ont été actifs dans la région. Au moment où la phase de réaménagement avait commencé, Sonatrach et ARCO avaient produit 430 MMBO (15% de pétrole en place) (Robinson et al., 2000). Le réservoir contient environ 3 milliards de barils de pétrole léger undersaturated dans une succession de 550m de grès du Cambrien (parfois interstratifiés avec de petites portions d'argile). Lorsque l'acquisition d'ARCO par BP a été finalisée en début d'année **2000**, le projet est passé sous la responsabilité de BP, devenu désormais le partenaire de SONATRACH dans ce projet jusqu'à **2003**.

Un grand essor a été donné à l'exploration dans le champ de Rhourd El Baguel avec l'arrivée des compagnies étrangères (en association avec SONATRACH).

Le champ de Rhourd El Baguel est l'un des champs du Sahara algérien les plus importants en matière de production en hydrocarbures. L'effort d'exploration de ce bassin est continu. Ce champ a fait l'objet de plusieurs études géologiques (Turner et al., 2001, Rossi et al., 2002, McKenna et Hedley, 2002, Chelbeb et al., 2000, Dieckmann et al., 2000).

Dates importantes dans l'historique du champ :

1962: Le gisement de REB est découvert par la compagnie SINCLAIR OIL.

1969: fusion de SINCLAIR OIL avec ATLANTIC RICHFIELD.

1996: ARCO et SONATRACH signent un contact de partage de production.

1999: Achèvement de la première phase du projet de récupération assisté.

2000: BP remplace ARCO dans le projet de développement de REB.

IV. Cadre Structural

IV. 1. Tectonique globale

Le bassin d'Amguid-Messaoud est un bassin intra-cratonique qui occupe la région orientale de l'Algérie et qui se situe sur les bordures du bassin de Berkine (Fig.4).

Trois principaux linéaments structuraux confinent le bassin d'Amguid-Messaoud (Fig.4). Il s'agit de :

- l'axe de HassiMessaoud,
- Tallemzane,
- Mol de Dahar.

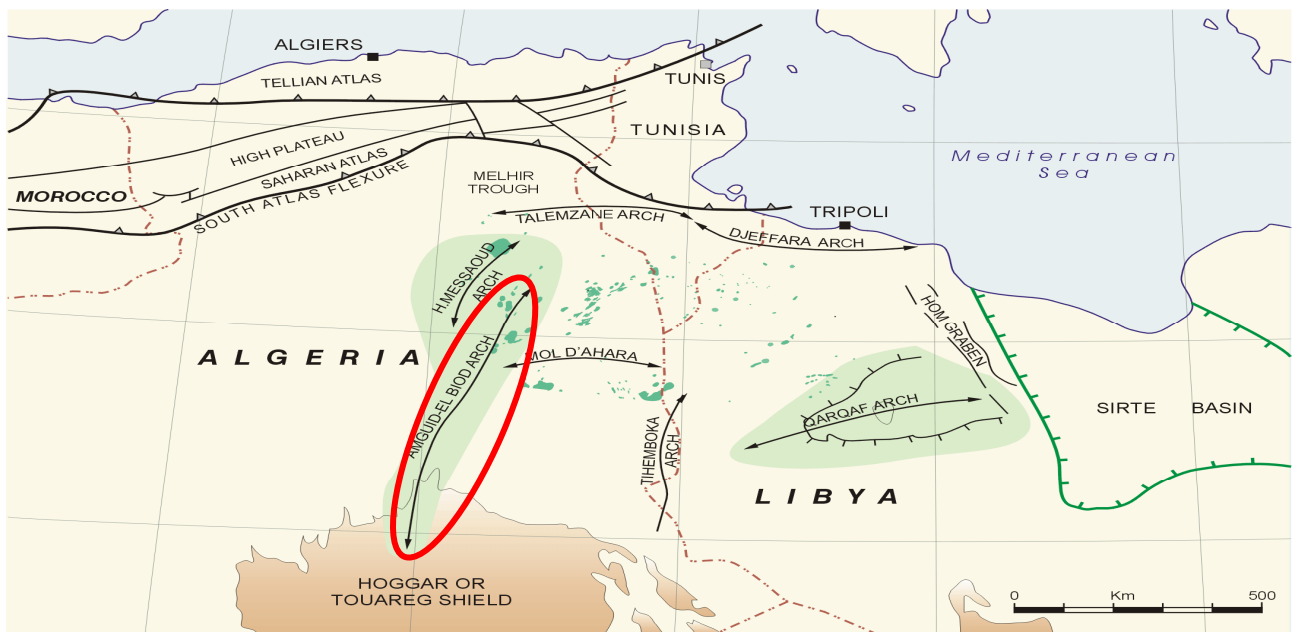


Figure 4 : Carte structurale du bassin d'Amguid-Messaoud (McKenna et Hedley, 2002)

Le bassin d'Amguid-Messaoud dont le champ de Rhourd El Baguel fait partie, a subi une déformation intense durant les différentes tectoniques, en raison de la proximité de la marge nordique de la plate-forme africaine. Les collisions tectoniques sont à l'origine de la formation du bassin. Ce dernier est situé dans la partie stable du craton africain. On peut résumer chronologiquement les principaux événements structuraux qui sont à l'origine du horst anticlinal du champ de Rhourde El Baguel (Fig. 5):

- L'orogénèse Panafricaine
- La phase Taconique
- Le rifting Liasique et Triasique
- La phase Autrichienne
- La phase Pyrenéenne et enfin
- Et enfin la phase Alpine.

Ces différentes phases de la déformation structurale, identifiées dans le bassin d'Amguid-Messaoud indiquent les contraintes d'évolution qui se sont produites à la marge de la plate forme africaine. L'histoire du bassin peut être regroupée en trois grandes périodes :

- ✓ la période anté-discordance hercynienne
- ✓ la période hercynienne
- ✓ la période post-discordance hercynienne

IV-1-2 Période anté-discordance hercynienne

a. L'orogénèse Panafricaine:

Durant cette phase, le craton Ouest-africain s'est heurté avec le craton Est africain pour former le Gondwana (Fig.5a). La zone de collision est marquée par la structure de la fracture étendue du Nord africain jusqu'à l'Amérique du sud passant par le Nigeria. Cette ligne de suture a formé une ligne de faiblesse dans la croûte, qui a fortement influencé à la présence des fractures d'âge 650 MA.

Cette phase compressive de direction Est-Ouest, due à une collision continentale entre le craton Ouest-africain rigide et le bloc Est-africain plastique (Bertrand et R.Caby 1978), provoque une tectonique cassante, représentée par un réseau de faille de direction NE-SO et de direction Nord-Ouest-Sud-Est. Elle est suivie d'une érosion intense qui s'est installée jusqu'au Cambrien, conduisant à la formation d'une surface de pédiplains appelée infra-tassilienne. Cette pédiplaine marque le début d'une histoire cratonique du Sahara.

b. Phase calédonienne :

Pendant le Paléozoïque, le continent de Laurentien (Amérique) se heurte à la Baltique et se dirige vers le Gondwana subductant l'océan de « Rheic ». Cette période est marquée par plusieurs phases de déformation dont les plus actives seraient la phase calédonienne et la phase hercynienne.

Cette phase est régionale est connue par l'absence totale des sédiments du Dévonien et du Carbonifère dans toute la surface du haut fond d'El Biod.

A l'Ordovicien, le bassin d'Amguid Messaoud était situé au Nord de la marge passive de Gondwana (Fig.5b). A cette ère, le secteur était situé au pôle Sud. Pendant l'Ordovicien, il y avait un épisode glaciaire important qui a provoqué les sédiments glaciaires à travers l'Afrique du Nord.

IV-1-3 L'orogénèse hercynienne :

le gisement de Hassi Messaoud présente une structure en dôme anticlinal, largement héritée de la phase orogénique hercynienne dont le paroxysme s'est produit à la fin du Paléozoïque.

c. La phase Hercynienne :

Est causée par la collision entre Laurentia et Gondwana pour former le Pangea (Fig. 5c). Les étapes initiales de la collision ont eu lieu à la fin du Dévonien quand le secteur du bassin d'Amguid Messaoud était élevé.

A la fin du Paléozoïque (Carbonifère), une importante phase tectonique a bouleversé l'allure structurale de tout le Sahara algérien, celle-ci a été suivie d'une phase d'érosion très intense, ainsi au champ de Rhourde el Baguel, le Trias repose directement sur l'Ordovicien.

Cette phase est responsable d'un grand bombement de direction Nord Est-Sud Ouest accompagné du jeu de failles de même orientation qui compartimente le réservoir de Rhourde El Baguel en Horst. Cette tectonique trouve les rejeux dans les mouvements verticaux des blocs de socle qui se traduit par des flexures et la formation d'anticlinaux dans la couverture Paléozoïque.

Elle met en place la plus grande partie des structures en accentuant celle qui avait joué durant la sédimentation du Paléozoïque.

IV-1-4 La période post-discordance hercynienne

d. Phase de rifting Lias-Trias:

La phase tectonique suivante a consisté en un rifting à la fin du Jurassique et au début du Trias, du continent de Pangée (Fig.5d). Pendant ces 50 Ma, le bassin d'Amguid Messaoud a fait partie d'Hinterland de Pangée à l'extrémité occidentale des océans de Paleo et des Néo-Tethys. Cette phase de rifting a continué jusqu'à la fin du Lias et jusqu'à l'Océan atlantique central, qui a commencé à s'ouvrir pendant le Jurassique moyen.

Les structurations sont relativement faibles. Les déformations s'accompagnent d'un basculement vers le Nord Ouest à la fin du Lias et s'accroissent à la fin du Malm avec une fermeture structurale plus importante au Nord Ouest qu'au NE du champ (Fig.5d).

e. La phase Autrichienne :

Elle s'est produite pendant le début du Crétacé. L'Océan atlantique central s'est ouvert approximativement de 800 km de largeur. À travers cette zone faillée, l'Afrique a été déplacée vers l'Est relativement à l'Europe méridionale (Fig.5e). Ceci a donné naissance à un régime de tension dextre ou sénestre, qui a été transmis vers le bassin d'Amguid Messaoud.

Au cours de la sédimentation du Barrémien, vers la fin du Sénonien, de l'Eocène et du Miocène, les mouvements tectoniques autrichiens, alpins et méso-alpins, respectivement d'intensité moindre, se sont reproduits sans entraîner un changement considérable dans la série stratigraphique réelle de la région.

Cette phase tectonique a érodé le Barrémien dans la majorité des puits sauf dans quelques puits de la périphérie ainsi qu'une partie du Néocomien.

Le modèle de la structure de Rhourde el Baguel et comme toutes les structures du haut fond d'el Biod est donnée par l'orogénèse autrichienne.

Les mouvements sénoniens et tertiaire lui donnant son aspect définitif.

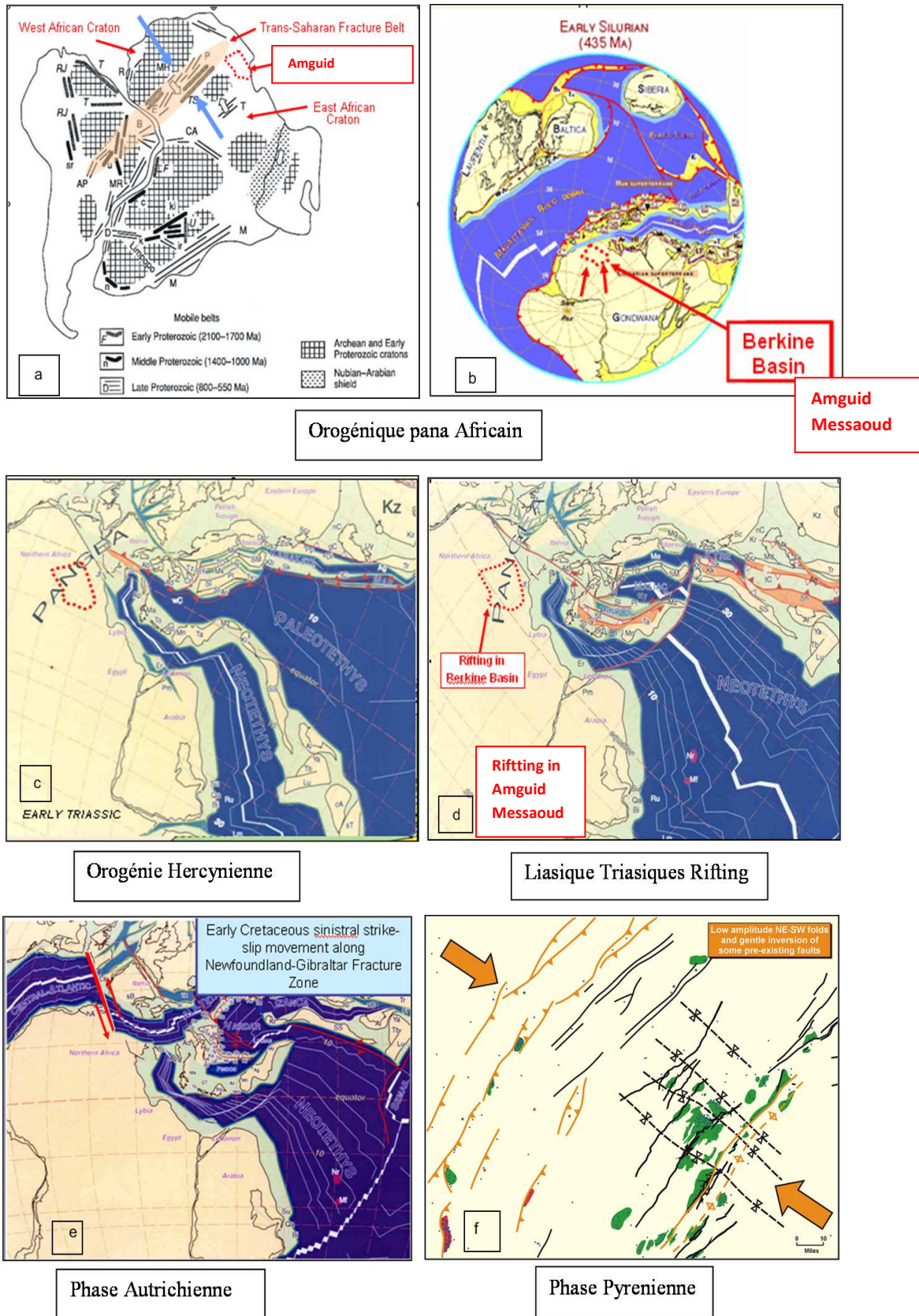


Figure 5: Les phases orogéniques majeurs d'évolution structurales du Bassin d'Amguid Messaoud (McKenna et Hedley, 2002)

f. La phase Pyrénéenne :

a débuté par la déformation à la fin du Crétacé avec l'ouverture de l'Atlantique Nord, ce qui a renversé le mouvement relatif entre l'Afrique et l'Europe. Ce dernier a changé le régime de concentration dans la partie latérale, un bon régime latéral a provoqué une compression Nord Ouest-Sud Est à travers le bassin (Fig.5f). Dans le bassin d'Amguid Messaoud, cette inversion est la cause de l'apparition des failles de direction Nord Est-Sud Ouest, ainsi que les plissements doux le long d'un axe Nord Est-Sud Ouest.

g. La phase Alpine :

La phase finale de l'activité tectonique, a eu lieu pendant le Néogène, qui a été inversé pour former une poussée et pour plier la ceinture. Le bassin d'Amguid Messaoud a échappé aux effets de cette déformation.

Conclusion

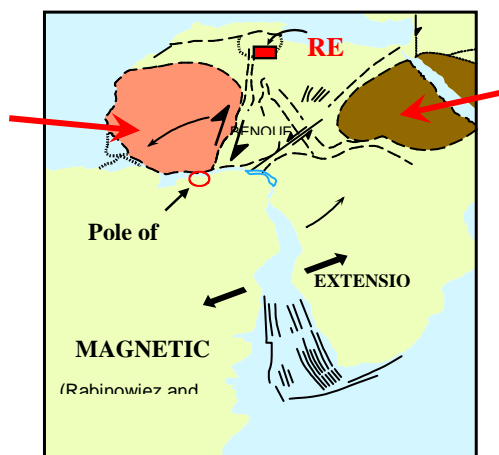
Cette évolution montre un poly-phasage structural important à l'Hercynien, au Mésozoïque et au Tertiaire. Elle s'est manifestée par des variations importantes de rejets le long des failles des accidents majeurs. Ces mouvements ont engendré la création de fermeture structurale favorable au piégeage des hydrocarbures, atteignant 770m avec rejet de faille d'environ 1000m à Rhourde El Baguel.

Le gisement de Rhourde el Baguel est interprété comme un horst orienté Nord Est-Sud Ouest, bordé par deux failles parallèles à l'axe de la structure.

Enfin, cette évolution doit son importance à la relation qu'elle peut apporter sur le sens de migration des hydrocarbures et l'époque de leur mise en place.

Plate Tectonic Setting – mid Cretaceous

Magnetic Nubian
Anomalies



IV.2. Géodynamique du bassin d'Amguid-Messaoud

Le bassin d'Amguid-Messaoud appartient à la zone pétrogazéifère nommée **la dépression triassique Sud-Est** (Fig.6).

Cette dépression est localisée sur la cuvette saline de Dorbane et de ses prolongements au Sud-Ouest. Elle représente une zone entre Amguid Hassi Messaoud jusqu'à l'Ouest et l'Est du bassin de Berkine. Elle est marquée par le développement des réservoirs Paléozoïques, TAGS et TAGI, dans la majorité des champs découverts (Rhourde Nouss, Gassi Touil, Gassi El Adem, Hassi Chergui, Brides, Rhourde Adra, Rhourde Chouf, Rhourd El Baguel), ainsi que des champs généralement associés aux réservoirs triasiques et aux quartzites de Hamra.

Le pétrole, le gaz et le condensât sont associés à de grandes structures reliées par des systèmes de failles inverses à grands rejets.

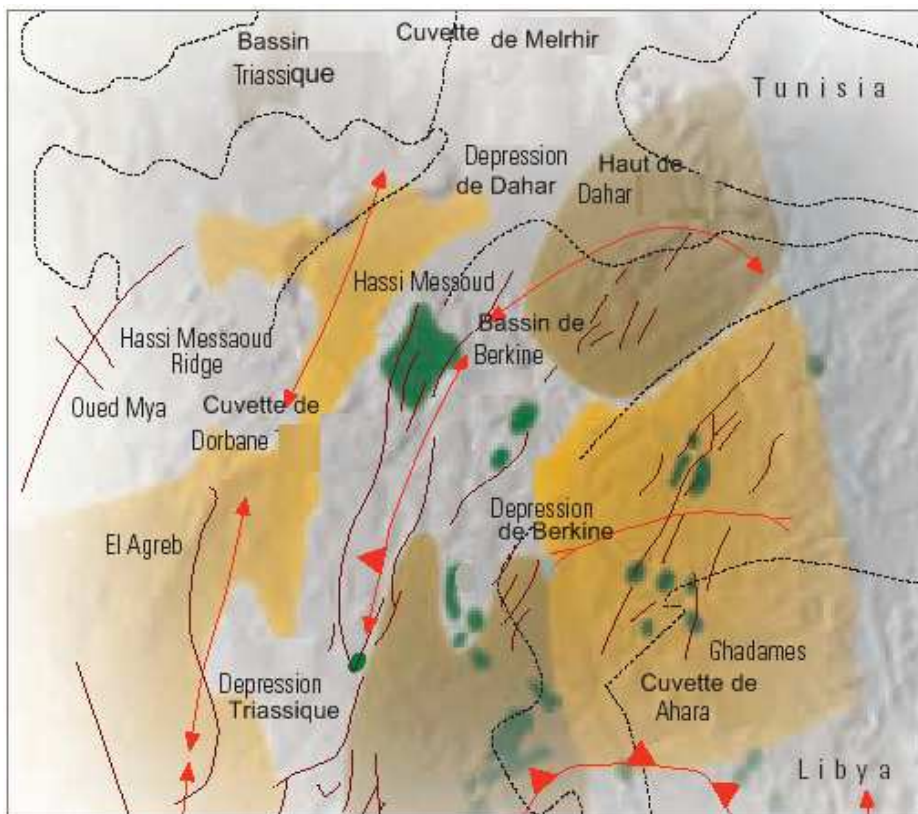


Figure 6: Les éléments structuraux du bassin d'Amguid Messaoud (Azoug et al., 2007)

IV-3 Stratigraphie :

Le Précambrien :

- **Le socle :** Roches métamorphiques très minéralisées dures, vert-sombre.
- **Infracambrien :** Grès grossiers hétérogènes à gros fragments anguleux de quartz, nombreuses inclusions minérales molles, blanches.

IV-4 Le Paléozoïque

Le Paléozoïque repose en discordance sur le socle qui constitue le terrain métasédimentaire; les étages rencontrés sont :

- **Le Cambrien**

Il repose directement sur le socle précambrien, il est représenté par des grès grossiers à fins parfois micro-conglomératiques et des quartzites.

- **L'Ordovicien**

Il est représenté par des argiles noires, surmontées par une alternance de grès quartzitiques et d'argiles noires. Il est subdivisé en plusieurs termes qui sont :

- Les argiles d'El Gassi.
- Larroque.

IV-5 Le Mésozoïque

- **Le TRIAS**

Transgressif et discordant sur les termes du Paléozoïque, le Trias est représenté par des sédiments continentaux, (grès, argiles) entrecoupés de coulées d'andésite et de sédiments lagunaires (sel, anhydrite). Il est subdivisé de bas en haut en quatre niveaux :

- **Roches éruptives:** andésite gris-sombre avec mouchetures claires de calcite, Alternances d'argile rouge métamorphique et de dolomie.
- **Argileux inférieur :** Argiles brun-rouge, indurées, grès d'anhydrite.
- **Argileux supérieur:** Argiles plastiques admettant quelques intercalations de sel et d'anhydrite.
- **Salifère "S₃":** Sel massif avec rares intercalations d'anhydrite.
- **Salifère "S₂":** Sel massif avec intercalations plus fréquentes d'anhydrite et d'argile.
- **Salifère "S₁":** Alternances de sel, d'anhydrite et d'argile.

- **Le Jurassique**

Sa coupe lithologique est constituée de sédiments marins et continentaux et débute avec des argiles sous compactées. Il comporte aussi en sa partie médiane un banc de calcaire. Il est composé de trois sous-étages qui sont, suivant leur dispositif, le Lias, le Dogger et le Malm.

➤ **Lias** : Il débute par un banc de dolomie caractéristique appelé Horizon "B", qui contient de l'eau chloruro-calcique sous pression; il est constitué d'alternances d'anhydrite, de sel, de dolomie et d'argile salifère.

➤ **Dogger** :

a) **Lagunaire** : constitué essentiellement d'anhydrite avec rares intercalations

d'argile et de dolomie.

b) **Argileux**: Argiles compactes, lustrées, finement siliceuses avec intercalations de dolomie.

➤ **Malm** : Alternance d'argiles compactes, bariolées silto-gréseuses, de dolomie, argileux gris-verdâtre ou beige, d'anhydrite blanche pulvérulente et de grès argileux chloriteux.

- **Le Crétacé**

Le Crétacé inférieur est composé de faciès continentaux (grès et argiles) et qui s'intercalent entre les grès albiens et barrémiens, une barre aptienne qui témoigne d'un épisode marin, l'Albien est bien connu dans la région.

Le Crétacé supérieur est rencontré avec ses cinq termes classiques; il est à prédominance carbonaté et entrecoupé par des sédiments lagunaires.

➤ **Néocomien** : Argiles plastiques et sableuses, localement gypseuses ou anhydritiques, avec quelques intercalations de silt et de grès fins blancs légèrement chloriteux.

➤ **Barrémien** : Erodé dans la majorité des puits sauf dans quelques puits de la périphérie, il est constitué de sables argileux fins à très fins ferrugineux.

➤ **Aptien** : Dolomie cristalline beige (souvent érodé).

- **Albien** : Grès argileux fins à moyens passant localement à des siltstones et argiles sableuses.
- **Cénomaniens** : Alternance d'anhydrite, d'argile carbonatée plastique et dolomie gréseuse beige.
- **Turonien** : Calcaire saccharoïde beige clair.
- **Sénonien** :
 - a) **Salifère** : Présent uniquement dans les cinq puits périphériques (RB 2, 4, 11, 15, 18), il est constitué de sel massif blanc, intercalé ou associé avec des argiles plastiques salifères et anhydrite crypto-cristalline.
 - b) **Lagunaire** : Anhydrite compacte avec quelques intercalations de dolomie gréseuse, de calcaire dolomitique et argile gris plastique.
 - c) **Sénonien carbonaté** : dolomie beige à blanc laiteux massive et faible gréseuse saccharoïde; intercalation d'argile dolomitique gris foncé.

IV.6 Le Tertiaire :

- 1 - **Eocène**: Dolomie beige à blanc-laiteux massive et friable avec quelques intercalations d'argile dolomitique.
- 2 - **Mio-Pliocène**: Sable ocre, moyen à grossier, calcaire finement gréseux, argile ocre-jaune, sables aquifères hétérogènes fins à très fins.

IV-7 Le Quaternaire :

Ce sont des sables présentant des placages dunaires.

Colonne chronostratigraphique			Lithologie	Description	Prof.	
Ere	Syst.	Etage				
Tertiaire	Quaternaire			Sable ocre à blanc moyen à grossier parfois à graviers et calcaire gréseux, brun, intercalations d'argile jaune		
	Mio-pliocène					
	Eocène			Dolomie beige à blanc laiteux massive et friable gréseuse saccharoïde intercalations d'argile dolomitique gris foncé		
	C R E T A C E	Senonien	Carbonate			
			Lagunaire		Anhydrite compact, saccharoïde, translucide blanc laiteux, bleuté. Intercalation de dolomie gréseuse de calcaire dolomitique beige clair et d'argile grise plastique anhydritique, carbonatée et gypseuse	
			Salifère		Argile, sel massif et anhydrite	
		Turonien			Calcaire saccharoïde beige	
		Cenomanien			Anhydrite et argile dolomitique	
		Albien			Grès argileux fin à moyen et argile sableuse	
		Aptien			Dolomie microcristalline beige	
		Barremien	Superieur		Sable argileux fin à très fin	
			Inferieur		Grès hétérogènes, fins à microconglomératiques	
Nocomicin			Alternance argiles silteuse et grès fin argileux			
JURASSIQUE	Malm			Grès fin argileux, argiles compactes et anhydrite		
	Dogger	Argileux		Argiles compactes et quelques passées de dolomie		
		Lagunaire		Anhydrite compacte blanche et fines passées d'argile		
	Lias			Anhydrite compacte et intercalations d'argile rouge salifère, de sel et de dolomie beige		
T R I A S	Salifère	S1+S2		Sel massif avec intercalations d'anhydrite et d'argile		
		S3		Sel massif blanc et orange avec intercal. d'anhydrite		
		Argileux	Superieur		Argile plastique rouge et quelques bancs de sel	
	Inferieur		Argiles brun-rouge indurées légèrement silteuses			
	Eruptif	Superieur		Roches éruptives, brunâtre, argile rouge et dolomie		
		Inferieur		Roches éruptives, brunâtre, verte, noirâtre et argile		
ORD	Larroque			Grès fins, gris, argileux et argiles grises à brunes		
	Argiles d'El-Gassi			Argiles gris clair à gris foncé, verdâtre indurées		
P A L E O Z O I Q U E (P R I M A I R E)	C A M B R I E N	Zone des Alternances	Silteuses		Silts argilo-siliceux, blanc, vert et argiles gris-clair	
			Gréseuses		Grès fin siliceux, glauconieux et silts argileux	
		Ri	6B		Grès quartzites à quartzites gris clair à blanc moyens à grossiers, mal classés compacts, joints et inclusions argileuses au niveau du 6B, Tigillites dans le 6A	
			6A			
		Ra	5B		Grès quartzite, moyen, passée µconglom. Jts. D'argile	
			5A		Grès quartzitiques, moyen à grossiers, anisométrique	
			4		Grès quartzitiques, moyen, présence argile vert clair	
			3		Grès grossiers à gros grains Quatz. Argile et siltstone	
			2		Grès grossiers, quartzitiques, présence d'argile et silts	
		R2	1B		Grès grossiers à moyens, à passées µconglomératiques	
	R3	1A		Grès grossiers à conglomératiques, argileux, feldspaths		
Infracambrien			Grès grossiers à gros fragments de quartz, feldspaths			
Le socle			Roches métamorphiques, vert sombre, gneiss, granite			

Figure 7: Colonne stratigraphique type de Rhourd El Baguel. (Doc.SH)

V- Intérêt pétrolier

V-1 Les Roches mères

Les deux principales roches mères reconnues dans le bassin d'Amguid Messaoud sont les argiles du Silurien inférieur et du Dévonien supérieur (Frasnien-Famménien).

- **Roche mère Silurienne**

Le Silurien est le principal niveau roche mère dans le bassin d'Amguid-Messaoud, grâce à un niveau basal d'argiles radioactives gris noir à noir, très riche en matière organique (comme Rhourd El Baguel) Quelques régions en sont dépourvues par suite de l'érosion hercynienne.

Deux périodes de génération des hydrocarbures ont été mises en évidence :

- ✓ Une première, au Carbonifère, avec essentiellement de l'huile.
- ✓ Une seconde, post-hercynienne, caractérisée par une génération de gaz humide durant le Crétacé inférieur et de gaz sec durant le Crétacé supérieur et le Tertiaire.

- **Roche mère Ordovicienne (Argile d'El Gassi)**

L'Ordovicien inférieur (l'Argile d'El Gassi) est présent sur toutes les parties du bassin, il est considéré comme une roche mère possible; celle - ci se caractérise par une bonne richesse de matière organique, d'une épaisseur de 85m.

V-2 Les Roches Couvertures :

A Rhourde El Baguel, comme dans la province triasique, la couverture sédimentaire est formée principalement par les terrains **mésozoïques** représentés par le Lias salifère qui atteignent des épaisseurs de 3000m et qui représentent une couverture régionale. Le **Paléozoïques** qui est érodé par la discordance hercynienne, par endroits jusqu'au Cambrien (H.Messaoud), présenté par les Argiles d'El Gassi, peut atteindre des épaisseurs de 2500m. **Le Cénozoïque** (ère tertiaire), représenté uniquement par Mio-Pliocène et l'Eocène, ne dépasse pas 300m d'épaisseur.

V-3 Les Roches réservoirs

Dans le mole d'Amguid-Messaoud, les principaux réservoirs sont :

- Les dépôts cambriens qui sont représentés par des grès et des quartzites et sont les mieux connus et constituent d'importants réservoirs (Cambrien Ri, Ra)
- Le réservoir Ordovicien (Quartzites de Hamra): érodé sous la discordance hercynienne, est un play pétrolier d'un grand potentiel.

V-4 Les pièges:

On distingue, en général, trois types de pièges :

- **Les pièges structuraux** : 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 (Fig.8).
- **Les pièges stratigraphiques** : biseaux, variations de faciès ou des propriétés de réservoirs.
- **Les pièges mixtes** : associent les deux catégories ci-dessus.

La nature des pièges associés aux réservoirs dans la dorsale d'Amguid-Messaoud sont de type structural avec des systèmes en horsts et des failles bordières, qui ont un rôle majeur dans le piégeage des hydrocarbures.

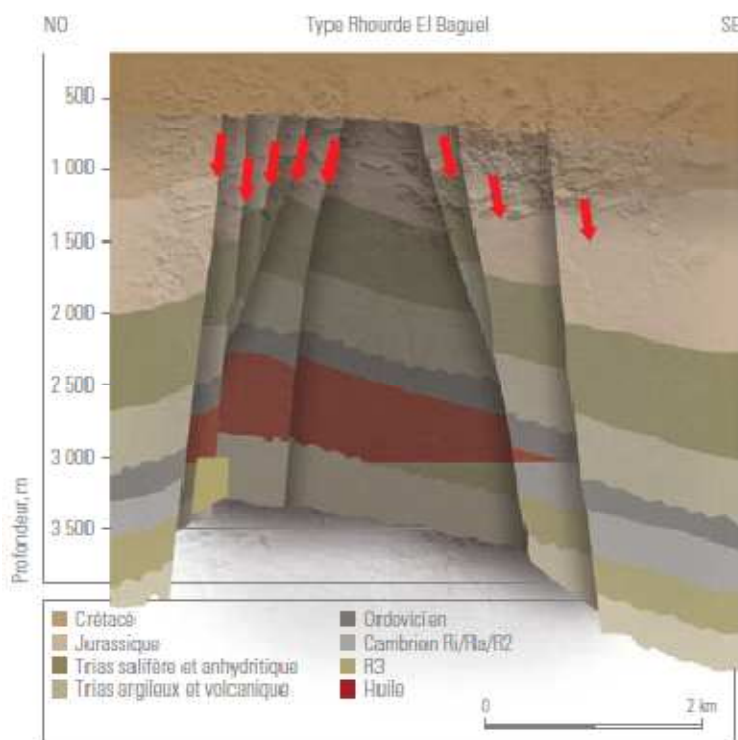


Figure 8: Pièges et migration dans le champ de Rhourde El Baguel (WEC.2007)

I. Situation

Notre région d'étude se situe dans le bloc 423, dans la partie sud-est à environ 90km de Hassi Messaoud, sur la route d'El Borma.

II. Historique de la production dans la région

Le développement du réservoir de REB est passé par quatre phases essentielles, à savoir :

1)- *phase de déplétion naturelle* de 1962 à 1976 : durant cette phase la production du champ a connu son apogée 120 000 barils jours en 1970, (voir la courbe verte), après cette date la production a connu une chute dramatique.

2)- *phase de maintien de pression* par injection d'eau de 1976 à 1991 : durant cette phase les puits producteurs d'huile au voisinage des puits injecteurs d'eau ont été inondés, il a été décidé alors d'arrêter l'injection d'eau (voir profil d'injection d'eau ci-dessous)

3)- *phase d'injection massive de gaz* de 1996 à 2001 : l'objectif de cette phase est de pressuriser le réservoir pour atteindre la pression de miscibilité, afin d'augmenter le taux de récupération, mais, vu l'intensité du système de fracturation du réservoir et l'inter-connectivité des fractures, l'injection massive de gaz s'est vite traduite par une percée rapide de gaz au niveau de la majorité des puits producteurs entraînant **une augmentation du débit de gaz et une chute de débit d'huile** sur l'ensemble de ces derniers (voir le profil de production ci-dessus).

4)- *phase de maintien de pression par recyclage de gaz* : En 2001, ayant pris conscience de la complexité du réservoir et de l'impossibilité de la re-pressurisation pour atteindre une pression de miscibilité, une décision a été prise pour suspendre l'injection massive de gaz et il a opté pour une politique de maintien de pression qui consiste à avoir un **voidage nul** avec un recyclage du maximum de gaz produit au top de la structure.

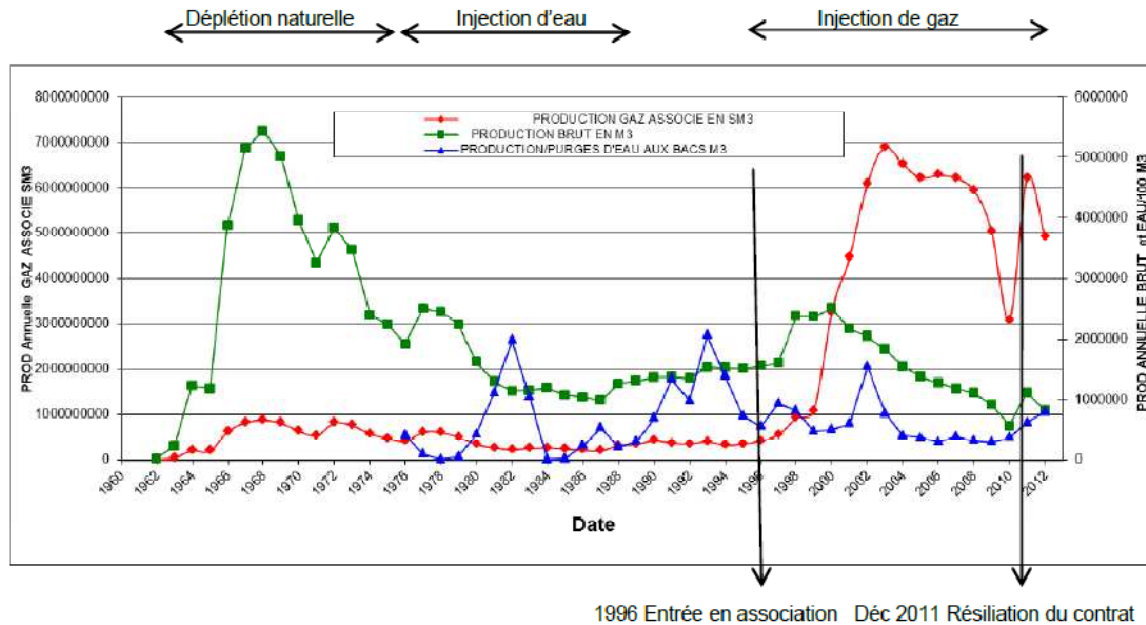


Figure 9: Profils de production et son évolution avec le temps

III. Méthodologie de reconnaissance du réservoir

La découverte du champ de REB a eu lieu en 1962. Son développement est le résultat d'une approche intégrée des éléments pluridisciplinaires des deux compagnies mères Sonatrach et Sinclair. L'intégration du développement de REB s'est fait à travers plusieurs disciplines: géophysique, géologie, sédimentologie, pétrophysique, ingénierie de production, ingénierie de gisement et de simulation. Cependant les principaux travaux réalisés sur ce réservoir sont :

- le levé sismique
- le forage et type de forage
- les diagraphies
- les tests aux puits et les modélisations du réservoir, que ce soit géologique, statique ou dynamique, qui ont été utilisées pour l'optimisation du développement du champ de REB.

A l'issue de ces travaux, des données d'analyses et mesures pétrophysiques, chimiques et géologiques ont été enregistrées. Leur dépouillement et compilation ont permis leur utilisation pour la caractérisation et la simulation géostatistique de ce réservoir.

IV. Géologie du réservoir Cambrien

IV.1. Aspect sur le réservoir d'étude

Le réservoir est limité du bas par l'infra cambrien et du haut par la zone des alternances silto-gréseuses de l'Ordovicien. La hauteur imprégnée d'huile est de 420m, limitée par le WOC (Water Oil Contact) à -3070m et le GOC (Gas Oil Contact) à -2650m. Le réservoir est recouvert en discordance par d'épaisses séries essentiellement évaporitiques du Trias et Jurassique inférieur et moyen qui assurent la couverture du gisement.

Cette forme anticlinale est donnée par l'orogénèse autrichienne. Les mouvements sénonien et tertiaire lui ont donné l'aspect actuel.

Ces failles sont apparues lors de la phase de structuration, elles sont sub-verticales inverses, induisant une fracturation intense avec de brèches et micro accidents parallèles aux failles sur plusieurs centaines de mètres.

Vu le nombre d'accidents rencontrés dans le gisement, le réservoir est fracturé dans tout le gisement, ce qui a amélioré les caractéristiques de la matrice. La productivité du gisement est liée à cette fracturation naturelle.

Les observations sur l'affleurement ont nettement montré que dans ce type de grès, la zone fracturée adjacente à une faille peut s'étendre sur plusieurs centaines de mètres, on peut y trouver des brèches parallèles à la faille des micro-accidents.

IV.2 Continuité des corps gréseux du Cambrien

Le réservoir d'âge cambrien est constitué de grès quartzitiques. Il est caractérisé par une assez forte hétérogénéité des faciès aussi bien verticalement que latéralement, liée à la géométrie des corps gréseux, à l'importance des phénomènes tectoniques (les failles) et aux phénomènes diagénétiques qui ont considérablement amoindri les propriétés matricielles (porosité et perméabilité) de ces grès.

La fracturation est une des manifestations de l'activité tectonique de la région. Elle est d'autant plus marquée que cela concerne les formations silico-clastiques telles que les réservoirs du Cambrien très favorable à une tectonique cassante.

Des réseaux de fractures se développent au voisinage des failles, leur densité et leur géométrie peuvent être déterminées grâce à l'observation des carottes et à l'utilisation des outils d'imagerie.

L'exploitation du champ de Rhourde El Baguel a montré qu'il existe une relation entre le facteur structural et les performances des puits. Selon que les fractures sont vides ou colmatées, leur effet peut être bénéfique ou néfaste sur la perméabilité et sur la productivité des puits. La connaissance des conséquences de la fracturation sur les propriétés des réservoirs sont fondamentales pour envisager la poursuite du développement du champ.

Quatre zones supérieures Ri-1, Ri-2, Ra et Raa se caractérisent par une teneur considérable bien qu'assez différenciée en roche réservoir (respectivement 74, 97, 83 et 60%), par une absence de limites argileuses continues entre les zones et une présence d'un réseau largement développé de fissures verticales. De ce fait, les zones supérieures représentent un réservoir unique caractérisé par un degré à peu près égal à l'hétérogénéité verticale.

Les zones inférieures R2 et R3 se distinguent par une alternance fréquente des intercalations de faible épaisseur des gres et des intercalations à l'épaisseur plus grande des argiles, par une part considérablement inférieure à celle des zones supérieures des roches réservoirs (respectivement 18 et 19%), par une faible perméabilité ainsi que par une fissuration moins intensifiée par rapport aux zones supérieures.

Les données de débitmètrie des puits montrent que :

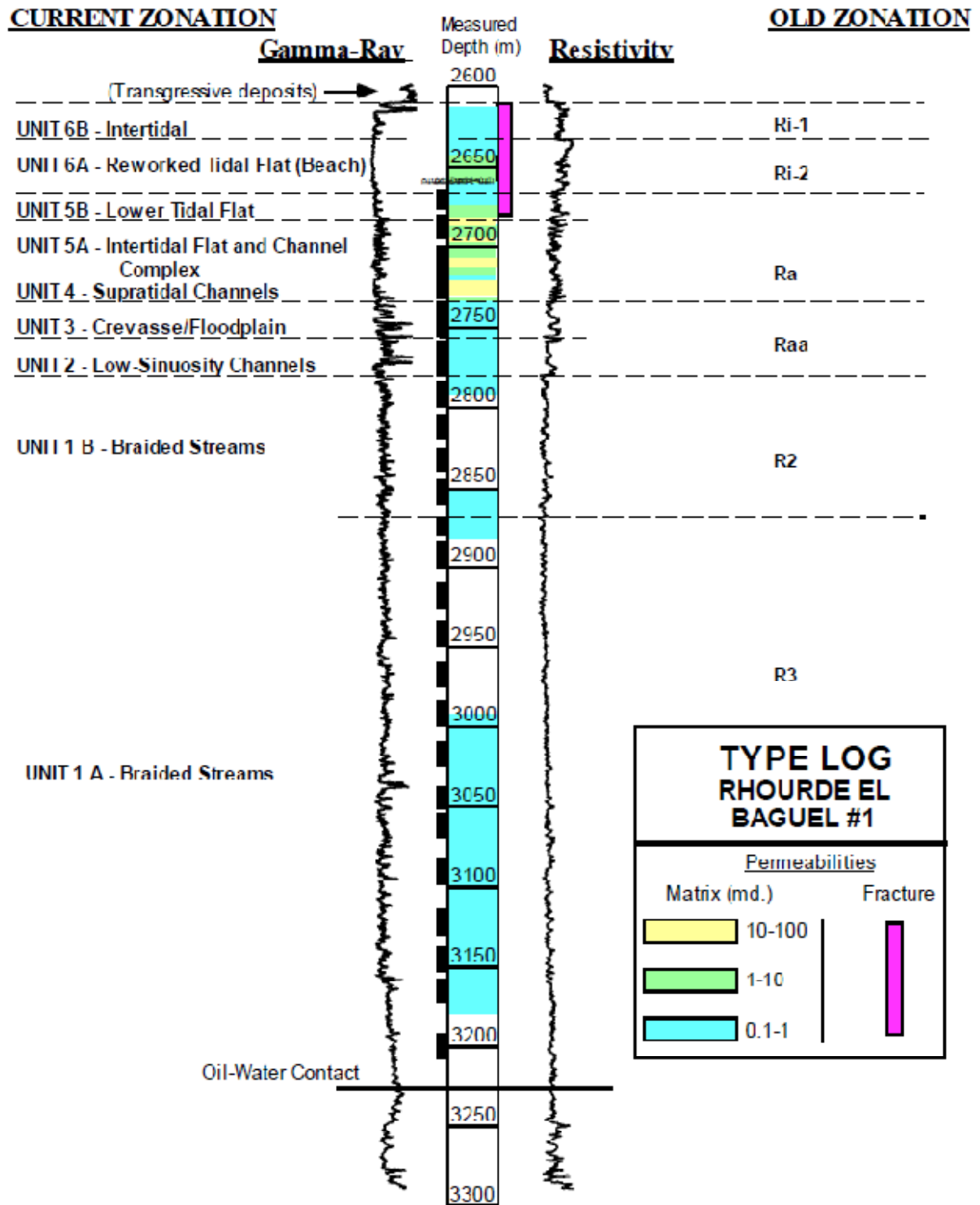
- 74.1% de production du champ sont données par les zones Ri-2 et Ra
- 22.6% par les zones Ri1 et Raa
- 3.3% par R2 et R3

IV.3 Mode et milieu de dépôt

Les unités R3, R2 et Ra inférieure se sont déposées dans un vaste complexe de chenaux fluviaux en stress. Ces unités sont surmontées par les grès plus fins à skolithos et à nombreux intervalles de silstones argileux du Ra supérieur à caractère marin peu profond. L'épisode marin se poursuit au cours du dépôt de l'Ordovicien avec des dépôts de grès fin à skolithos et des argiles.

Les gres des réservoirs Ri,Ra et quartzites de Hamra montrent très fréquemment une prédominance de silice ; la kaolinite constitue l'essentiel des minéraux argileux. Le développement de silice secondaire est observé dans les zones de failles et comme remplissage de failles et fissures.

Les gres du réservoir R2 et R3 montrent une prédominance du volume d'illite détritique ou authigénique par rapport à la silice.



D. Jordan 12/92

Figure 10 : Log géophysique de Rhourde El Baguel (Sonatrach)

L'unité Ri forme la transition entre le faciès grossier de la zone Ra et les grès pélitique de la zone des alternances sus-jacente. Le passage de l'ensemble R2/Ra au Ri montre une variation évidente de faciès, les grès étant moyens à grossiers et bioturbés (skolithos).

Le sommet du réservoir Ri est un grès marin peu profond, transgressif. Il consiste en un grès propre bien classé, fin à moyen, avec une abondante bioturbation (skolithos). Son épaisseur est variable et il pourrait être discordant sur le réservoir Ra.

La compréhension des mécanismes de dépôt des séquences du réservoir Cambrien est étroitement liée aux conditions paléographiques de l'époque, tenant compte notamment des apports sédimentaires, qui ont une direction d'apport en général Sud Ouest.

L'environnement de dépôt des séquences du Cambrien correspond à un empilement de chenaux fluvialité de types en tresse à la base en évoluant vers les méandriiformes (Fig.7).

- **Environnement fluvialité** : (D'après Isabelle Cojan et Maurice Renard).

Les cours d'eau représentent les principaux agents du transport des sédiments depuis le continent vers les océans, mers et lacs ; cependant, tout le sédiment produit par l'altération des roches n'aboutit pas à l'océan. Une partie s'accumule sur le continent, soit au pied des grands reliefs avec le développement de larges cônes alluviaux, soit dans la plaine alluviale des sections distales des cours d'eau. Les rivières constituent donc à la fois un agent d'érosion, de transport mais également d'accumulation.

L'extension latérale de dépôts n'est importante que dans les fortes subsidences et accumulations. La morphologie fluvialité est dominée par les chenaux qui occupent les lits mineurs et lits majeurs des cours d'eau. La forme des chenaux varie le long du cours d'eau. On en distingue trois grands types en fonction de la sinuosité :

- **Les chenaux rectilignes** : ils sont rarement observés dans la nature. Les bancs (seuils) sont régulièrement répartis le long du chenal selon une longueur d'onde qui représente 2 à 4 fois la largeur du chenal, Ceux-ci migrent vers l'aval avec le temps sous l'action érosive du courant.
- **Le chenal en méandres** : il constitue une forme évoluée du chenal. Les bancs alternes et mobiles du chenal sinueux se transforment avec l'augmentation de la courbure du chenal en barre de méandres fixes.

- **Les chenaux en tresse:** Sont caractérisés par un chenal principal ou central à l'intérieur duquel de petits chenaux dessinent un motif complexe autour de petits îlots.

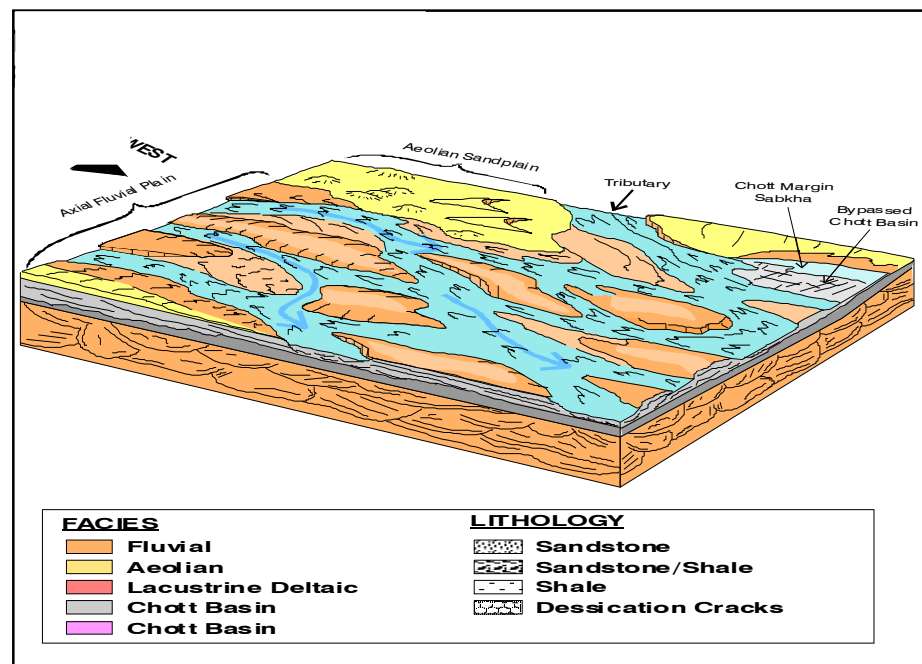


Fig.11 - Plan et directions des dépôts fluviaux (d'après Sonatrach et al., 1999).

V. Lithostratigraphie du réservoir Cambrien

La séquence stratigraphique du Cambrien du champ de Rhour El Baguel consiste en une série sélico-clastique qui repose en discordance sur un socle métamorphique et éruptif elle est composée, de bas en haut, (fig.2.5), par les niveaux décrits ci-dessous.

V.1 Le Cambrien: est subdivisé en trois unités :

- **R3**, composée de 300m de grès argileux peu consolidés, microconglomératiques, intercalés avec des niveaux de silstones argileux, est inexploitable à cause de ses faibles propriétés matricielles et de sa position profonde, en dessous du plan d'eau.

- **R2**, exploitable lorsqu'il est en position haute, est composé de grès grossiers relativement argileux à intercalations de niveaux de silstones argileux ; la partie supérieure de ce réservoir, dont l'épaisseur est de l'ordre d'une quarantaine de mètres, présente les meilleures propriétés matricielles.

- **Ra**, réservoir principal dont l'épaisseur varie de 100m à l'Est à 130m à l'Ouest, est constitué par deux unités majeures superposées : le Ra inférieur épais de 70 à 95m et constitué par des grès moyens à grossiers à intercalations de niveaux de silstones, et Ra supérieur composé de 40 à 60 m de grès relativement fins et argileux à skolithos, avec de nombreux niveaux à silstones .

■ **Ri** : (épaisseur =50m) Divisé en Ri-1 et Ri-2, il est constitué de grès isométriques quartzitiques gris-clair, moyens à grossiers, compacts, le diamètre des grains est de 200 à 300 μ . Teneur en argile (illite et kaolinite) très faible : 2.5 à 3%.

VI. Aspect structural

Dans le canevas structural de la zone d'étude, le mécanisme principal de piégeage est structural, le gisement est d'âge Cambrien, sa profondeur moyenne est d'environ 3000m , il possède une structure anticlinale asymétrique au relief peu prononcé et la prédominance d'un réseau de failles orientées NE-SW dont les principales sont des failles normales de même direction dus principalement aux mouvements distensifs triasiques, repris durant les phases autrichienne et tertiaire, leur rejet peut atteindre jusqu'à 1000 m. De plus, des failles secondaire subdivisent le champ en série de petits blocs. Les failles E-W, sont d'âge antérieur (Paléozoïque) avec des reprises liasique et autrichienne.

Ces failles jouent un rôle prépondérant sur les fermetures latérales des pièges. Elles sont parfois associées à des ensembles de même direction. (Fig.13)

VI.1 Etude sismique

La méthode géophysique la plus utilisée pour déterminer les structures du sous-sol est la méthode sismique. La mise en œuvre la plus répandue est celle de type couverture multiple en sismique de réflexion. Cette technique fournit une échographie du sous-sol à 2 ou 3 dimensions (2 ou 3D). Pour obtenir un calage en profondeur plus précis que celui obtenu en utilisant les vitesses issues des données sismiques de surface, les géophysiciens utilisent des données de puits, telles que carottage sismique et diagraphie sonique. La sismique de puits est utilisée pour une meilleure connaissance du gisement en phase d'exploration, mais elle peut être également utilisée en phase d'exploitation en sismique répétitive pour l'étude du gisement au cours du temps (monitoring). Dans le champ de Rhourd El Baguel, un levé sismique a été effectué. Il y a eu au total 1238km en 2D sismique acquis en 1995 (Wascana) et 166 km² de sismique 3D acquis en 1996 (Enageo).

La sismique 3D a permis

- d'optimiser l'emplacement des puits à forer et d'améliorer l'efficacité du processus de balayage de l'injection de gaz à haute pression.
- d'améliorer les calculs des estimations des volumes de réserves d'huile en place.
- de connaître et d'établir le degré et la répartition des failles au niveau du réservoir.
- d'établir une ligne de base de référence avant l'injection massive de gaz qui servira au futur contrôle du mouvement de gaz dans le réservoir.
- La sismique 3D réalisée en 1996 dans le champ de REB a identifié de nouvelles failles et a mis en évidence certaines failles supposées probables.

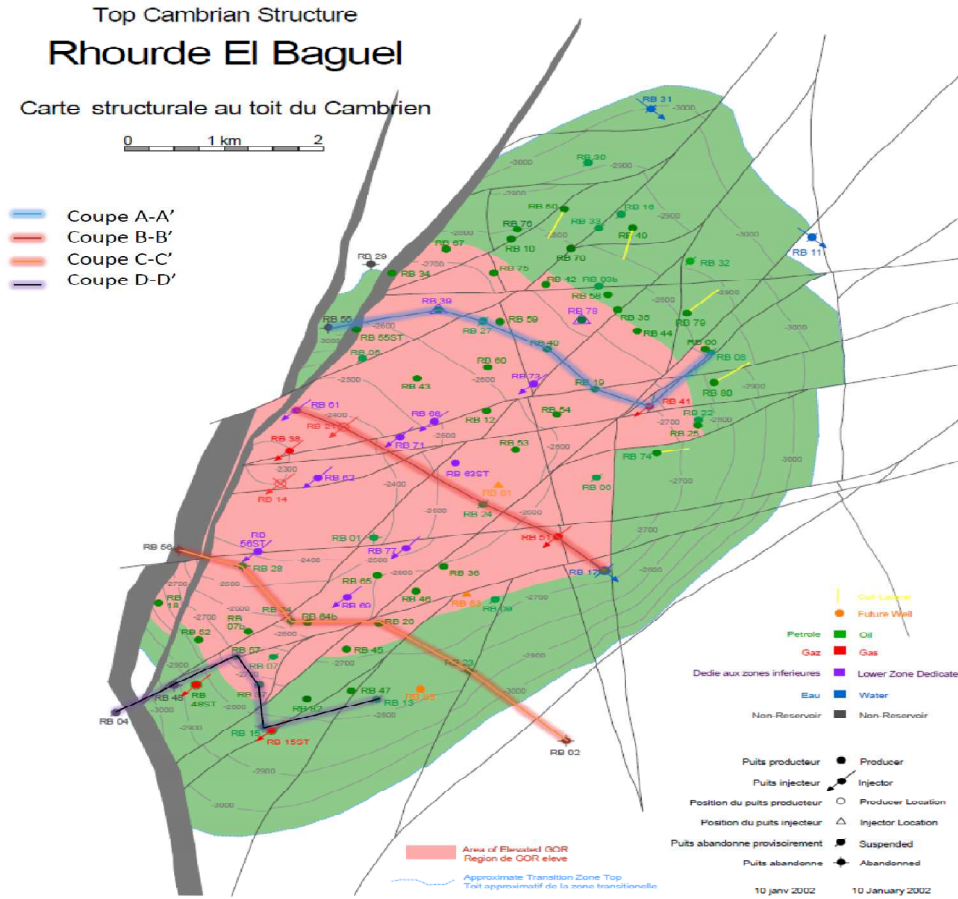


Fig. 13 : Carte structurale du champ REB montrant les différentes coupes géologiques à travers les puits.

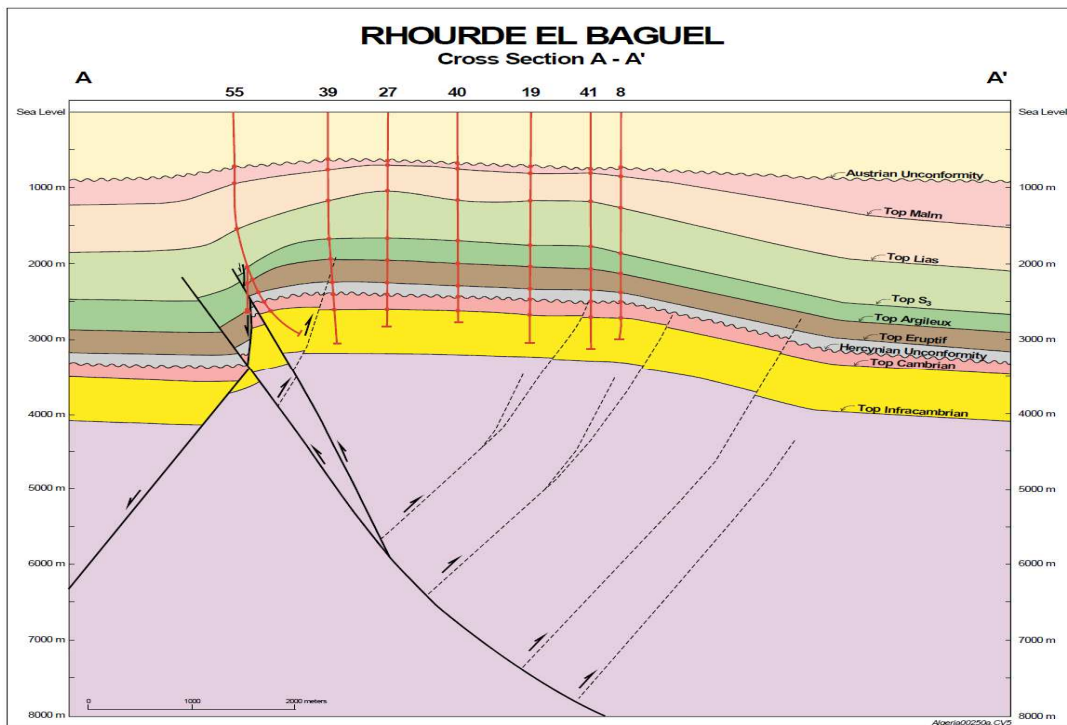


Fig. 14 : Coupe sismique à travers les puits 55-39-27-40-19-41-8 (Sonatrach).

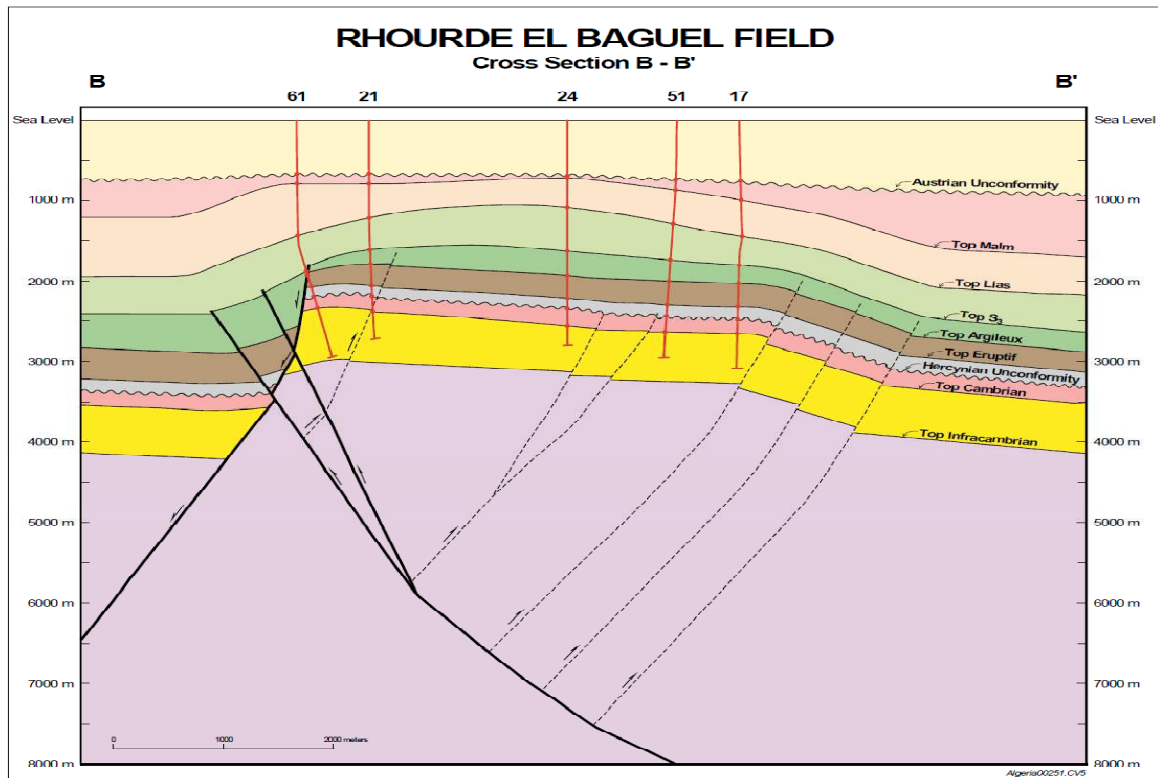


Fig. 15 : Coupe sismique à travers les puits 61-21-24-51-17 (Sonatrach).

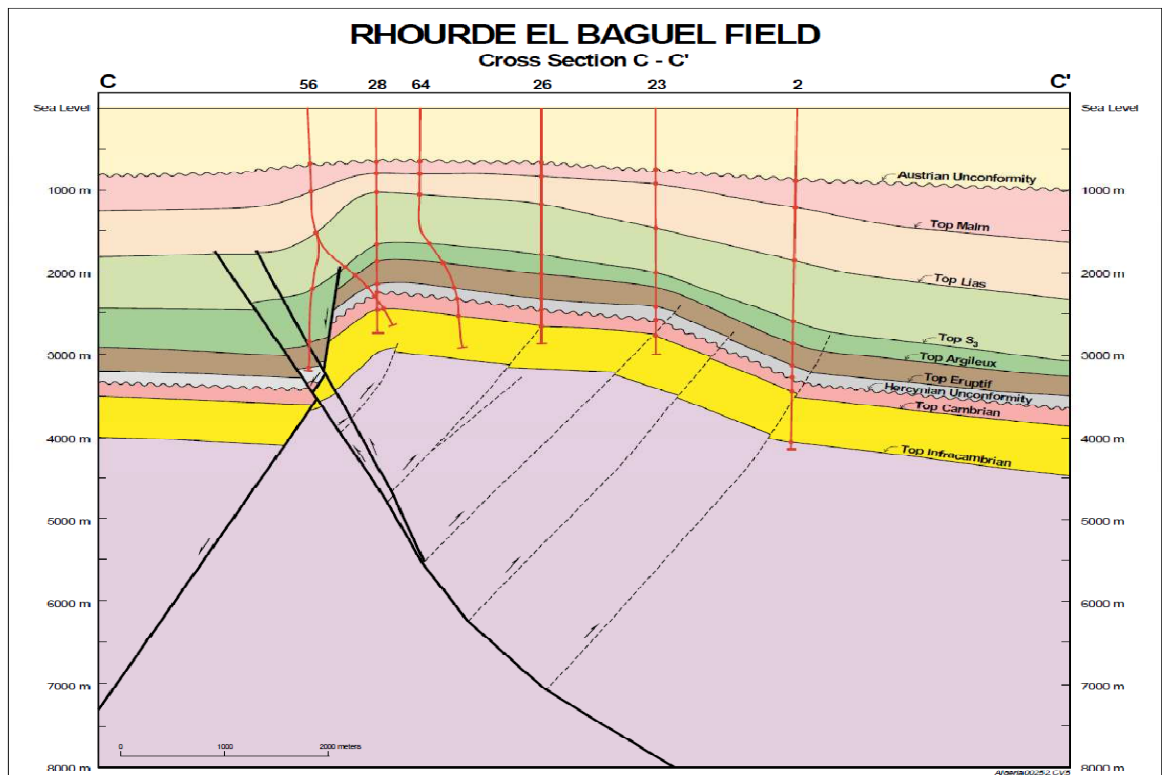


Fig.16 : Coupe sismique à travers les puits 56-28-64-26-23 (Sonatrach).

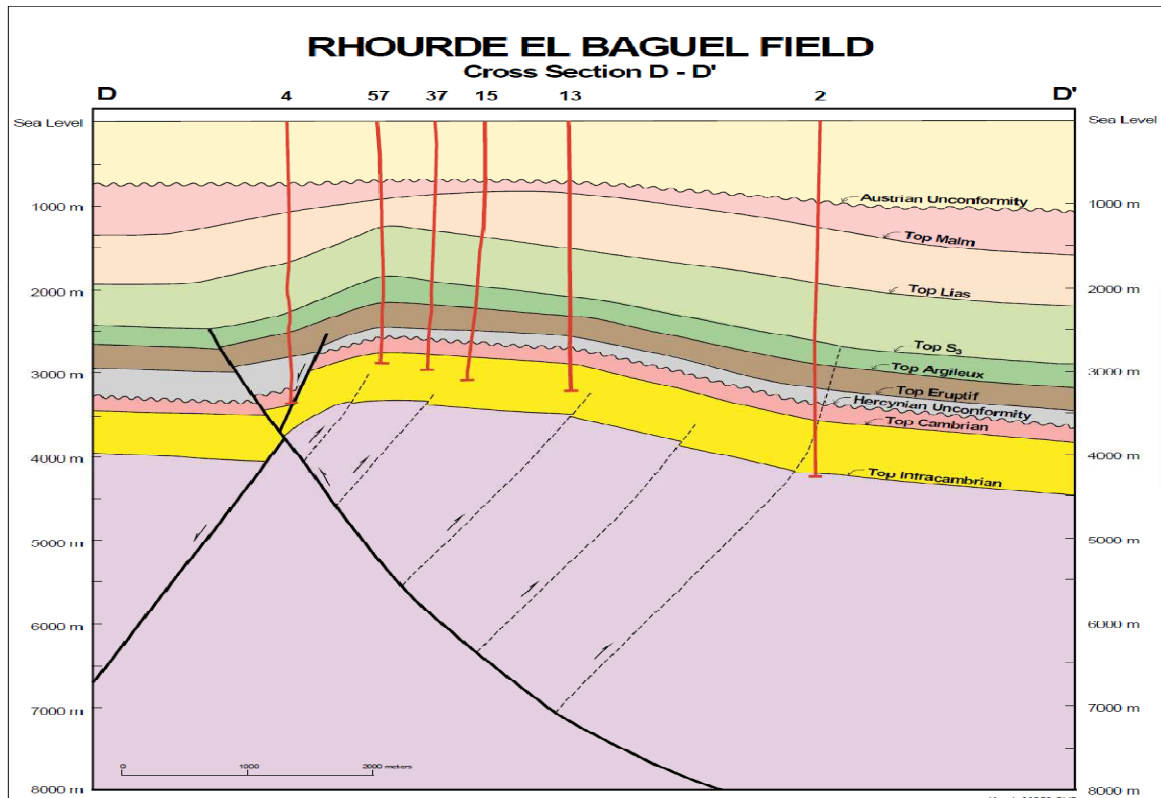


Fig. 17 : Coupe sismique à travers les puits 4-57-37-15-13 (Sonatrach).

Commentaire sur les coupes :

On ne voit aucune discontinuité latérale du réservoir entre les puits.

VII. Le Potentiel pétrolier de la région d'étude

VII.1 La roche mère

La source d'huile à REB provient des roches mères siluriennes (les argiles à Graptolites du Silurien basal) du bassin d'Oued Mya qui forme également la source en huile pour le nourrissage des réservoirs de Hassi Messaoud.

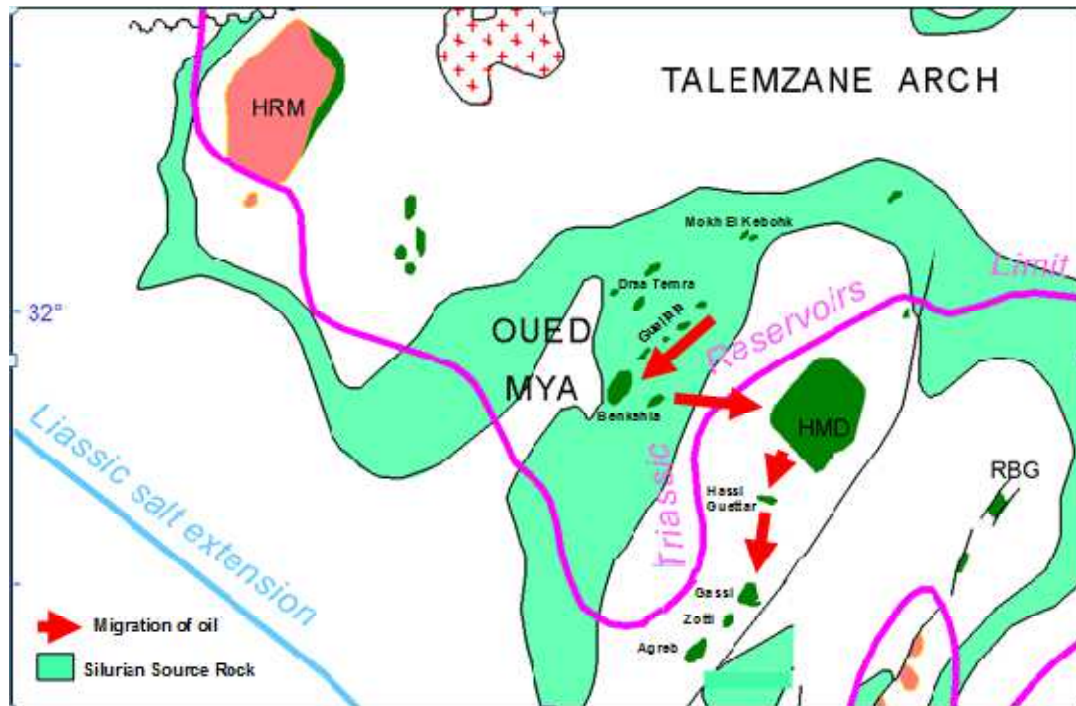


Fig.18: carte qui exprimée l'hypothèse de source de roche mère

VII.2 La roche réservoir

Le principal réservoir dans la région d'étude est le Cambro-Ordovicien. Il est subdivisé en quatre niveaux principaux qui sont, de bas en haut :

- ✓ R3 sans qualités réservoirs
- ✓ R2 ne présentant que rarement des qualités réservoirs dans sa partie supérieure
- ✓ Ra constituant le réservoir principal
- ✓ Ri zone habituellement très compacte, avec des mauvaises qualités réservoirs

C'est à l'intérieur des trois termes supérieur du réservoir (Ri,Ra,R2) qu'il était possible d'effectuer des subdivisions secondaires ou tranches diagraphiques.

VII.3 La roche couverture

La couverture du réservoir est formée par les argiles d'El Gassi et le Lias salifère.

I. Introduction :

Vu l’hétérogénéité du réservoir Cambrien de REB, son étude nécessite un traitement des données carottes qui pourrait mieux évaluer la qualité du réservoir.

Les caractéristiques fondamentales des roches réservoirs s’expriment principalement en termes de porosité et perméabilité. Elles résument toute l’histoire géologique des dépôts et surtout de toutes les conditions de sédimentation et de diagenèse, qui leur succèdent.

La pétrophysique des roches réservoir se base essentiellement sur l’étude des carottes. Des analyses systématiques telles la porosité, la perméabilité, la densité, la saturation en fluide sont effectuées en conditions de laboratoire et de gisement.

II. Evaluation des paramètres pétrophysiques :

Notre approche dans ce chapitre consiste à traiter et à analyser les différentes unités constituant le réservoir **Cambrien**, le but de cette démarche est de parvenir à une meilleure perspective de la distribution des paramètres pétrophysiques dans le réservoir associé à notre zone d’étude.

II.1. Mesure de saturation :

La saturation est la quantité des fluides contenus dans les pores, exprimée en pour-cent. Les mesures de saturation en fluides peuvent être effectuées que sur des échantillons frais ou protégés.

Calcul de saturation : $S_w(\%) = \frac{V_w}{\phi} \times 100$ Tel que : $\phi = G\% + W\% + O\%$

II.2. Mesure de la porosité :

Les roches sédimentaires sont constituées par des particules et des grains, de forme quelconque, cimentés entre eux, et entre lesquels existe des espaces vides qui ont la capacité de contenir un ou plusieurs fluides interstitiels tels que de l’air, de l’eau ou des hydrocarbures liquides ou gazeux, et les laisse circuler : la roche est alors dite poreuse et perméable.

La porosité (Φ) correspond au volume total occupé par les vides de la roche (V_p) divisé par le volume total de la roche (V_t), elle s’exprime le plus souvent en pourcentage.

$$\phi_t(\%) = \frac{V_p}{V_t} \times 100 \quad \text{tel que : } V_t = V_s + V_p$$

Φ : porosité [%]

V_t : volume total (ou apparent) de l'échantillon [m3]

V_p : volume des vides (ou volume des pores) entre les grains solides [m3]

V_s : volume du solide

II.3. Mesure de perméabilité :

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

- ✓ La procédure de mesure de cette propriété sur les plugs se fait selon la demande du client.
- ✓ L'analyse s'effectue sur des échantillons de 1 '' ou 1,5 '' de diamètre sur 1,5 '' de longueur.
- ✓ La mesure de perméabilité sous condition du laboratoire est réalisée sous une pression de confinement de 200 PSI ou 400 PSI
- ✓ Deux appareils sont mis à la disponibilité des clients pour choisir la pression de confinement qui convient à leur étude.

Ils sont de conception Core Lab, leur manufacture est basée sur la loi de DARCY qui est:

$$Q = K \cdot S / \mu \cdot dp / dx$$

Où :

□ Q : Débit en cm³/s

K : Perméabilité en mDarcy

Dp : différence de pression entre l'amont et l'aval

Dx : parcours du gaz en cm

S : surface exposée au gaz en cm²

μ : viscosité en centpoise

La perméabilité absolue (au perméamètre conventionnel) est mesurée et calculée sous une équation qui dérive de la loi de Darcy et qui est:

$$K_a = (L \cdot HW \cdot C \cdot Q) / A \cdot 200$$

Où :

Ka : perméabilité absolue.

C : constante mercure (60).

Q : débit (orifice de 0.030, 0.150, 0.50, 10.000, 20.492).

L : longueur de l'échantillon.

HW : hauteur de l'eau lue directement sur le manomètre à l'eau.

A : surface de la section traversée par le gaz cm².

L'évaluation d'un réservoir nécessite d'autres paramètres comme l'épaisseur du réservoir ; les données de top structure et la profondeur du contact huile/eau pour bien définir la zone à huile et le coefficient de grès nommé le Net to Gross qui est le rapport entre l'épaisseur utile et l'épaisseur totale.

II.4. L'épaisseur totale :

L'épaisseur totale du réservoir varie sensiblement d'un puits à un autre, à l'exception des cas particuliers où il y a présence de failles. Des données de 63 puits ont été utilisées pour obtenir une valeur d'épaisseur moyenne pour chaque niveau du réservoir.

II.5. Le coefficient de grès Net to gross ratio :

Les roches réservoir du cambrien sont caractérisées par la présence des tight silts et d'argile laminée, qui pratiquement ne contribuent pas à la production. Le coefficient de grès va nous permettre d'évaluer la hauteur nette pour chaque litho-zone.

II.6. Le contact huile/eau (Owc) et la zone de transition :

L'estimation des réserves en place nécessite l'évaluation précise de la profondeur du contact huile/eau, la hauteur de la zone de transition et la distribution des saturations en fluide. Pour cet effet des mesures de saturation issues des analyses sur carotte et confirmées par les résultats des tests DST ont été faites. Les résultats de cette étude suggèrent une profondeur OWC à 3070 m-ss.

Les résultats de chaque puits et de chaque niveau du réservoir sont présentés sur les tableaux ci-dessous

Well	Top RI1	Top RI2	Top RA	Top RAA	Top R2	HN/HG RI1	HN/HG RI2	HN/HG RA	HN/HG RAA	HN/HG R2	HN/HG R3
RB01	2610.75	2634.00	2659.75	2730.25	2777.00	0.7166	0.7246	0.6425	0.4640	0.6921	0.6396
RB03	2910.00	2926.00	2956.00	3025.50	3075.75	0.7752	0.6224	0.7217	0.7146	0.6241	0.6519
RB05	2687.00	2704.25	2733.75	2804.75	2852.25	0.6763	0.6456	0.7803	0.7192	0.6770	-
RB06	2784.00	2804.50	2830.75	2902.75	2948.50	0.7636	0.7014	0.7227	0.6403	0.7143	0.7008
RB07	2784.50	2800.50	2828.00	2901.25	2949.25	0.6357	0.6968	0.7530	0.6442	0.6768	0.7566
RB7b	2788.00	2802.00	2831.75	2876.75	2920.25	0.7788	0.7992	0.7230	0.7192	0.6741	0.7045
RB08	2977.50	2993.00	3038.75	3101.50	3156.50	0.6720	0.7003	0.7575	0.7438	0.7254	-
RB09	2831.00	2850.50	2881.75	2960.00	3011.00	0.7325	0.7092	0.6794	0.7090	0.7406	0.6766
RB10	2917.00	2937.50	2963.25	3029.75	3083.00	0.7576	0.7874	0.6942	0.6979	0.7393	-
RB11	3304.00	3325.75	3348.50	3408.75	3453.00	0.6629	0.6339	0.6915	0.5352	0.7351	-
RB12	2739.50	2759.00	2786.50	2858.25	2900.00	0.6688	0.5385	0.5757	0.2746	0.2178	0.6614
RB13	2907.00	2928.50	2955.50	3025.50	3079.50	0.7225	0.7327	0.7184	0.6744	0.7186	-
RB14	2465.50	2487.25	2510.50	2578.50	2629.75	0.6629	0.7219	0.6899	0.6569	0.6449	0.7204
RB15	2995.00	3018.75	3044.00	3112.00	3160.00	0.5340	0.6601	0.6165	0.5974	0.6942	-
RS15	3003.38	3023.63	3048.13	3129.63	3192.13	0.5644	0.7766	0.6202	0.4830	-	-
RB16	3024.00	3044.75	3069.50	3145.00	3190.75	0.5090	0.6985	0.5107	0.3406	0.5871	-
RB17	2814.00	2836.50	2862.00	2937.75	2990.75	0.8232	0.7317	0.7216	0.7082	0.6893	0.6521
RB18	3000.50	3028.00	3058.25	3143.25	3203.25	0.5023	0.7160	0.5374	0.6154	0.6168	-
RB19	2798.00	2822.00	2847.25	2915.50	2968.00	0.7358	0.6305	0.7185	0.6841	0.7684	0.6993
RB21	2539.50	2561.50	2587.75	2659.50	2712.25	0.7062	0.6398	0.7530	0.5272	0.6893	-
RB22	2926.50	2945.75	2967.50	3040.25	3092.00	0.6839	0.6457	0.6981	0.6619	-	-
RB23	2890.50	2913.75	2940.00	3015.00	3066.25	0.6417	0.7915	0.7338	0.7007	0.6830	-
RB24	2738.00	2759.50	2786.75	2858.00	2908.50	0.5087	0.6210	0.5989	0.7284	-	-
RB25	2893.00	2911.75	2940.00	3009.00	3062.50	0.5563	0.6079	0.7233	0.6107	-	-
RB26	2809.00	2836.25	2863.00	2932.50	2981.50	0.7717	0.6744	0.7074	0.6921	-	-
RB27	2797.50	2815.00	2846.25	2914.75	2963.00	0.3901	0.8167	0.6776	0.7054	0.6859	-
RB28	2593.00	2616.50	2643.00	2716.50	2766.75	0.6296	0.7887	0.5908	0.6228	0.6519	-
RB30	3076.00	3095.75	3120.75	3189.50	3238.50	0.7044	0.7313	0.7060	0.6819	-	-
RB31	3152.25	3176.00	3197.00	3265.25	3313.00	0.6178	0.6568	0.5740	0.5822	-	-
RB32	3085.50	3105.75	3131.25	3200.25	3251.25	0.5706	0.6878	0.3743	0.4866	0.7253	-
RB33	3003.75	3026.25	3048.50	3116.75	3166.50	0.6243	0.7430	0.5923	0.4737	0.6297	-
RB34	2858.25	2879.00	2901.75	2972.00	3023.00	0.7545	0.6339	0.6306	0.5281	0.6033	0.6678
RB35	2897.50	2919.75	2945.00	3013.25	3064.25	0.7151	0.6158	0.5338	0.6308	0.6689	-
RB36	2788.00				2960.00						
RB37	2906.50	2932.00	2956.25	3024.75		0.7268	0.6359	0.6557	-	-	-
RB38	2482.00	2503.75	2530.75	2600.00	2650.00	0.5486	0.6959	0.5153	0.5935	0.6269	0.6899
RB39	2815.00	2836.75	2864.75	2933.50	2982.75	0.5257	0.7200	0.5626	0.5468	0.6768	0.6734
RB40	2796.88	2818.38	2841.88	2915.88		0.6012	0.7196	0.4688	-	-	-
RB41	2852.50	2873.75	2898.00	2970.25	3022.25	0.6491	0.6564	0.5250	0.5923	0.7018	0.6808
RB42	2876.50	2897.50	2924.75	2991.25	3043.00	0.5858	0.6895	0.4841	0.6040	-	-
RB43	2728.00	2744.75	2779.50	2841.75	2897.25	0.4000	0.7384	0.4289	0.2831	-	-
RB44	2893.00	2914.50	2937.75	3012.75	3060.00	0.6358	0.6578	0.5641	0.4776	-	-
RB45	2838.00	2856.75	2884.50			0.5563	0.7623	-	-	-	-
RB46	2933.50	2963.25	2991.00	3071.00	3133.25	0.6192	0.7578	0.6412	0.3908	0.6122	-
RB47	2898.88	2921.38	2940.13	3019.13	3068.00	0.6685	0.7682	0.7504	0.6607	-	-
RB48	3086.70	3110.23	3135.55	3211.14		0.6883	0.7725	0.6821	0.4898	-	-
RB49	3050.52	3075.12	3095.60	3166.56		0.6852	0.7836	0.6631	0.5472	-	-
RB50	3017.00	3037.54	3066.54	3131.59	3182.54	0.5939	0.7210	0.5355	0.4363	0.5631	-
RB51	2777.00	2797.75	2824.00	2901.50	2951.50	0.7365	0.6777	0.5990	0.5362	0.6871	-
RB52	2943.00	2966.25	2991.75	3065.50		0.7059	0.6878	0.6604	0.6159	-	-
RB53	2744.50	2766.25	2791.75	2863.25	2912.75	0.6057	0.6976	0.5846	0.4962	0.6616	0.6321
RB54	2772.50	2794.25	2817.25	2888.00		0.6686	0.7784	0.6243	0.6211	-	-
RB55	2827.25	2849.75	2880.25	2952.00	3010.00	0.6961	0.6735	0.5764	0.4237	0.6936	-
RB56	2836.30	2852.77	2882.25	2961.00		0.6204	0.6995	0.5164	-	-	-
RB57	2846.00	2871.00	2895.50			0.6119	0.7107	0.4778	-	-	-
RB58	2915.00	2934.50	2962.50	3028.25	3081.25	0.6624	0.7333	0.4516	0.4918	-	-
RB59	2810.00	2835.00	2857.00	2927.25		0.5771	0.7401	0.5329	0.6022	-	-
RB60	2765.25	2790.64	2815.27	2880.42		0.5868	0.7407	0.6565	-	-	-
RB61	2527.8	2548.78	2575.10	2645.94	2697.02	0.6377	0.7572	0.6430	0.5672	0.6017	0.6547
RB62	2515.7	2540.47	2564.60	2632.88	2680.43	0.6420	0.8553	0.6392	0.5655	0.5753	0.7379
RB63											
R64b	2740.25	2763.50	2787.75	2859.0	2903.50	0.6898	0.7897	0.5622	0.4146	0.6422	0.6518
RB65	2783.14	2807.09	2833.85	2905.09	2953.00	0.6646	0.7314	0.4957	0.2484	0.6413	0.4768
RB66	2975.30	2999.22	3024.07	3090.63	3142.09	0.5924	0.7622	0.5217	0.4053	0.7574	-
RB67	2898.21	2914.81	2939.41	3010.18	3056.70	0.6514	0.7407	0.5065	0.5915	0.5102	-
RB69	2759.63	2784.38	2808.13	2880.88	2939.13	0.5327	0.7225	0.6535	0.5589	0.6574	0.7169

Well	Top-UZ X ^{bot}	Top-UZ Y ^{bot}	corrected H-RI	corrected H-RI1	corrected H-RI2	corrected H-RA	corrected H-RAA	corrected H-UZ
RB01	304948	3474712	48.13	22.84	25.29	69.25	45.92	163.29
RB03	307220	3478156	45.64	15.87	29.76	68.95	49.85	164.44
RB05	304841	3477170	46.25	17.07	29.19	70.24	46.99	163.49
RB06	307171	3475551	46.64	20.45	26.19	71.84	45.65	164.13
RB07	303941	3473066	43.13	15.86	27.27	72.63	47.59	163.35
RB7b	303712	3473358	43.01	13.76	29.25	44.24	42.77	130.02
RB08	308315	3477298	60.96	15.43	45.53	62.45	54.74	178.64
RB09	306162	3473873	50.66	19.46	31.19	78.10	50.91	179.67
RB10	306307	3478818	45.54	20.18	25.35	65.48	52.43	163.44
RB11	309323	3478836	44.50	21.75	22.75	60.25	44.25	149.00
RB12	306074	3476466	46.88	19.45	27.43	71.56	41.64	160.08
RB13	304974	3472503	48.28	21.40	26.88	69.69	53.76	171.73
RB14	303987	3475436	44.44	21.48	22.96	67.16	50.62	162.22
RS15	303896	3472095	43.20	19.55	23.65	78.67	60.33	182.19
RB16	307419	3479158	45.11	20.57	24.54	74.86	45.36	165.33
RB17	307278	3474277	47.88	22.45	25.44	75.57	52.87	176.32
RB18	302792	3473814	52.50	25.00	27.50	77.28	54.55	184.33
RB19	307185	3476865	49.03	23.89	25.14	67.94	52.26	169.23
RB21	304636	3476249	47.73	21.76	25.97	70.97	52.18	170.88
RB22	308192	3476330	37.96	17.82	20.14	67.35	47.91	153.22
RB23	305898	3472885	49.36	23.19	26.18	74.79	51.11	175.27
RB24	306038	3475175	48.48	21.38	27.10	70.85	50.22	169.55
RB25	308156	3476218	46.37	18.50	27.87	68.08	52.78	167.23
RB26	305001	3473545	53.60	27.05	26.55	68.99	48.64	171.23
RB27	306038	3477669	48.64	17.46	31.18	68.34	48.14	165.62
RB28	303631	3474326	49.03	23.04	25.99	72.07	49.27	170.38
RB30	307102	3479826	44.04	19.44	24.61	67.66	48.23	159.93
RB31	307715	3480605	42.21	22.40	19.81	64.37	45.04	151.61
RB32	308114	3478498	45.61	20.19	25.42	68.79	50.85	165.25
RB33	307240	3478953	44.64	22.45	22.20	68.08	49.63	162.36
RB34	305123	3478354	42.08	20.07	22.01	67.96	49.34	159.38
RB35	307384	3477844	46.96	22.00	24.96	67.47	50.42	164.85
RB37	303797	3472700	48.59	24.90	23.68	66.90		
RB38	304100	3475906	48.03	21.43	26.60	68.23	49.27	165.53
RB39	305582	3477882	49.67	21.72	27.96	68.64	49.17	167.48
RB40	306587	3477248	44.86	21.43	23.43	73.77		
RB41	307689	3476530	45.14	21.08	24.06	71.67	51.58	168.39
RB42	306559	3478270	47.95	20.87	27.08	66.09	51.43	165.47
RB43	305379	3476900	51.07	16.61	34.46	61.73	55.03	167.83
RB44	307629	3477490	44.26	21.27	23.00	74.18	46.73	165.18
RB45	304676	3473186	46.10	18.59	27.51			
RB46	305354	3473983	51.40	26.59	24.81	71.52	55.65	178.56
RB47	304722	3472624	40.99	22.36	18.63	78.50	48.56	168.04
RB48	303071	3472765	48.11	23.18	24.94	74.45		
RB49	307495	3478969	44.41	24.24	20.18	69.91		
RB50	306879	3479166	49.38	20.47	28.91	64.84	50.79	165.01
RB51	306866	3474633	46.91	20.71	26.20	77.36	49.91	174.18
RB52	303187	3473325	47.87	22.83	25.04	72.42		
RB53	306357	3475914	47.20	21.73	25.47	71.42	49.44	168.06
RB54	306770	3476419	44.45	21.60	22.85	70.27		
RS55	304767	3477571	42.60	18.08	24.51	57.66	46.61	146.87
RS56	303782	3474538	43.13	15.46	27.67	73.91		
RB57	303571	3473095	46.65	23.56	23.09			
RB58	307306	3477974	47.05	19.32	27.74	65.13	52.50	164.68
RB59	306225	3477678	47.00	25.00	22.00	70.25		
RB60	306124	3477035	49.73	25.24	24.49	64.77		
RB61	304164	3476485	46.08	20.44	25.64	69.01	49.76	164.85
RB62	304348	3475464	48.49	24.56	23.93	67.70	47.15	163.33
RB64b	304264	3473577	47.18	23.10	24.09	70.78	44.20	162.16
RB65	304967	3474157	50.21	23.72	26.50	70.54	47.44	168.20
RB66	308207	3477299	48.70	23.89	24.81	66.47	51.39	166.55
RB67	305766	3478670	40.43	16.29	24.14	69.45	45.65	155.54
RB69	304665	3473892	48.28	24.64	23.64	72.42	57.98	178.68
Avg.			46.83	21.08	25.75	69.38	49.75	165.81

III. Caractéristiques pétrophysiques :

Les analyses de perméabilité, de saturation, porosité, faites sur les échantillons de carottes prélevés des puits ont donné les résultats suivants :

- ✚ Pour les échantillons de carottes non fissurés de toutes les zones productives, il n'existe pas de liaisons entre les caractéristiques capacitatives et d'écoulement des roches réservoir.
- ✚ Les meilleures propriétés d'écoulement appartiennent aux échantillons des carottes de la zone Ra, qui présente aussi la liaison la plus étroite entre la perméabilité horizontale et la perméabilité verticale.
- ✚ Les roches réservoirs sont divisées en deux zones Ri inférieur et Ra qui présentent les meilleures propriétés d'écoulement et une vaste gamme de valeurs pour la perméabilité (10-30 md).
- ✚ Les roches réservoir des zones R2 et R3 sont caractérisées par une absence de liaison entre les perméabilités verticales et horizontales, une petite gamme de perméabilité (0.1-0.5 md), et une plus grande hétérogénéité pour la porosité. Les roches des zones Ri inférieur et Raa sont intermédiaires entre ces deux groupes (0.5-2 md).
- ✚ Les porosités des roches réservoirs présentent une hétérogénéité zonale. Ainsi dans la partie nord-est du gisement les sédiments se caractérisent par de faibles valeurs de perméabilité tandis que dans la partie centrale et sud-ouest du gisement les propriétés des roches s'améliorent. On observe également de très bonnes propriétés des roches réservoirs dans la région du puits RB-12 et RB-13.

Le tableau suivant indique les propriétés pétrophysiques de chaque niveau du réservoir :

Zonation conventionnelle	Epaisseur (m)	Porosité (md)	Perméabilité (%)
Ri	50	4-9	1-30
Ra	75	5-12	0.1-2
Raa	40	6-13	0.1-2
R2	90	9-15	<0.1-0.5
R3	270	8-15	<0.1-0.3

IV. conclusion :

L'examen et l'analyse des carottes peuvent être considérés comme la technique de base la plus importante mise à la disposition de l'industrie du pétrole, afin d'obtenir le rendement optimal dans l'exploitation des réserves. Elle reste essentiellement un outil de base pour une information directe est intéressante concernant les formations forées. Ainsi elle permettra de reconnaître la structure et de déterminer ces caractéristiques physiques et d'estimer les possibilités des travaux et de déterminer la production.

L'importance de la perméabilité est ressentie directement sur la production initiale d'un puits, ainsi que sur l'indice de productivité.

L'étude des paramètres pétrophysiques contrôlant les caractéristiques du réservoir est primordiale.

I. Introduction :

L'objectif d'une étude pétrophysique est de mettre en évidence l'évolution des caractéristiques pétrophysiques (porosité, perméabilité, saturation...) et de certains paramètres géologiques (épaisseur totale, épaisseur utile ...) , en fonction de la profondeur ainsi que leur extension latérale dans les réservoirs étudiés ; ceci est primordial pour l'évaluation de leurs capacités et pour une meilleure compréhension des phénomènes d'écoulement des fluides. Grâce à cela, on pourra parvenir à une exploitation optimale du réservoir en question.

II. Interprétation des cartes

Carte en isobathes au toit du réservoir Cambrien :

D'après cette carte, on constate que :

- 1- Le top structure du Cambrien dans le champ de REB se présente sous forme d'un anticlinal asymétrique qui s'étend du sud-ouest au nord-est, cette structure étant affectée par des failles majeures normales orientées NE-SW, parallèlement à l'axe du pli, d'un rejet important d'environ 1000 m prouvé par la sismique et attribuant à la structure un caractère de horst (fig 19,20).
- 2- La cote absolue du contact huile/eau est située à -3070 m.
- 3- On peut observer sur la carte que certaines caractéristiques de cette structure doivent être discutées, notamment en ce qui concerne les flancs sud-ouest et nord-ouest du champ. On peut remarquer que le flanc sud-ouest peut constituer un compartiment délimité par un pli structural à l'est de RB48 et probablement un système de failles tendant vers le nord (de sud-est) de RB18 (où les isobathes sont très proches entre RB18 et RB28 qui interprète et un intense système de failles qui a affecté cette région du champ). À cet égard, RB48 peut être protégé de l'afflux de l'aquifère qui a affecté RB15 et RB37. Selon cette carte, le sommet du réservoir à RB48 serait dans le voisinage de 2880 m-ss (RI et RA au-dessus de la zone de transition).
- 4- D'autre part, le flanc nord-ouest (à l'ouest de la ligne joignant RB34-RB30-RB31) peut ne pas constituer une zone de forage potentielle en raison de la proximité de la zone de transition, D'après le puits RB15 en raison de son emplacement sur la même position structurale que RB30.

NB : Tenant compte de l'incertitude associée aux données sismiques, ces commentaires sont spéculatifs.

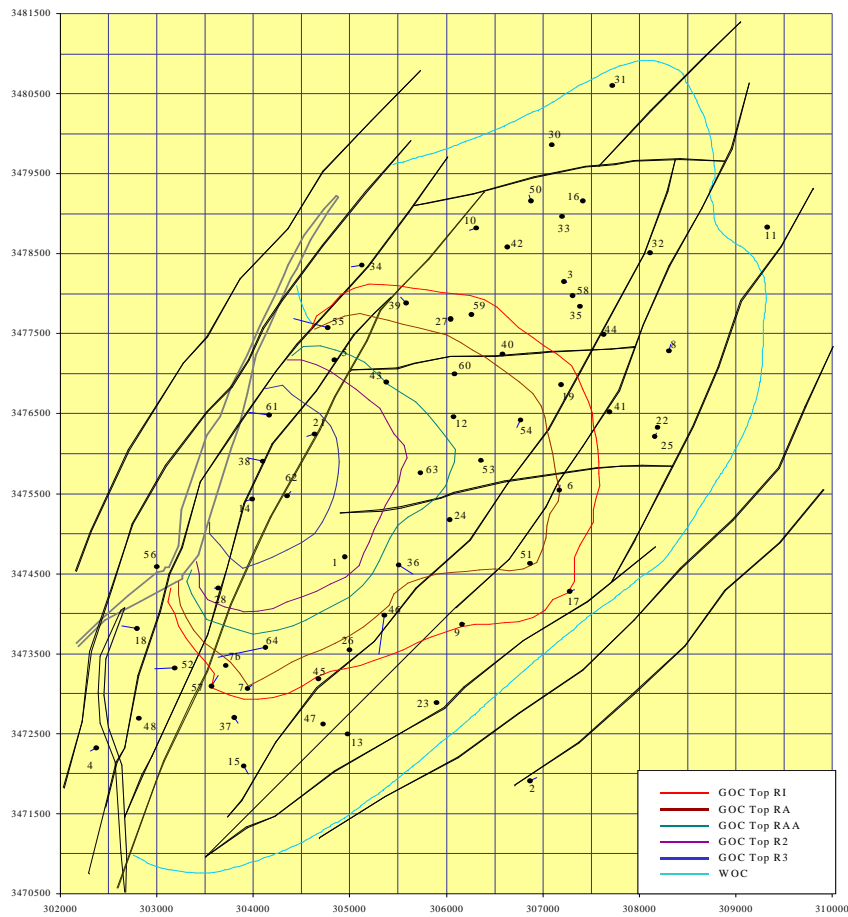


Figure 19 : Carte de positionnement des puits du REB

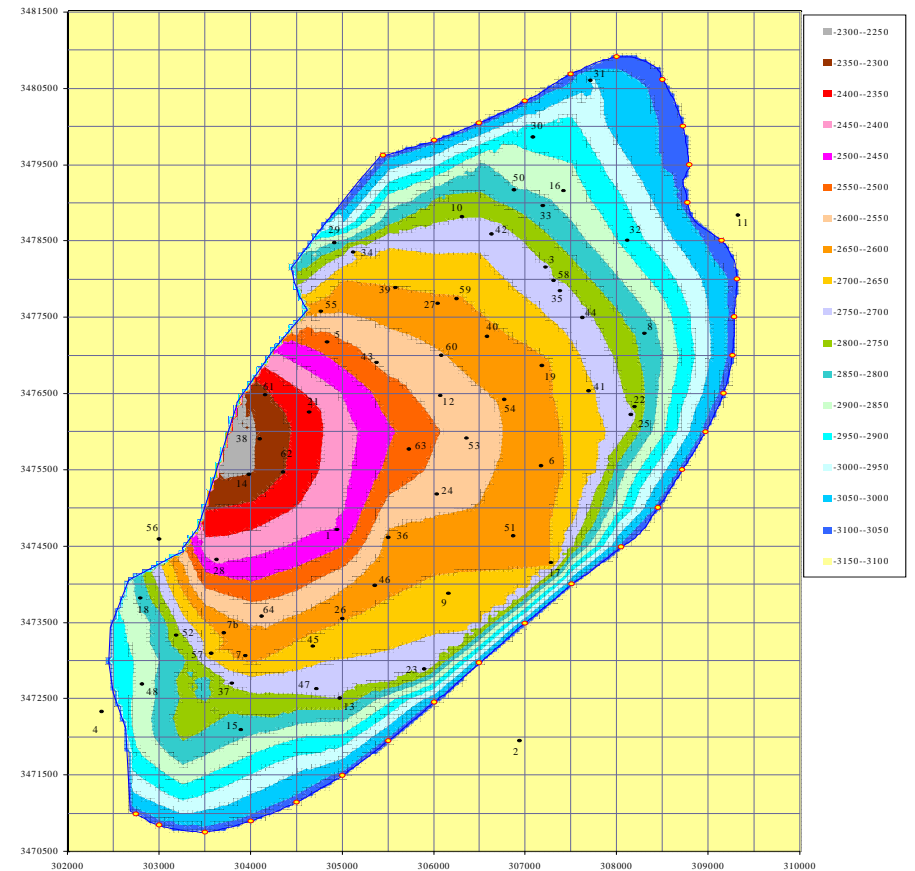


Figure 20: carte structurale à partir des données de puits

II.1. La litho-zone RI :

a. Carte de l'épaisseur totale

un maximum d'épaisseur se trouve à l'Est (RB08 ; 60m) et au sud de la région, l'unité s'amincit au sud-ouest et au centre respectivement jusqu'au nord et nord-ouest de la région où l'épaisseur minimale de l'unité RI est atteinte ainsi qu'aux alentours du puits RB22 où elle présente seulement 37m. Cela est dû à la non continuité des dépôts sédimentaires fluviatiles (fig 21).

b. Carte de porosité

la carte montre une variation irrégulière de la porosité (isolignes resserrées) , les bonnes porosités dans cette unité sont marquées à l'est (RB19,RB17,RB25) et à l'ouest (RB14,RB5) ainsi qu'au nord aux alentours du puits RB16, la valeur minimale est présentée au nord-ouest au niveau du puits RB17 ; cela est dû à la présence des failles à côté de ces puits, qui ont causé des fissures (fig 22).

c. Carte de perméabilité

la carte présente une mauvaise perméabilité (entre 0.06 et 10md) sur la majorité de l'unité, contrairement à la partie centrale et la partie Nord-Est, où elle s'améliore aux alentours des puits RB12, RB19 et RB03, elle atteint jusqu'à 50md, cela est causé par le passage d'une faille majeure à côté de ces puits (fig23).

d. Carte de Net to Gross

le partie sud et sud-ouest présentent un bon Net to Gross (0,8) ainsi que la partie centre nord aux alentours des puits RB10 et RB27, alors qu'au niveau des autres parties de l'unité, il est moyen à dégradé (0,5 au niveau du puitsRB12) (fig 24).

e. Carte de saturation

une haute saturation en eau est concentrée aux alentours des puits RB31 et RB11 (40%) qui se situent à l'extrémité nord et nord-est du champ respectivement, contrairement aux autres parties de l'unité qui montrent de faibles valeurs de Sw (20%) (fig 25).

Conclusion sur l'unité RI

L'unité RI présente généralement de bonnes caractéristiques pétrophysiques .

Caractérisation du réservoir

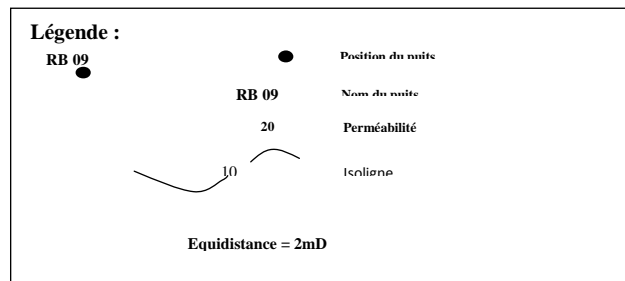
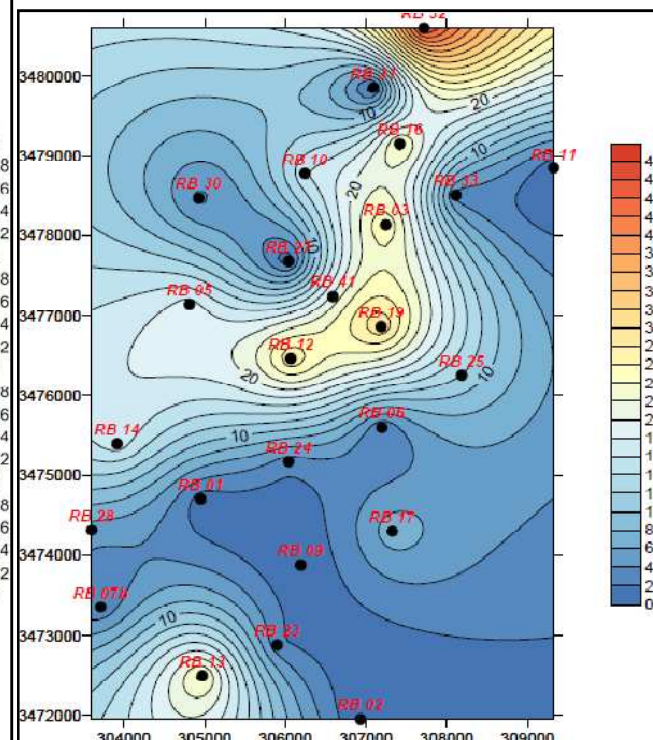
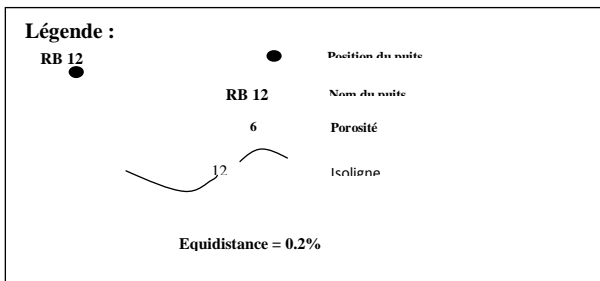
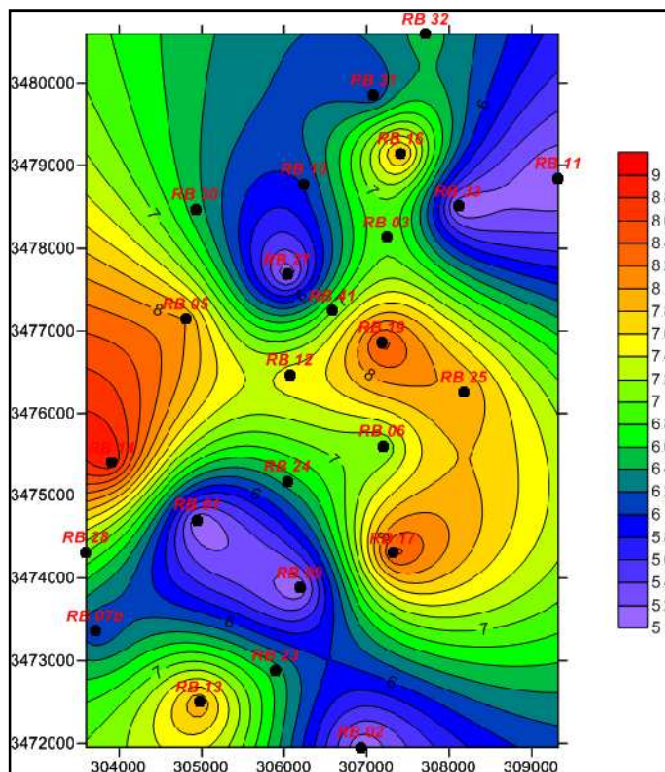
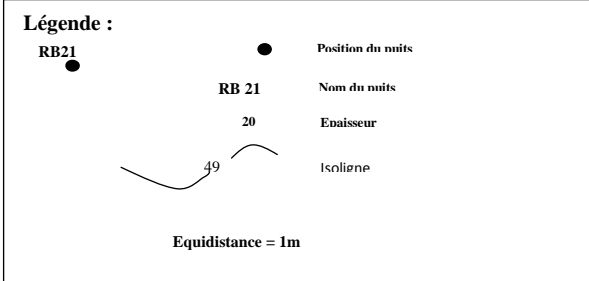
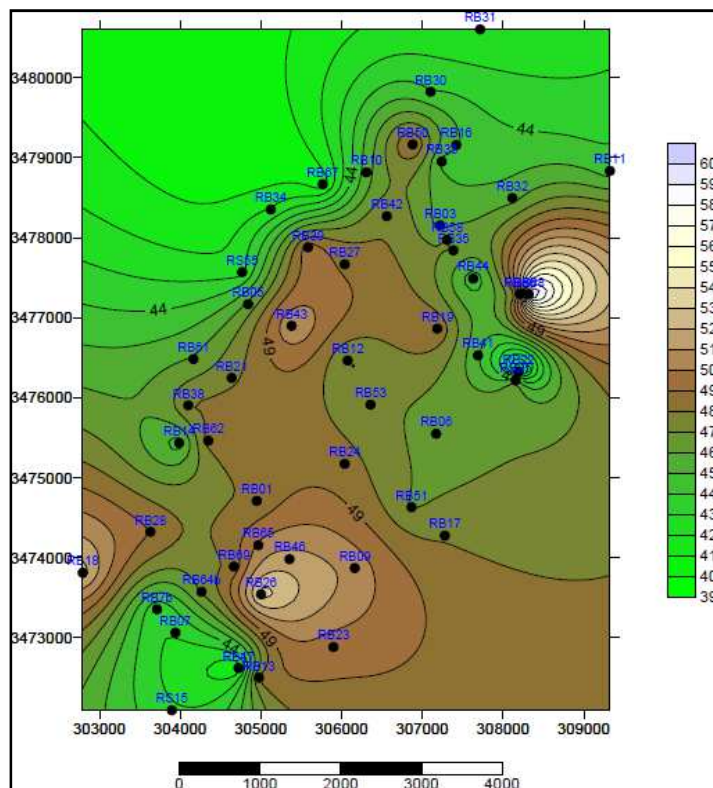


Fig 21 Carte de l'épaisseur totale de l'unité RI.

Fig 22 Carte de porosité de l'unité RI.

Fig 23 Carte de perméabilité de l'unité RI.

Caractérisation du réservoir

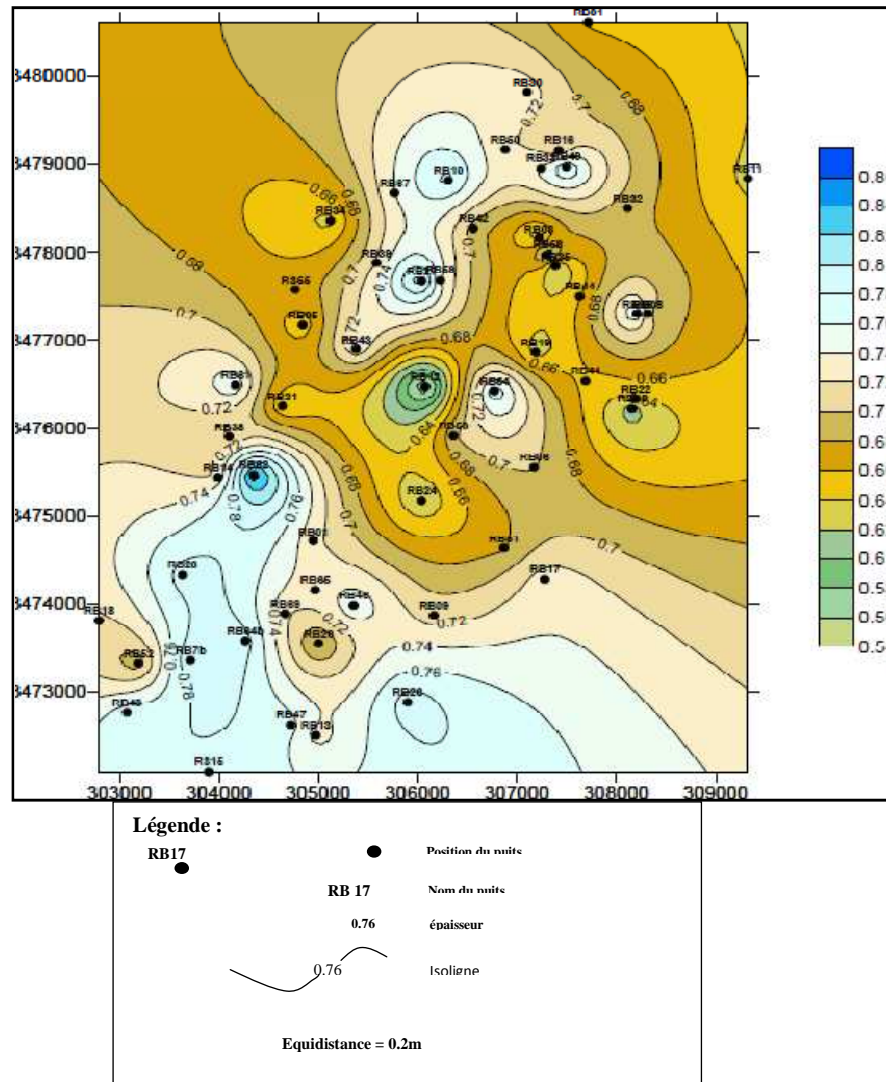


Fig.24 Carte de rapport entre l'épaisseurs utile et totale de l'unité RI.

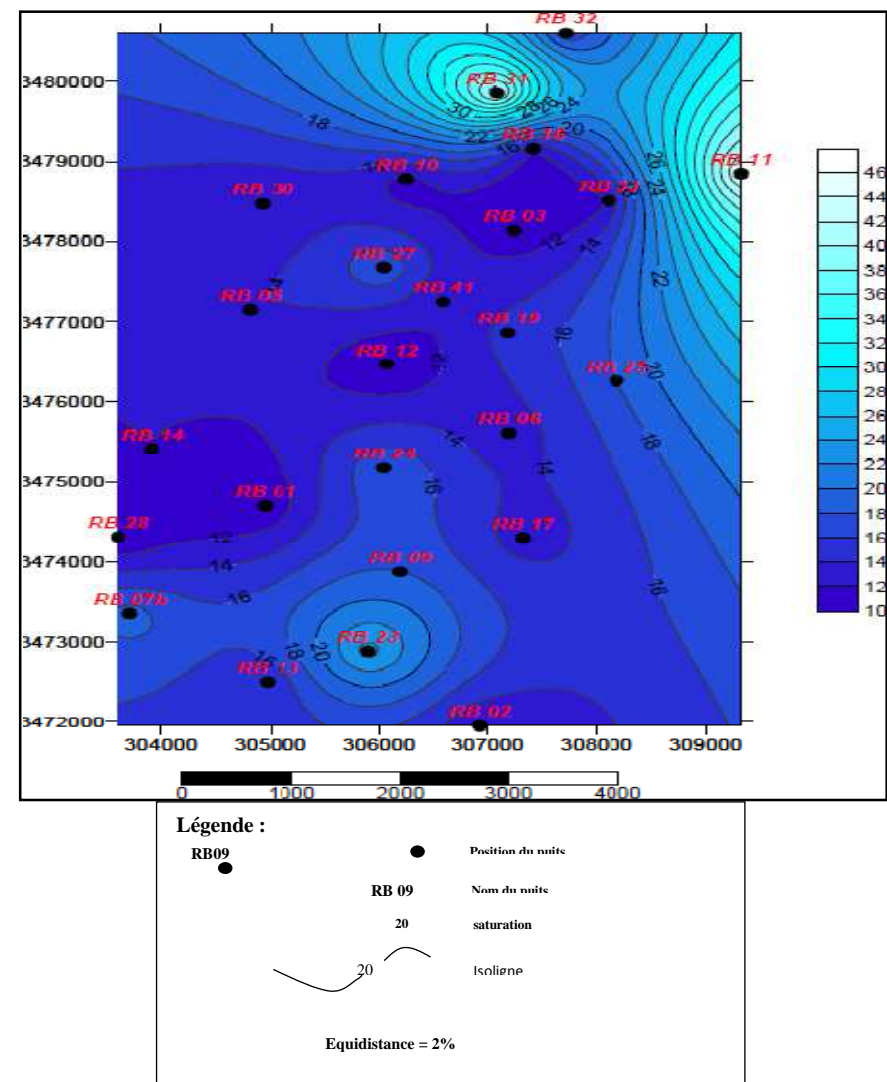


Fig.25 Carte de la saturation en eau de l'unité RI.

II.2. L'unité RA

a. Carte de l'épaisseur totale : cette unité présente un épaissement en allant du nord, où les valeurs sont de 60 à 70m, vers le sud où elles peuvent atteindre jusqu'à 80m, cette variation est due à la sédimentation du Cambrien qui a comblé les creux par rapport aux endroits les plus hauts (Fig 26).

b. Carte de porosité : elle montre une bonne porosité en allant du centre vers le nord et vers l'est ainsi qu'au sud-ouest aux alentours du puits RB13, elle est moyenne à médiocre sur le reste de l'unité (Fig 27).

c. Carte de perméabilité : elle est relativement bonne dans cette unité sur la zone englobant les puits RB65 à l'est et RB16 et RB32 au nord-ouest, elle est moyenne sur le reste de l'unité par rapport aux ces circonvoisines, elle atteint jusqu'à 45md (Fig 28).

d. Carte de Net to Gross : l'unité présente un faible Net to Gross centre de la région (P-15 et P-57) contrairement aux autres parties de l'unité où un très bon à bon Net to Gross se présente en allant vers le sud et le sud-est de la région (Fig 29).

e. Carte de saturation : des faibles saturations en eau ont été rencontrées dans cette unité, elle devient plus importante à la périphérie de la région, notamment vers le nord-est, l'est et le sud-est (Fig 30).

Conclusion sur l'unité RA

Cette unité présente un épaissement en allant vers le sud et le sud-est, ainsi que de bonnes qualités de réservoir.

Caractérisation du réservoir

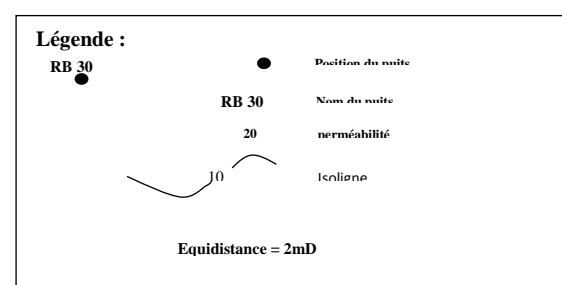
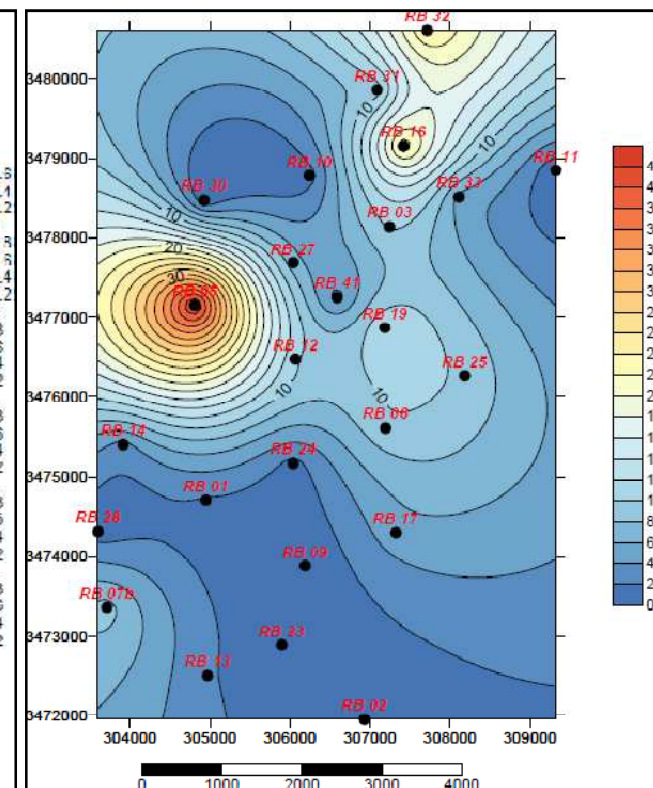
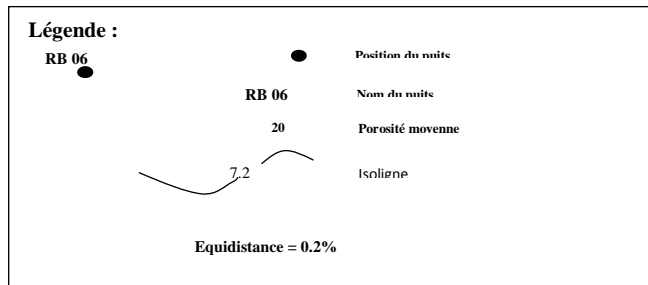
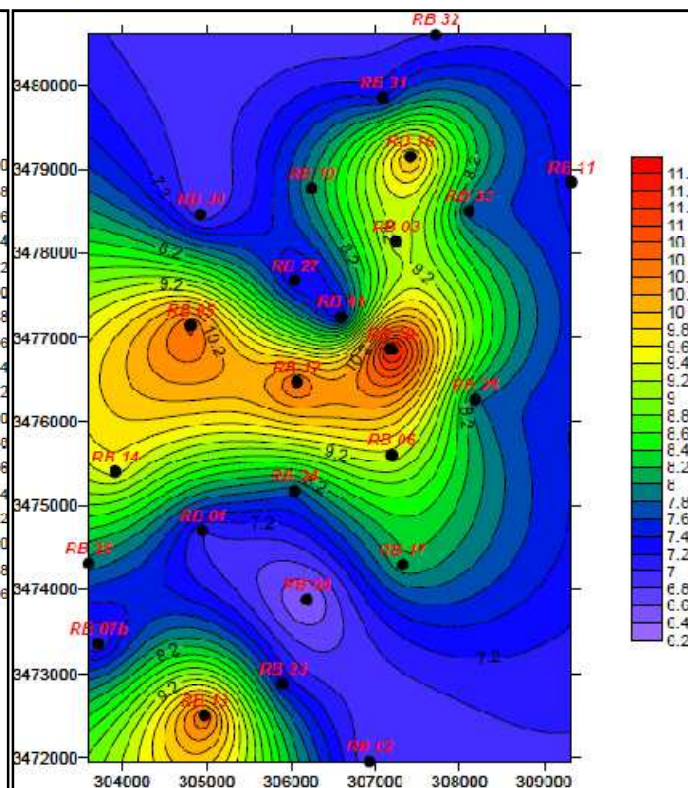
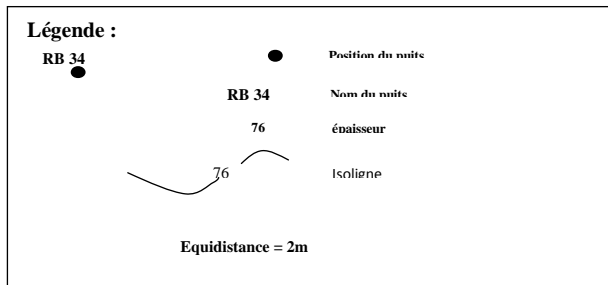
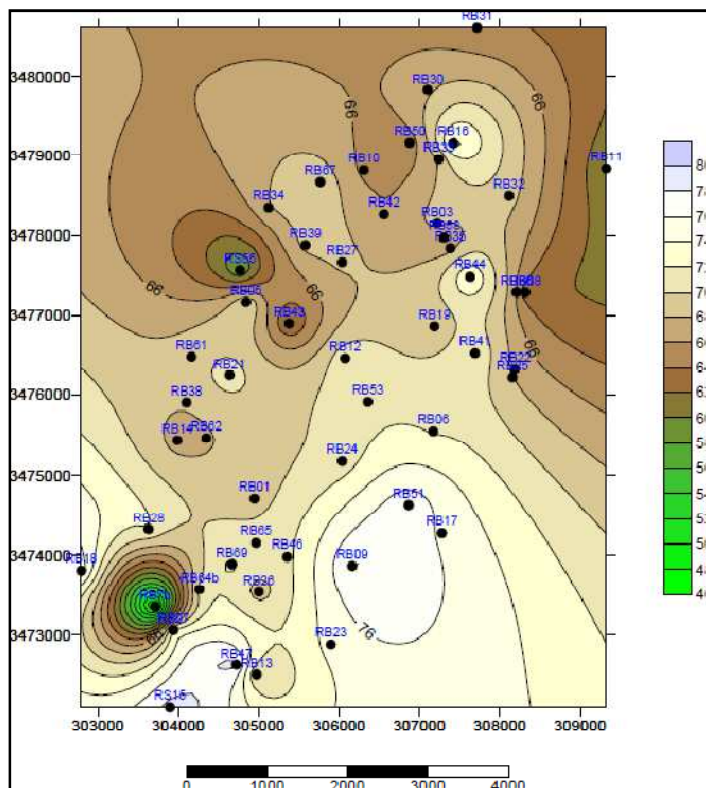


Figure 26 : Carte de l'épaisseur totale de l'unité RA

Figure 27: Carte de porosité de l'unité RA.

Figure 28: Carte de perméabilité de l'unité RA.

Caractérisation du réservoir

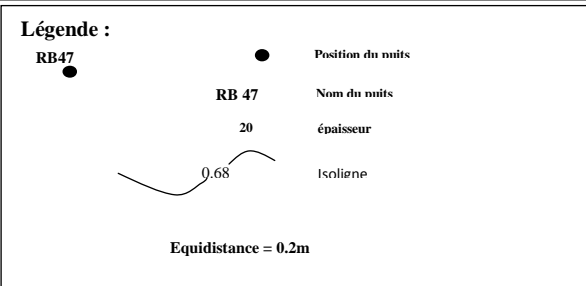
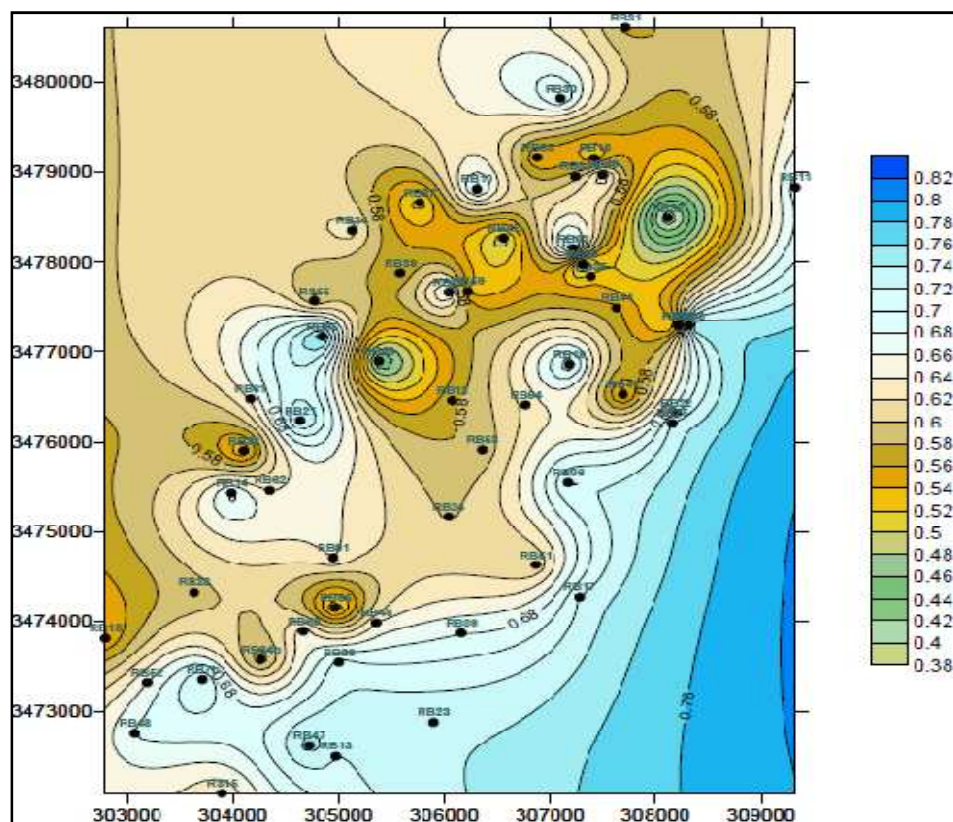


Figure 29 : Carte de rapport entre l'épaisseur utile et totale de l'unité RA.

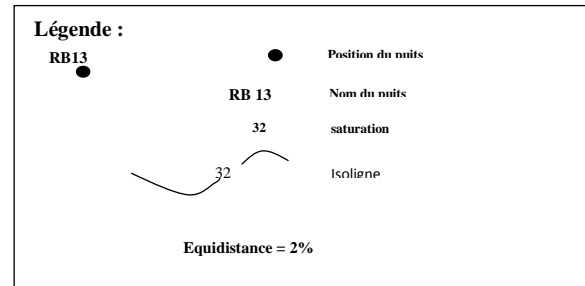
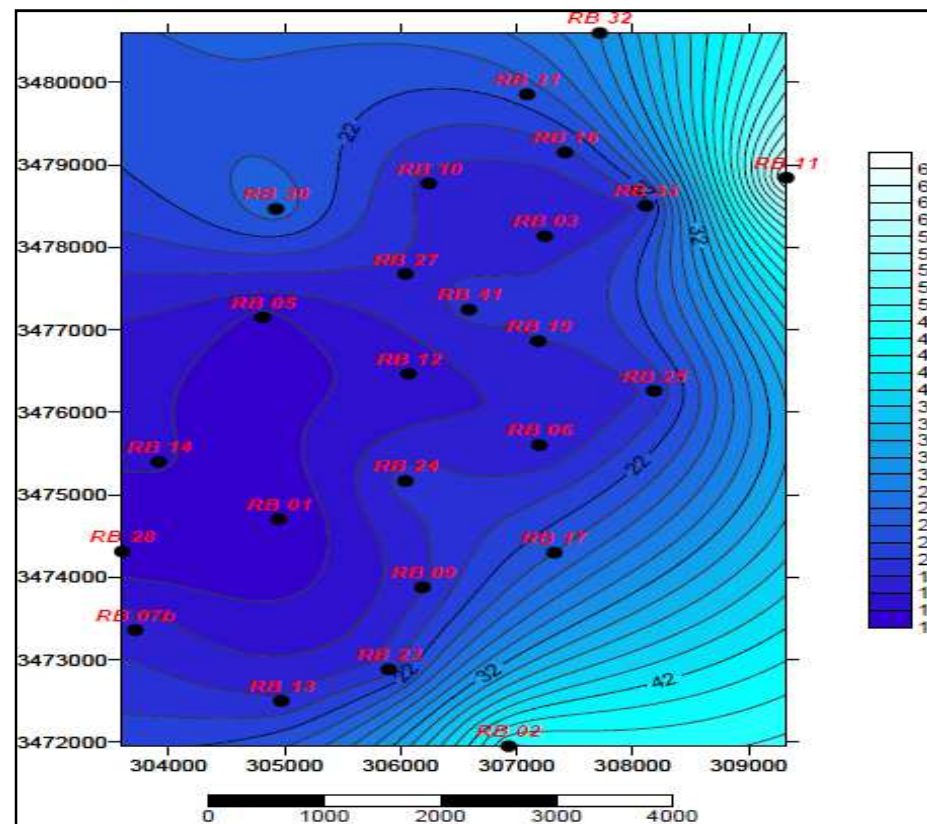


Figure 30: Carte de la saturation en eau de l'unité RA.

II.3 L'unité RAA

a. Carte de l'épaisseur totale : l'axe NW-SE joignant les puits RB66, RB12 et RB27 et l'axe NE-SW reliant RB12, RB01 et RB07 situé au centre de la région est moins épais (41 à 47m) comparativement au reste de l'unité, où un maximum d'épaisseur s'observe au sud-ouest (60m) (Fig.31).

b. Carte de porosité : la région présente une bonne porosité dont la valeur maximale au niveau du puits RB19 (13.75%), elle se dégrade autour du RB01 et RB02 où la valeur minimale est marquée (06%). (Fig.32).

c. Carte de perméabilité : la perméabilité est relativement très bonne autour du puits RB65 et RB (50md), elle se dégrade sur les autres parties de cette unité (Fig.33).

d. Carte de Net to Gross : en général, le NTG est bon dans cette zone à part au NE, au centre au niveau des puits RB43 et RB12 et au SW autour du puits RB65, il présente de faibles valeurs (0,3) (Fig.34).

e. Carte de saturation : dans cette unité, la même distribution de la saturation que celle observée dans l'unité précédente (RA) a été rencontrée, c'est-à-dire une bonne saturation en huile sur la majorité de l'unité limitée par des zones à eau à la périphérie (Fig.35).

Conclusion sur l'unité RAA :

L'unité peut être considérée comme bonne du point de vue qualité du réservoir.

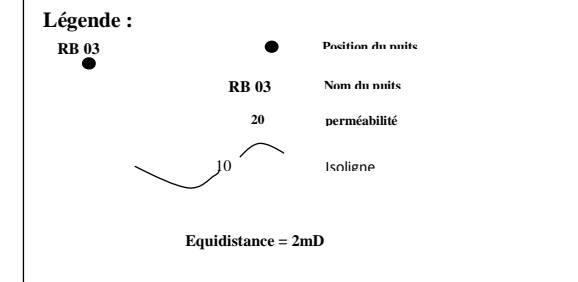
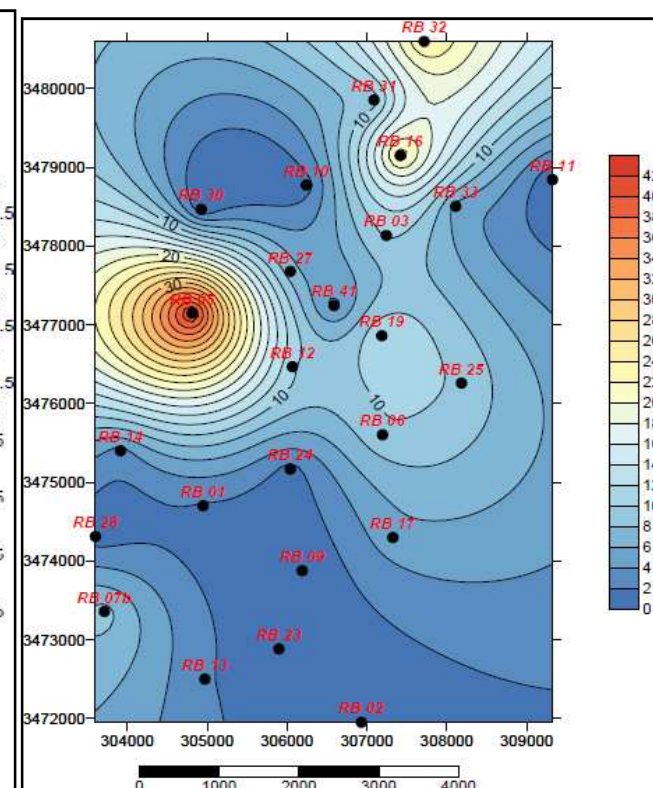
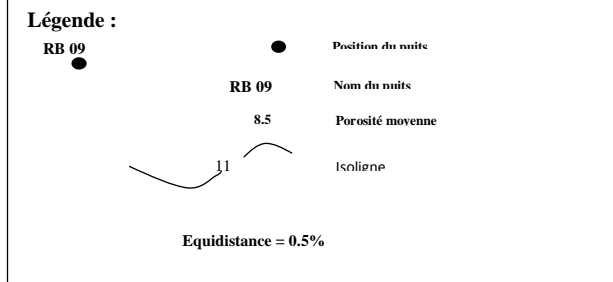
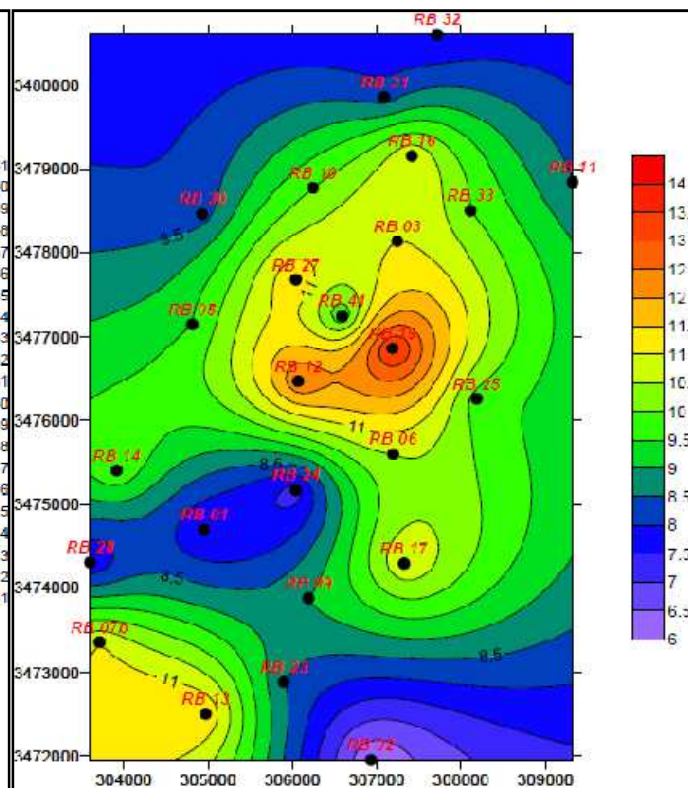
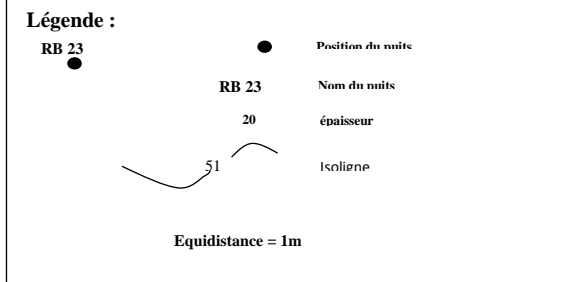
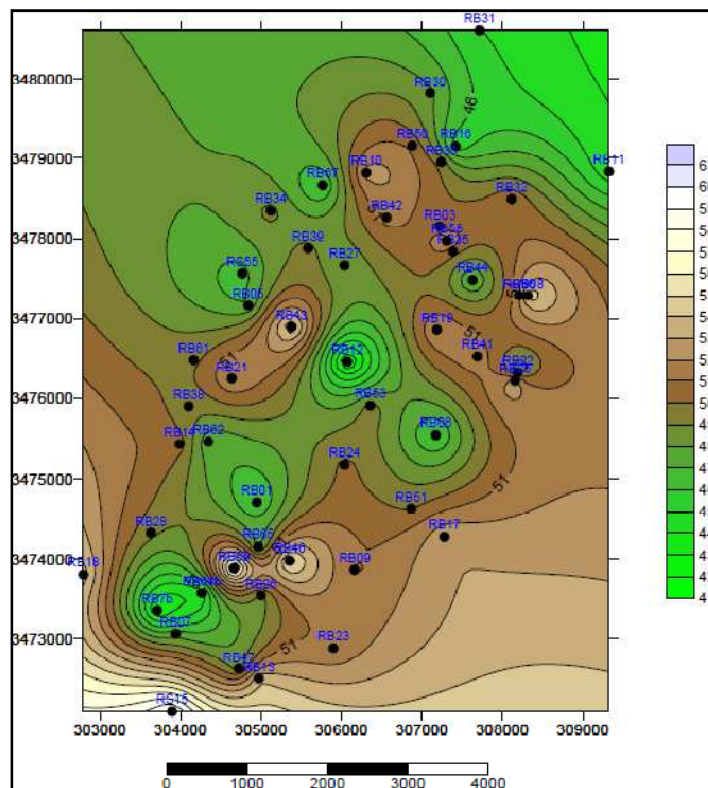


Fig.31 Carte de l'épaisseur totale de l'unité RAA

Fig.32 Carte de porosité de l'unité RAA.

Fig.33 Carte de perméabilité de l'unité RAA.

Caractérisation du réservoir

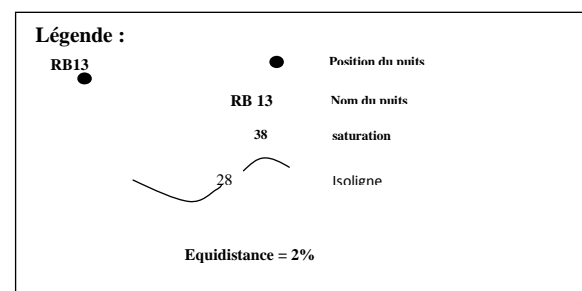
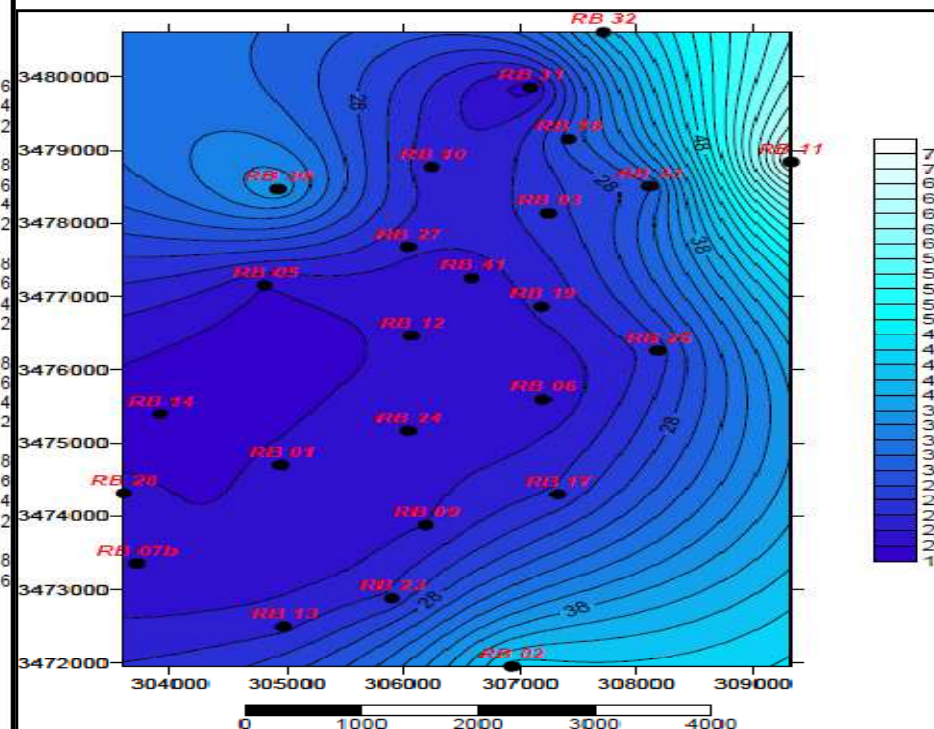
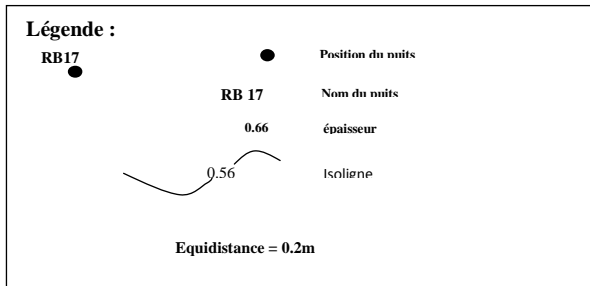
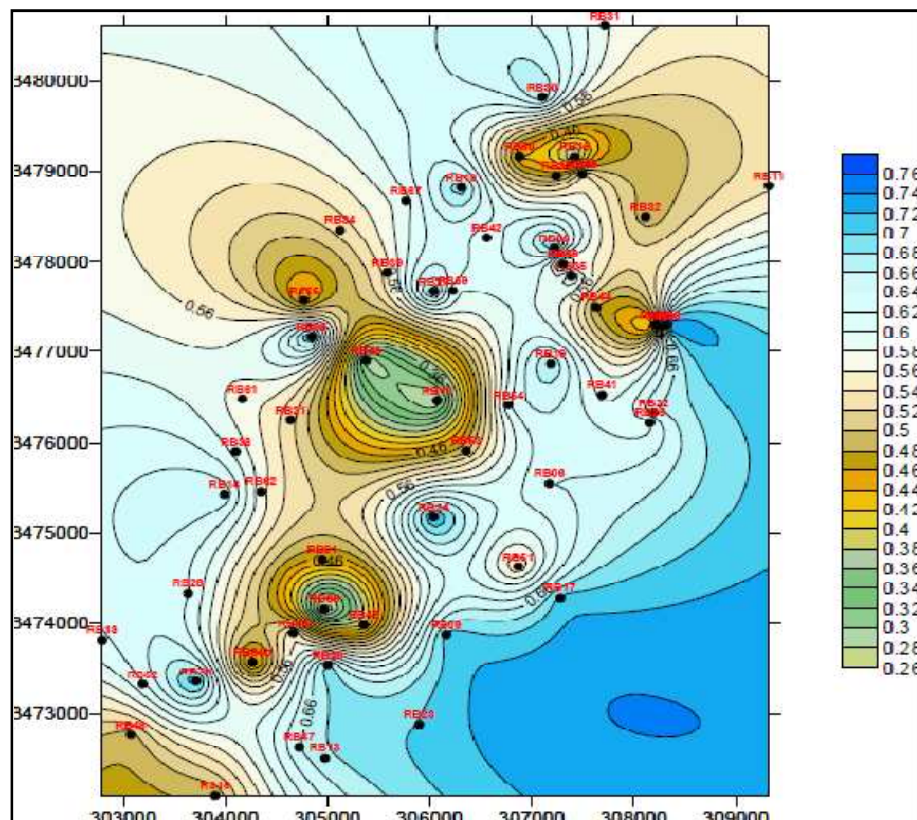


Fig.34 Carte de rapport entre l'épaisseur utile et totale de l'unité RAA.

Fig.35 Carte de la saturation en eau de l'unité RAA.

II.4. L'unité R2

a. Carte de porosité : en général, l'unité R2 présente de bonnes porosités notamment au centre, au NE et au SW qui atteint les 15%, elle est moins importante sur le reste de l'unité (fig.36).

b. Carte de perméabilité : deux zones dans cette région présentent de bonnes perméabilités, l'une étant située au Nord contenant le RB33 et l'autre au centre RB12 et RB5, dans le reste de la région, la perméabilité est moins importante (fig.37).

c. Carte de Net to Gross : de faibles NTG ont été rencontrés au centre autour du puits RB12, le reste de la région représente de bons NTG (fig.38).

d. Carte de saturation : une importante saturation en eau se présente au niveau des puits RB14, RB41 et RB03, cette saturation diminue dans les zones avoisinantes (fig.39).

Conclusion sur l'unité R2

Les roches réservoirs de la zones R2 sont caractérisées par une absence de liaison entre les perméabilités verticales et horizontales, une petite gamme de perméabilité (0.1-0.5 md) et une plus grande hétérogénéité pour la porosité.

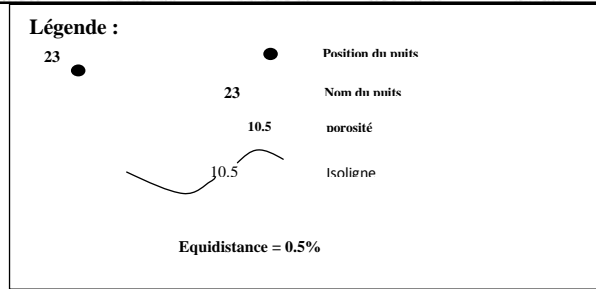
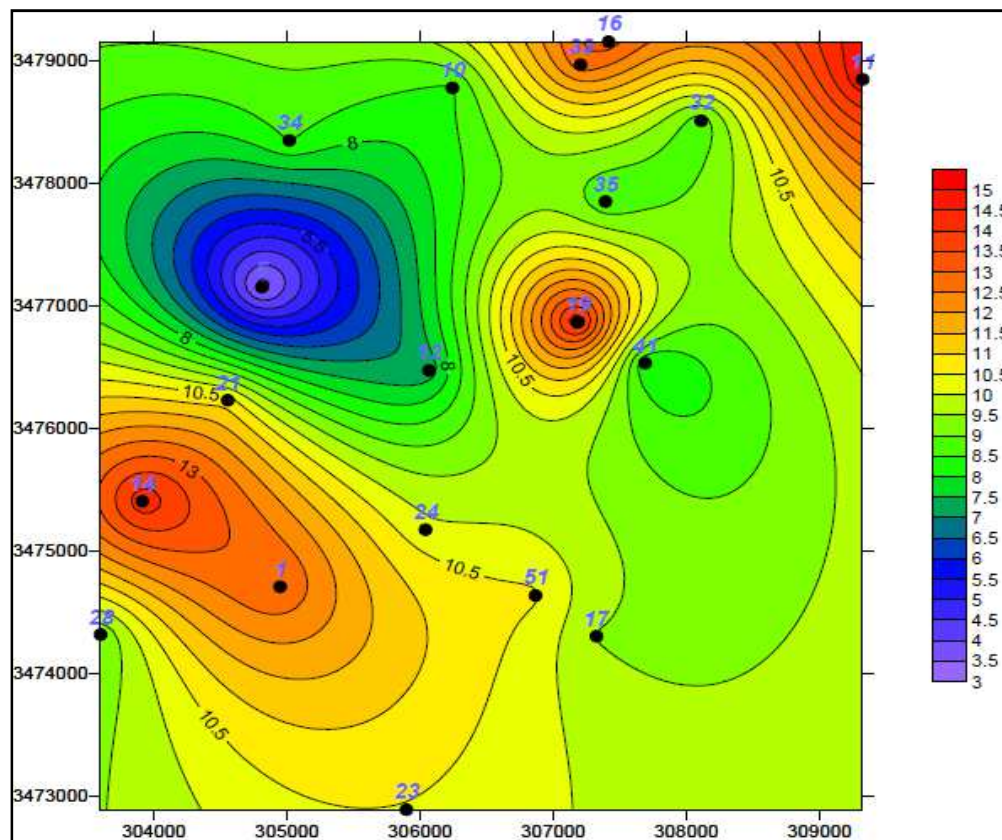


Figure 36: Carte de porosité de l'unité R2.

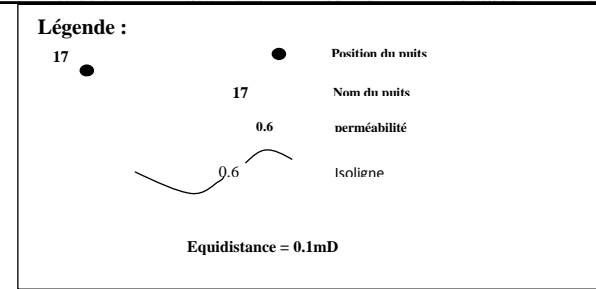
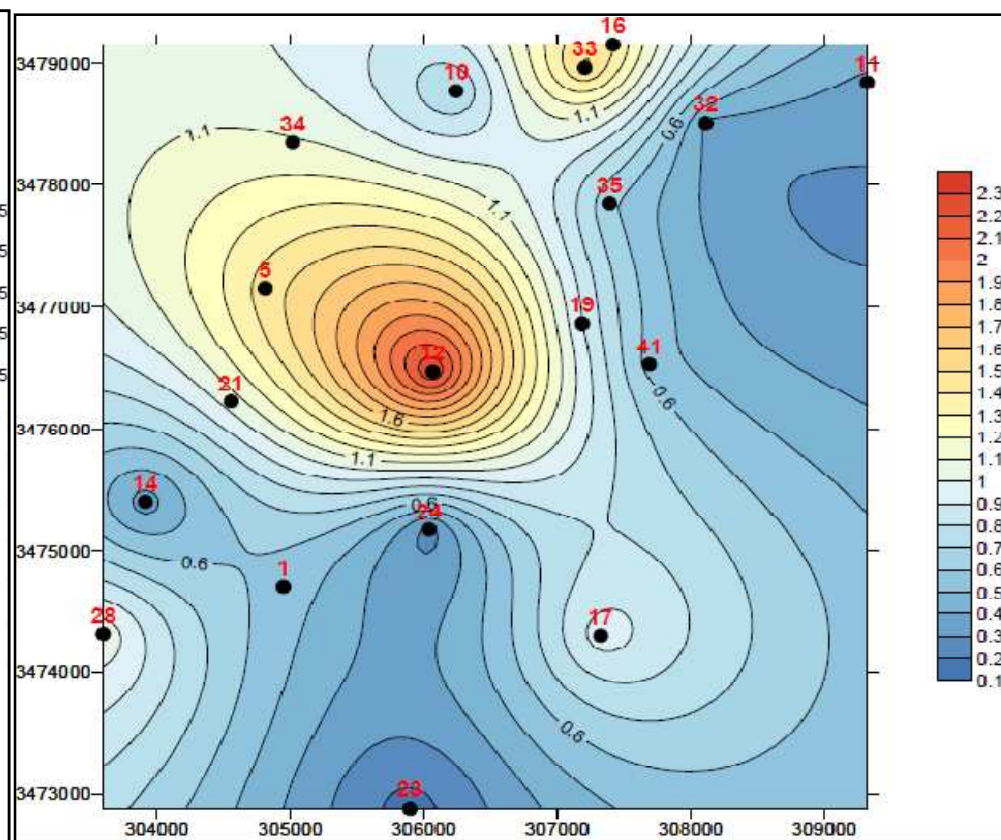


Figure 37: Carte de perméabilité de l'unité R2.

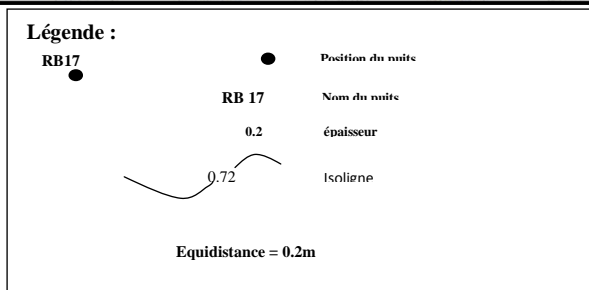
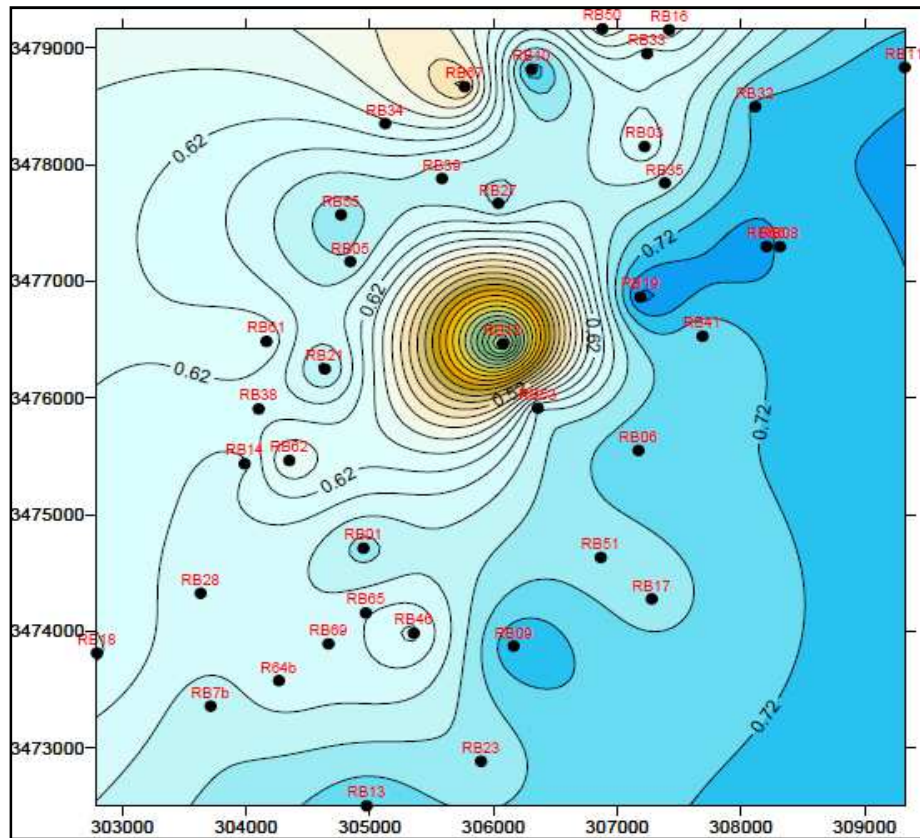


Figure 38: Carte de rapport entre l'épaisseur utile et totale de l'unité R2.

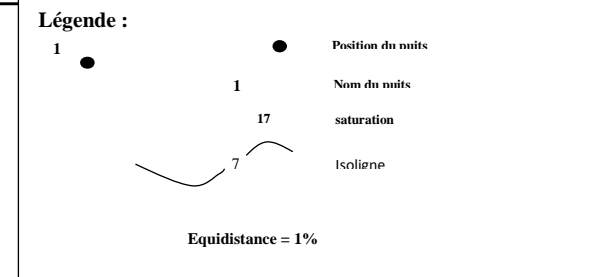
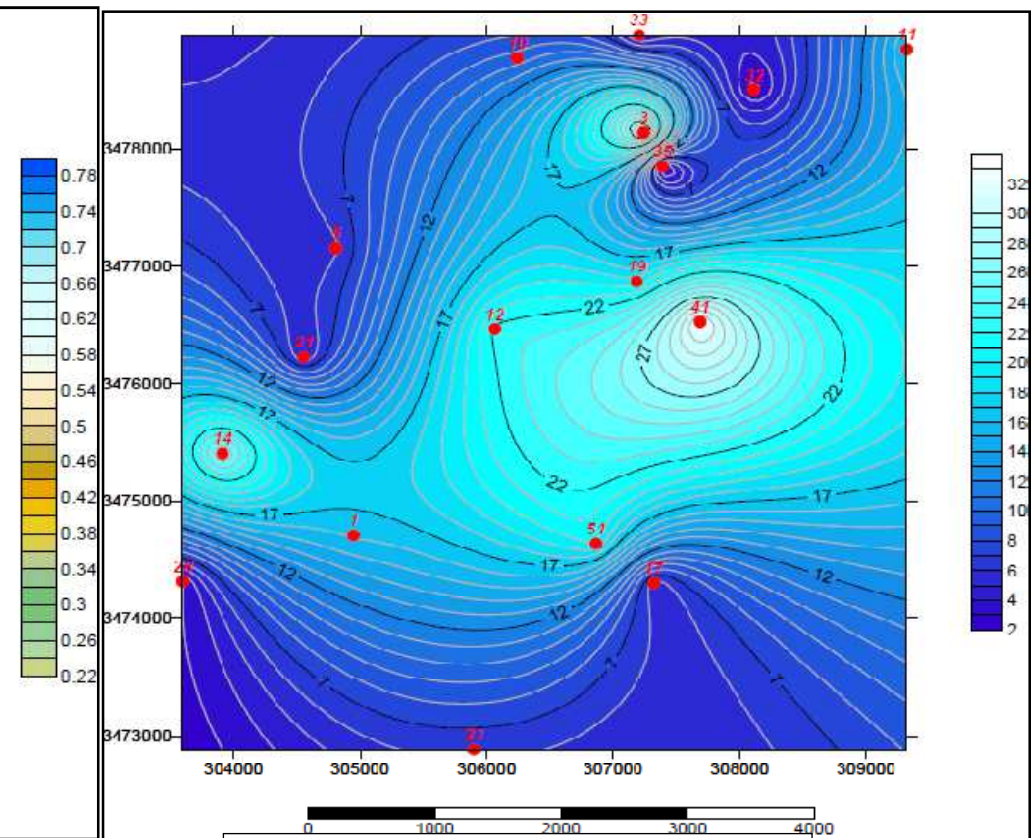


Figure 39: Carte de la saturation en eau de l'unité R2.

II.5. L'unité R3

a. Carte de porosité : en général, l'unité R3 présente de bonnes porosités notamment au centre (RB19), au NE et au SW (RB14) qui atteint les 15% ; elle se dégrade au NW au alentour du puits RB5 (fig.40).

b. Carte de perméabilité : deux zones dans cette région présentent de bonne perméabilités, l'une est située au Nord contenant le RB33 et l'autre au centre RB12 et RB5, dans le reste de la région, la perméabilité est médiocre (fig.41).

c. Carte de Net to Gross : de faibles NTG ont été rencontrés centre autour du puits RB12, le reste de la région représente de bons NTG (fig.42).

d. Carte de saturation : une importante saturation en eau se présente sur l'axe EW et au nord de la région au niveau des puits RB01 et RB03bis, cette saturation diminue dans les zones avoisinantes (fig.43).

Conclusion sur l'unité R3

Les roches réservoirs de la zones R3 sont caractérisées par une absence de liaison entre les perméabilités verticales et horizontales, une petite gamme de perméabilité (0.1-0.5 md) et une plus grande hétérogénéité pour la porosité.

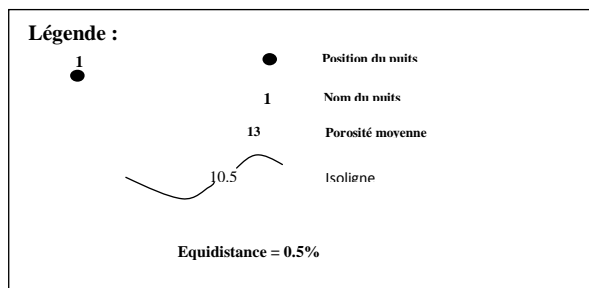
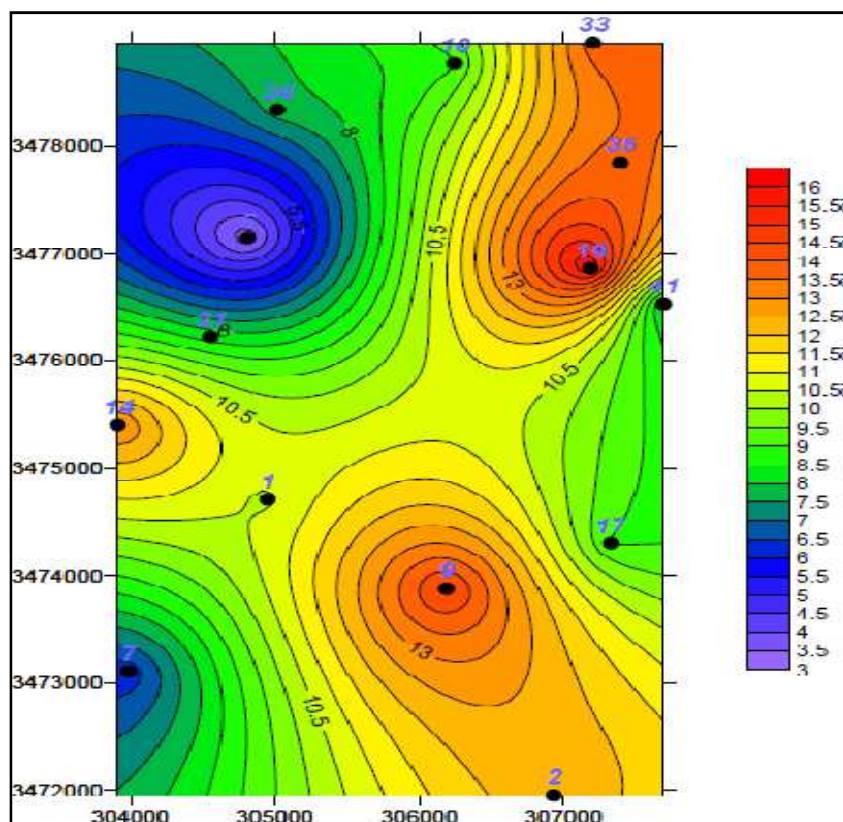


Figure 40: Carte de porosité de l'unité R3.

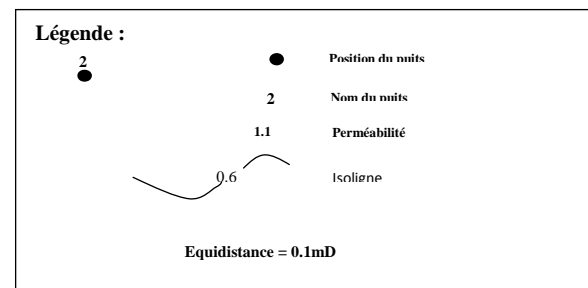
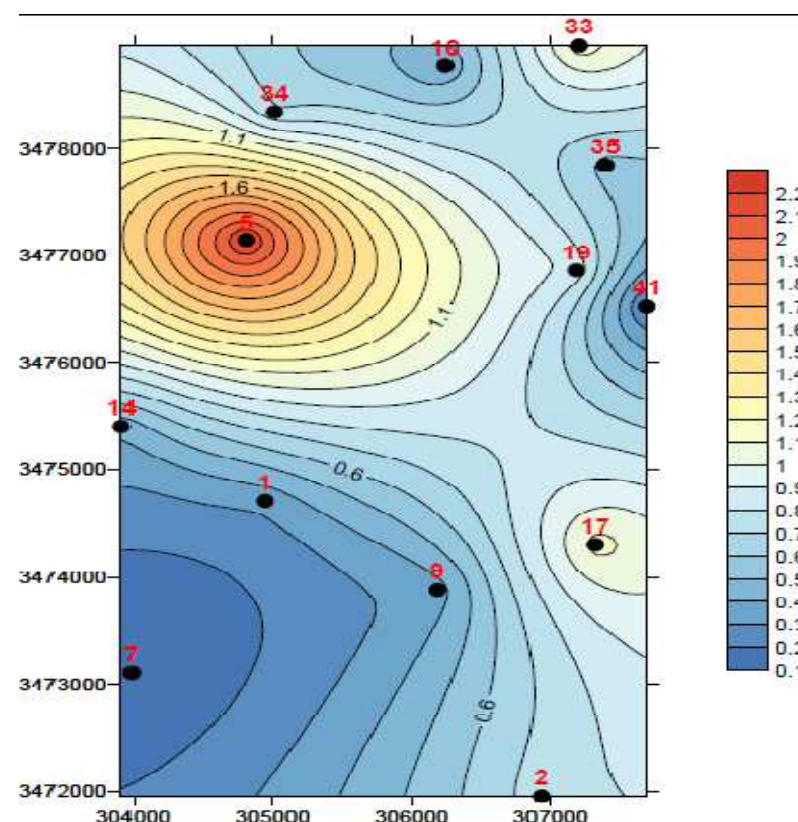


Figure 41: Carte de perméabilité de l'unité R3.

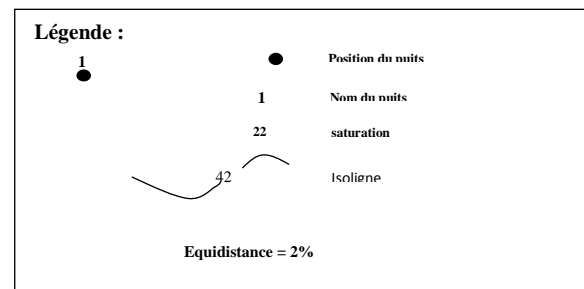
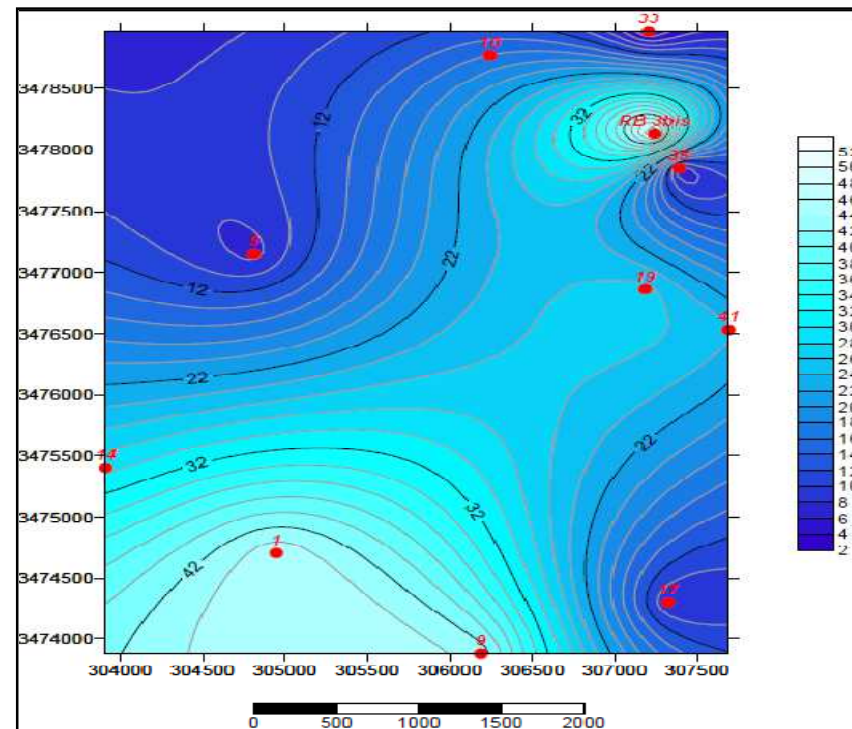
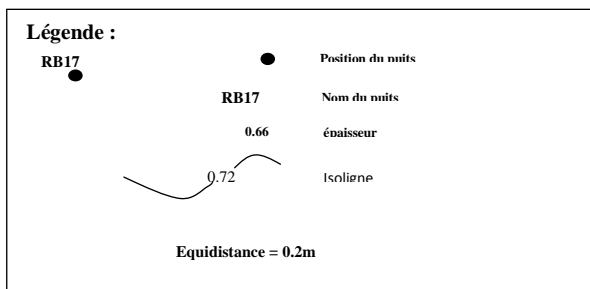
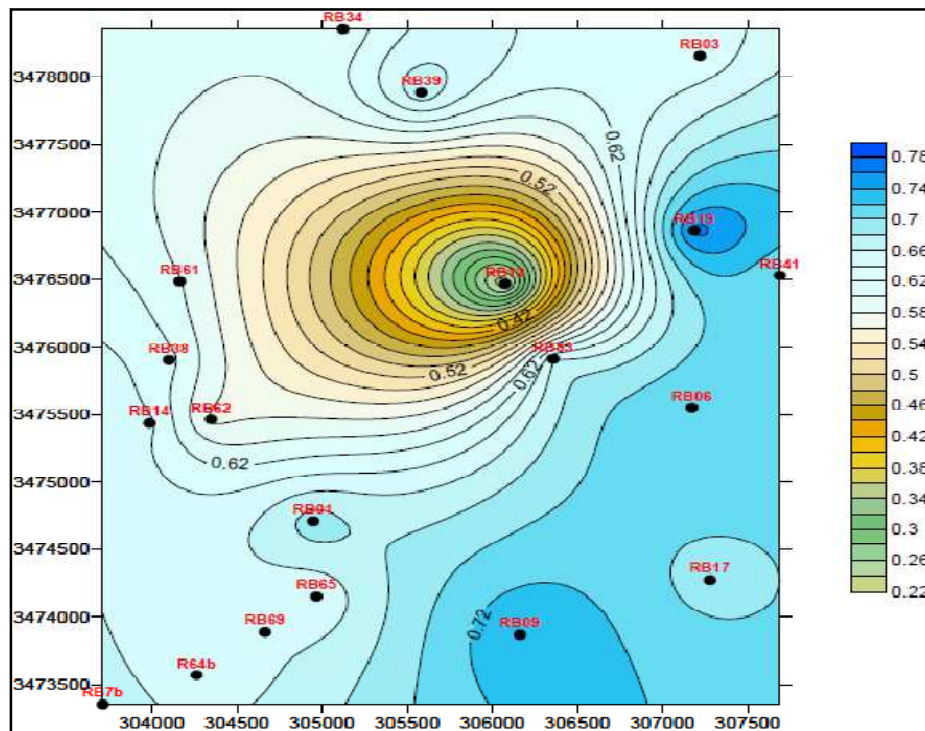


Figure 42: Carte de rapport entre l'épaisseur utile et totale de l'unité R3.

Figure 43: Carte de la saturation en eau de l'unité R3.

Conclusion:

D'après cette étude, plusieurs constatations sont mises en évidence, notamment :

- ✓ Les porosités des roches réservoirs présentent une hétérogénéité zonale. Ainsi dans la partie nord-est du gisement, les sédiments se caractérisent par de faibles valeurs de perméabilité tandis que dans la partie centrale et sud-ouest du gisement, les propriétés des roches s'améliorent. On observe également de très bonnes propriétés des roches réservoirs dans la région des puits RB-12 et RB-13.
- ✓ La répartition des paramètres pétrophysiques est hétérogène, cette hétérogénéité est due aux dépôts fluviatiles (chenal en tresses) non continus.
- ✓ La variation de l'épaisseur utile est due à la variation de l'épaisseur totale du Cambrien telles que les grandes épaisseurs sont justifiées par la sédimentation du Cambrien qui a comblé les creux topographiques par rapport aux endroits les plus hauts (faible dépôt).
- ✓ La variation des valeurs de porosité est expliquée par l'histoire géologique des dépôts (le changement de faciès) et, en particulier, des conditions de sédimentations (milieu de dépôt, transport) et des phénomènes de diagenèse qui leur succèdent.
- ✓ Les failles qui ont affecté la région jouent un rôle positif en provoquant la fissuration, qui va augmenter la perméabilité et un rôle négatif à la fois en provoquant la dissolution de la silice, qui va ensuite colmater les pores.
- ✓ En analysant les différentes cartes, on constate que les failles NE-SO et NW jouent un rôle à la fois positif et à la fois négatif sur la distribution des différents paramètres, à savoir la porosité, la perméabilité et l'épaisseur utile dans le réservoir du Cambrien.

I. Introduction :

Le gisement de Rhourde El Baguel produit une huile légère à partir d'une formation gréseuse fracturée d'âge cambrien. La caractéristique dominante de ce gisement est sa productivité exceptionnelle, qui est liée à l'existence d'une fracturation naturelle intense qui a considérablement amélioré la caractéristique très moyenne de la matrice.

A partir des données de l'étude réalisée par l'Institut Français du Pétrole et complétées par ARCO, nous avons tenté de définir les différentes zones de fracturation pour les réservoirs Ri et Ra.

L'approche de ce chapitre est basée sur l'estimation des intervalles fracturés à partir des carottes. Elle est appuyée, cependant, par des données de production.

L'analyse de la fracturation à Rhourde El Baguel a été réalisée à partir d'observation sur carottes des sondages récents. L'objectif de cette analyse est l'évaluation de la distance moyenne entre les fractures ainsi que leur intensité avec la détermination des réseaux et de leur orientation au niveau du réservoir cambrien.

II. Description du réservoir

Les grès du Cambrien sont formés d'un empilement d'unités de dépôts décimétriques séparées fréquemment par des niveaux silto-argileux millimétrique à centimétriques. À l'intérieur de ces unités de dépôts, on distingue nettement des stratifications obliques, dont le pendage moyen est de 25°. Les carottes ont naturellement tendance à se briser suivant le plan de stratification oblique ou suivant les joints entre les unités de dépôts ; de telles cassures ne doivent pas être confondues avec des fractures.

Des observations sur affleurements ont nettement montré que, dans ce type de grès, la zone fracturée adjacente à une faille peut s'étendre sur plusieurs centaines de mètres de part et d'autre. On peut y trouver des brèches parallèles à la faille et des bandes extrêmement fracturées mais encore stratifiées. Dans ces conditions et vu le nombre d'accidents rencontrés dans le gisement de REB, il n'est pas surprenant que le réservoir soit fracturé à peu près dans tout le gisement.

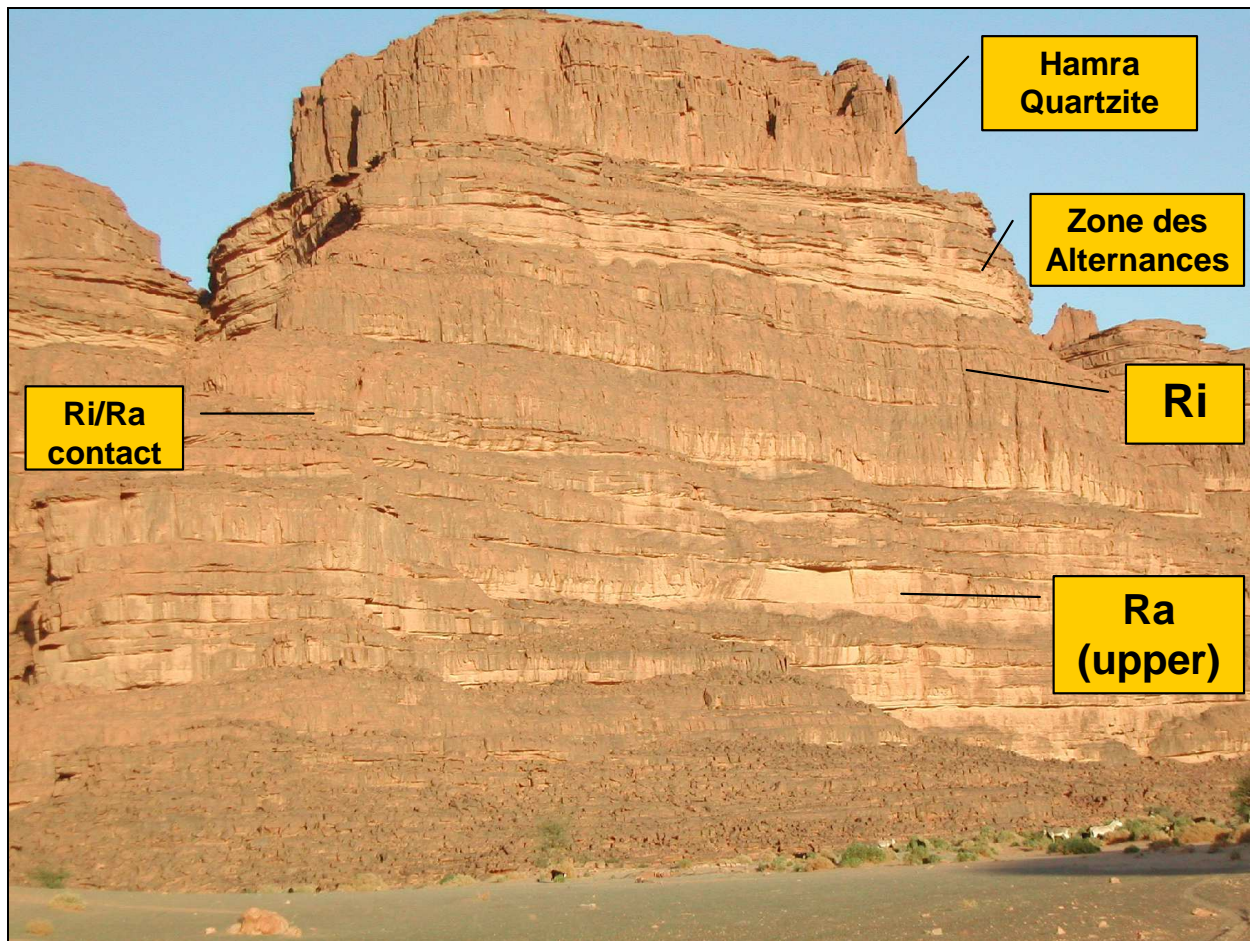


Figure 44 : montrant la similitude (model Equivalent) des Zones du Réservoir à l’Affleurement, Région du Tassili du SE Algérien

III. Etudes des fractures

Une fracture est un terme général qui désigne toute cassure ou rupture d’une roche avec ou sans déplacement, elle correspond à une surface le long de laquelle il y a perte de cohésion (Oberto Serra 1995).

III.1 Les types de fractures

Les fractures peuvent être classées en fonction des conditions qui ont précédé à leur naissance, on distingue les fractures naturelles et les fractures induites.

Pour étudier ces fractures, il est nécessaire de faire un relevé détaillé sur carotte.

L’observation des carottes doit se faire immédiatement après leur extraction et avant les prélèvements des plugs.

a. Origine des fractures naturelles

Les fractures naturelles sont causées par des contraintes tectoniques (tension, compression, torsion). Ces fractures apparaissent surtout dans les roches dites cassantes, c'est à dire dans des formations consolidées, très fréquentes. Elles disparaissent à l'entrée des formations plus plastiques (argile).

A Rhourde El Baguel, la fracturation est d'origine tectonique et probablement synchrone ou postérieure à la mise en place de l'huile du fait de l'absence de cimentation.

b. Origine des fractures induites (artificielles)

Ce sont des fractures qui sont provoquées par les différentes opérations de forage.

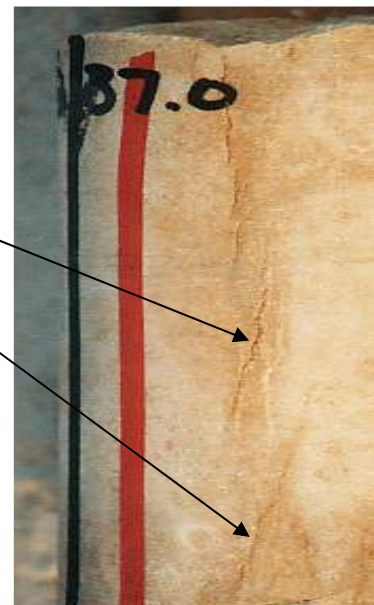
Le premier type se présente comme des ruptures sous forme de veine avec une tendance à l'alignement avec l'axe du forage ; ces fractures sont purement mécaniques et se développent le plus fréquemment dans les formations compactes à la suite des variations de la pression différentielle du fluide durant le forage ou par les effets mécaniques. Ces fractures induites suivent une orientation naturelle d'un réseau de fractures.

L'extension des fractures naturelles au moment du forage est souvent à l'origine de ces fractures induites.

Dans le cas des formations poreuses, la pression au sein du réseau poreux agit comme un compensateur en réduisant la pression différentielle supportée par la matrice.

□

Figure N°45 : Observation des fractures induites sur la carotte



III.2 Différents réseaux de fractures

Les fractures sont considérées comme étant l'aboutissement des déformations progressives dues aux cisaillements lors des mouvements tectoniques. Ces déformations provoquent une distribution de contraintes à laquelle le système de fracturation est étroitement lié.

Le réservoir de REB est caractérisé par les fractures suivantes :

- ✓ Les fractures horizontales sont pratiquement inexistantes (10%).

Les joints stylolilitiques ascendant dans les zones compactes, mais ils sont colmatés par les silts et l'argile.

- ✓ Les fractures verticales dont le pendage est de 70 à 90° sont les plus fréquentes (80% des fractures)
- ✓ Les fractures obliques dont le pendage est de 50 à 60° sont également fréquentes mais principalement dans les zones où l'intensité des fractures est suffisamment importante.
- ✓ L'ouverture des fractures est environ 1/10 mm.

Notons toutefois que les angles que font entre eux les différents réseaux de fractures sont très variables : on trouve toutes les valeurs comprises entre 10 et 90°.

Les zones sans aucune fracture visible sont rares (20%) et n'excèdent pas 2 ou 3m verticalement. Il semble raisonnable de prendre une valeur de 10 à 20 cm comme valeur maximale de l'espacement des fractures verticales ou obliques, les fractures horizontales étant absentes.

Les blocs de matrice auront leur plus faible dimension (10 à 20cm) dans le plan horizontal et leur allongement maximal suivant la verticale.

Ces fractures verticales qui jouent le plus grand rôle dans la performance du réservoir, surtout quand elles sont interconnectées entre elles et formant des réseaux de « swarms », qui ont l'avantage de créer une communication verticale entre les zones.

Parfois, on rencontre des brèches tectoniques dans les swarms ou dans la zone d'extension des failles. Leurs ouvertures sont importantes (1-2 cm), en plus elles sont partiellement cimentées par un quartz grossier, ce qui implique une très bonne porosité.

Le schéma suivant illustre les différents types de fractures rencontrés dans le champ de Rhourde El Baguel.

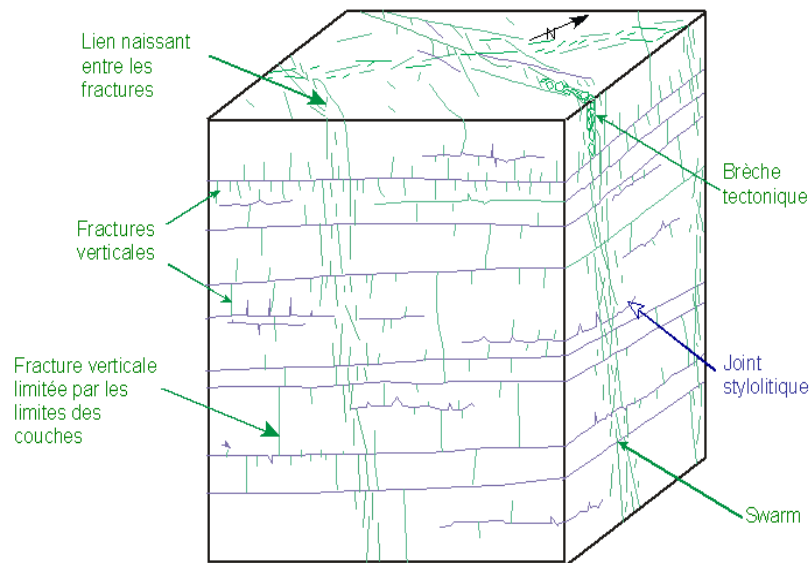


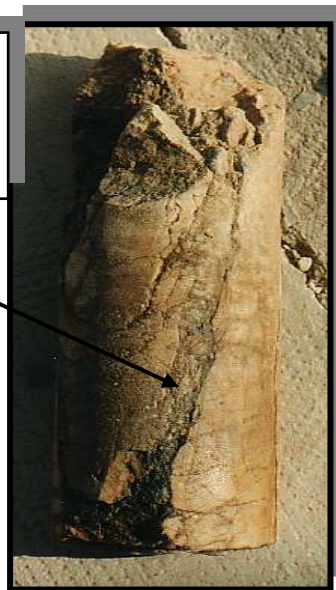
Figure N°46 : Différents types de fractures rencontrées

III.3. Colmatage des fractures :

Il apparaît assez souvent un colmatage partiel des fractures par des carbonates ou des sulfates, ce colmatage constitue une barrière de perméabilité le plus souvent verticale s'opposant ainsi à l'écoulement des fluides. Toutefois ce colmatage n'étant que partiel, on pense pas qu'il nuit véritablement à l'effet des fractures si ce n'est de le diminuer légèrement.

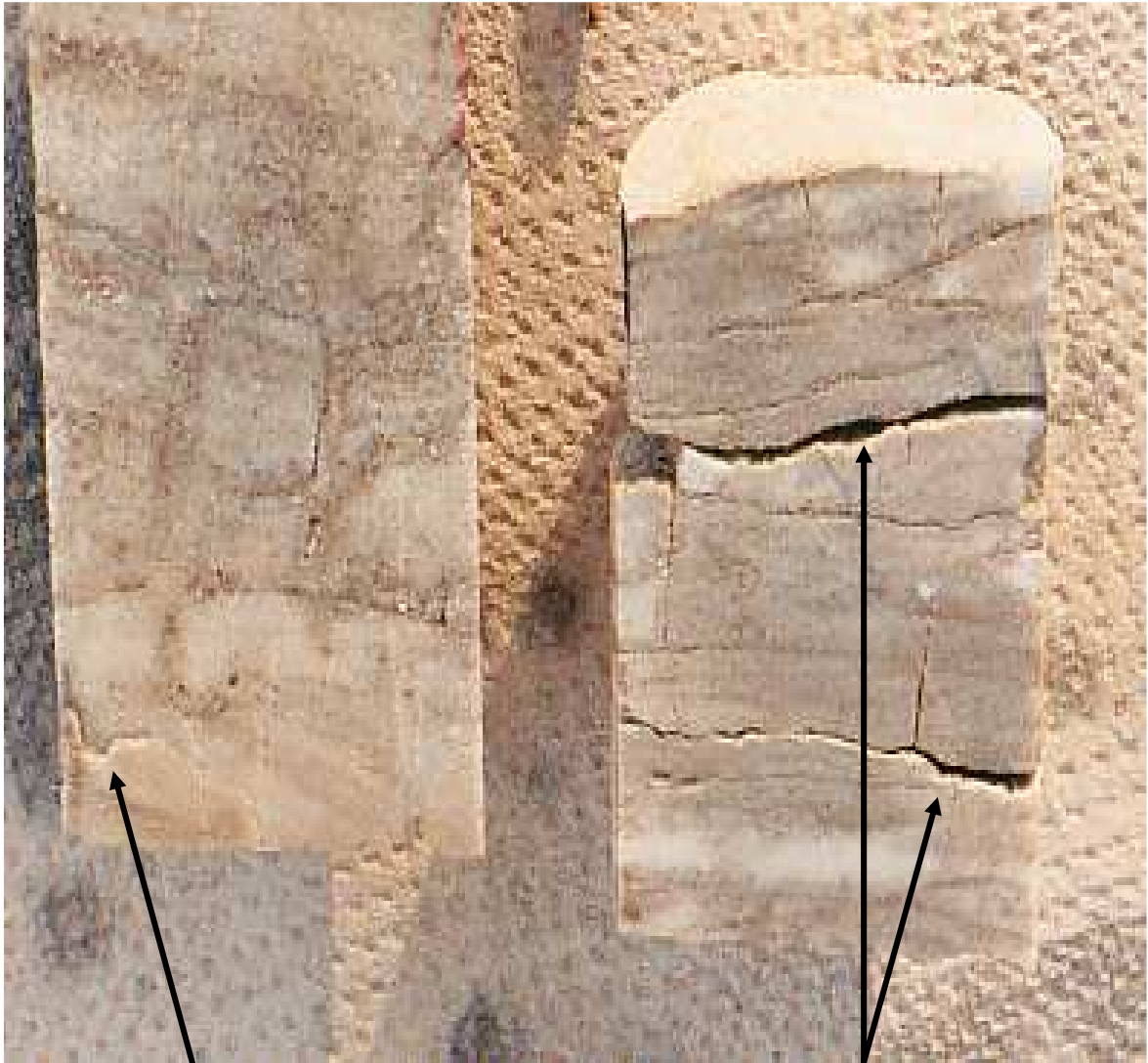
Il existe aussi d'autres types de colmatant rencontrés dans les carottes du champ de Rhourde El Baguel tels que : La pyrite, l'anhydrite, la silice et les argiles.

Figures N°47: Fractures colmatées cimentées par des cristaux de pyrite, d'anhydrite et de baryte



III. 4 Les joints stylolitiques

Les stylolites sont matérialisées par un film argileux riche en matières organique “en dents de scie” ; elles se développent en contact des grains de quartz et le long des plans de lithage. Ces structures sont d’origine diagenétique (en relation avec la compaction), et sont associées aux dépôts bien classés à granulométrie fine. Elles sont parallèles à la stratification.



A- Des joints stylolitiques dans les zones compactes

B- Des fractures sub-horizontales sont rares, 10%

IV. ETUDE DES CARACTERISTIQUES DES FRACTURES

Une bonne description des fractures concernent leur origine, leurs caractéristiques pétrophysiques et leur géométrie ; les méthodes de description pétrophysiques géométriques, et leur origine sont multiples. Parmi elles l'observation et l'analyse des carottes qui permettent de déduire l'origine des fractures et servent par ailleurs à vérifier les résultats des logs d'imagerie et de production, ainsi que la détermination des différentes caractéristiques : ouverture des fractures, leur dimension, leur orientation et distribution ainsi que leur densité ou intensité.

IV.1 Intensité des fractures

A Rhourd El Baguel, l'intensité des fractures est variable sur toute l'extension du réservoir, soit verticalement (variation par zones) soit horizontalement.

1 – Verticalement :

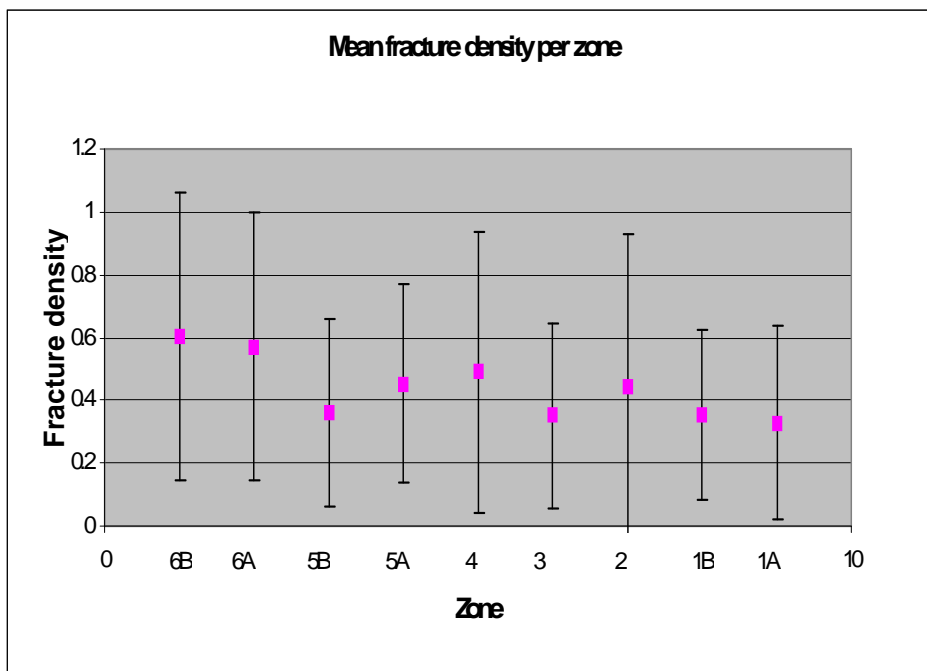


Figure N° 48: schéma de variation de l'intensité par zones

2. Horizontalement :

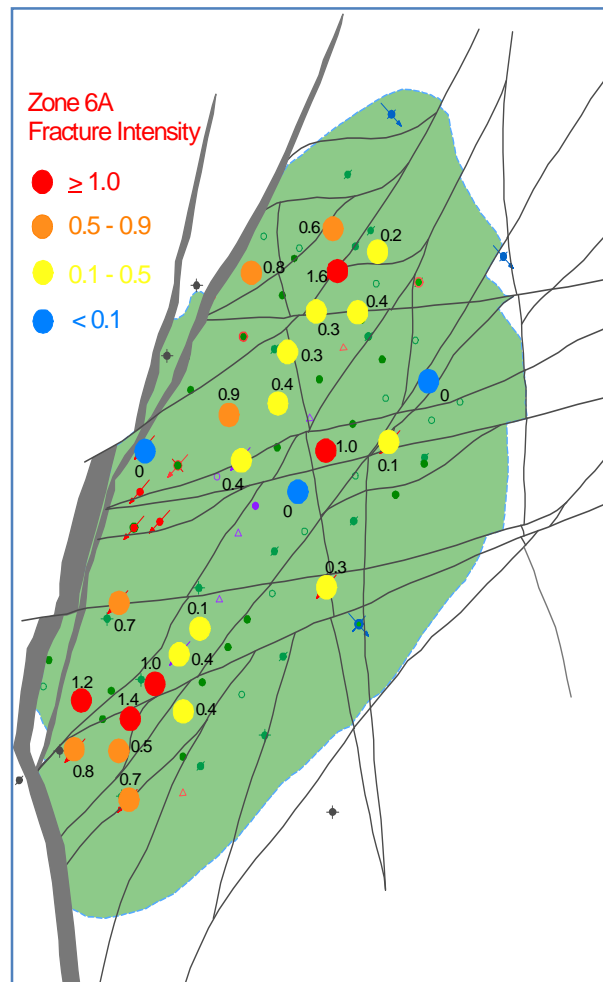


Figure N°49 : Intensité des fractures dans le réservoir

3 – Interprétation :

D'après les schémas présentés, on peut dire que l'intensité des fractures est variable dans l'espace (horizontalement) et en profondeur (verticalement).

- En profondeur, l'amélioration de l'intensité de fracturation est vers les sommets ; les plus grandes intensités sont dans 6B et 6A et les petites sont dans 1B et 1A.

Cette variation est liée directement à l'argilosité (influence de la lithologie) et aux épaisseurs des bancs. Plus l'argilosité est élevée, plus il y a moins de fracturation et l'inverse est valable.

Plus l'épaisseur des couches est grande, plus l'intensité est moindre.

- Dans l'espace : l'intensité de la fracturation s'améliore du Nord vers le Sud. Dans la partie centrale, l'intensité est moyenne.

Probablement cette variation est liée aux contraintes tectoniques.

V. Influence de fracturation sur la perméabilité

La perméabilité : c'est la capacité d'une roche de laisser passer un fluide librement entre ses grains. Cette circulation est liée à l'espace entre les grains. Elle dépend du degré de cimentation et des mouvements tectoniques.

Pour notre étude, il existe l'influence de la fracturation sur la perméabilité ; cette influence est soit au niveau des couches ou dans l'espace.

1 - Influence de fracturation sur la perméabilité verticalement

L'influence de la fracturation sur la perméabilité au niveau de chaque zone est variable. Cette influence est liée à l'intensité des fractures. Le schéma suivant indique cette influence au niveau de chaque zone

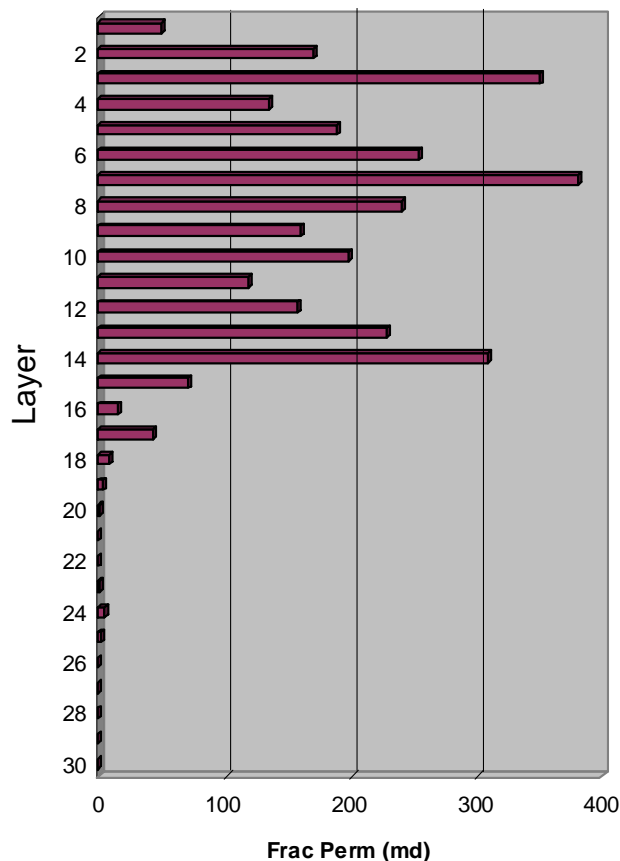


Figure N°50: Influence de la fracturation sur la perméabilité verticalement

Interprétation :

Dans ce schéma, il est bien clair que la perméabilité des fractures est divisée en deux groupes :

- ✓ La zone de grande perméabilité de fracture : elle comporte les zones Ri et Ra. La perméabilité moyenne dans cette zone est de 190 md.
- ✓ La zone de petite perméabilité comporte : les zones R2(1B) et R3(1A). La moyenne pour ces zones est de 5md.

2- Influence de la fracturation sur la perméabilité horizontale

La perméabilité est aussi variable dans l'espace au niveau du réservoir, le schéma suivant indique cette variation.

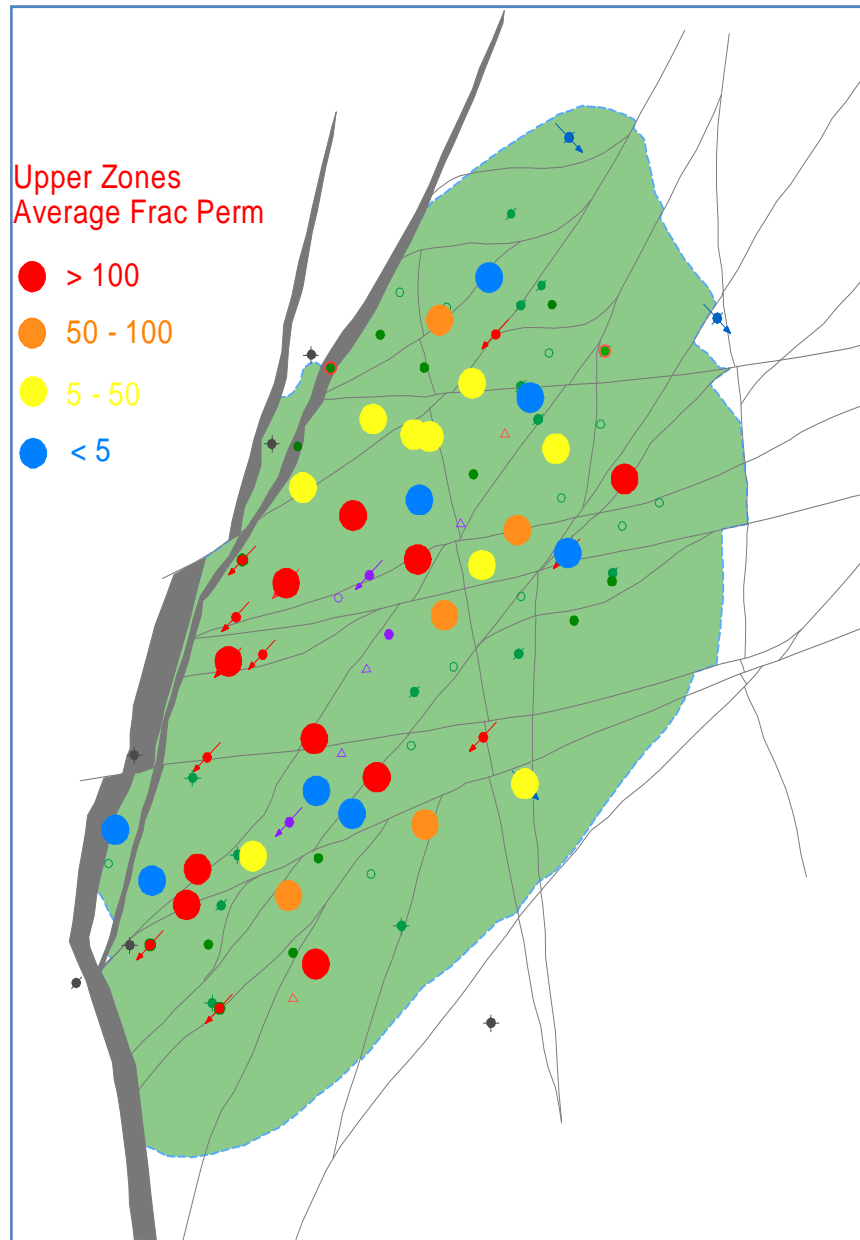


Figure N°51: variation horizontale de perméabilité de fractures

D'après ce schéma, on peut distinguer :

La perméabilité >500 md : Elle concerne les puits situés dans la partie centrale du champ tels que RB08, RB12, RB43, RB21 et RB14 ; Et les puits situés dans la partie Sud du champ tels que : RB01, RB13, RB36, RB57 et RB7bis .

Les perméabilités situées dans l'intervalle [100-500]md : Celles ci sont réparties dans tout le gisement : dans la partie Nord, on retrouve les puits RB10, RB41 et RB44, dans la partie centrale RB19 et RB53 et dans le Sud du gisement RB17, RB9 et RB45.

Les perméabilités situées dans l'intervalle [100-5]md : celles ci se trouvent essentiellement dans la partie centrale (Puits RB54, RB59, RB27, RBRB39 et RB5) et dans la partie Sud (Puits RB46, RB64b et RB52).

Les perméabilités <5 md : Sont généralement retrouvées dans la partie Nord du champ (Puits RB4, RB60, RB58 et RB50).

On peut noter aussi que la moyenne générale de perméabilité horizontale dans les puits est de 350md.

Le meilleur chiffre de perméabilité de fractures se trouve dans le puits RB13 avec 620.9 md et 78% des puits comportent des perméabilités supérieures à 5md.

On conclut que la fracturation joue un rôle considérable sur la perméabilité soit verticalement soit horizontalement. Verticalement, les zones Ri et Ra comportent les meilleures perméabilités et horizontalement la partie sud est plus perméable que la partie Nord.

Enfin, la perméabilité horizontale et verticale est liée directement à l'intensité de la fracturation.

CONCLUSION

L'influence de la fracturation naturelle sur l'écoulement des fluides constitue l'un des aspects les plus complexes et les moins connus dans le cas d'un gisement fracturé. Les techniques basées sur l'examen des carottes de sondage constituent une des meilleures sources d'observation pour la description des réservoirs. Des progrès ont été réalisés dont les techniques sont basées sur l'utilisation des diagraphies pour une meilleure évaluation des fractures.

Dans l'éventualité de forage de plusieurs nouveaux puits sur le gisement de Rhourde El-Baguel, la combinaison de certaines diagraphies avec l'examen de carottes prélevées, constituerait une image sur le degré d'hétérogénéité du réservoir de REB.

Le réservoir de REB constitue un exemple particulier de gisement fracturé. L'analyse d'environ 3000m de carottes provenant de nombreux puits a permis de tirer les conclusions suivantes :

- ✓ L'intensité de la fracturation dépend de la compétence des roches ; ainsi, des quartzites du Ri, Ra et Raa sont plus fracturées que les grès argileux du R2 et R3.

- ✓ La fracturation est localement plus intense au voisinage immédiat des failles.

Cette fracturation n'intéresse pas la totalité du gisement. En effet, les analyses des remontés de pression des puits ne montrent pas toutes des comportements de double porosité.

VI. Evaluation des réserves :

La connaissance du volume des hydrocarbures en place dans un gisement est fondamentale. Toute exploitation d'un gisement est bien évidemment fonction directe des quantités des hydrocarbures contenus dans les roches réservoirs. Après avoir été longtemps appelés « réserves en place », ces volumes d'hydrocarbures sont plus communément nommés de nos jours Quantités en place, ou Volume de fluide en place: (OOIP : Original Oil In Place, OGIP : Original Gas In Place), ou accumulations

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

VII. Les différentes catégories des quantités en place :

Les différentes catégories de quantités en place sont schématisées par les notions de fluides « prouvés », « probables » et « possibles » pour un niveau ou un gisement. Ces appellations sont utilisées de façon générale par les sociétés européennes et américaines. Il faut préciser qu'à l'échelle d'un bassin, ces notions peuvent être différentes : notion d'accumulations espérées à partir de réservoirs actuellement inconnus.

Ces trois catégories sont :

- **Quantités en place prouvées:** Il s'agit là des volumes d'hydrocarbures dont la présence est à considérer certaine, elle repose généralement sur des données de puits.
- **Quantités en place probables :** Représente les réserves où les interprétations tant statistiques (diagraphiques, géophysiques) que dynamiques (pression), permettent de considérer ces zones comme imprégnées, sans que l'on puisse l'affirmer avec une entière certitude.

- **Quantités en place possibles** : le manque de connaissances sur les interfaces fluides ou extension du faciès dans certaines zones laisse planer une grande incertitude, mais la présence de roches saturées en hydrocarbures n'est pas exclue.

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

Les différentes quantités en place sont classées selon différents critères variables dans le temps, en fonction de la connaissance graduelle du gisement obtenu essentiellement à partir des puits forés, ainsi que des études géophysiques et géologiques complémentaires. Mais surtout cette classification est différente d'une école à l'autre:

- D'après la classification **Russe**, nos réserves sont classées « **catégorie A** ».
- D'après la classification **Française**, nos réserves sont classées réserves géologiques en couche récupérables.
- D'après la classification **Américaine**, nos réserves sont classées, réserves prouvées récupérables.

VIII. Méthodes de calcul des quantités en place :

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

- Les méthodes volumétriques, dont elles seront question dans ce mémoire.
- Les méthodes dynamiques (Bilan Matière et les modèles), ces dernières ne sont applicables que lorsque le gisement a déjà produit depuis un certain temps (1 à 2 ans minimum) et elles servent à contrôler les valeurs obtenues par les méthodes volumétriques.
- Les méthodes statistiques.

PRINCIPE DE LA METHODE VOLUMETRIQUE :(methodes classique) :

Cette méthode est utilisée pour l'évaluation des réserves d'huile en place des gisements suffisamment étudiés et prospectés. L'avantage de cette méthode qu'elle est applicable pour n'importe quel régime de production et à n'importe quel stade d'exploitation. Le sens mathématique de cette méthode s'exprime par la formule suivante:

$$Q_{\text{rec}} = F \cdot h_o \cdot \Phi \cdot S_o \cdot \frac{1}{B_o} \cdot \rho \cdot \gamma$$

Où:

Q_{rec} : Réserves récupérables d'huile aux conditions de surface du sol en tonnes.

F : Surface de la zone d'huile en m^2 .

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

Φ : Coefficient moyen de porosité ouverte de la couche réservoir en fraction d'unité %.

S_o : Coefficient moyen de saturation en huile en fraction d'unité %.

$\frac{1}{B_o}$: Coefficient de recalcul servant à ramener le volume des hydrocarbures aux conditions de surface.

ρ : Densité moyenne de l'huile dans les conditions de la surface du sol en t/m^3

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

IX. Calcul du volume en place initial OOIP :

Notre étude dans ce chapitre consiste à estimer les réserves en place pour chaque unité, pour cela on a établi le calcul par une méthode, dont le principe est le même que le calcul par la méthode volumétrique, il s'agit de délimiter le volume, dans lequel on veut déterminer les quantités en place, puis on fait le calcul par la formule suivante :

$$Q_{\text{en place ST}} = \frac{HcPV_o}{B_o} \quad \text{tel que : } HcPV_o = V_P \cdot S_o$$

$$V_P = NET \cdot \Phi$$

$$NET = V_S \cdot \frac{H_{\text{eff}}}{H_t}$$

Où :

- $Q_{\text{en place ST}}$: quantité d'huile qui se trouve dans les couches étudiées ou bien réserves géologiques aux conditions standard en m^3 ou bbl
- $HcPV_o$: le volume d'huile qui se trouve dans les pores.
- $\frac{1}{B_o}$: coefficient de recalcul en fraction d'unité.
- V_P : le volume des pores ouverts.
- Φ : coefficient de porosité ouverte.
- NET : volume utile du gisement en m^3 .
- V_S : Volume occupé par les éléments solides de la roche.
- H_{eff} : épaisseur des grés.
- H_t : épaisseur totale.

Détermination des différents paramètres :

L'évaluation du volume des pores du réservoir nécessite la détermination des paramètres suivants : l'épaisseur du réservoir, la distribution de la porosité par litho-zone, en plus des

données du top structure et la profondeur du contact huile/eau WOC, pour définir le volume occupé par les éléments solides du réservoir.

1. l'épaisseur de chaque unité : l'épaisseur de chaque unité varie légèrement d'un puits à l'autre, à l'exception des cas particuliers dans lesquels il y a présence de faille, les données de 63 puits ont été utilisées pour avoir la valeur moyenne de chaque litho-zone, les valeurs sont résumées ci-dessous.

Litho-zone	Epaisseur en m
RI	46.83
RA	69.38
RAA	49.75
R2	90.0
R3	294

2. Net To Gross ratio : Les roches réservoirs du cambrien sont caractérisées par la présence des tight silts et d'argile laminée, qui pratiquement ne contribuent pas à la production, le coefficient de grès représente le rapport entre l'épaisseur utile et l'épaisseur totale (hu/ht), ce rapport est calculé dans le but d'étudier la répartition des grès propre dans le réservoir.

Litho-zone	Hnet/Hgross
RI	0.7103
RA	0.6182
RAA	0.5692
R2	0.6557
R3	0.6723

NB : on peut observer que l'unité RI est la formation la plus propre, tandis que les ratios sont bas pour les unités RAA, R2 et R3 (présence des silts et d'argile laminée dans ces niveaux).

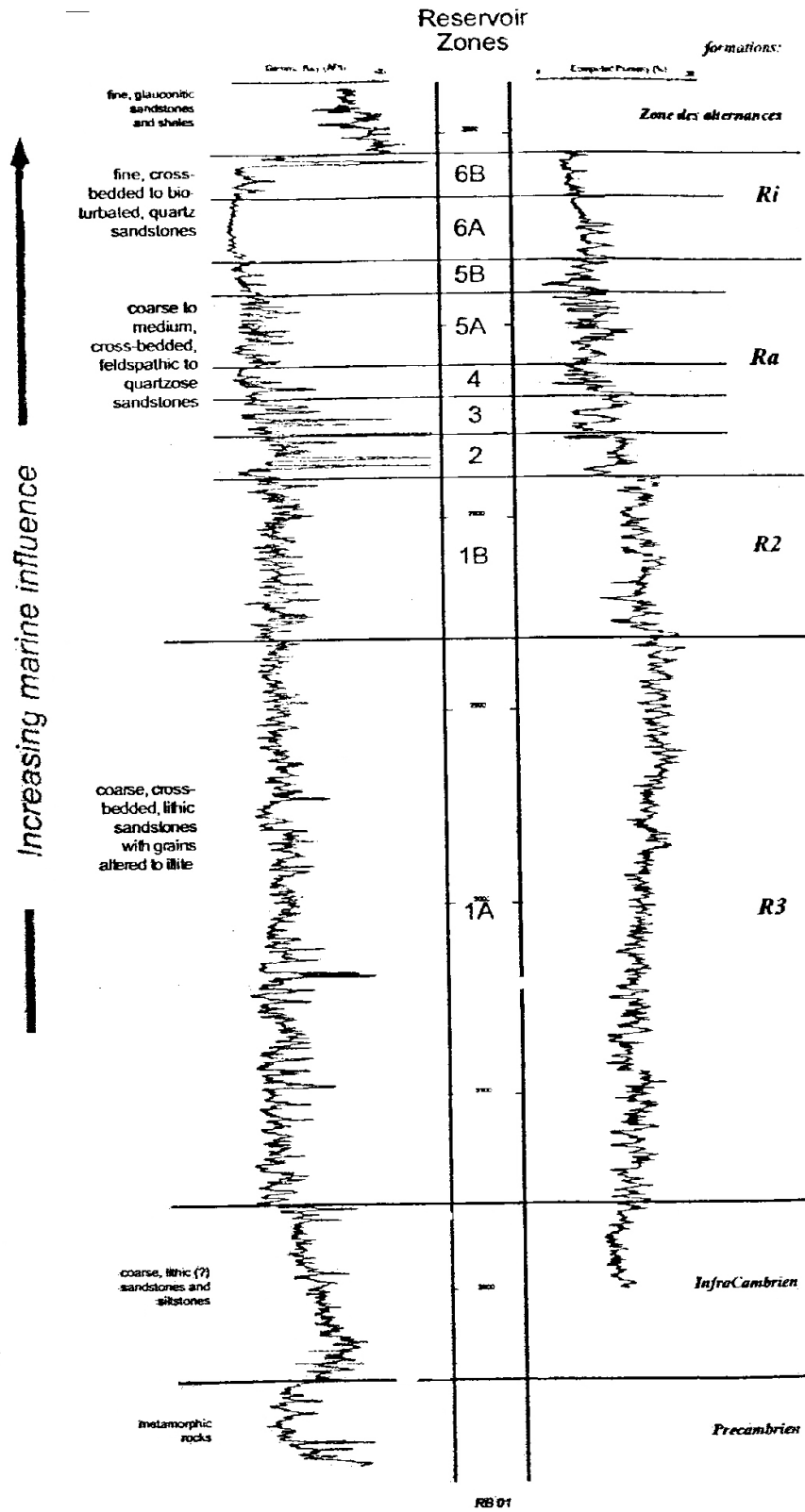
3. La distribution de la porosité : la variation de cette propriété par unité a été cartographiée (voir chapitre 4), les valeurs moyennes de chaque litho-zone sont résumées ci-dessous pour indiquer l'ordre de grandeur et la variation de la valeur de porosité d'une unité à l'autre.

Litho-zone	Porosité moyenne en %
RI	6.98
RA	7.86
RAA	8.82
R2	11.75
R3A	12.27

4. Le contact huile/eau WOC : l'estimation volumétrique appropriée de l'huile en place nécessite des évaluations précises de la profondeur WOC, une étude a été réalisée à cet effet dans laquelle des tests DST, des mesures de saturations en fluides issues des analyses sur carottes et des enregistrements de log de résistivité, ont été revus. Le résultat de cette étude suggère une profondeur WOC à 3070 m-ss ainsi que les saturations en eau et la détermination des zones de transitions qui dépendent de la lithologie (comme indiqué sur le log au-dessous), comme résumé ci-dessous.

Litho-zone	Swi (%)
RI	10.43
RA	10.60
RAA	16.07
R2	20.61
R3	20.61

Stratigraphy and Zonation



X. Distribution des quantités initiale en place OOIP et réserves actuelle

- ✚ Selon le calcul fait par un institut de recherche à Moscou en 1972 pour le champ de REB les réserves initiales d'huile sont estimées par **208.9 M de m3**.

Zone supérieur	Réserves prouvées
Ri-1 (6B)	18.1 Mm3 (15.2 Mtonnes)
Ri-2 (6A)	36.4 Mm3 (30.6 Mtonnes)
Ra (5B+5A)	103.3 Mm3 (86.7 Mtonnes)
Raa (Z4+Z3+Z2)	51.1 Mm3 (42.9 Mtonnes)
Ri-1+ Ri-2 + Ra + Raa	208.9 Mm3
Zone inférieur	Réserves possibles
R2 (Z1B)	26.3 Mm3 (22.1 Mtonnes)
R3 (Z1A)	41.7 Mm3 (35.0 Mtonnes)
R2+R3	68.0 Mm3 (57Mtonnes)

- ✚ Selon le partenaire (ARCO), les réserves de pétrole brut initialement en place dans le réservoir sont au moins de **460 millions de mètres cubes (m3) stockage (2.9 milliard de barils)** sur la base d'un cut off de 0.5 millidarcy (md).

Par comparaison, l'estimation volumétrique des réserves de pétrole brut initialement en place dans le réservoir sans l'application de cutoff de perméabilité sont **de 760 millions de m3 stockage (4.8 milliards de barils)**.

OOIP et OIP actuelle avec cut off 0.5 md (Partage de production Document)

Litho-zone	OOIP (MMstbo)	OIP actuelle (MMstbo)
Ri-1 (6B)	60	59
Ri-2 (6A)	340	283
Ra (5B+5A)	560	395
Raa (Z4+Z3+Z2)	300	235
R2 (Z1B)	765	668
R3 (Z1A)	875	850
TOTAL	2900	2490

OOIP et OIP actuelle sans cutoff:

Litho-zone	OOIP (MMstbo)	OIP actuelle (MMstbo)
Ri-1 (6B)	90	89
Ri-2 (6A)	520	463
Ra (5B+5A)	790	625
Raa (Z4+Z3+Z2)	590	525
R2 (Z1B)	1300	1230
R3 (Z1A)	1480	1455
TOTAL	4770	4360

OIP actuelle: L'évaluation des réserves actuelles en place repose sur les hypothèses suivantes:

- **We** (water encroachment) : l'empiétement d'eau de l'aquifère cumulé.
- **Wi** : l'injection cumulée d'eau de l'Albien.
- **La profondeur du GOC actuelle** est de 2705 m-ss, au dessous de cette profondeur une saturation critique en gaz de 2.5% (Sgc) est supposée dans les zones pétrolières.

📊 Selon notre étude, l'estimation des réserves initiale en place et leur répartition sur les différentes unités est présentée sur le tableau ci-dessous

Litho-zone	OOIP (MMstb)	OIP actuel (MMstb)
RI	252.94	138.84
RA	383.69	242.07
RAA	225.70	163.732
Zone supérieure	862.33	544.642
R2	563.86	475.47
R3	958.33	877.175
Zone inférieure	1532.19	1352.645
Total	2394.52	1897.287
ZI %	64.0	71

XI. Estimation des Réserves récupérables :

La détermination des réserves récupérables est faite d'après la formule suivante :

$$Q_{\text{réc}} = Q_{\text{en place}} \cdot \gamma$$

Où :

$Q_{\text{réc}}$: Réserves récupérables d'huile aux conditions de surface du sol en m^3 .

γ : Coefficient de récupération (taux de récupération) c'est à dire le pourcentage d'huile qui pourra être extrait des gisements, il dépend du régime de production.

Pour le calcul de ces réserves il faut déterminer le coefficient de récupération, le choix de la valeur théorique de ce coefficient est fonction du régime de production :

- $\gamma = 60\%$ à 80% pour le régime de production hydraulique actif.
- $\gamma = 50\%$ à 70% pour le régime de production d'expansion par gaz cap.
- $\gamma = 20\%$ à 40% pour le régime de production par expansion des gaz dissous.
- $\gamma = 20\%$ au maximum pour le régime de production de drainage par gravité.

Mais le coefficient de récupération déterminé par Sonatrach est de 30%.

Sur la base des études et de simulation prédictive, les réserves récupérables relative au projet ont été revues à la baisse.

L'estimation actuelle de la quantité totale récupérable dans le cadre du PSC, sur la base du plan à terme repris dans la mise à jour du POD porte sur **35 millions de m³ (220 millions de barils)** d'huile et de condensat primaire.

Conclusion :

- ✓ il est intéressant de noter que l'OOIP estimé est presque proche de celui estimé par la SH en tenant compte du cut-off. Cette différence est peut être due à la méthode utilisée par la SH (Méthode bilan matière) ou bien les valeurs moyennes des différents paramètres utilisées pour le calcul.
- ✓ D'après ces résultats obtenus pour l'OOIP, on constate que la zone supérieure renferme **862.33 MMstb** de l'huile en place, alors que la zone inférieure contient **1532.19 MMstb** d'huile pour une totalité de **2394.52 MMstb** dans les deux unités
- ✓ Il est également important de noter que l'OOIP estimé de la zone inférieure ZI dépasse **60%** de l'OOIP total du réservoir.
- ✓ D'après les résultats obtenus pour l'OIP actuel, on constate que la zone supérieure renferme **544.642 MMstb** de l'huile en place, alors que la zone inférieure contient **1352.645 MMstb** d'huile pour une totalité de **1352.645 MMstb** dans les deux unités.
- ✓ L'OIP actuel de la zone inférieure ZI dépasse **71%** de l'OIP total actuel.
- ✓ La participation actuelle de la zone inférieure à la production cumulative dépasse 36%, ce qui suggère que la transmissibilité entre la zone inférieure et la zone supérieure a une grandeur considérable permettant un équilibre dynamique entre ces zones.
- ✓ La récupération actuelle de la zone supérieure s'élève à 36.8% de l'OIP initial, tandis que celle de la zone inférieure est de l'ordre de 11.7% de l'OIP initial.

Conclusion générale

Le travail effectué dans la région d'étude nous a permis d'obtenir les résultats suivants :

✓ L'étude sismique a montré la présence des failles majeures d'un rejet important qui peut atteindre les 1000m sur tout le gisement REB.

✓ Le réservoir Cambrien est considéré comme un objectif principal ; il est caractérisé par une grande extension latérale et verticale.

✓ L'évaluation des paramètres pétrophysiques montre que pour les échantillons de carottes non fissurées de toutes les zones productives, il n'existe pas de liaison entre les caractéristiques capacitatives et d'écoulement des roches réservoirs. Et que les meilleures propriétés d'écoulement appartiennent aux échantillons des carottes de la zone Ra, qui présente aussi la liaison la plus étroite entre la perméabilité horizontale et la perméabilité verticale.

✓ L'étude pétrophysique nous a permis de savoir la qualité des paramètres pétrophysiques et par la même occasion, de voir l'évolution latérale de ces derniers.

- La zone d'étude se présente structuralement comme un anticlinal asymétrique faillé d'axe sensiblement Nord-Est – Sud-Ouest.
- Un contact huile-eau situé à -3070m confirmé par les plus récents puits forés. Ce contact nous a donné une bonne idée sur la position actuelle des hydrocarbures, comme notre champ est en phase de production, chose qui rend difficile la prédiction de la position actuelle des hydrocarbures.
- Le Cambrien est caractérisé par des propriétés pétrophysiques globalement médiocres, qui sont liées à l'hétérogénéité de ses dépôts, représentés essentiellement par une série argilo-gréseuse. Cette région a été affectée par des événements géologiques différents, qui ont conduit à la contribution des phénomènes diagénétiques, ainsi que la fracturation naturelle, ces derniers améliorent ou détériorent ces caractéristiques pétrophysiques.
- Les porosités des roches réservoirs présentent une hétérogénéité zonale. Ainsi, dans la partie nord-est du gisement, les sédiments se caractérisent par de faibles valeurs de perméabilité tandis que dans la partie centrale et sud-ouest du gisement, les propriétés des roches s'améliorent.

- L'analyse des données pétrophysiques a montré qu'uniquement les unités Ri et Ra ont marqué des bons résultats pétrophysiques et par la suite une bonne potentialité de cette région.

- ✓ L'influence de la fracturation naturelle sur l'écoulement des fluides constitue l'un des aspects les plus complexes et les moins connus dans le cas d'un gisement fracturé. L'intensité des fractures est variable dans l'espace où elle s'améliore du Nord vers le Sud. Dans la partie centrale, elle est moyenne. Et en profondeur où l'amélioration de l'intensité de fracturation est vers les sommets, Plus l'épaisseur des couches est grande, plus l'intensité est moindre.

- ✓ La présence dans tout le Cambrien de la région d'un volume d'hydrocarbures en place Considérable de **1352.645 MMstb**. D'après les résultats obtenus pour l'OIP actuelle, on constate que la zone supérieure renferme **544.642 MMstb** de l'huile en place, alors qu'un volume de **1352.645 MMstb** d'huile restant dans la zone inférieure après une longue période de production dans les régions avoisinantes et qui ne peut être récupéré qu'à partir d'une nouvelle implantation.

- L'OIP actuel de la zone inférieure ZI dépasse **71%** de l'OIP total actuel. Aucune production des puits de cette zone n'a été faite à nos jours

- La participation actuelle de la zone inférieure à la production cumulative dépasse 36%, ce qui suggère que la transmissibilité entre la zone inférieure et la zone supérieure a une grandeur considérable permettant un équilibre dynamique entre ces zones.

- Comme l'épaisseur utile des unités R2 et R3 n'est pas assez importante, il ne sera plus rentable et plus efficace de récupérer ces réserves qu'avec un puits horizontal, qui va augmenter la production. Les choix de l'implantation de ce puits seront où les propriétés pétrophysiques s'améliorent et les unités R2 et R3 deviennent de plus en plus gréseuses et plus épaisses.

En guise de recommandations, il est suggéré :

- Une étude pétrographique très poussée pour mieux caractériser le réservoir Cambrien.
- La reprise du projet de la reconversion des puits en puits horizontaux, on a déjà commencé par un puits pilote le RB71 mais, malheureusement, le puits a été abandonné au cours du forage, ce projet est l'une des options pour améliorer la production.

- La réalisation d'une campagne sismique 3D qui a débuté en janvier 2017 va nous permettre de bien connaître la position et l'orientation des failles et de proposer de nouveaux puits pour éclairer les connaissances géologiques de la région et améliorer la production.

- L'appel aux nouvelles techniques de diagraphies, comme CMR, KIA,....
- Les meilleures positions des puits horizontaux qui vont probablement apporter un plus à la

production des hydrocarbures et qui seront à la fois une très bonne opportunité de voir l'efficacité de ce type de puits dans la région et une bonne expérience pour la Sonatrach afin de changer sa stratégie et sa vision envers le développement du gisement de REB, en généralisant ce type de puits dans tout le champ.

Bibliographie

1. **Aliiev, M.** 1971. Structures géologiques et perspectives en pétrole et en gaz du Sahara Algérien. Tome 1.
2. **Amaefule, J. O et Al;** 1988. Reservoir description: a practical synergistic engineering and geological approach based on analysis of ore data, SPE 18167.
3. **ANDRE, HASS.** (2008). Conférence de géostatistique, Total Professeurs Associés.FHC. UMBB. Boumerdès.
4. **ARIF, T.** (1999) - Diagnostic et analyses en Short Radius, Mémoire d'induction < SONATRACH >.
5. **Asquish, G.B,** 1984. Handbook of log evaluation techniques for carbonate reservoirs, AAPG, Methods in exploration series n°. 5.
6. **Barber et Al;** 1998. Interpretation of multi-array induction logs in invaded formations at high relative dip angles, SPWLA 39th Annual Logging Symposium.
7. **Bertrand, J. M. L. and Caby, R.** 1978. Geodynamic evolution of the Panafrican orogenic belt: a new interpretation of the Hoggar Shield (Algerian Sahara). Geologische Rundschau.
8. **Boudjemaa, A.** 1987. Evolution structurale du bassin pétrolier "triasique" du Sahara Nord Orientale (Algérie). Thèse Doctorat Etat, Paris XI-Orsay, France.
9. **Boyd, et Al.** 1995. The lowdown on low-resistivity pay, 1985. Oilfield Review, Autumn.
10. **COSSE, R .** (1988) - Techniques d'exploitation pétrolière «Le gisement» .
11. **Faivre, et Al.** 2002. Using Array Induction and Array Laterolog Data to Characterize Resistivity Anisotropy in Vertical Wells, SPWLA 43 rd Annual Logging Symposium, paper B
12. **Herron, et Al.** 2002. Real-time petrophysical analysis in siliciclastics from the integration of spectroscopy and triple-combo logging, SPE 77631.
13. **Kazi Tani, N.** 1996. Evolution comparée des bassins algériens depuis le protérozoïque inférieur. 2^{ème} journées Scientifiques et techniques JST2. Recueil de communications. Tome 1.
14. **PERRODON, A.** 1985. Géodynamique pétrolière. Genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures. 2^{ème} édition. Elf Aquitaine. Paris.
15. **Schlumberger.** (1993) : Séminaire d'interprétation des diagraphies.
16. **SERRA, O.** (1979). Diagraphies différées (Tome I) « Interprétation des données diagraphiques ». SNEA.P PAU-France.

17. **SERRA, O.** (1985). Diagraphies différées (Tome II) « acquisition des données diagraphiques ». SNEA.P PAU-France.
18. **Shray, F and Borbas,T.** 2002. Evaluation of laminated formations using nuclear magniti resonance and resistivity anisotropy measurements, SPE 72370.
19. **Sonatrach-Anadarko.** Rapports de fin des sondages des puits du champ de Berkine.
20. **Sonatrach-Anadarko.** Rapports d'implantations des puits du champ de Berkine.
21. **Tabanou, et Al.** 2002. Thinly laminated reservoir evaluation in oil-base mud : high resolution versus bulk anisotropy measurements – A comprehensive evaluation SPWLA 43 annual logging symposium paper BB.
22. **TOUDJI, K.** (2005) - Etude géostatistique des paramètres petrophysique pour l'évaluation des Short Radius. Mémoire de fin d'études. FHC. Boumèrédés.
23. **WEC (Well Evolution Conference).** 2007- Doc Sonatrach/Schlumberger. Algérie.
24. **Woodhouse, R.** 1998. Accurate reservoir water saturation from oil-mud cores: questions and answers from Prudhoe Bay and Beyond, The log analyst, Vol. 39, No. 3.
25. **Worthington, P.** 1985. The evaluation of shaly-sand concepts in reservoir evaluation, the log analyst, Jan-Feb.
26. **Wu et Al,** 2002. Petrophysical interpretation of a multisporing 2-MHz MWD resistivity tool in vertical and horizontal wells, SPE 36547.
27. Document Sonatrach et différents mémoires de fin d'étude.

Liste des sites d'internet:

- [www. planète-énergie.com](http://www.planète-énergie.com)
- [www. bookenstock.com](http://www.bookenstock.com)
- [www. ig. UNIL.ch.](http://www.ig.UNIL.ch) (cours de diagraphique en ligne). Lausanne. Suisse.
- [www. arthur-bouline.com](http://www.arthur-bouline.com) (livre gratuit en PDF).