

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVEALABLES ET DES
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERSONO



Mémoire de Master professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie pétrolière

THEME

**Etude pétrophysique des réservoirs cambriens Ri et
Ra de la région d'EL GASSI (sud-est Algérien).**

Présenté par

BENATALLAH Belkacem

MENASRI Ahmed

ZEGHIDI Lokmane

Soutenu publiquement le

Devant le jury :

Président :	<i>M^{me}.BEGUIRETTE Lilia</i>	M. A. A Univ. Ouargla
Promoteur :	<i>Mr. LAOUINI Hamza</i>	M. A. A Univ. Ouargla
Co-promoteur	<i>Mr.FELLAH Lahcene</i>	M. C. B Univ. Ouargla
Examineur :	<i>Mr. ZATOUT Merzouk</i>	M. A. A Univ. Ouargla

Année universitaire : 2016/2017

Remerciement

Avant tout nous tenons nos remerciements à notre dieu de nos avoir donné la force et le courage.

A la suite Nous tenons à remercier vivement Mr. Laouini Hamza notre promoteur qui a fourni des efforts énormes, par ses informations ses conseils et ses encouragements.

On remercie les profs des membres jery qui m'ont aides et encouragé merci président M^{me}. BEGUIRETTE Lilia et examinateur Mr. ZATOUT Merzouk

Et tous les professeurs de département de Géologie A tous ce qui furent à un moment ou à toute instante partie prenante de ce travail.

Dédicace

Nous consacrons CE MODESTE TRAVAIL A :

Nos chers parents

Nos frères et nos sœurs

Toute nos familles

Tous nos amis

Promotion Géologie pétrolière

Tous ceux qui sont chers près ou de loin

Table Des Matières

Introduction générale	01
<u>Chapitre I :Généralités sur le champ d'El Gassi.</u>	
I- Aperçu Historique de la découverte du champ	02
I-1 - Situation géographique	03
I-2- Situation géologique	03
II- Aperçu Stratigraphique du champ	06
II-1- Le Socle	06
II-2- La Couverture Sédimentaire	06
II-2- 1-Le Paléozoïque	06
II-2- 1-1-Le Cambro-ordovicien	06
II-2- 2-Le Mésozoïque	09
II-2- 2-1-Le Trias	09
II-2- 2-2-Le Jurassique	09
II-2- 2-3-Le Crétacé	11
II-2- 3-Le Cénozoïque	12
II-2- 3-1-Le Mio-Pliocène	12
III LA TECTONIQUE DU CHAMP	
III-1-Principales phases orogéniques affectant la région	12
III-2- La Structure d'El Gassi	13
III-2-1-Interprétation de la carte en isobathe à l'hercynien	13
III-2-2-Interprétation de la carte de linéament	13
IV- Systeme petrolier	17
IV-1 - Roches Mères	17
IV-2-Migration des Hydrocarbures	18
IV-3- Roches Couvertures	18
IV-4- Types de pièges	18
IV-5- Roches Réservoirs	18
<u>Chapitre II : méthode d'analyse des paramètres pétrophysiques</u>	
I- INTRODUCTION	20
II- Méthodologie	20
II-1- Définitions	21
II-1-1- La porosité	21
II-1-1-1-Méthode de mesure	21
II-1-2- la perméabilité	22
II-1-2-1-Méthode de mesure	23
II-2- Classification des paramètres pétrophysiques	24

Chapitre III : Etude pétrophysique

I- Le réservoir Ri	25
<u>I-1- Carte en isopaque du réservoir Ri</u>	25
<u>I- 2- Etude de la porosité</u>	27
<u>I-2-1- Interprétation de l'histogramme de porosité</u>	27
<u>I-2-2- Interprétation de la carte en isoporosité</u>	27
<u>I- 3- Etude de la perméabilité</u>	27
<u>I- 3-1- Interprétation de l'histogramme de perméabilité</u>	27
<u>I- 3-2-Interprétation de la carte en isoperméabilité</u>	28
II- Le réservoir Ra	32
<u>II -1- Carte en isopaque du réservoir Ra</u>	32
<u>II-2- Etude de la porosité</u>	34
<u>II-2-1-Interprétation de l'histogramme de porosité</u>	34
<u>II-2-2-Interprétation de la carte en isoporosité</u>	34
<u>II-3- Etude de la perméabilité</u>	34
<u>II-3-1 -Interprétation de l'histogramme de perméabilité</u>	34
<u>II-3-2- Interprétation de la carte en isoperméabilité</u>	34
<u>III - Corrélation entre les porosités et les perméabilités dans les réservoirs Ri et Ra</u>	38
IV - Conclusion	40
Conclusion générale	41
Bibliographie	42

Liste des figures

Figure.01- Situation géographique du champ d'El Gassi	4
Figure.02- Situation géologique du champ d'El Gassi.....	5
Figure.03- Colonne stratigraphique du champ d'El Gassi.....	8
Figure. 04- Carte en isobathe à discordance hercynien.....	15
Figure. 05- Carte de linéament.....	16
Figure.06-Carte en isopaque du réservoir Ri.....	26
Figure.07- Distribution des paramètres pétrophysique dans le réservoir Ri.	29
Figure.08- Carte en isoporosité dans le réservoir Ri.....	30
Figure.09- - carte en isoperméabilité du réservoir Ri.....	31
Figure.10- Carte en isopaque du réservoir Ra.....	33
Figure.11- Distribution des paramètres pétrophysique dans le réservoir Ra.....	35
Figure.12carte en isoporosité du réservoir Ra	36
Figure.13- carte en isopérmeabilité du réservoir Ra	37
Figure.14- Variation de la perméabilité en fonction de la porosité de réservoirs Ri, Ra..	39

Introduction Générale

L'aventure de l'exploration pétrolière en Algérie remonte au dernier quart du 19ème siècle, avec les premières explorations dans le Nord, en 1877, dans la région de Ain Zeft, près de Relizane, dans l'Ouest de l'Algérie.

Depuis, le potentiel en hydrocarbures de l'Algérie, n'a cessé de montrer ses richesses, à travers son développement dans le Sahara et aujourd'hui dans le Nord, avec les promesses offertes par l'exploration, qui trouve un nouvel élan dans cette région.

Cette histoire des hydrocarbures en Algérie est retracée à travers cette rubrique qui se propose de donner des repères datés aux étapes clés de l'épopée des hydrocarbures. La création de SONATRACH en 1963, constitue dans cette grande aventure, un moment fondateur, puisque la société est depuis cette date, le moteur du développement des richesses du sous-sol algérien.

Après chaque découverte d'un gisement à potentiel d'hydrocarbures, les gens dirigent vers les techniques d'exploration et exploitation, ces derniers dépendent des caractéristiques en même temps de la formation et des fluides qui les contiennent, cela détermine la valeur et l'intérêt de cette découverte du point de vue de rentabilité économique.

Le bassin d'oued Mya qui à connu ces dernières années des découvertes au niveau du réservoir Quartzite de Hamra, cambrienne...etc. constitue actuellement l'un des principaux objectifs de l'exploration en Algérie. Les premiers tests dans ce niveau réservoir montrent des signes encourageants, signalant le déclenchement d'un plan d'exploration qui ne cesse à se développer à nos jours, pour cerner ce potentiel énorme. Actuellement des travaux d'exploration se déroulent dans la structure de Toual situé à Gassi Touil (bassin de berkine).

Dans cette approche, ce travail présenté dans le cadre de ce mémoire, vient comme un essai de caractériser les paramètres pétrophysiques réservoir cambrienne dans le champ de el Gassi , à l'aide des données des carottes réalisées au niveau des puits captant ces réservoirs.

Notre mémoire de fin d'étude est subdivisé en trois chapitres :

Chapitre I : Nous exposerons un contexte général sur les zones d'étude (le champ d'el Gassi).

Chapitre II : Nous allons donner un aspect théorique sur la les paramètres pétrophysiques et les différents méthodes utilisée pour la détermination de ces paramètres (l'analyse sur carottes).

Chapitre III : Nous allons faire une analyse statistique des paramètres pétrophysiques en utilisant les résultats de l'analyse conventionnelle des carottes.

CHAPITRE I

GÉNÉRALITÉS SUR LE CHAMP D'EL GASSI

I- APERÇU HISTORIQUE DE LA DECOUVERTE DU CHAMP

Le permis de développement du champ d'EL Gassi est obtenu en mars 1958 par la société nationale des pétroles d'aquitaine SNPA, ce permis couvre respectivement une surface de 2000Km² et 4400Km².

L'interprétation sismique de cette partie du Sahara Algérien révèle l'existence d'une structure anticlinale à la base du bassin.

En avril 1959 la découverte d'El Gassi par le premier puits foré GS-01 qui a confirmé les hypothèses sismiques et l'existence d'un potentiel d'huile.

En novembre 1959, le forage du puits AR-01 confirme lui aussi la présence d'huile dans la structure de Zotti.

La mise en production de ces trois champs est faite respectivement, en juillet 1959, décembre 1963 et juillet 1960.

En 1971 (24 février) après la nationalisation des hydrocarbures la SONATRACH a utilisé de nouvelles méthodes de prospection pour une meilleure planification de recherche pétrolière.

Au début des années quatre vingt dix jusqu'à l'actuel la SONATRACH est entrain d'entamer une nouvelle politique, à savoir le partenariat avec les sociétés étrangères et entre ainsi dans la phase opérationnelle des gisements de pétrole et de gaz.

I-1- Situation géographique

Le gisement d'El Gassi se trouve dans la localité Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud, à environ 100 Km de la ville de Hassi Messaoud et à 950 Km du centre Alger. **(Fig-01)**

Il est limité par :

- les méridiens 4° et 6° Est-Ouest.
- les parallèles 30° et 32° Nord-Sud.

Le gisement d'El Gassi fait en quelque sorte la jonction entre le gisement de Hassi Messaoud (100 Km) et le gisement de Zotti (25 Km).

I-2- Situation géologique

Le bourrelet d'El Agreb-El Gassi s'allonge sur 130 Km, sa largeur est de 8 à 18 Km, il correspond aux blocs (431, 439 et 429b) et apparaît au nord de district six.

De point de vue géologique le gisement d'El Gassi se localise au nord du bourrelet d'El Agreb -El Gassi, ce dernier est limité **(Fig-02)** :

- **du Nord** : par le dôme de Hassi Messaoud.
- **du Sud** : par le mole structural d'Amguid El Biod.
- **de l'Ouest** : par le Bassin de Oued Mya.
- **de l'Est** : par le bassin de Ghadamès.



Fig.01- Situation géographique du champ El Gassi

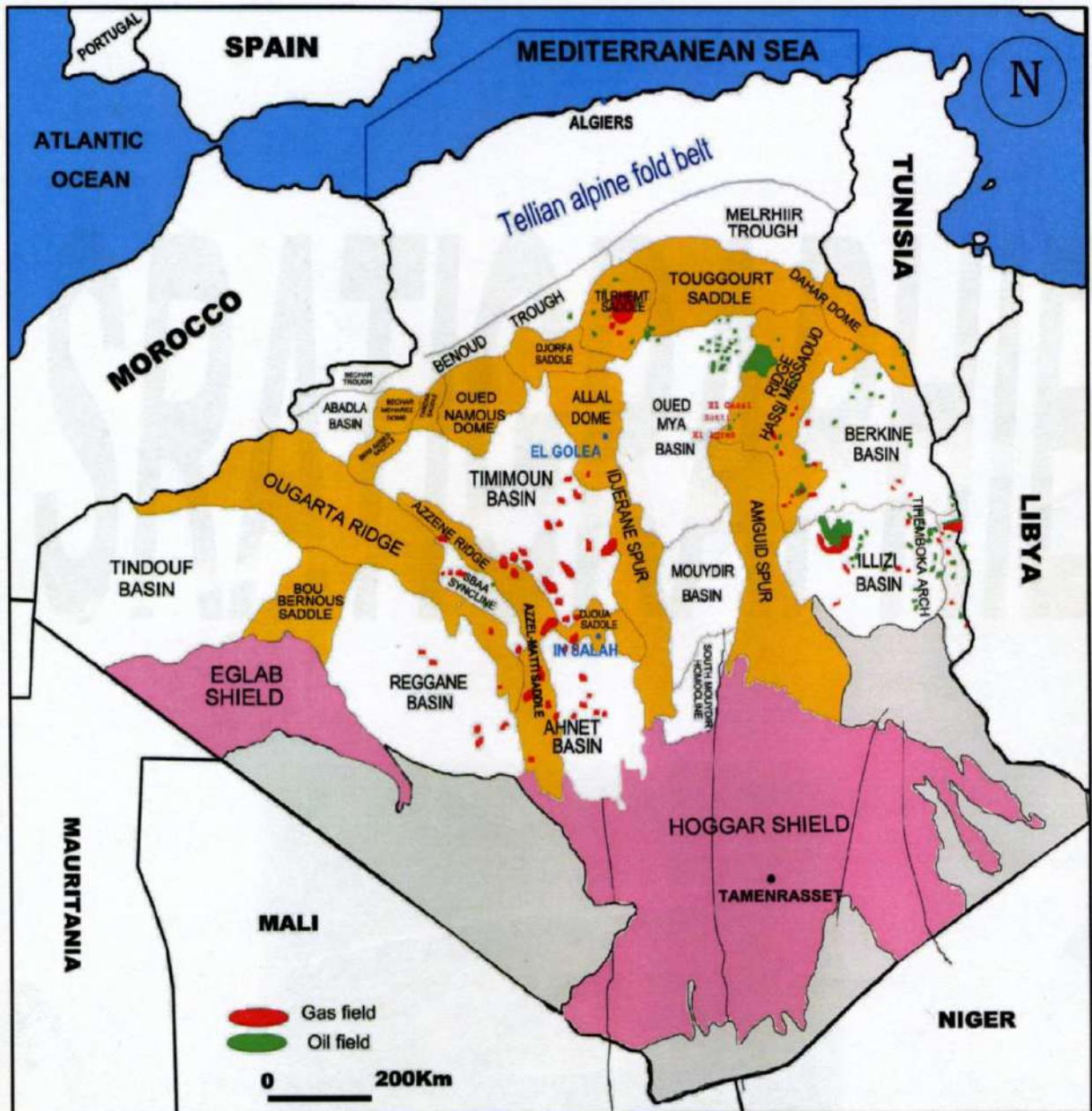


Fig.02- Situation géologique du champ El Gassi (WEC2007)

II- ASPECT STRATIGRAPHIQUE DU CHAMP

La colonne stratigraphique donne une description lithologique succincte des formations qui affleurent dans notre zone d'étude.

La série stratigraphique de la région d'étude présente une couverture sédimentaire essentiellement mésozoïque, surmontant en discordance les terrains paléozoïques partiellement érodés. L'ensemble de cette couverture repose en discordance majeure sur le socle précambrien. (**Fig-03**)

II-1- Le socle

Il est constitué de terrains métamorphiques, de granites porphyroïdes (gris rose) et de terrains sédimentaires formés d'argiles rouges alternant avec les grès arkosiques.

II-2-La couverture sédimentaire

II-2-1- Le Paléozoïque

Les dépôts paléozoïques reposent sur le socle, ils sont formés en général de faciès argilo-gréseux avec des épaisseurs qui varient d'un endroit à un autre, dans les zones où la série est complète on rencontre de bas en haut :

II-2-1-1-Le Cambro-Ordovicien

Etant azoïque dans son ensemble. Les unités stratigraphiques sont limitées en se basant essentiellement sur la granulométrie (**BEICIP 2003**) de bas en haut on distingue :

a- La litho zone R3: Son épaisseur moyenne est 250 m, elle est formée de grès à grains moyens à grossiers à ciment argileux illitique.

b- La litho zone R2 : Son épaisseur moyenne est 90 m, elle correspond à des grès moyens et à des grès quartzitiques présentant des niveaux argileux vers le sommet.

c- La litho zone Ra : elle a une épaisseur de 100 m, elle est composée de grès anisométrique (hétérogène), siliceux à silico-argileux parfois quartzitique. Les trois lithozones correspondent aux grès de H. Messaoud.

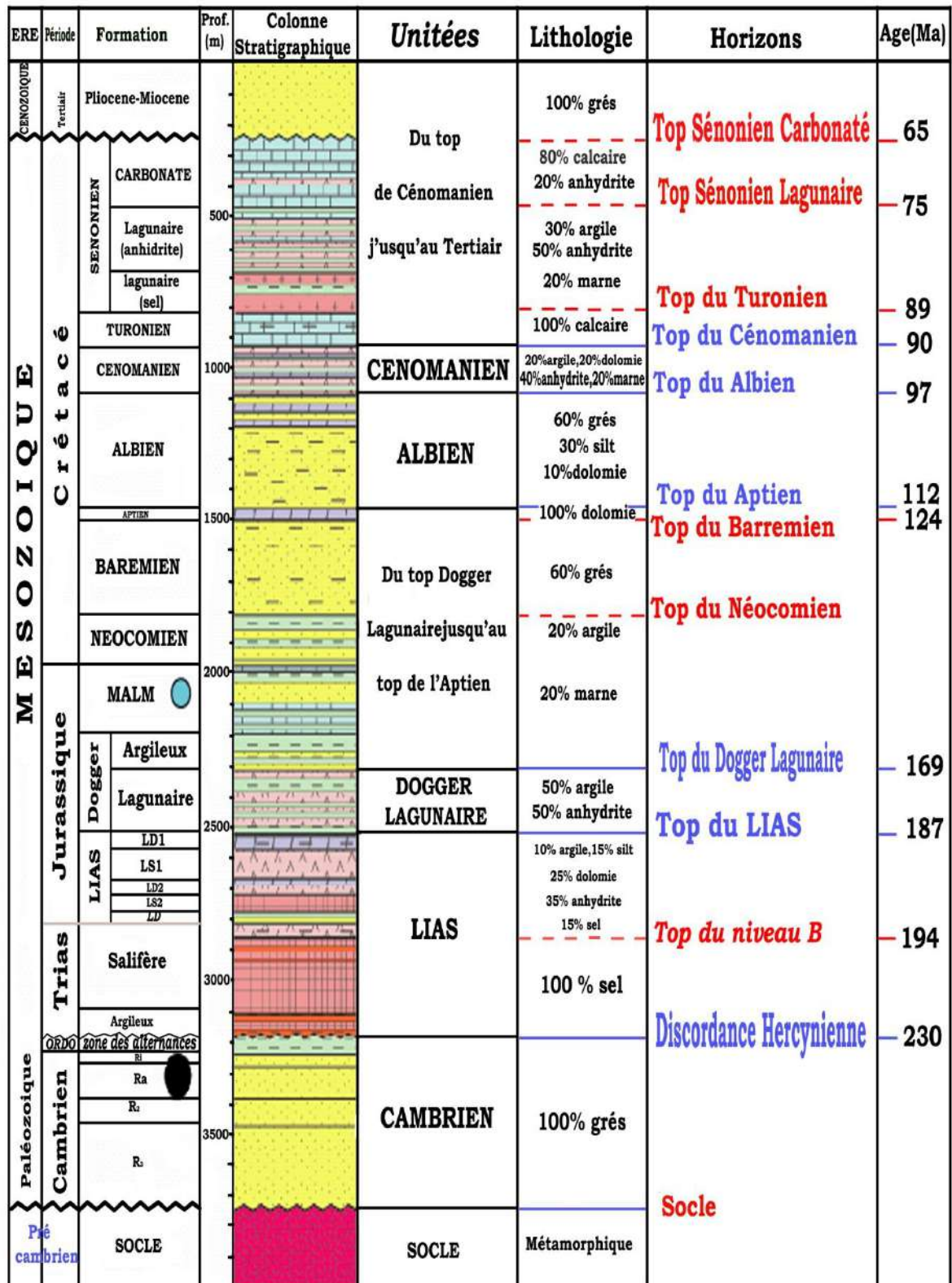


Fig. 03 – Colonne lithoStratigraphique du champ El Gassi (SONAHESS 2003)

d- La litho zone Ri : Epaisseur moyenne égale à 45 m, composée de grès moyen à fin isométrique bien classé. Ce faciès est caractérisé par l'abondance de tigillites dans sa partie sommitale. (ALAIN F. 2003)

e- La zone des alternances : c'est une alternance de grès fin à très fin argilo-quartzitique et silto-gréseuse, les grains de quartz sont généralement anguleux, les ciments sont argileux et siliceux malgré la présence d'argile, la roche est extrêmement compacte.

Le Silurien, Dévonien, Carbonifère et le permien sont complètement érodés

II-2-2- Le Mésozoïque : Les formations Mésocénozoïques qui viennent de couvrir le paléozoïque, en discordance angulaire, sont représentées par des dépôts continentaux et lagunaires :

II-2-2-1- Le Trias : Il est subdivisé en :

a- Le Trias argileux : C'est une série argileuse de 150 m d'épaisseur intercalée entre les grès du Paléozoïque et le Trias Salifère.

b- Le Trias salifère : C'est une série formée des sels massifs avec au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argile, légèrement silteuses et dolomitiques.

II-2-2-2- Le Jurassique : Il se subdivise en :

a- Lias : C'est une formation essentiellement argileuse avec des alternances de sel, d'anhydrite et quelques bancs dolomitiques. On trouve de bas en haut :

Le LD3 : Il est de 50 m d'épaisseur, composé de dolomie beige microcristalline, avec des passées d'argile.

Le LS2 :C'est un sel blanc rosâtre, avec une épaisseur de 50 m, intercalé d'argiles brunes rouges, carbonatées.

Le LD2 :C'est une couche, de 40 m d'épaisseur, d'anhydrite blanche, parfois grise avec des passées d'argile.

Le LS1 :C'est une couche de 97 m d'épaisseur, composée de sel blanc rosâtre, massif avec des passées d'anhydrite blanche et d'argile silteuse.

Le LD1 :C'est une épaisseur de 60 m d'anhydrite blanche, avec des passées d'argile dolomitique.

Le passage Lias-Trias est caractérisé par une zone de marnes dolomitiques plus connue sous le terme d'horizon B.

b- Dogger:Il est évaporitique à la base et argileux au sommet où on distingue :

Le Dogger lagunaire : Il est de 200 m d'épaisseur, il comporte des anhydrites blanches, parfois rosâtres, avec des passées d'argile, silteuse, micacée.

Le Dogger argileux :Il est de 100 m d'épaisseur, il est composé des argiles brunes rouges très silteuses avec des passées de grès fins, d'anhydrite blanche, massive à la base.

c- Malm :Avec une épaisseur de 185 m, il est composé des argiles brunes rouges parfois silteuses, avec des intercalations de grès fins carbonates, avec de fines passées de dolomie. Le passage Dogger-Malm est marqué par la présence d'un niveau d'anhydrite.

II-2-2-3- Le Crétacé :Il est composé de :

a- Le Néocomien: Il a une épaisseur de 190 m, il est formé de grès fin carbonate souvent à ciment d'anhydrite, des argiles grises contenant de la pyrite de faibles concentrations.

b- Le Barrémien: Le Barrémien à une épaisseur moyenne de 345 m, il présente des faciès identiques à ceux observés dans le Néocomien à l'exception d'une influence carbonatée représentée par les passées dolomitiques.

c- L'Aptien: Il se présente comme une série carbonatée au centre du bassin, avec 50m d'épaisseur, et détritique vers les bordures.

d- L'Albien: Il est puissant en épaisseur 370 m composé du matériel détritique contenant des grès fins et des argiles.

e- Le Cénomanién: Ce terme est essentiellement argileux avec des passées carbonatées à évaporitiques. Son épaisseur est de 150 m, il est composé au sommet par une série argilo- carbonatée à banc d'anhydrite et à la base par des grès.

f- Le Turonien: C'est une série de 97 m d'épaisseur, composée essentiellement de calcaires blancs à beiges, tendres avec de rares intercalations silteuses de couleur brun rouge.

g- Le Sénonien :Il est formé de bas en haut de :

Le Sénonien salifère :Il est de 120 m d'épaisseur, composé de sel blanc avec des fines passées d'argiles, des intercalations de dolomie et d'anhydrite tendre vers la base.

Le Sénonien lagunaire :Il est de 243 m d'épaisseur, il comporte des anhydrites blanches à beiges avec des intercalations de dolomies dures microcristallines et de marne gris.

Le Sénonien carbonate :Il est composé de calcaire et de marne.

II-2-3- Le Cénozoïque

II-2-3-1- Le Mio- Pliocène: Il est caractérisé par une sédimentation détritique continentale représentée par des sables blancs translucides rosâtres fins à très grossiers, parfois graveleux.

Son épaisseur moyenne est de 200 m, dont le mur se coïncide avec l'apparition des calcaires dolomitiques du Sénonien.

III- LA TECTONIQUE DU CHAMP

La compréhension de l'histoire tectonique d'une région passe nécessairement par la connaissance et l'identification des différents phénomènes et phases orogéniques, responsables de la configuration architecturale de cette région. (PERRODON A 1985)

III-1- Principales phases orogéniques affectant la région

a- Phase calédonienne précoce

Elle est en relation avec la structuration tardive cambrienne, avec érosion et mise en place des failles suivant une direction SW-NE.

b- Phase calédonienne majeur

Cette phase est caractérisée par des mouvements compressifs commençant à la fin du cambrien et qui ont formé des structures de faibles amplitudes.

c- Phase hercynienne majeure

Probablement responsable de la direction de l'ensemble NE-SW de la structuration actuelle, cette phase avait débuté au dévonien supérieur et avait duré jusqu'à la fin du primaire.

Caractérisée par l'absence des sédiments d'âge Silurien, Dévonien, Carbonifère, Permien, ainsi que la partie sommitale de l'ordovicien sur toute la surface de l'axe Amguid El Biod-Hassi Messaoud.

d- Phase Autrichienne

Sont des mouvements compressifs selon une direction Est-Ouest.

III-2- La Structure d'El Gassi

La structure d'El Gassi, et comme la plus part des structures, s'est formée vraisemblablement pendant le Paléozoïque inférieur. L'absence de plus grande partie de la série Paléozoïque par suite de l'érosion hercynienne, ne permet pas de suivre les traits de son évolution au cours de ce temps.

Cependant l'étude des épaisseurs par les cartes en isopaque, les cartes en isobathe établies à la discordance hercynienne ainsi que la carte de linéament nous permettent d'avoir une idée sur la structure d'El Gassi.

III-2-1- Interprétation de la carte en isobathe à l'hercynien :(Fig-04)

La carte en isobathe à la discordance hercynienne montre le secteur d'étude comme un anticlinal très fracturé. Il est limité par des failles majeures de direction N120 au nord et au sud-ouest et par des failles de direction NNE-SSW à l'ouest.

(YOUSSEF K 1985)

La structure d'El Gassi apparaît ainsi comme un horst, où on voit que l'érosion est plus prononcée au centre qu'à la périphérie. Cependant, il est à noter la présence de plis en échelon dans la partie N-E de la structure, avec un fort pendage au Sud-est et au Sud-Ouest marqué par le resserrement des courbes de niveau qui peut être lié à un fort mouvement tectonique important affectant la région dans cette partie.

III-2-2- La carte de linéament du socle : (Fig-05)

La carte de linéament nous montre quatre directions principales de failles affectant la région : N120, N040, EW et NS.

Les études structurales qui ont été faites sur la région d'El Gassi montrent la chronologie de ces failles comme suit :

- Les failles N120, NS et N040 étaient actives pendant la sédimentation des réservoirs Cambriens (syndimentaires) et ce jusqu'à la phase hercynienne.
(ROBERT M 2003)

- Pendant le jurassique, les failles N040 étaient réactivées, les failles EW probablement actives et les failles NI20 apparaissent non actives.

- Une importante activité des failles EW après l'hercynien jusqu'à l'Albien et l'Aptien.

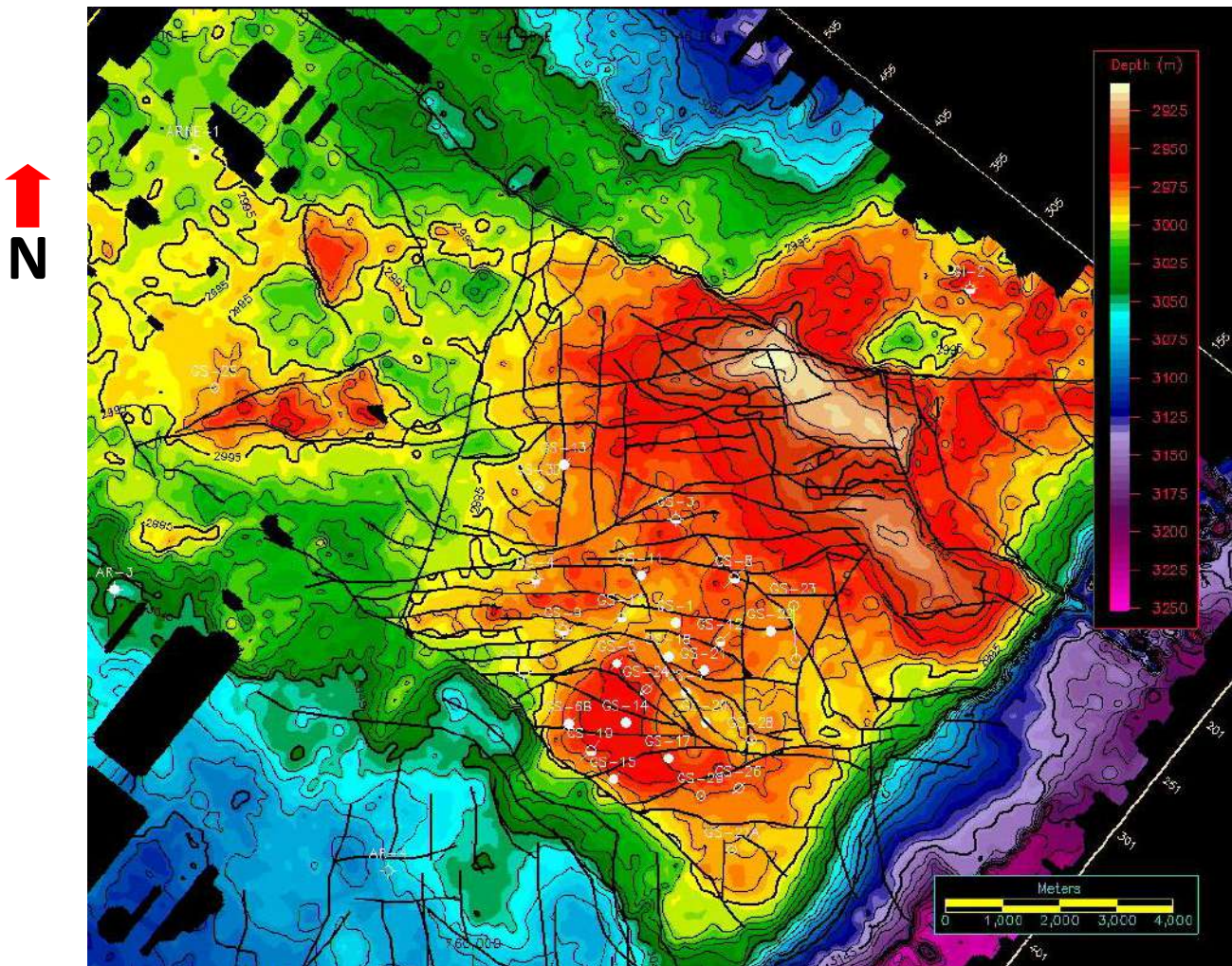


Fig. 04 - Carte en isobathe à discordance hercynien du champ El Gassi (SONAHES 2005)

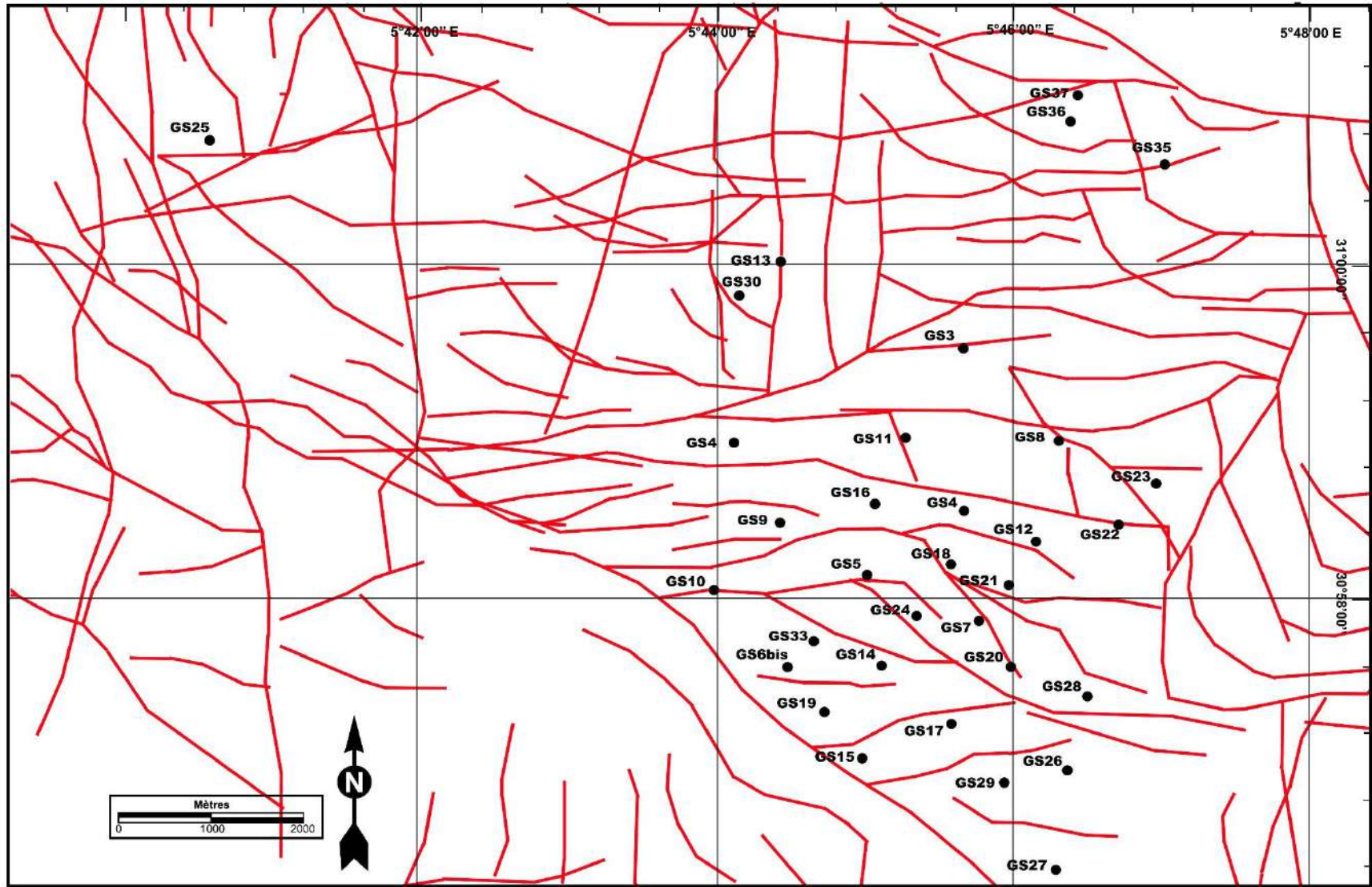


Fig.05 - Carte de lineaments du champ El Gassi (Sonatrach 2007) .

A partir de cette chronologie, on peut lier l'activité de ces failles aux grandes phases tectoniques affectant la plate forme saharienne dont :

- Les failles NS sont des failles d'héritage du socle, qui sont réactivées par le mouvement hercynien.
- Les failles NI20 et N040 sont des failles synsédimentaires sont mis en activité pendant la phase hercynienne.
- Les failles de direction EW étaient actives après l'hercynien et jusqu'à l'Albien et qu'on peut les lier à la phase autrichienne.

IV - SYSTEME PETROLIER

La région d'El Gassi est localisée entre les zones pétrolifères suivantes :

- La zone de Hassi Messaoud au Nord ; qui est productive d'huile.
- La zone de Nesla et Hassi Touareg à l'Est ; qui sont productives du gaz.

Il est à remarquer que la région d'étude est très compliquée quand aux problèmes de génération et de migration des hydrocarbures, néanmoins elle possède tous les paramètres nécessaires à l'accumulation des hydrocarbures. Les sources principales d'apport de ces hydrocarbures sont la dépression d'Oued Mya à l'Ouest et le bassin de Berkine à l'Est.

IV -1- Roche Mère

On admet comme roches mères pour les réservoirs du cambro-ordoviciens :

- Les Argiles de l'Ordovicien : Appelées aussi les argiles d'ElGassi, qui sont des argiles noires et organiques d'épaisseur moyenne égale à 50 m.
- Les Argiles du Silurien : Elles représentent la source génératrice des hydrocarbures à l'échelle de toute la plate forme saharienne dont l'épaisseur moyenne varie de 20 à 70 m. Ce sont des argiles noires radioactives très riches en matière organique de nature amorphe d'origine marine.

IV -2- Migration des Hydrocarbures

L'analyse paléotectonique effectuée sur la région d'étude a montré qu'il y avait une migration latérale d'hydrocarbures à partir de la dépression de Ghadamès, à la fin du Paléozoïque, qui a favorisé le remplissage des réservoirs cambro-ordoviciens seulement par l'huile. Néanmoins il y a eu une destruction des gisements des hydrocarbures lors de la phase hercynienne.

IV -3- Roches Couvertures

La zone structurale d'El Agreb-El Gassi est caractérisée par la présence de barrière de perméabilité pour les gisements d'huile au Cambrien, formée par des dépôts argileux et argileux-salifères du Trias et du Jurassique.

IV -4- Types de piège

Vu l'importance des mouvements tectoniques qui ont affectés la région, les pièges rencontrés sont essentiellement liés à des horsts (tectonique complexe), mais il existe également des pièges lithostratigraphiques tel que ceux qui sont dans l'Ordovicien et qui peuvent être rencontrés sur le flanc ouest du bourrelet d'El Agreb-El Gassi.

Durant les différentes époques géologiques, cette zone a joué le rôle d'une zone haute et, de ce fait, les sédiments paléozoïques ont subi une érosion intense lors de la phase hercynienne ce qui engendre des pièges sous discordance.

IV -5- Roches Réservoirs

Pour les réservoirs de la région El Agreb- El Gassi, il s'agit des roches cambro-ordoviciennes :

- La série cambrienne comprenant successivement de bas en haut les zones R3, R2, Ra et Ri.
- La série ordovicienne qui est représentée par la zone des alternances, composée de grès, grès quartzitiques, des graviers et de conglomérats, au toit on observe une amélioration du classement et de l'arrondi des grains.

Les réservoirs les plus développés dans la région sont le Ri et le Ra qui sont productifs d'huile d'El Gassi, El Agreb et Zotti.

Les grandes épaisseurs des lithozones Ri et Ra sont enregistrées au centre du sillon de Dorbane, par contre les faibles épaisseurs sont observées sur le bourrelet d'El Agreb-El Gassi où les réservoirs Ri et Ra sont partiellement érodés par la phase hercynienne et sont, de ce fait, recouverts par des dépôts Triasiques et Jurassiques.

CHAPITRE II

MÉTHODES D'ANALYSE DES PARAMÈTRES PÉTROPHYSIQUES

I- INTRODUCTION

Les réservoirs sont des roches représentant des vides, pores et fissures reliés entre eux et dans les quelles peuvent circuler et se rassembler des fluides.

La caractérisation pétrographique des réservoirs s'exprime fondamentalement en termes de porosité et perméabilité, dont la relation est souvent complexe mais essentielle pour l'étude de réservoir.

L'étude pétrophysique précise du réservoir est l'un des problèmes essentiels des géologues pétroliers afin de calculer les réserves d'hydrocarbures d'un gisement et pour l'exploiter le plus économiquement possible.

Le principal but de cette partie d'étude est de mettre en évidence l'évolution des paramètres de porosité et de perméabilité et leur répartition dans les réservoirs Ri et Ra, ainsi que la contribution de la fracturation sur ces deux paramètres.

II- Méthodologie

Cette étude sera représentée comme suit :

- 1) Définition des paramètres et méthodes de mesure.
- 2) Classification et relation entre ces paramètres.

II-1- Définitions

II-1-1- La porosité: La porosité d'une roche est sa propriété de présenter des vides, des pores et des fissures. Elle s'exprime quantitativement par le pourcentage du volume poreux par rapport au volume total de la roche :

$$\varnothing_t = V_v / V_t \quad (\%)$$

La porosité est influencée par la taille des grains, leur arrangement, leurs formes, le ciment et la compaction.

A coté de cette porosité totale \varnothing_t , on définit la porosité utile \varnothing_u qui correspond au volume des vides susceptible occupés par les fluides, elle est donnée par la formule:

$$\varnothing_u = \varnothing_t - S_w$$

S_w : saturation en eau

II-1-1-1-Méthode de mesure : II existe deux méthodes de mesure :

*Méthode directe : les mesures de porosité par cette méthode se font au laboratoire sur des échantillons extraits. La méthode consiste à mesurer le volume du solide V_s , à l'aide d'un porosimètre en utilisant le gaz hélium. **Fig.07**

Puis on mesure le volume total V_t grâce à une pompe volumétrique à mercure par le principe d'Archimède. **Fig.08**

La porosité sera donnée par la formule suivante :

$$\varnothing = \frac{V_p}{V_t} \cdot 100 = \frac{(V_t - V_s)}{V_t} \cdot 100$$

V_p : volume des vides

V_s : volume solide

V_t : volume total de l'échantillon

*Méthode indirecte : Cette méthode est basée sur l'utilisation des procédés diagraphiques électriques et nucléaires.

La méthode des diagraphies électriques est basée sur la formule d'Archie qui lie la porosité au facteur de formations, lui-même est fonction de la résistivité.

$$F = 0.62 / \emptyset^2$$

$$F = R_0 / R_w$$

F: Facteur de formation.

\emptyset : Porosité utile en (%).

R_w et R_0 : Respectivement les résistivités de la zone à eau et de la l'huile.

II-1-2- la perméabilité

Un milieu poreux ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont liés entre eux ; on dit alors qu'il est perméable.

La perméabilité représente ainsi la facilité avec laquelle une formation permet à un fluide de viscosité donnée de la traversée. La perméabilité est exprimée par la loi de Darcy, comme étant : la connectivité d'un milieu d'un centimètre de long (dx), laissant passer un volume de 1 cm³ (Q) par unité du temps (s), d'un fluide avec une viscosité d'un centipoise (μ) sous l'effet d'un gradient de pression (Δp) d'une atmosphère à travers une section (S) d'un cm².

La formule est exprimée comme suit :

$$K = Q \frac{\mu}{S} \cdot \frac{\Delta_x}{\Delta_p}$$

Q: Débit en cm³/s.

Δ_p : Différence de pression entre l'amont et l'aval.

Δ_x : Parcours du fluide en cm.

S : Surface exposée au fluide en cm².

μ : Viscosité en centipoise.

II-1-2-1 Méthode de mesure:

L'analyse s'effectue sur des échantillons de 1'' ou 1,5'' de diamètre sur 1,5'' de longueur avec deux appareils de mesure qui sont : le perméamètre conventionnel (fig.13) et l'ultraperméamètre (fig.14)

Les deux appareils fonctionnent à charge constante. L'azote est le gaz de sertissage et d'analyse. Ils sont de conception Core Lab, leur manufacture est basée sur la loi de DARCY qui est :

$$Q = K \frac{S}{\mu} \cdot \frac{\Delta_p}{\Delta_x}$$

K: Perméabilité en mDarcy

Δ_p : Différence de pression entre l'amont et l'aval

Δ_x : Parcours du gaz en cm

S : Surface exposée au gaz en cm²

μ : viscosité en centipoise.

II-2- Classification des paramètres pétrophysiques (selon Monicard)

II-2-1- La porosité: La porosité est classée comme :

Faible	:	$\emptyset < 5\%$
Médiocre	:	$5\% < \emptyset < 10\%$
Moyenne	:	$10\% < \emptyset < 20\%$
Bonne	:	$20\% < \emptyset < 30\%$
Très bonne	:	$\emptyset > 30\%$

II-2-2- La perméabilité: La gamme de perméabilité rencontrée est très étendue, elle varie de 0.1md à plus de 10 darcy pour mieux spécifier les valeurs on admet :

Très faible	:	$K < 1\text{md}$
Faible	:	K de 1 à 10 md
Médiocre	:	K de 10 à 50 md
Moyenne	:	K de 50 à 200 md
Bonne	:	K de 200 à 500md
Excellente	:	K est > 500 md

II-2-3- La relation porosité - perméabilité

Bien que dans les roches élastiques il puisse exister une certaine relation entre la porosité et la perméabilité, on ne constate en générale, pas de relation quantitative directe entre ces deux caractéristiques fondamentales du réservoir.

C'est notamment le cas des argiles, poreuses, mais dont les pores et les canalicules extrêmement fins renforcent les actions liées aux tensions inter facial qui tendent à limiter les possibilités de déplacement des fluides.

A l'inverse, on peut noter le cas des roches fissurées souvent compactes et notamment des carbonates qui présentent en générale une perméabilité élevée mais des porosités faibles.

CHAPITRE III

ETUDE PÉTROPHYSIQUE

I- Le réservoir Ri

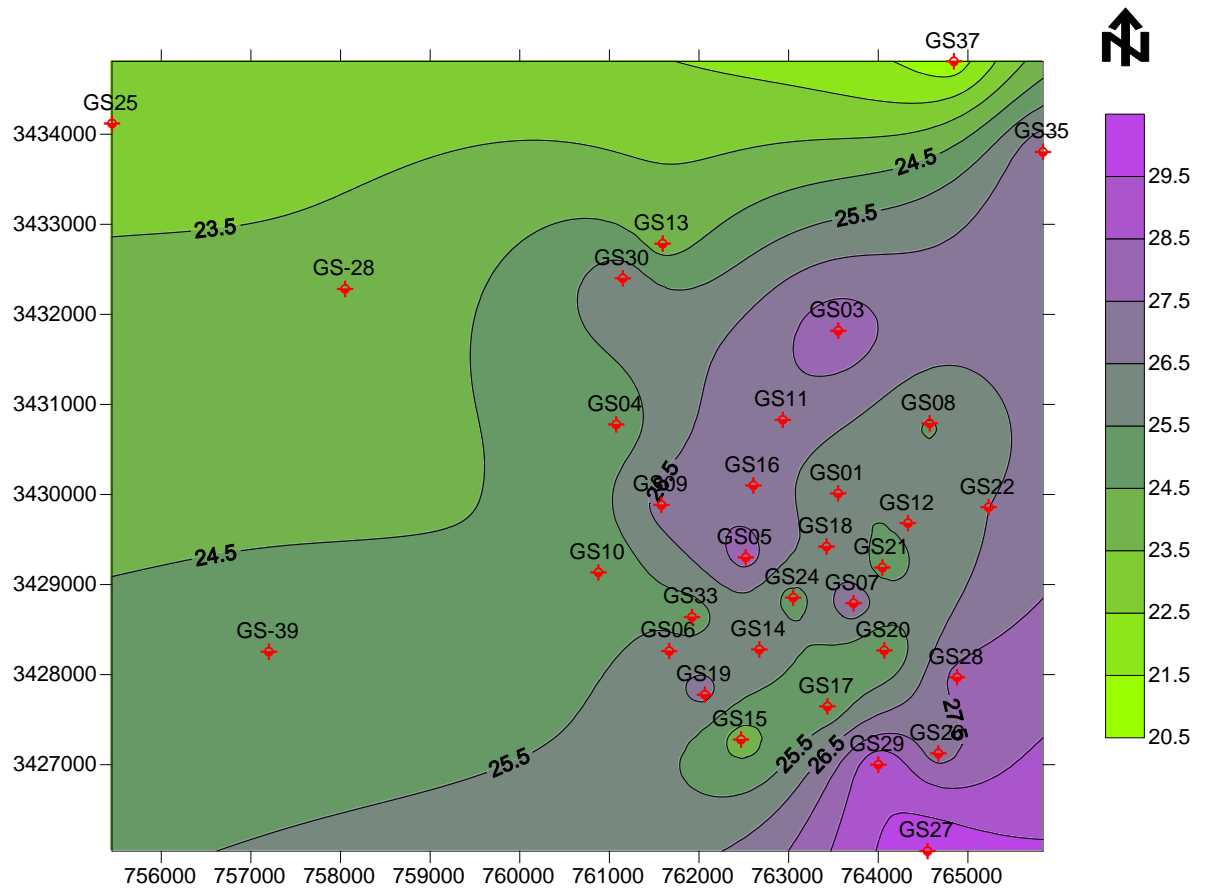
Le réservoir Ri est peu épais et plus érodé par rapport au réservoir Ra, ce qui empêche toute caractérisation précise. En effet ce niveau participe que très faiblement à l'accumulation des réserves en hydrocarbures.

I-1- Carte en isopaque du réservoir Ri : (Fig-06)

La carte en isopaque du réservoir Ri montre des épaisseurs élevées dans la partie SE de la structure et qui diminuent progressivement en allant vers le NW.


Les épaisseurs maximales sont enregistrées aux alentours des puits GS27 (30 m) et GS-29 (29 m).

Les épaisseurs minimales sont rencontrées dans la partie NW et NE avec des valeurs de 21 m au puits GS-37, avec un gradient de variation plus ou moins élevé.



Echelle : 0 1000 2000 3000 m

L'égende :

 : **courbe de niveau**


GS08  : **symbole et nom du puits**

Fig.06 - carte en isopaque du réservoir Ri

I- 2- Etude de la porosité

I-2-1- Interprétation de l'histogramme de porosité : (fig.07)

L'histogramme de la répartition de la porosité effectué sur 1533 échantillons, montre une distribution normale uni modale.

Les valeurs des classes faibles présentent des fréquences de 13,96%, et la classe la plus fréquente comprise entre 6 et 8 qui présente 36,04 %.

I-2-2- Interprétation de la carte en isoporosité (fig.08)

La carte en isoporosité du réservoir Ri de la région d'EL GASSI montres des valeurs faibles à médiocre avec un maximum de 8.5% autour de puits GS14 au sud et un minimum de 3.5% autour de puits GS11 au centre.

D'une manière générale l'évolution de la porosité est croissante vers le SUD-EST du champ, et le NORD-EST par contre au centre on observe une décroissance, cette carte montre deux anomalies :

-l'une est positive autour de puits GS14.

-l'autre est négative autour de puits GS 11.

I- 3- Etude de la perméabilité

I-3-1- Interprétation de l'histogramme de perméabilité : (fig.07)

L'histogramme de la répartition de la perméabilité effectué sur 1533 échantillons, montre une distribution normale uni modale.

Les valeurs des classes très faibles et faibles présentent des fréquences de 68,36 % et 24.11%, et la classe médiocre et moyenne présentent 6.08 % et 1.44 %. Donc la classe la plus dominant compris entre 0.1et 1 qui présent 37.11 %.

I-3-2-Interprétation de la carte en isoperméabilité: (fig.09)

D'une façon générale la carte en isoperméabilités présentes de très faible valeurs, le maximum est enregistré aux alentours de puits GS 12 (2md) cette valeur est diminuée jusqu'au moins de (0.2md) au tour de puits GS 33.

Deux anomalies se dessinent dans la partie SUD-EST de gisement.

-l'une est positive au tour de puits GS 15 (1.5md).

-l'autre est négative au tour de puits GS 17 (0.6md).

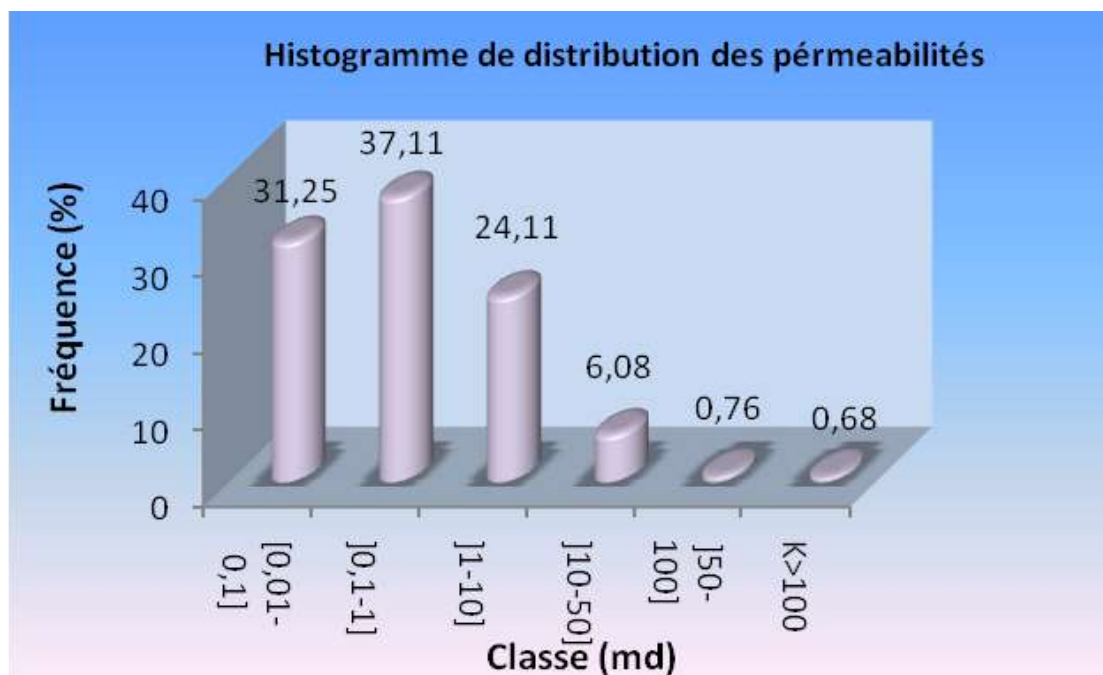
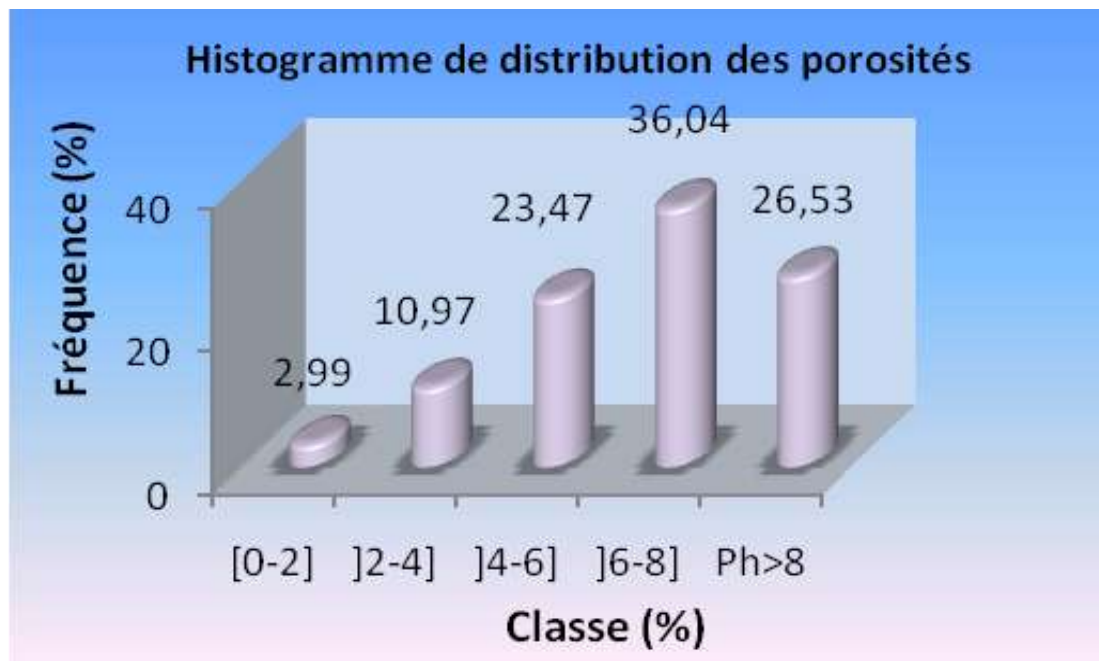
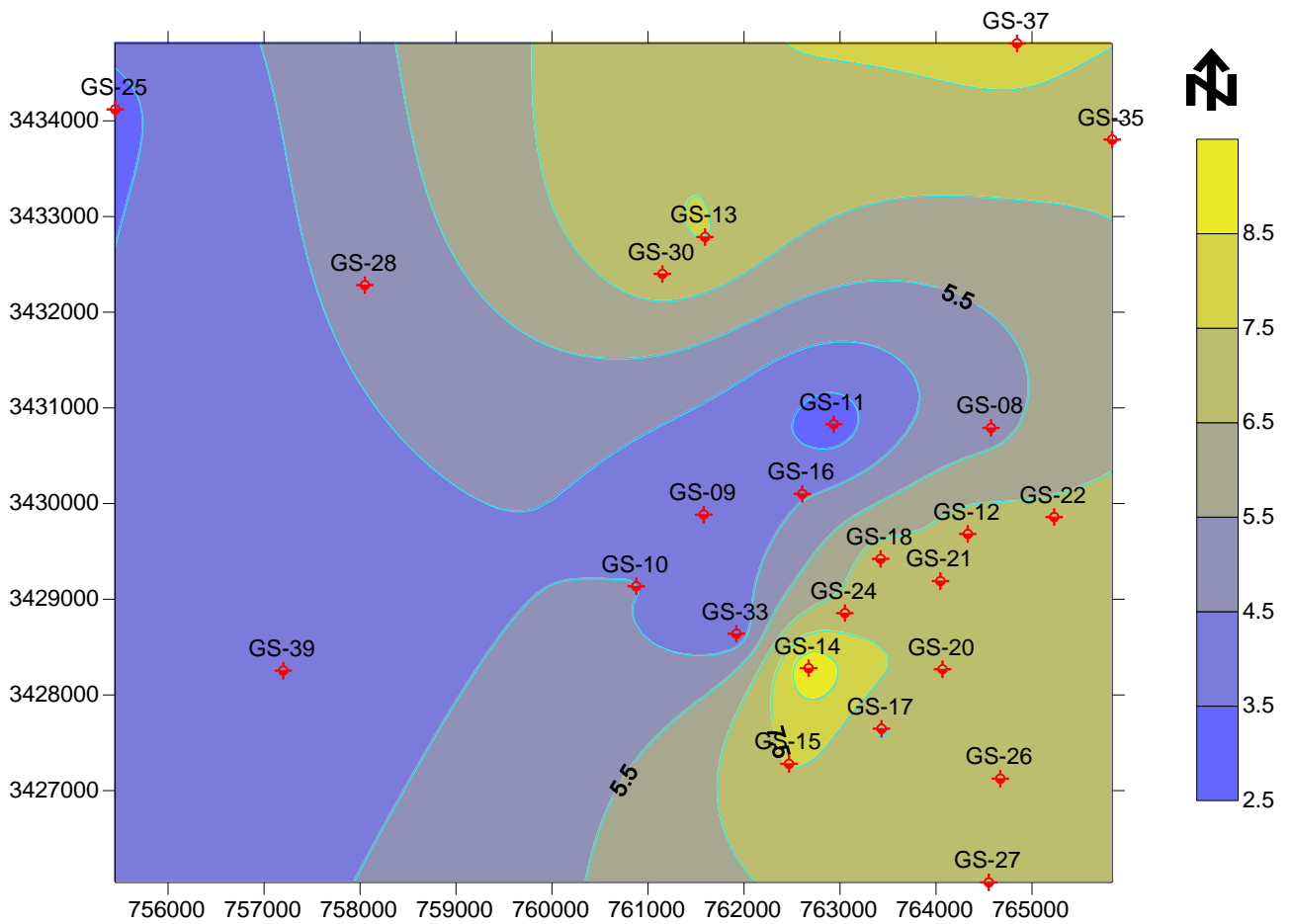


Fig.07- Distribution des paramètres pétrophysique dans le réservoir Ri



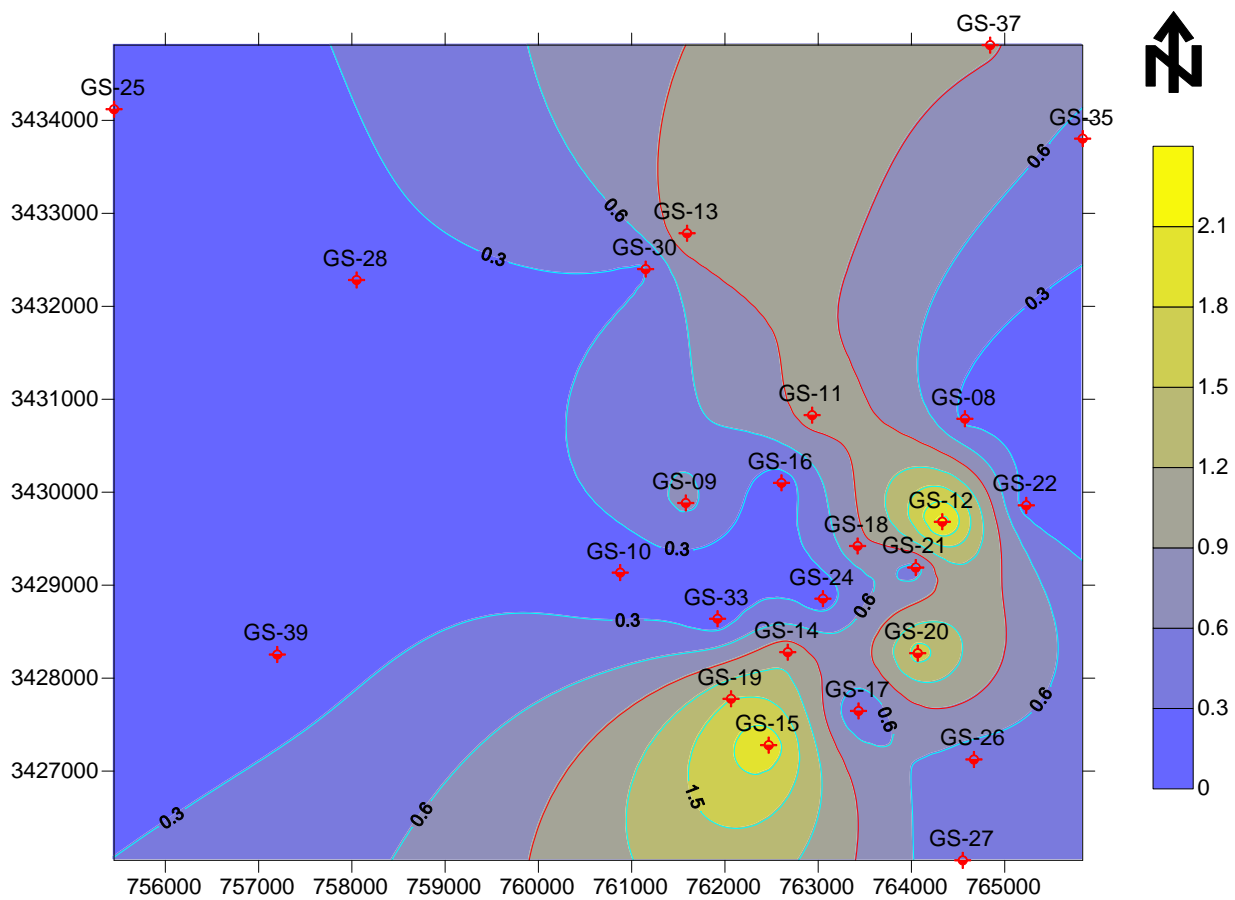
L'égende :

 : **courbe de niveau**

GS08 : **symbole et nom du puits**



Fig.08 - carte en isoprosité du réservoir Ri



Echelle : 0 1000 2000 3000 m

L'égende :

 : **courbe de niveau**

GS08  : **symbole et nom du puits**

Fig.09- carte en isoperméabilité du réservoir Ri

II- Le réservoir Ra

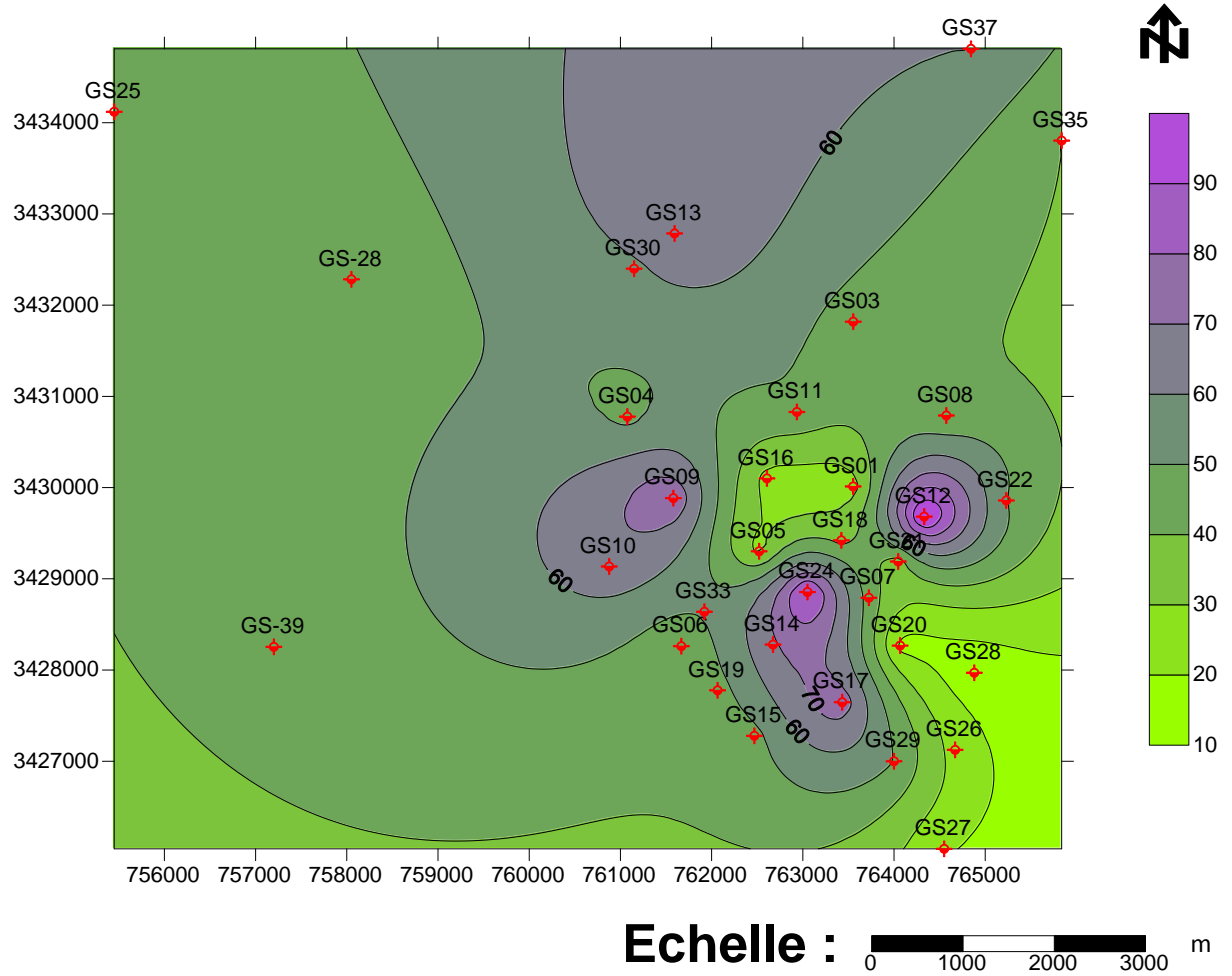
Le réservoir Ra est plus épais et le moins touché par l'érosion hercynienne, par rapport au réservoir Ri, on le trouve complet pratiquement dans tous les puits.

II -1- Carte en isopaque du réservoir Ra :(Fig-10)


La carte en isopaque du réservoir Ra présente des épaisseurs moyennement importantes par rapport au réservoir Ri, elles varient de 14.2 m au puits GS-28 à 105 m au puits GS-12.

La carte montre une variation irrégulière des épaisseurs du réservoir Ra à travers les puits. Les valeurs maximales sont enregistrées autour des puits GS-24 (94,20 m), GS-17 (75,80 m) situés au sud du champ et les puits GS-09 (78,90 m) et GS-12 (105 m). Les valeurs minimales sont remarquées dans les puits GS-28 (14.2 m), GS-20 (17.2 m) situés dans la partie Sud Est et GS-16 (26,80 m), GS-01(25.5 m) situés au centre du champ.

Les cartes en isopaques des deux réservoirs Ri et Ra montrent des accidents structuraux de direction NS, EW et NE qui pourraient correspondre aux grands accidents (failles) hérités du socle et qui ont joué ultérieurement au Cambrien.



L'égende :

 : **courbe de niveau**

GS08 : **symbole et nom du puits**




Fig.10 - carte en isopaque du réservoir Ra

II-2- Etude de la porosité

Les histogrammes de porosité concernant le réservoir Ra, montrent les mêmes tendances de distribution de ce paramètre dans le réservoir Ri., avec une légère différence de pourcentage.

II-2-1-Interprétation de l'histogramme de porosité : (fig.11)

L'histogramme de répartition des valeurs de porosité montre une distribution unimodale. la classe la plus fréquente comprise entre 6 et 8 qui présente 34,32 %. Les valeurs des classes faibles présentent des fréquences de 14.02 %.

II-2-2-Interprétation de la carte en isoporosité : (fig.12)

La carte en isoporosité du réservoir Ra montre des valeurs faibles, où le maximum ne dépasse pas 10% est enregistré au puits GS 11, la distribution de ces valeurs montre un accroissement de L'OUEST vers l'EST, la valeur la plus médiocre est enregistrée sur le puits GS 33 (4.5%) d'autre part on observe une distribution aléatoire des valeurs de porosité dans la partie EST.

II-3- Etude de la perméabilité

II-3-1 -Interprétation de l'histogramme de perméabilité: (fig.11)

L'histogramme de la répartition de la perméabilité montre une distribution normale unimodale.

Les valeurs des classes très faibles présentent des fréquences de 54.84, et la classe médiocre et moyenne présente 8,21 % et 2,78 %. Et la classe la plus dominante est comprise entre 0.1 et 1 qui présente 34.10 %.

II-3-2- Interprétation de la carte en isoperméabilité: (fig.13)

La carte en isoperméabilités montre des valeurs faibles qui ne dépassent pas (5md) les plus importantes valeurs sont aux alentours des puits GS18, 21,24, 17, et l'autre partie de la carte montre des valeurs moins importantes, le maximum se trouve au tour de puits GS 18 (4md) et la valeur minimale se trouve au tour de puits GS 33 (0.4md).

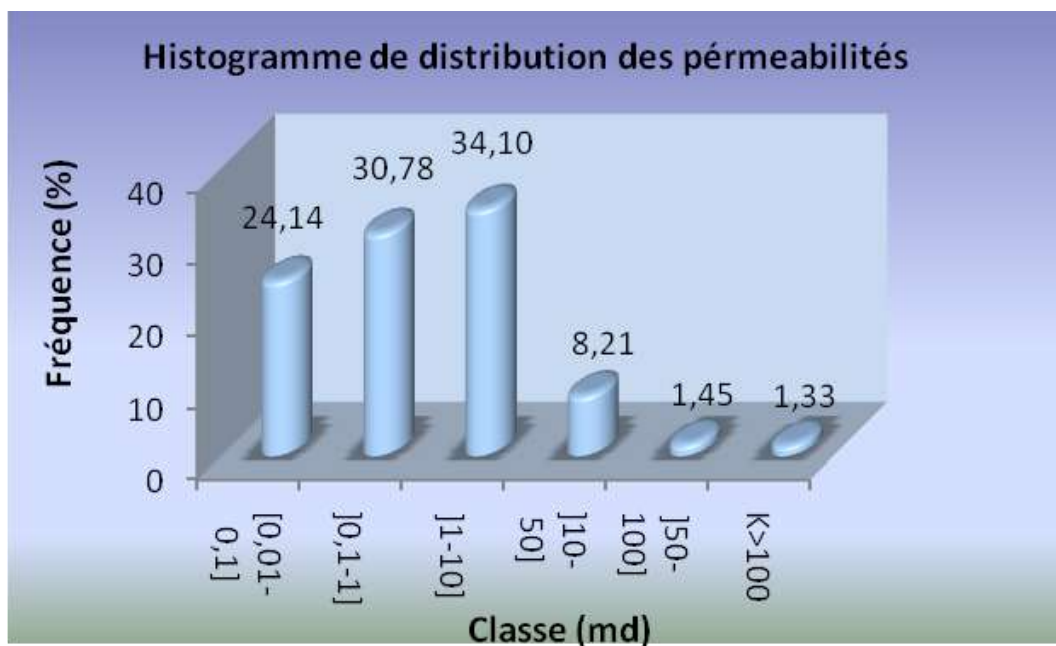
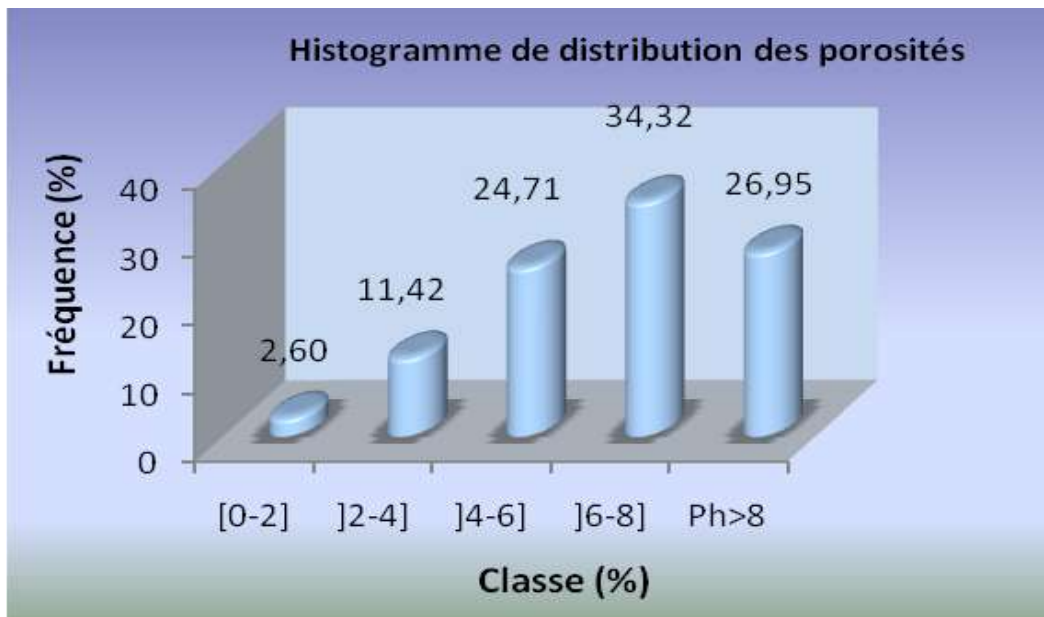
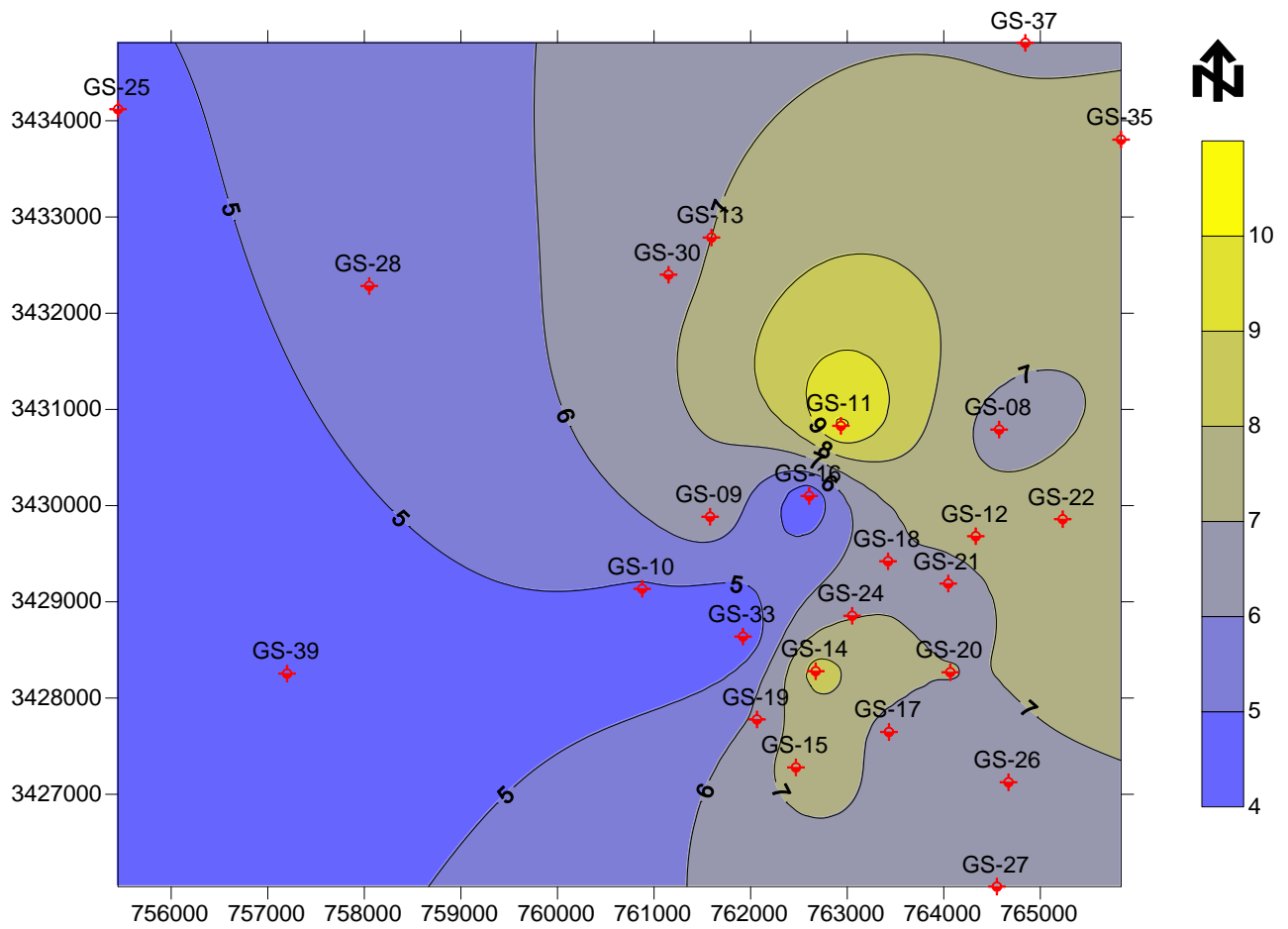


Fig.11- Distribution des paramètres pétrophysique dans le réservoir Ra



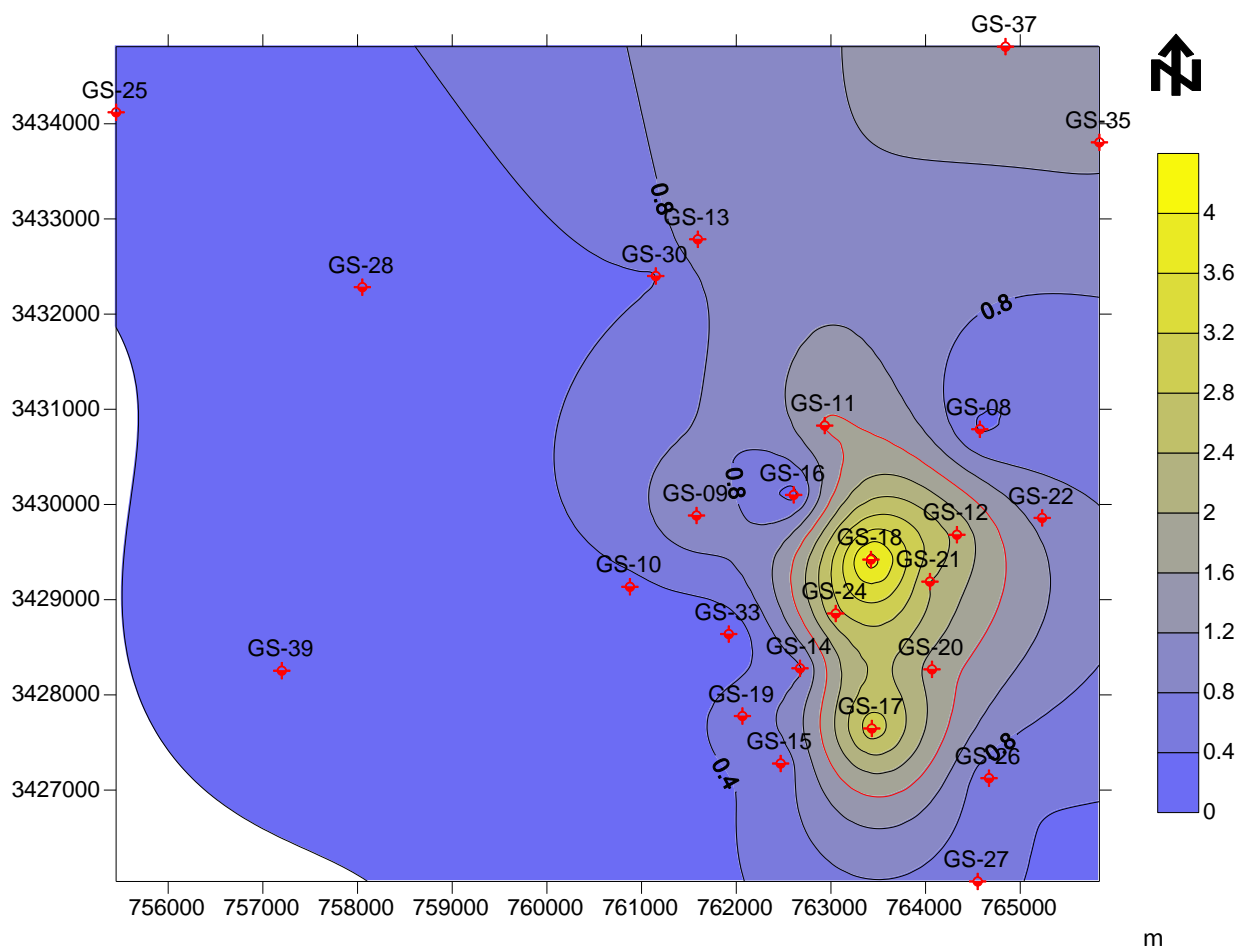
Echelle : 0 1000 2000 3000 m

L'égende :

 : **courbe de niveau**

GS08  : **symbole et nom du puits**

Fig.12- carte en isoporosité du réservoir Ra



Echelle : 0 1000 2000 3000 m

L'égende :

 : courbe de niveau

GS08 : symbole et nom du puits



Fig.13 - carte en isopérmeabilité du réservoir Ra

III- Corrélation entre les porosités et les perméabilités dans les réservoirs Ri et Ra (fig.14)

➤ *Réservoir Ri*

La variation de la perméabilité en fonction de la porosité dans le réservoir Ri montre un coefficient de corrélation très faible ($r= 0.22$). Cette valeur montre la faible relation entre la porosité et la perméabilité, et que la perméabilité ne dépend pas de la porosité.

➤ *Réservoir Ra*

Le coefficient de corrélation entre la perméabilité et la porosité montre une valeur moins importante que le réservoir Ri ($r=0.19$), ce qui indique la faible relation entre la porosité et la perméabilité.

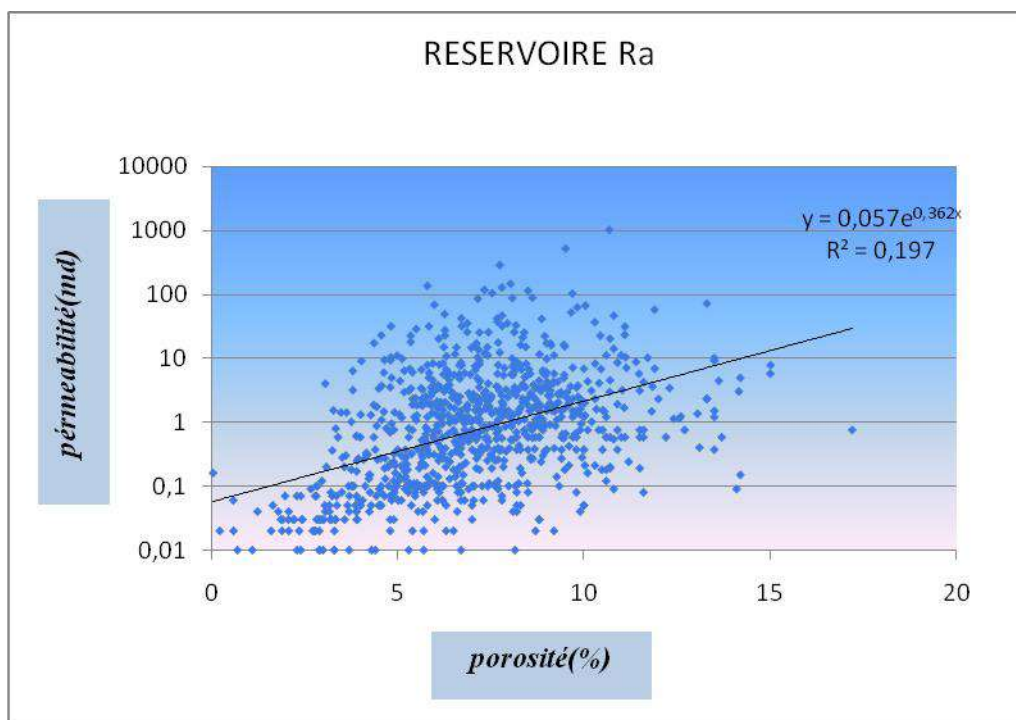
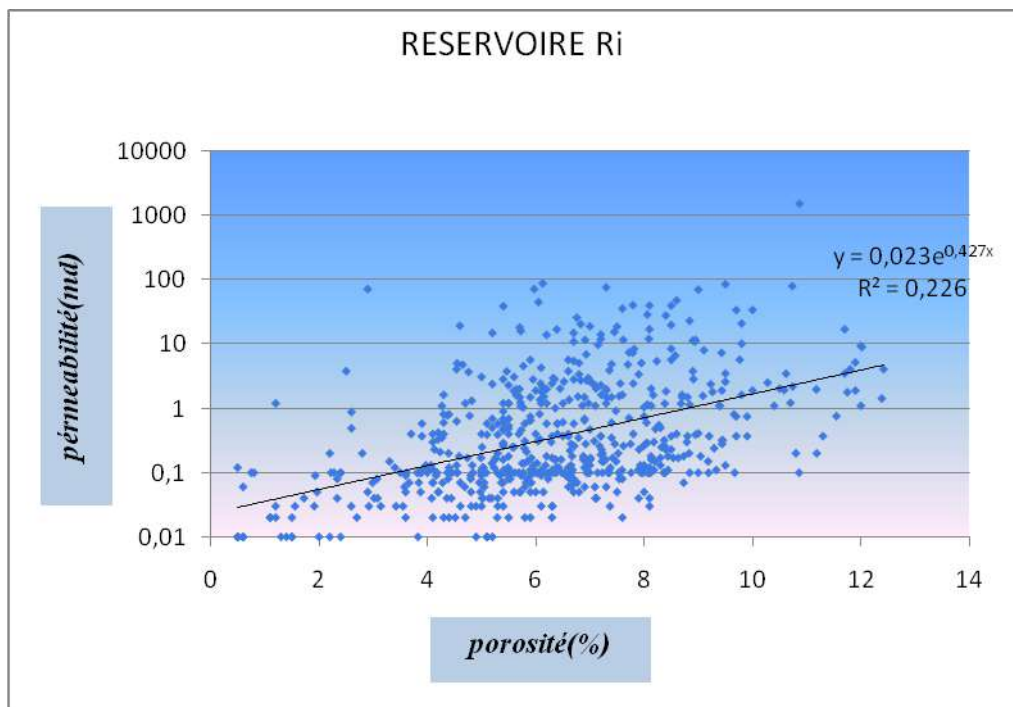


Fig.14- Variation de la perméabilité en fonction de la porosité de réservoirs Ri, Ra

IV- Conclusion

D'après l'interprétation des cartes et des histogrammes de porosité et de perméabilité, On peut conclure que le réservoir de El Gassiest hétérogène a cause de la faible relation entre la porosité et la perméabilité. La perméabilité n'est pas contrôlée par la porosité donc on peut dire que cette hétérogénéité, a cause de la fracturation, joue un rôle primordial dans l'amélioration ou la diminution de la qualité de réservoir (porosité, perméabilité).

L'effet de la fissuration apparaît plus sur la perméabilité que sur la porosité où on voit une amélioration au niveau des puits GS18, GS21, GS24 dans le réservoir Ra et les puits GS15, GS12 dans le réservoir Ri .

CONCLUSION GÉNÉRALE

Conclusion Générale

D'après l'interprétation des histogrammes des fréquences relatives de porosité et de perméabilité, On peut conclure que le réservoir de El Gassiest hétérogène a cause de la faible relation entre la porosité et la perméabilité. La perméabilité n'est pas contrôlée par la porosité donc on peut dire que cette hétérogénéité, a cause de la fracturation, joue un rôle primordial dans l'amélioration ou la diminution de la qualité de réservoir (porosité, perméabilité).

L'effet de la fissuration apparaît plus sur la perméabilité que sur la porosité où on voit une amélioration au niveau des puits GS18, GS21, GS24 dans le réservoir Ra et les puits GS15, GS12 dans le réservoir Ri.

D'après l'interprétation des cartes de isoporosité et de isoperméabilité montrent que le réservoir d'El Gassi est caractérisé par des faibles valeurs de paramètres pétrophysiques ne dépassent pas les 8.5% pour la porosité et les 2 md pour perméabilité dans réservoir Ri ,et dans le réservoir Ra ne dépassent pas les 10% pour la porosité et les 4 md pour perméabilité. .

.D'une manière générale l'évolution de la porosité est croissante vers le SUD-EST du champ, et le NORD-EST par contre au centre on observe une décroissance

L'étude pétrophysique dans les réservoirs Ri et Ra, a révélé une distribution hétérogène de la porosité ainsi que de la perméabilité au niveau de ces deux réservoirs. En effet, le champ présente trois secteurs essentiels susceptibles d'être des zones de bonne production :

- ✓ Le secteur Sud et Sud-Est concernant le réservoir Ri.
- ✓ Le secteur Sud-Est concernant le réservoir Ra.

Bibliographie

ALAIN F., JEAUN-FRANCOIS R(2003). « Dictionnaire de Géologie. (5^{emé} édition)».

BEICIP FRANLAB (2003). «Structural Analysis and Fracture Analysis on GEA Area».

PERRODON A (1985). « Géodynamique Pétrolière, Genèse et Répartition des Hydrocarbures».

ROBERT T., ALLAN R(2003). «-E1 Gassi Field Général Stratigraphy ». Entreprise SONAHCESS.

SONAHCESS (2003). «E1 Gassi Field Général Stratigraphy and geology».

SONAHCESS (2005). « Rapport des caractéristiques structurale de la région d'el Gassi».

SONATRACH (1990). «Synthèse Géologique et Intérêt Pétrolier du Bloc 43 Ib dans les Objectifs cambro-ordovicien ».

SONATRACH (2007). « Rapport d'implantation des puits dans la région D'ELGASSI».

WEC (2007). « La géologie pétrolière de l'Algérie ». In Sonatrach – Schlumberger Well Evaluation Conference - Algérie 2007, p. 16 – 18, Édité par Schlumberger, 2007.

YOUSSEF K. (Mars 1985). «<<Critères paléotectonique de la Recherche en Hydrocarbures des réservoirs du cambro-ordovicien de la Région El Agreb-El Gassi>>. SONATRACH.

Résumé

Les réservoirs cambriens Ri et Ra du champ El Gassi, sont considérés comme étant les réservoirs principaux. Ce sont des réservoirs caractérisés par une hétérogénéité assez forte liée d'une part à la géométrie des corps gréseux et d'autre part aux phénomènes tectoniques très importants. Ces dernières ont générés des failles ainsi qu'une fracturation influant sur les qualités de réservoir.

L'étude pétrophysique dans les réservoirs Ri et Ra, a révélé une distribution hétérogène de la porosité ainsi que de la perméabilité au niveau de ces deux réservoirs.

Mots clés : Réservoir cambriens Ri et Ra, porosité, perméabilité, El Gassi.

Abstract

Cambrian reservoirs Ri and Ra of El Gassi field are considered the main reservoirs. These reservoirs are characterized by a relatively high heterogeneity due partly to the geometry of sandstone and very important tectonic phenomenon. These have generated faults and a fracturing affecting reservoir quality.

The petrophysical study in reservoir Ri and Ra , revealed a heterogeneous distribution of the porosity as well the permeability at the level of these two reservoirs.

Key words : Cambriens Réservoir Ri and Ra, porosity, permeability, El Gassi.

ملخص

تعتبر خزانات الكمبري Ri و Ra لحقل قاسي، اهم الخزانات الرئيسية. هذه الخزانات تتميز بعدم تجانس عاليا نسبيا ويرجع ذلك جزئيا إلى هندسة جسم الحجر الرملي وكذلك الظواهر التكتونية في غاية الأهمية. ولدت هذه العيوب والكسور، وتؤثر على نوعية الخزان. الدراسة البتروفيزيائية في Ri و Ra ، كشفت عن وجود توزيع غير متجانس من المسامية والنفاذية في هذه الخزانات الاثنين.

الكلمات المفتاحية:خزان الكمبري Ri و Ra، المسامية ، النفاذية، القاسي.