

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

Département des Sciences de la Terre et de l'Univers.



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

En Vue De L'obtention Du Diplôme de Master en Géologie

Option :

Géologie pétrolière

THEME

Synthèse géologique et étude géostatistique des réservoirs Cambriens de la zone « Up Side » Nord de champ de Hassi Messaoud (Sud Algérien).

Soutenu publiquement par :
BENMERIEM Rahil

Le 04/06/2016

Devant le jury :

Président : *Mr. HACINI Messaoud*

Promoteur : *Mme. SAHRI Leila*

Examineur : *Mr. MEDJANI Fathi.*

Professeur Univ.Ouargla

M. A. A Univ. Ouargla

M. C. B Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2015/2016

Dédicaces

Je dédie humblement ce mémoire :

*À tous ceux qui m'ont orientée durant toute ma vie
Et qui ont su me montrer le droit chemin,
À ceux qui m'ont apporté amour, encouragement et,
Compréhension pour mener à bien mes études.*

Mes très chers parents :

Source de mon courage et mon inspiration.

Mes grands-parents que dieu me les garde.

Mes deux frères Hamza et Islam.

Ma sœur charmante Safa.

Mon chère amie Imène. À toute ma famille, et mes amies

Et mes aimables collègues d'études.

BEN MERJEM Rahil



Remerciements

Nous remercions Allah le tout puissant de nous avoir donné la santé et la volonté d'entamer et de terminer ce mémoire.

Tout d'abord, ce travail ne serait pas aussi riche et n'aurait pas pu voir le jour sans l'aide et l'encadrement de Mme SAHRI LILA nous la remercions pour la qualité de son encadrement exceptionnel, pour sa patience, sa rigueur et sa disponibilité durant la préparation de ma mémoire de fin d'étude.

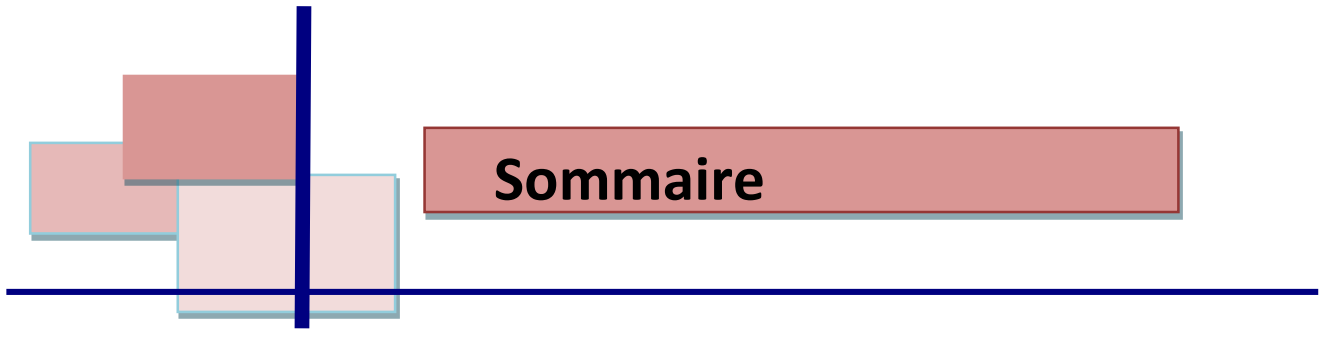
Je tiens à le remercier aussi le membre du jury pour tous ses conseils.

Je tiens également à remercier tous les enseignants qui m'ont accompagné durant les études en particulier : Mr. MAZZOUZI A et Mr. KECHICHED. R.

Nos remerciements aussi Mr MOSTAFA ATAOUAT, notre encadreur de recherche au niveau de stage pratique, d'une période de 1 mois dans la société nationale « SONATRACH » de nous avoir confié la réalisation de cette étude et témoigné sa vive confiance

Nos remerciements vont également à tous les personnels du département géologie notamment : Boublal Belkheir. Bennacer Djafer. Abdou Abdelkader. Khelil Mehamed Salah. Ben Ali Brahim. Belkacem Abdelouahab. Mme faisa et Mr Amine Pour leur sympathie, leur gentillesse et leur disponibilité.

Enfin nous tentons à remercier tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail.



Sommaire

- Dédicace
- Remerciements
- Sommaire
- Liste des tableaux
- Liste des figures
- Liste des abréviations

INTRODUCTION GENERALE 01

Préambule.
Choix du sujet et problématique.

Chapitre I : « But et Méthodologie du travail »

I.1 BUT DE TRAVAIL	03
I.2 METHODOLOGIE	03
I.2.1 Les données utilisées	03
I.2.2 Logiciel utilisé	03
I.2.3 Choix de la zone d'étude	04
I.2.4 Choix des puits	04

Chapitre II : « Géologie régionale et locale »

INTRODUCTION	07
II.1 GEOLOGIE REGIONALE	07
II.1.1 Situation géographique	07
II.1.2 Cadre géologique	08
II.1.3 Lithostratigraphie	09
II.1.4 Tectonique	13
II.1.5 Aspect pétrolier	15
a. Principaux roches mères	15
b. Différentes roches réservoirs	15
c. Roches couvertures	16
d. Types des pièges	17
e. Migration des hydrocarbures	17
II.2 GEOLOGIE LOCALE	18
II.2.1 Situation géographique de la zone d'étude	18
II.2.2 Description structurale	18
II.2.3 Description de réservoir Cambrien	18

II.2.4 Les différents puits implanté dans la zone d'étude	19
II.2.5 Coupe géologique et essai de corrélation entre les puits	20
a. 1ère axe de la direction N-S	20
b. 2ème axe de la direction E-W	22
II.2.6 Analyse de plan d'eau	24
CONCLUSION	24

Chapitre III : « Synthèse géologique »

INTRODUCTION	26
III.1 ETUDE SEDIMENTOLOGIQUE	26
III.1.1 Description des carottes	26
a. Description de drain « D2 » avec une épaisseur de 16m de 3419 à 3435m	26
b. Description de « ID » avec une épaisseur de 30m de 3435à 3465m	27
c. Description de niveau « D1 » avec une épaisseur de 27m de 3465 à 3492m	28
d. Description de la zone de passage entre 3492à 3499m (7m)	29
e. Description de niveau « R2» avec une épaisseur de 59m de 3499à 3540m	29
III.2 ETUDE STRUCTURALE	30
III.2.1 Analyse des cartes structurales	30
a. Carte en isobathe au toit de La discordance	30
b. Carte en isobathe au toit de niveau R2ab	31
III.2.2 Analyse de fracturation	32
a. Analyse de fracturation à partir des carottes	32
b. Analyse de fracturation à des résultats d'imagerie	33
III.3 SYNTHESE GEOLOGIQUE	40
III .3.1 Analyse et discussion des résultats obtenus	40
III.3.1 Essai de réalisation d'un modèle géologique sur la zone d'étude	43
CONCLUSION	43

Chapitre IV : « Etude géostatistique »

INTRODUCTION	45
IV. 1 THEORIE ET METHODOLOGIE	45
IV.1.1 traitement statistique des données pétrophysiques	45
IV.1.2 Variographie	45
IV.1.3 Estimation géostatistique	47
IV.2 ANALYSE ET DISCUSSIONS DES RESULTATS	48
IV.2.1 Analyse des données monovariées	48
IV.2.2Analyse des données bivaries.	52
IV.2.3 Analyse des variogrammes expérimentales.	54
IV.2.4 Analyse des cartes des isovaleurs des paramètres pétrophysiques	57
CONCLUSION	60

LISTE DES TABLEUX

Chapitre I :

Tableau.01 : Coordonnées et informations sur les puits choisis pour le traçage des coupes et des corrélations diagraphiques.

Tableau.02 : Représente le nombre de puits carottés et le nombre des puits effectués par l'opération d'imagerie.

Tableau.03 : Coordonnées et des informations sur les puits choisis pour la synthèse géologique.

Chapitre II :

Tableau.04 : Représente les différentes phases tectoniques de champ de Hassi Messaoud.

Tableau.05 : Représente les différentes roches mères de champs de Hassi Messaoud.

Tableau.06 : Représente la subdivision de réservoir cambrien en 03 zones.

Tableau.07 : Représente l'unité III du réservoir ordovicien.

Tableau.08 : Représente les 02 roches couvertures de Hassi Messaoud.

Tableau.09 : Le plan d'eau théorique et réel des puits étudiés.

Chapitre III :

Tableau.10 : La lithologie observée au niveau de puits OMG812.

Tableau.11 : Les structures sédimentaires et organiques observées au niveau de puits OMG812.

Tableau.12 : Autre observation au niveau de puits OMG812.

Chapitre IV :

Tableau.13 : Nombre des données utilisées dans le traitement statistique des paramètres pétrophysiques.

Tableau.14 : Le traitement statistique des paramètres pétrophysiques de chaque drain réservoir.

Tableau.15 : Analyse des courbes de corrélation entre la porosité et la perméabilité.

Annexe :

Tableau.16 : Traitement statistique de données monovariées.

LISTE DES FIGURES

Fig.1 :	Carte de situation géographiques de champ de Hassi-Messaoud.....	07
Fig.2 :	Carte représente les limites géologiques de champ de Hassi-Messaoud.....	08
Fig.3 :	Coupe géologique traverssalle Ouest-Est de la structure de Hassi Messaoud au niveau du réservoir Cambro-ordovicien	09
Fig.4 :	Colonne stratigraphique type de champ de Hassi-Messaoud	10
Fig.5 :	La distribution des failles dans le champ de HMD.....	13
Fig.6 :	Présente la distribution des propriétés pétrophysiques des différents drains de réservoir cambrien au sien de champ du Hassi Messaoud.....	16
Fig.7 :	Types des pièges existant dans le champ de Hassi Messaoud	17
Fig.8 :	Carte de situation géographique de la zone d'étude.....	18
Fig.9 :	Plan de position des différentes puits implantées dans la zone d'étude.....	19
Fig.10 :	Coupe géologique traverssalle Nord-Sud de la zone d'étude.....	20
Fig.11 :	Corrélation diagraphique entre les puits « OMG842.OMG711.OMG832.OMG074 ».....	21
Fig.12 :	Coupe géologique traverssalle Est Ouest de la zone d'étude.....	22
Fig.13 :	Corrélation diagraphique entre les puits « OMG513.OMG61.OMG711.OMH31 ».....	23
Fig.14 :	Coupe de plan d'eau (N-S) de zone d'étude.....	24
Fig.15 :	Carte en isobathe au toit de la discordance hercynien.....	30
Fig.16 :	Carte en isobathe au toit de niveau R2ab.....	31
Fig.17 :	Observation des fractures sur carottes.....	32
Fig.18 :	Orientation de l'image sur puits verticale et horizontale.....	34
Fig.19 :	Images acoustique et électrique en face de différents types de fractures.....	34
Fig.20 :	Les failles et les fractures.....	35
Fig.21 :	Direction des contrainte minimal et maximal (Break out).....	35
Fig.22 :	Les breakouts sur l'imagerie.....	35
Fig.23 :	Position de puits OMG812 et les tops de réservoir traversé par l'outil d'imagerie.....	36
Fig.24 :	Rosace des contraintes, forme des parois de trou et les breakout (OMG812).....	37
Fig.25:	(a) Position de puits OMLZ173, (b) Profile de déviation de puits OML173 de direction SE-NW (C) Les niveaux réservoirs traversé par le forage OMLZ173.....	38
Fig.26 :	Rosace d'orientation des breaks out et des fractures induits (puits OMLZ173).....	38
Fig.27 :	Exemple des brèches dont la faille est d'une direction E-W.....	39

Fig.28 : (A) Séquence lithologique au niveau de puits OMG812. (B) Schéma d'un système fluviale à chenaux en tresse et exemple d'une séquence de comblement.....	42
Fig.29 : Le modèle géologique.....	43
Fig.30 : Estimation du variogramme.....	46
Fig.31 : Représentation graphique d'un variogramme expérimentale.....	46
Fig.32 : Histogramme de porosité au niveau de D2.....	49
Fig.33 : Histogramme de porosité au niveau de l'ID.....	49
Fig.34 : Histogramme de porosité au niveau de D1.....	50
Fig.35 : Histogramme de perméabilité au niveau de D2.....	50
Fig.36 : Histogramme de perméabilité au niveau de l'ID.....	51
Fig.37 : Histogramme de perméabilité au niveau de D1.....	51
Fig.38 : profile de corrélation entre Porosité-Perméabilité dans le D2, ID, D1.....	53
Fig.39 : Variogramme de porosité au niveau de D2.....	54
Fig.40 : Variogramme de porosité au niveau de l'ID.....	54
Fig.41 : Variogramme de porosité au niveau de D1.....	55
Fig.42 : Variogramme de porosité au niveau de D2.....	55
Fig.43 : Variogramme de porosité au niveau de l'ID.....	56
Fig.44 : Variogramme de porosité au niveau de D1.....	56
Fig.45 : (A) Carte iso-porosité, (B) Carte en iso-perméabilité au niveau de D2.....	57
Fig.46 : (A) Carte iso-porosité, (B) Carte en iso-perméabilité au niveau de l'ID.....	58
Fig.47 : (A) Carte iso-porosité, (B) Carte en iso-perméabilité au niveau de D1.....	59

LISTE DES ABREVIATION

HMD : Hassi Messaoud	QH : Quartzites El-Hamra
Ra : Réservoir anisométrique	DH : Discordance hercynien
Ri : Réservoir isométrique	FMI : Full bore Formation Micro Imager (Schlumberger). Outil d'imagerie.
Z_Alt : Zone d'alternance	OBMI: OIL BASE MICRO IMAGER (Schlumberger). d'imagerie électrique
AEG : Argile El-Gassi	UBI : Ultrasonic Borehole Imager (Schlumberger). Outil d'imagerie
GEA : Grés d'El-Atchen	CBIL: Circum ferential Borehole Imaging.

*INTRODUCTION
GENERALE*

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Après la révolution industrielle la majorité des pays de monde utilisent le pétrole comme une source principale d'énergie. Dans cet effet les sociétés françaises commence la recherche et l'exploration des hydrocarbures dans le sous-sol Algérienne en 1956, cette découverte permet de la naissance de grand gisement de pétrole dans le champ de Hassi Messaoud.

Ce gisement géant est classé parmi les plus importantes et les plus complexes gisements d'Hydrocarbures en Algérie et dans le monde, en raison de sa richesse et de sa production des huiles légères dans plusieurs niveaux réservoirs liées aux grés quartzitiques fissurés de Cambro-ordovicien.

La présente d'étude est réalisée dans le cadre d'une convention effectuée entre « *la faculté des hydrocarbures et des énergies renouvelables et des sciences de la terre et l'univers* et la division *Engineering and Production*(EP), dans le but de réalisé une synthèse géologique et une étude géostatistique sur la zone up side.

CHOIX DU SUJET ET PROBLEMATIQUE

En raison de la chaut des prix du Baril du pétrole, ces jours l'Algérie a suivi une politique d'austérité, Donc il faut exploiter le maximum des hydrocarbures pour couvrir l'ensemble des besoins économiques. Dans cet axe la société Sonatrach à intensifier ses efforts à partir de la réalisation des études encore sur les sites mal connu comme celui la « zone up-side » nord de champ de Hassi Messaoud. Où le réservoir Cambrien « Ra » est considéré comme le principal objectif pétrolier dans ce champ, cependant la plupart des forages implantées au niveau de la zone d'étude n'ont pas donné des bons résultats sur la répartition des paramètres pétrophysiques et l'extension de ce réservoir.

CHAPITRE I :

« *But et Méthodologie du travail* »

I.1 BUT DE TRAVAIL

Notre travail a été réalisé dans le but de mieux connu la zone « Up Side » dans tous les directions : sa situation géographique, la position des différents puits implantés dans ce secteur, Caractérisation de réservoir du point du vue sédimentologique, structurale, variation des paramètres pétrophysique à l'aide des méthodes géostatistiques.

I.2 METHODOLOGIE

Pour arriver aux objectifs cités au-dessus on utilise une méthodologie complémentaire à travers les 04 chapitres suivants :

- But et Méthodologie de travail.
- Géologie régionale et locale.
- Synthèse géologique « Etude sédimentologique et Structurale ».
- Etude géostatistique des paramètres pétrophysique.

Et enfin une conclusion générale qui sera à notre appréciation le vif de notre étude.

➤ Ces chapitres sont orientés selon la méthodologie suivant :

- Présentation du Champ de Hassi Messaoud de point de vue géologique, stratigraphique et tectonique.
- Présentation de notre zone d'étude qui situé dans la partie centrale de la zone up side Nord de Champ de Hassi Messaoud.
- La réalisation d'une synthèse géologique, et l'établissement d'un modèle géologique basé sur les études suivant :
 - ✓ Etude sédimentologique, à partir de la description des carottes, pour définir les principaux faciès, et les différents environnements de dépôt.
 - ✓ Etude structurale, basé sur l'interprétation des cartes isobathe et l'analyse de fracturation.
- Etude géostatistique des paramètres pétrophysiques, qui permis de déterminer les meilleurs niveaux à exploiter.

I.2.1 Les données utilisées

Pour la réalisation de cette étude nous avons utilisé plus de 20 forages, dont (07 puits) sont utilisés pour les corrélations diagraphiques et les coupes géologiques, et (02 puits) pour la synthèse géologique, on va employer l'ensemble de ces puits pour réaliser l'étude géostatistique des paramètres pétrophysiques. Le choix de ces puits s'est fait par rapport aux données mises à notre disposition de point de vue disponibilité des carottes et de l'imagerie.

I.2.2 Logiciel utilisé

La compagnie de service pétrolier SCHLUMBERGER a développé un pro-logiciel « Petrel » de grande performance basé sur Windows pour la visualisation 3D, cartographie 3D, la modélisation, et la simulation du réservoir 3D. (Nacer. C. Djerioui. T. 2014)

Le Petrel est travaillé avec un système des projets (par exemple le projet de HMD, HGA ...etc.), avant la réalisation de ces projets il faut importer les datas. Les premières données à être chargées sont ceux des puits, c'est-à-dire les coordonnées géographiques (X, Y) ou /et UTM, les données de la déviation (dans le cas des puits horizontaux et les puits en short radius), les toits (tops) des formations traversées par le forage, les données de sismique, des carottes, et d'imagerie ainsi que les logs diagraphique. Une fois toute les données importées, on peut faire plusieurs taches tel que :

1. La réalisation des coupes géologiques.
2. Elaboration des corrélations diagraphiques entre les puits.
3. Le traçage des cartes en 2D :
 - Les cartes de positionnement (implantation et localisation des différents puits).
 - Les cartes d'alignement (sont des cartes structurales possède tous les failles).
 - Les cartes isoaleurs (isobathe, isopaque, iso porosité, isoperméabilité, iso saturation, et isoargilisé...ets).
4. Création des modèles en 3D :

La modélisation : géologique, stratigraphique, structurale, sédimentologique des facies, pétrophysique.

I.2.3. Choix de la zone d'étude

On a choisi la zone "Up-Side" nord de champ de *Hassi-Messaoud* comme un secteur de notre étude car elle est peu explorée et mal connue par rapport aux autres zones.

I.2.4. Choix des puits

✚ Pour les coupes géologiques et les corrélations diagraphiques on a choisi (07) puits verticaux, selon leur position dans la zone d'étude.

Tableau.1 Coordonnées et information sur les puits choisi pour le traçage des coupes et des corrélations

PUITS	Coordonnées (UTM) ou (LSA)	Altitude (Zt)	Total Depth (TD)
OMG 513	X=787500.00 /Y=3535185.8	174m	3536m
OMG 61	X=817385.31 /Y=151088.01	173.28m	3922.5m
OMG 711	X=789624.01 /Y=3534680.2	179m	3260m
OMG 74	X=790449.064/ Y=3538506	179m	3473m
OMG 832	X=819252.16 / Y=154284.9	175m	3536m
OMH 31	X=823791 / Y=151250	150m	3473m
OMK 842	X=819040.38 /Y=145328.1	173m	3392m

✚ Pour la synthèse géologique, le choix des puits se fait selon la disponibilité des carottes, Car elle permet de l'observation directe des terrains forés dans le but de détecter l'orientation des fracturations et des fissurations de la zone et de déterminé les types de stratification et le milieu de dépôt ainsi que les différentes structures sédimentaires existantes. En oublier pas la disponibilité des données de l'imagerie. Dans notre secteur d'étude il y a (13) puits carottées et (15) puits effectuées par l'opération de l'imagerie :

Tableau.2 Présente le nombre de puits carottés et le nombre des puits effectués par l'imagerie

L'OPERATION	NOM DES PUIITS
Carottage	OMG832- OMG723- OMG812- OMG711- OMG503- OMG61-OML16- OML35- OMK55- OMK842- OMK57- OMH31- OMH13.
Imagerie	OMG 812- OMG711- OMLZ173- OMLZ473 -OMLZ262-OMLZ351- OMLZ233- OMKZ751- OMKZ822-OMKZ83 - OMK842- OMK55- OMKZ56- OMKZ64- OMKZ36.

On note que :

✚ L'étude sédimentologique est basée sur la description des carottes extrait au sien de puits « OMG812 ».

✚ L'étude structurale est rebase sur l'analyse de fissuration au niveau de deux puits : Dont le premier puits est vertical « OMG812 » et le deuxième puits est horizontale « OML173 ».

Tableau.3 Des coordonnées et des informations sur les puits choisi pour la synthèse géologique

PUIITS	Coordonnées (UTM)	Altitude (Zt)	Total Depth (TD)
OMG812	X : 819207.57 Y : 152235.43	178m	3483m
OML173	X : 821134.87 Y : 149732.01	146m	4332m

✚ Pour l'étude géostatistique il faut que le nombre des puits dépassé le 20 et nous avons proposé 25 puits pour atteindre notre objectif. Le choix de ces puits fait selon la disponibilité des données pétrophysique.

CHAPITRE II :

« Géologie Régionale et Locale »

INTRODUCTION

La plateforme saharienne appartient au Craton Nord-africain, elle comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire, structurée au Paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des zones hautes.

Le bassin d'Oued Mya est situé au Nord de la plate-forme Saharienne il l'un des bassins les plus riches en hydrocarbure dans Algérie ; il est renforme plusieurs gisement d'huile et de gaz comme le gisement géant de Hassi Messaoud, qui produisant des huiles légères à partir des grès quartzitique fissuré liées au système Cambro-ordovicienne. (CHIHI.R et KASMI. K.2013). Notre secteur, localisé dans le nord de ce champ, et fait partie de la zone "UP SIDE"Dite aussi "L'HORS ZONE NORD".

II.1 GEOLOGIE REGIONALE

II.1.1 Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud est situé à 650 km de la côte méditerranéenne et à 280 km au Sud-Est du gisement de gaz-condensat de Hassi R'Mel et à 350 km à l'Ouest de la frontière tunisienne. Par rapport aux autres gisements, le champ de Hassi Messaoud est limité :

- ✓ **Au Nord-Ouest** ; par les gisements de Ouargla (Guelala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui).
- ✓ **Au Sud-Ouest** ; par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- ✓ **Au Sud-Est** ; par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar. (**Fig.1**)En trouve ce gisement dans la partie Nord du Sahara Algérienne entre les méridiens 5°30'et 6°30'Est, et les parallèles 33°50' et 31°40' Nord. Il couvre une superficie d'environ4200 Km²et une altitude moyenne de 142 m.(**DAHA. B. 2008**)

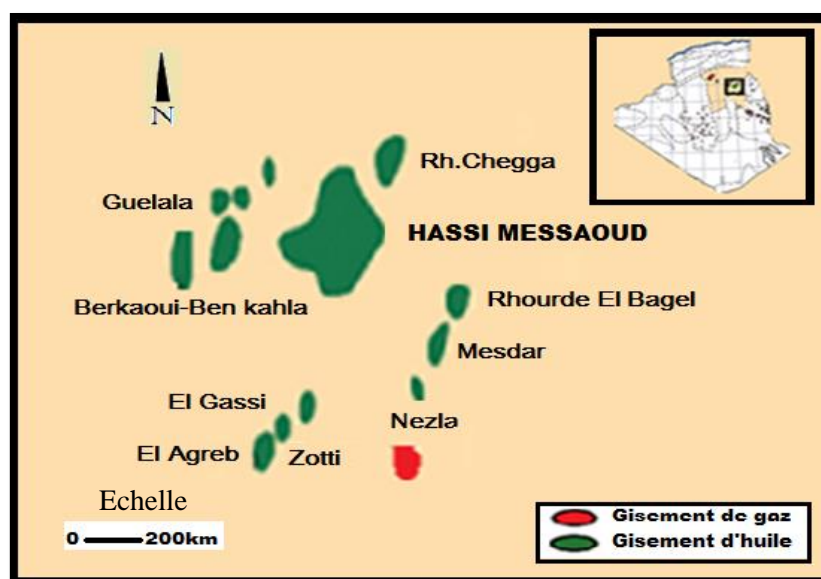


Fig.1 : Situation géographiques de champ de Hassi-Messaoud (Rapport d'implantation. Sonatrach 2012 -modifier-)

II.1.2 Cadre géologique

Le gisement de HassiMessaoud est situé au sein de la plate-forme triasique, sur le haut fond Amguid, Il est limité géologiquement ;(Fig.2).Au Nord par la structure Djamaâ-Touggourt, au Sud par le môle d'Amguid El Biod, à l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames et à l'Ouest par la dépression d'OuedMya. (DAHA. B.2008)

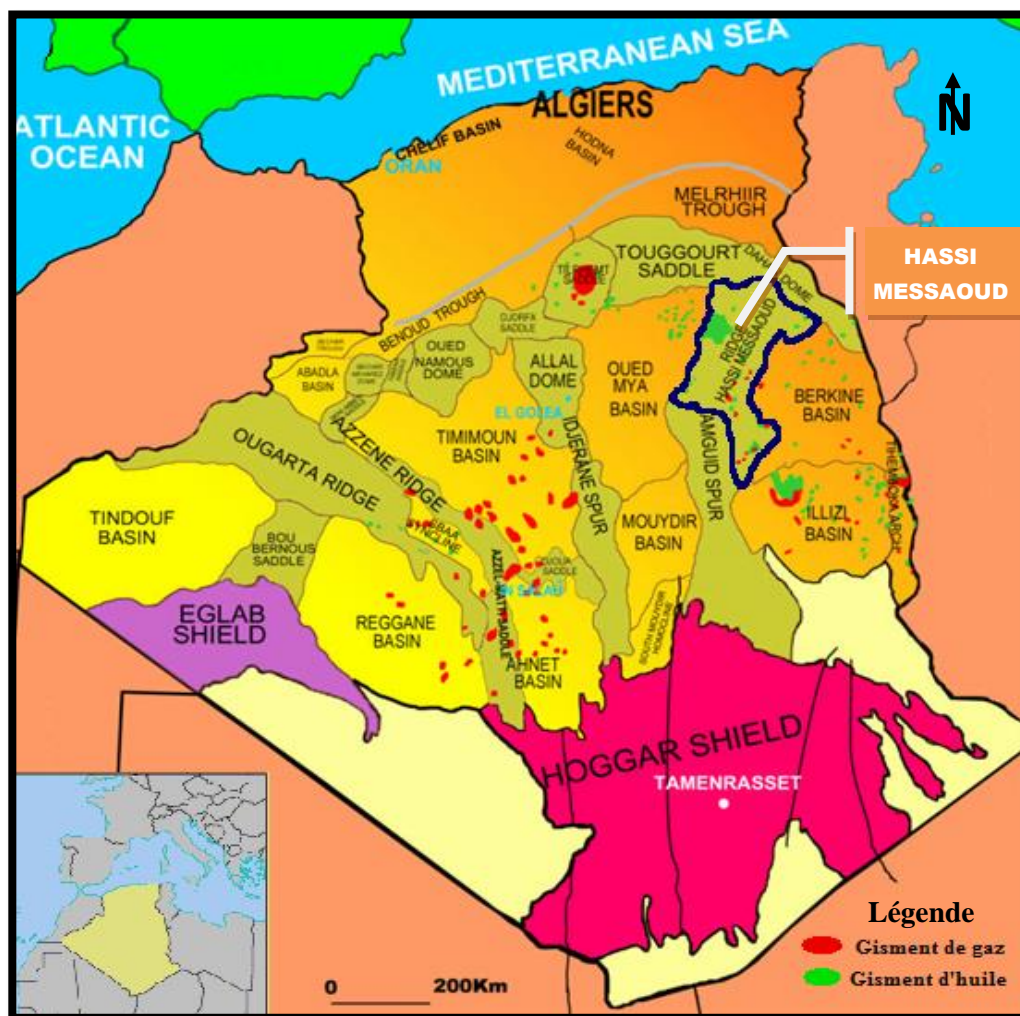


Fig.2 : Carte représente les limites géologiques de champ de Hassi-Messaoud.
(LHLOUH. I. 2009)

La coupe géologique générale du champ de Hassi Messaoud de direction Est-ouest. (Fig.3) Montre que : La structure de ce champ, se présente comme un vaste dôme anticlinal aplati de direction générale « Nord-est, Sud-ouest ». Dans cette structure, une bonne partie de la série géologique est absente sous l'effet de la discordance hercynienne, cette dernière supprime tout témoin de l'histoire géologique pendant 200 millions d'années. Et lorsqu'en ayant vers la périphérie de champ la série devient plus complète. (Wec 2007 modifié).

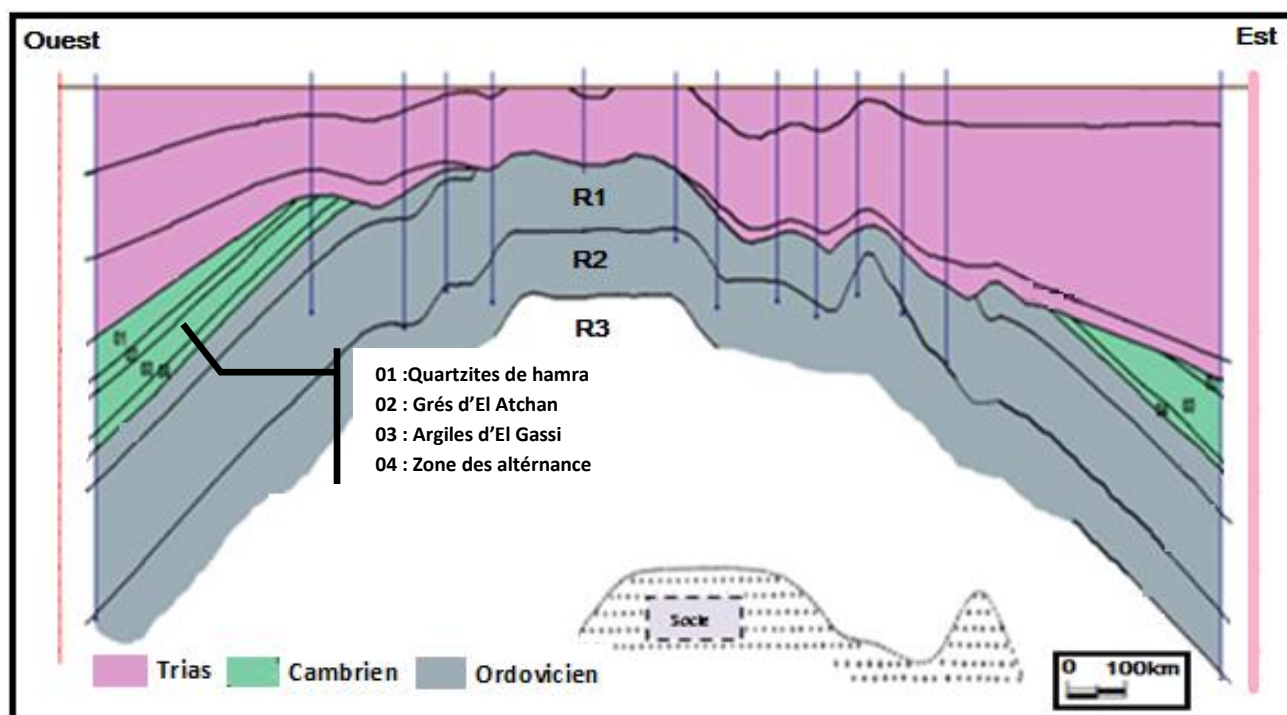


Fig.3 : Coupe géologique traverssiale Ouest-Est de la structure de Hassi Messaoud au niveau du réservoir Cambro-ordovicien (LEKHOUA A et REKABI E.2012)

II.1.3 Lithostratigraphie

On observe c'est dessus, la coupe stratigraphique générale de champ de Hassi Messaoud (**Fig.4**) et on remarque les points suivant :

- ✓ La série stratigraphique de ce champ n'est pas complète, elle est marquée par l'absence des certains termes de paléozoïques (*silurien, dévonien, carbonifère et permien*).
- ✓ Les dépôts de paléozoïque reposant en discordance sur un socle granitique C'est la discordance panafricaine.
- ✓ Le trias est transgressif est repose en discordance hercynien sur le paléozoïque.
- ✓ Le cénozoïque est représenté par une série détritique mio-pliocène.

Description des unités lithostratigraphique

- De la base au sommet on distingue :

➤ PROTEROZOÏQUE

1. **Le socle** : Formé essentiellement par des granites porphyroïdes roses.

➤ PALEOZOÏQUE

1. **L'Infracambrien** : il est composé de grès argileux rouges d'épaisseur de 45m.
2. **Le Cambrien** : il est constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés par de passées de siltstones argilo-micacés. Il est subdivisé en de 04 termes, En écrire de bas en haut :

ERE	SYST	ETAGES	Ep moy	DESCRIPTION		
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE <i>discordance alpine</i>	240	Sable, calcaire, marne sableuse		
		EOCENE	120	Sable, calcaire à silex		
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite	
			ANHYDRITIQUE	219	Anhydrite, marne, dolomie	
			SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite	
		TURONIEN	90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux		
		CE NOMANIEN	145	Anhydrite, marne, dolomie		
		ALBIEN	350	Grés, sable avec intercalations d'argile silteuse		
		APTIEN	25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire		
		BARREMIEN	280	Argile, grés, dolomie		
		NEOCOMIEN	180	Argile, marne, dolomie, grés		
		JURASSIQUE	MALM		225	Argile, marne, calcaire, grés et traces d'anhydrite
	DOGGER			ARGILEUX	105	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grés
			LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise	
	LIAS		L.D 1	65	Dolomie, anhydrite, argile	
			L.S 1	90	Alternances sel, anhydrite et argile	
			L.D 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline	
			L.S 2	60	Alternances sel et argile	
			L.D 3	30	Alternances de dolomie et de marne	
	TRIAS		SALIFERE	TS 1	46	Alternances de sel, d'anhydrite et de dolomie
				TS 2	189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
		TS 3		202	Sel massif et traces d'argile	
		ARGILEUX	113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite		
		GRESEUX	35	Grés, argile		
		ERUPTIF <i>discordance hercynienne</i>	0.92	Andésites altérées		
		PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA	75	Quartzites fines avec traces de tigillites
	GRES D'EL ATCHANE			25	Grés fins à ciment argileux, bitumineux	
	ARGILES D'EL GASSI			50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolites	
	ZONE DES ALTERNANCES			20	Alternance de grés et argile. Présence de tigillites	
	CAMBRIEN		Ri	50	Grés isométriques, fins, silteux	
Ra			120	Grés à grés quartzitiques anisométriques à niveaux de silts		
R2			100	Grés moyens à grossiers à ciment argileux illitique		
R3			300	Grés grossier à ciment argileux, argile silteuse		
INFRA-CAMBRIEN	45		Grés argileux rouges			
S O C L E				Granite porphyroïde rose		

Objectif pétrolier

Fig.4 : Colonne stratigraphique type de champ de Hassi-Messaoud (Document sonatrach.2008)

- ✓ **Le R3** : Son épaisseur moyenne (300 m). Constitue par des grès feldspathiques et micacés grossiers avec des passées d'argiles silteux.
- ✓ **Le R2** : Son épaisseur moyenne (100 m). Formé de grès moyens à grossiers à ciment argileux avec des passées de siltstones.
- ✓ **Le Ra** : D'Est en Ouest, son épaisseur varie de (90 à 160 m). Formé par des grès quartzitiques anisométrique mal classés à grains moyens à grossiers. Les stratifications sont obliques à entrecroisées parfois horizontales, on remarque la présence de tigillites dans la partie supérieure.
- ✓ **Le Ri** : Son épaisseur moyenne est de (42 mètres). Il se compose de grès quartzitiques de couleur grise beige isométrique grains fin à moyens bien classé.

3. L'Ordovicien : On distingue de la base au sommet quatre (4) unités lithologiques :

- ✓ **La zone des alternances** : (Epaisseur moyenne 20 m). Elle est formée de bancs de quartzites fins isométriques alternantes avec de nombreuses passées d'argiles indurées avec une certaine présence des tigillites.
- ✓ **Les argiles d'El-Gassi** : (Epaisseur moyenne 50 m). Elles sont composées d'argile schisteuse indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge.
- ✓ **Les grès d'El-Atchane** : (Epaisseur moyenne varie entre 12 à 25 m). Ce sont des grès fin à très fin de couleur gris-beige à gris-sombre.
- ✓ **Les quartzites de Hamra** : (Epaisseur moyenne 75 m). Ce sont des quartzites fins compacts parfois fissurés, les intercalations sont rares.

➤ MESOZOÏQUE

1. Le Trias : est formé par :

- ✓ **Le Trias argileux gréseux** : (Epaisseur de 35 m) Il est constitué de grès fins à moyens à ciment argileux, de couleur grise à noir.
- ✓ **Le Trias salifère** : (épaisseur de 350 m) Présente se forme des bancs de sels massifs (Halite). Il est subdivisé en trois termes : Le Trias salifère « S₃ », « S₂ », « S₁ ».

2. Le Jurassique : il est composé des dépôts argilo-gréseux à intercalation de calcaires au sommet et une alternance de faciès lagunaire et marin à la base. Sa puissance est d'environ 850m, il comprend les séries suivantes :

- ✓ **Le Lias** : D'une épaisseur moyenne de 300 m, il est subdivisé en cinq niveaux distincts :
 - a. Le Lias dolomitique 3
 - b. Le Lias Salifère 2 (LS2)
 - c. Le Lias Dolomitique 2 (LD2)
 - d. Le Lias Salifère 1 (LS1)
 - e. Le Lias Dolomitique 1 (LD1)

- ✓ **Le Dogger** : D'une épaisseur moyenne de 310 m, il est subdivisé en deux parties :
 - a. Le Dogger lagunaire : D'une épaisseur moyenne de 210 m, il est représenté par des anhydrites et des dolomies avec quelques niveaux argileux.
 - b. Le Dogger Argileux : Sur une épaisseur moyenne de 100 m, il est constitué d'argiles silteuses à ciment argileux carbonaté.
- ✓ **Le Malm** : D'une épaisseur moyenne de 226 m, il est constitué de dépôts marneux et argileux.

3. Le Crétacé : il est composé de :

- ✓ **Le Néocomien** : (Épaisseur moyenne 182 m). Il commence par des dépôts d'argiles avec des fines passées des grés, et se termine par un faciès dolomitique.
- ✓ **Le Barrémien** : (Épaisseur moyenne 280 m). Formé par des faciès argileux avec des passées de sable et des grés, avec quelques plaques d'anhydrite intercalées dans les niveaux argileux.
- ✓ **L'Aptien** : (Épaisseur moyenne 25 m). Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux.
- ✓ **L'Albien** : (Épaisseur moyenne 360 m). Il est constitué de grés et de sables fins avec des intercalations d'argiles silteuses. Il renferme une très importante nappe aquifère d'eau douce.
- ✓ **Le Cénomaniens** : (Épaisseur moyenne 145 m). Il correspond à une alternance de niveaux marneux, dolomitiques, calcaire et d'anhydrite.
- ✓ **Le Turonien** : (Épaisseur moyenne 122 m). Ce sont des formations carbonatées, constituées de calcaire, craie, de dolomies et quelques niveaux argileux.
- ✓ **Le Sénonien** : (Épaisseur moyenne 460 m). Il est constitué de deux types de formations :
 - a. Sénonien lagunaire (350m).
 - b. Sénonien carbonaté (107 m).

➤ CENOZOÏQUE :

1. **L'Eocène** : (Épaisseur moyenne 120 m). Il est représenté par des calcaires dolomitiques à Nummulites avec parfois des rognons de silex.
2. **Le Mio-pliocène** : (Épaisseur moyenne 240 m). Ce sont des formations sableuses à intercalations de bancs calcaires et de marnes sableuses, l'épaisseur de celui-ci est très variable avec la topographie actuelle de la région. (LOUIFI F.2006)

II.1.4 Tectonique

Le champ de Hassi Messaoud formé par une suite de horsts et de grabens limités par des failles allant dans une direction subméridienne (*Fig.5*) «Nord-Est – Sud-Ouest» ainsi que d'autres failles qui leurs sont perpendiculaires de direction «Nord-Ouest – Sud-Est» avec des cassures sans rejets qui ont eu un grand effet sur la fracturation du réservoir. (AMAR KHODJA. M et CHIKH. B.2010)

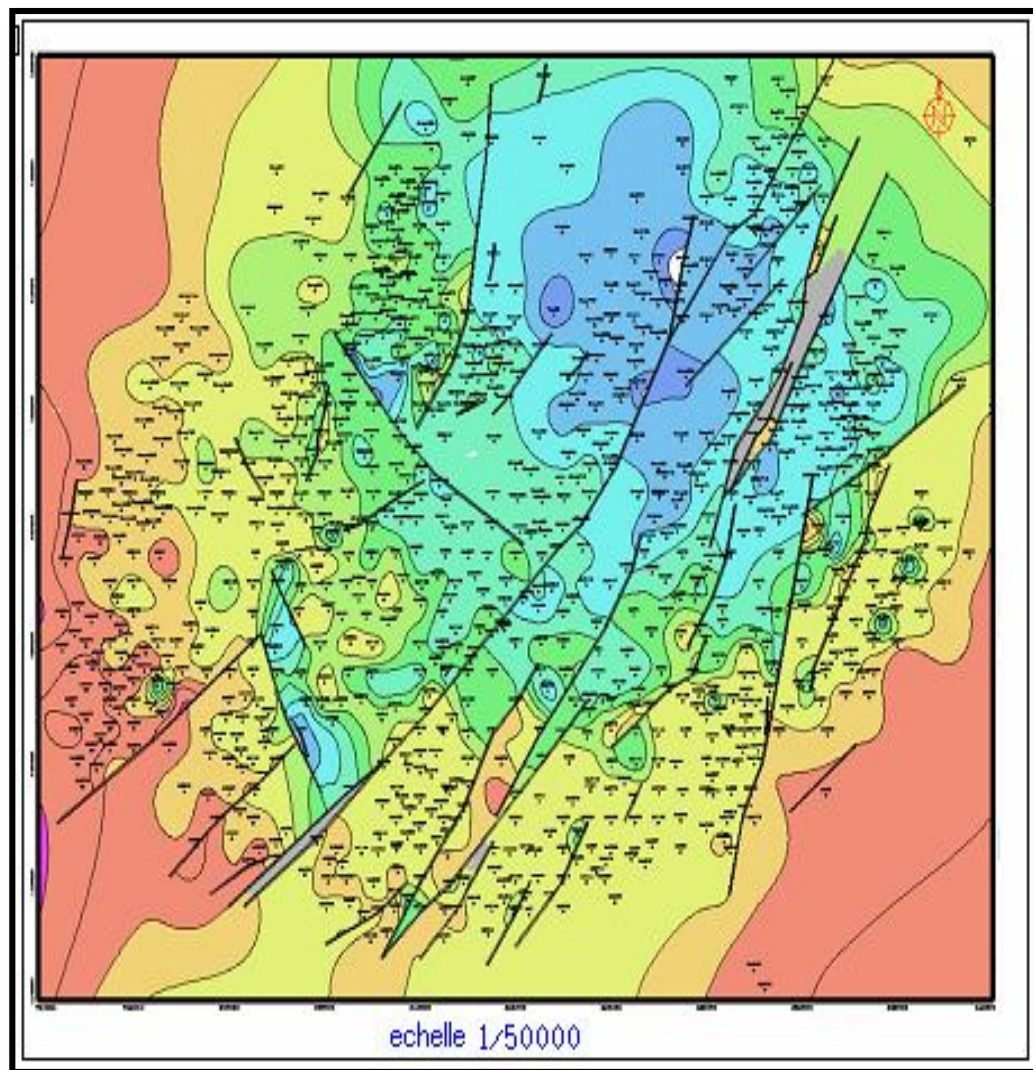


Fig5 : Carte en isobathe au niveau de champ de Hassi Messaoud montre la distribution des failles.

Le schéma structural de champ de Hassi Messaoud est le résultat d'une histoire paléotectonique assez compliquée, passées par des plusieurs phases tectoniques que l'on peut résumer chronologiquement dans le tableau ci-dessus :

Tableau (4) : Représente les différentes phases tectoniques de champ de Hassi Messaoud (TELLAB. H et ZITOUN. H. 2013)

Structuration actuelle	Cette structuration montre une fermeture de 300 m entre <i>les bordures</i> et <i>le top du gisement</i> , elle est compressive à raccourcissement <i>NS</i> , elle a subit un faible réajustement épirogénique. Cette dernière à un allongement général <i>NE-SW</i> , et montre des <i>culminations</i> locales d'amplitude de l'ordre de la centaine de mètres, le <i>rejet</i> connu <i>des failles</i> ne dépasse pas (70 à 80) mètres. (Beicip/Franlab).	
Structurations Post-triasique	Phase Atlasique	C'est une phase dont <i>la compression</i> est de direction <i>NNE-SSW</i> , postérieure à la formation des <i>hydrocarbures</i> , donc elle est probablement à l'origine des barrières de perméabilité dues à un décalage des niveaux réservoirs.
	Phase autrichienne	Datée d'environ de 100 millions d'années , cette phase est un raccourcissement <i>EW</i> , elle a accentué la fermeture structurale et a provoqué des fracturations le long des failles anciennes qui ont probablement rejoué.Elle est presque synchrone de la mise en place des hydrocarbures, car la formation de ces derniers a débuté au jurassique et s'est poursuivie pendant le Crétacé .
Structuration anté-Triasique	Phase hercynienne	Datée de (225 à 280) Ma, cette phase est responsable d'un grand bombement de direction <i>NE-SW</i> accompagnée du jeu de <i>failles</i> de même orientations, qui compartimentent le réservoir en blocs ayant leur comportement propre (Horst, Graben).
	Phase calédonienne	Datée d'environ de 400 millions d'années , cette phase est régionalement connue par l'absence de sédiments de Dévonien et du Carbonifère dans toute la surface du haut fond d'El Biod.
	Phase Eo-Calédonnienne Précoce	Datée d'environ 500 millions d'années , cette phase est marquée par la transgressivité des grés isométriques (Ri) connus sur les flancs du champ, après la mise en place du dépôt du réservoir (Ra).
	Phase panafricaine	C'est une phase compressive de direction <i>E-W</i> , due à une collision continentale entre le craton West africain rigide et le bloc Est Africain plastique (Bertrand et R.Caby 1978), provoquant une tectonique cassante , représentée par un réseau de failles de directions <i>NE-SW, NW-SE</i> suivie d'une érosion intense qui s'est installée jusqu'au Cambrien conduisant à la formation d'une surface infra-tassilienne (TELLAB.H et ZITOUN. H. 2013)

4. ASPECT PETROLIER

Le gisement de Hassi Messaoud est lié aux grès quartzitiques fissurés desystème Cambro-ordovicien érodé sous la discordance Hercynienne et recouvert par une épaisse couverture argilo-salifère du trias.

Principaux roches mères :

Tableau (5) : Représente les différentes roches mères de champ de Hassi Messaoud

Les argiles de l'ordovicien	Les argiles d'el Gassi, sont des argiles noires marine et organogène de (38 à 50) m d'épaisseur.
Les argiles du silurien	Elle présente la source génératrice des hydrocarbures à l'échelle de la plateforme saharienne, son épaisseur et varie entre (20 et 70)m. Représentée par les argiles noires, carbonatées et radioactives, très riches en matière organique d'origine marin et de nature amorphe.

Différents roches réservoirs :

1. Réservoir cambrien :

Tableau (6) : Représente la subdivision de réservoir cambrien en 03 zones

RESERVOIR DU CAMBRIEN	LA ZONE « R1 »	Ri	C'est la zone où le grain de quartz est isométrique. Leur perméabilité est faible en moyenne, quelque dizaines de md et la porosité ne dépasse pas (10 ou 15)%.	D5 (R 70 – R 90)
		Ra	Cette zone formée par des grès anisométrique mal classés dont la porosité comprise entre (4 et 20)% et la perméabilité à travers les niveaux poreux des trois drains superposés varie entre (60 à plus de 100) millidarcy. Le « Ra » est considéré comme le réservoir principal.	D4 (R100 – R130)
				D3 (R130 – R140)
				D2 (R140 – R150)
				ID (R150 – R170)
			D1 (R170 - R190)	
	LA ZONE « R2 »	Zone des grès quartzitiques, plus argileux présente rarement des qualités pétrophysique, où la porosité varie entre (10 et 13) %, les perméabilités varient entre (0 à 1)md.	R2 Ab (R190– R200)	
			R2 C (R200 – R300)	
	LA ZONE « R3 » (R300-R400)	Zone formé par des grès très grossiers à micro-conglomératique et très argileux sans aucun intérêt pétrolier où la porosité varie entre(5 et 10)% et les perméabilités sont très médiocres.		

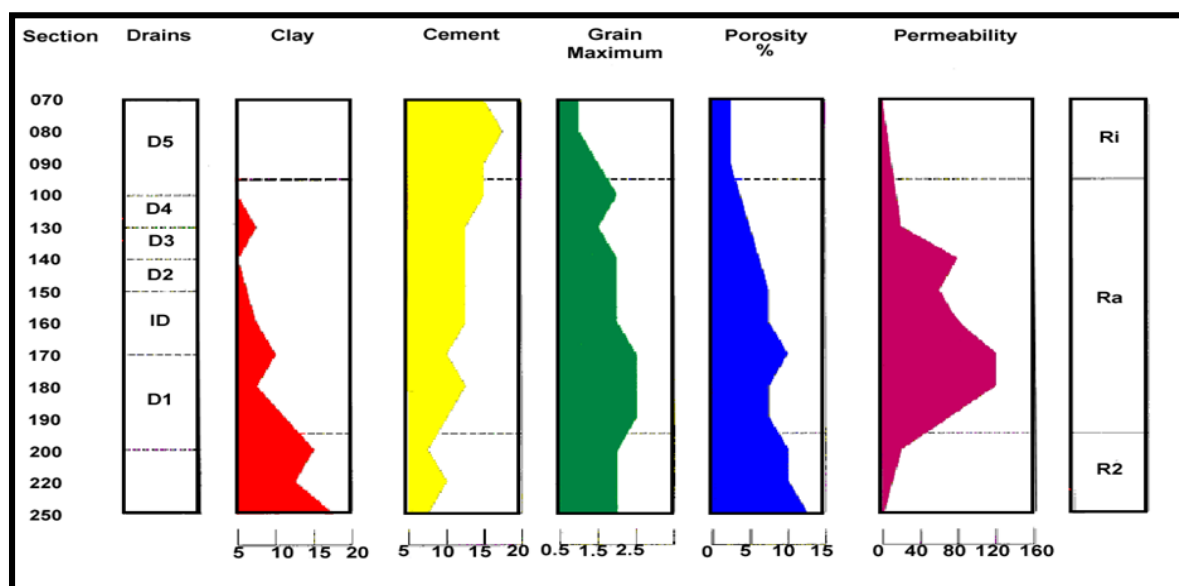


Fig.6 : Présente la distribution des propriétés pétrophysiques des différents drains de réservoir cambrien au sien de champ du Hassi Messaoud (Ghasmi W.2005)

2. Réservoir ordovicien :

Dans la région de Hassi Messaoud, l’Ordovicien est subdivisé en quatre unités (I, II, III et IV), dont seule l’unité III contient des hydrocarbures. Cette unité est subdivisée à son tour en trois sous-unités (III inférieure, III moyenne et III supérieure). Généralement le réservoir ordovicien est représenté par les grès d’El Atchane (III inférieure) et les quartzites de Hamra (III moyenne).

Tableau (7) : Représente l’unité III du réservoir ordovicien (LOUIFI F. 2006)

Unité III	Unité III supérieure	Argile microcnogglomératique d’El-Goléa.
		Formation argilo-gréseuse de Hassi Touareg.
	Unité III moyenne	Quartzites de Hamra.
	Unité III inférieure	Zone des alternances.
		Grès d’El Atchane.

Dans le périmètre de notre étude, le réservoir ordovicien est représenté par les grès d’El Atchane (III inférieure) et les quartzites de Hamra (III moyenne).

Les roches couvertures :

Tableau (8) : Représente les 02 roches couvertures de HassiMesoud

01	L’épaisse série des <i>argiles d’El Gassi</i> assure une étanchéité pour les réservoirs <i>cambriens</i> .
02	Les séries <i>argilo-salifères du Lias</i> et les <i>roches éruptives du Trias</i> , jouent le rôle de couverture pour les réservoirs <i>ordoviens</i> .

Types des pièges : Les pièges désignent les zones les plus favorables à la présence des accumulations d'hydrocarbures, caractérisés par une faible pression et une plus basse température que celle des roches mères, et par une barrière qui oblige les hydrocarbures à s'accumuler. Il existe trois types de pièges (Fig.7)

✓ **Pièges structuraux :**

Ces pièges sont le résultat de mouvements tectoniques tels que les anticlinaux (A) ou pièges par failles (B).

✓ **Pièges stratigraphiques :**

C'est la combinaison de deux milieux différents correspondant au passage d'un milieu perméable à un autre imperméable tel que les lentilles gréseuses, les biseaux etc...(C)

✓ **Pièges mixtes :**

Ils sont à la fois structuraux et stratigraphiques, comme par exemple la structure de HMD (anticlinal tronqué par la discordance hercynienne).

Au niveau du bassin de oued Mya et le NE de Hassi Messaoud les pièges reconnus jusqu'à présent sont de type stratigraphique et structural (mixtes).

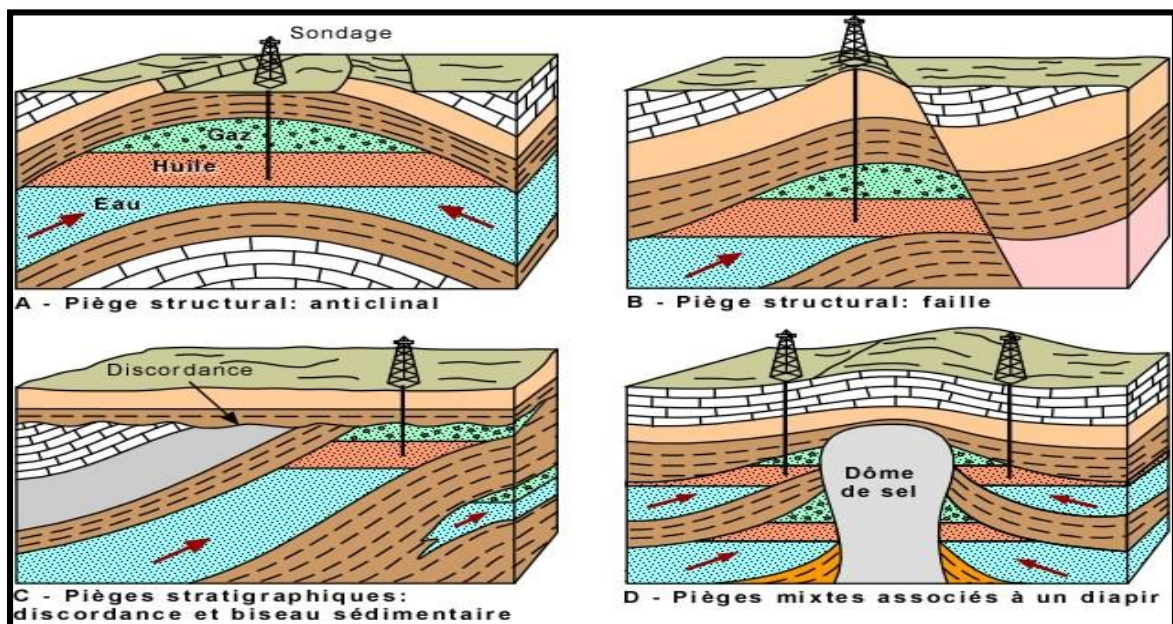


Fig.7 : Types des pièges (Site internet)

Migration des hydrocarbures :

Les accumulations d'hydrocarbures du gisement de Hassi Messaoud et de tout gisement avoisinant proviennent probablement des deux bassins, Ghadamès et Illizi à l'Est et Oued Mya à l'West.

✓ La migration primaire et l'alimentation de ces gisements s'est effectuée au sein du Silurien, en suite à travers les niveaux gréseux triasiques au contact de discordance Hercynienne (migration secondaire).

✓ Les réservoirs Cambro-Ordoviciens affleurant à la discordance hercynienne sont alimentés à partir des grés triasiques et la surface d'érosion qui sont en (up dip) au Nord et NW par rapport au chemin de migration. (BEN HADJA. K. 2011-modifier)

II.2 GEOLOGIE LOCALE

II.2.1 Situation géographique de la zone d'étude.

Notre zone d'étude occupe la partie centrale de la zone "Up-Side" (**Fig.8**). Cette dernière est située au nord de champ de Hassi Messaoud. Donc elle est limitée :

- ✓ Au Sud-Ouest Par les zones (4) et (7).
- ✓ Au Sud-Est par les zones (8) et (9).

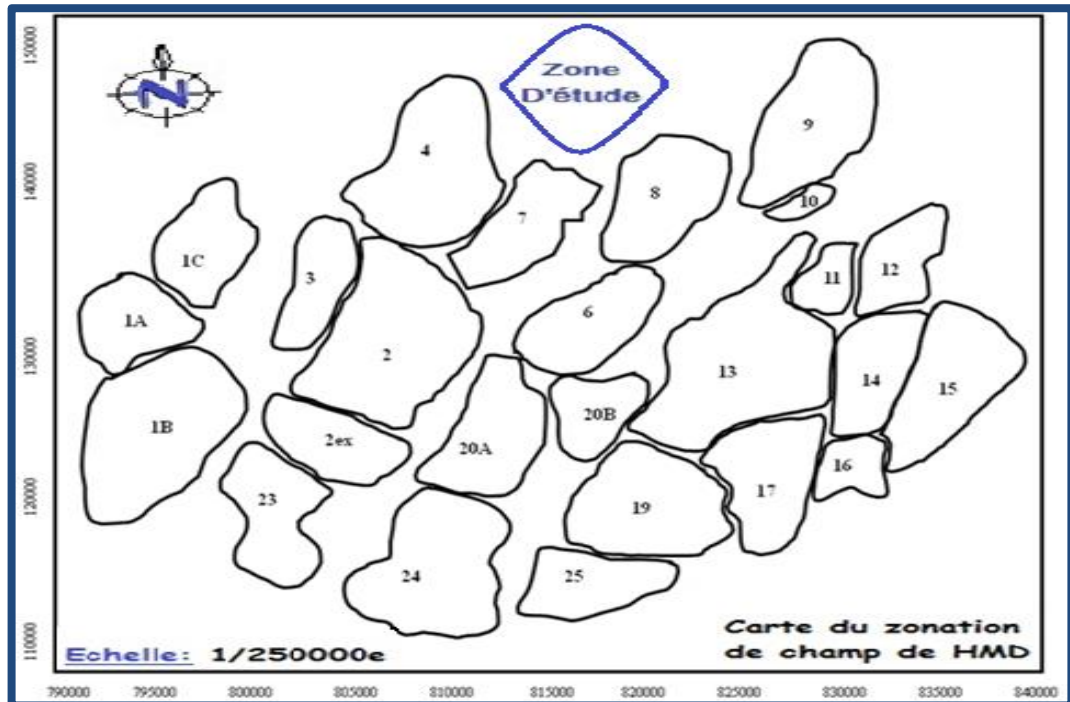


Fig.8 : Carte de situation géographique de la zone d'étude
(LHLOUH. I. 2009 -modifier-)

II.2.2 Description structurale.

La zone « *Up Side* » est une zone assez vaste, sa structure est mal connue, mais des études antérieures faites par *Franlab-Beicip (1995)*, on a déduit que la structure géologique de ce secteur est sous forme de graben formé par un système de trois failles majeures (**Fig.9**) de direction NNE-SSW avec des rejets plus ou moins importants. Et des autres failles secondaires sont presque perpendiculaires par rapport à les failles majeures.

II.2.3 Description de réservoir Cambrien.

Le réservoir **R₁** est complètement érodé dans la zone d'étude. Le réservoir **R₂** est situé sous le réservoir **R_a** et présente généralement des caractéristiques médiocres, la plupart des puits n'étant forés qu'au toit.

Tous les puits produisent à partir du **R_a** qui possèdent les caractéristiques permettant la production, surtout les drains **D₂** et **ID**. (*Rapport interne sonatrach.2010*)

II.2.4 Les différents puits implantés dans la zone d'étude.

Dans la zone d'étude il y a (53 puits) dont (35 horizontaux) d'une direction favorisée NW-SE et SE-NW :

- 41 puits producteurs d'huile ouverts.
- 3 puits producteurs d'huile fermés.
- 9 puits producteurs par gaz lift dont 2 puits fermés.

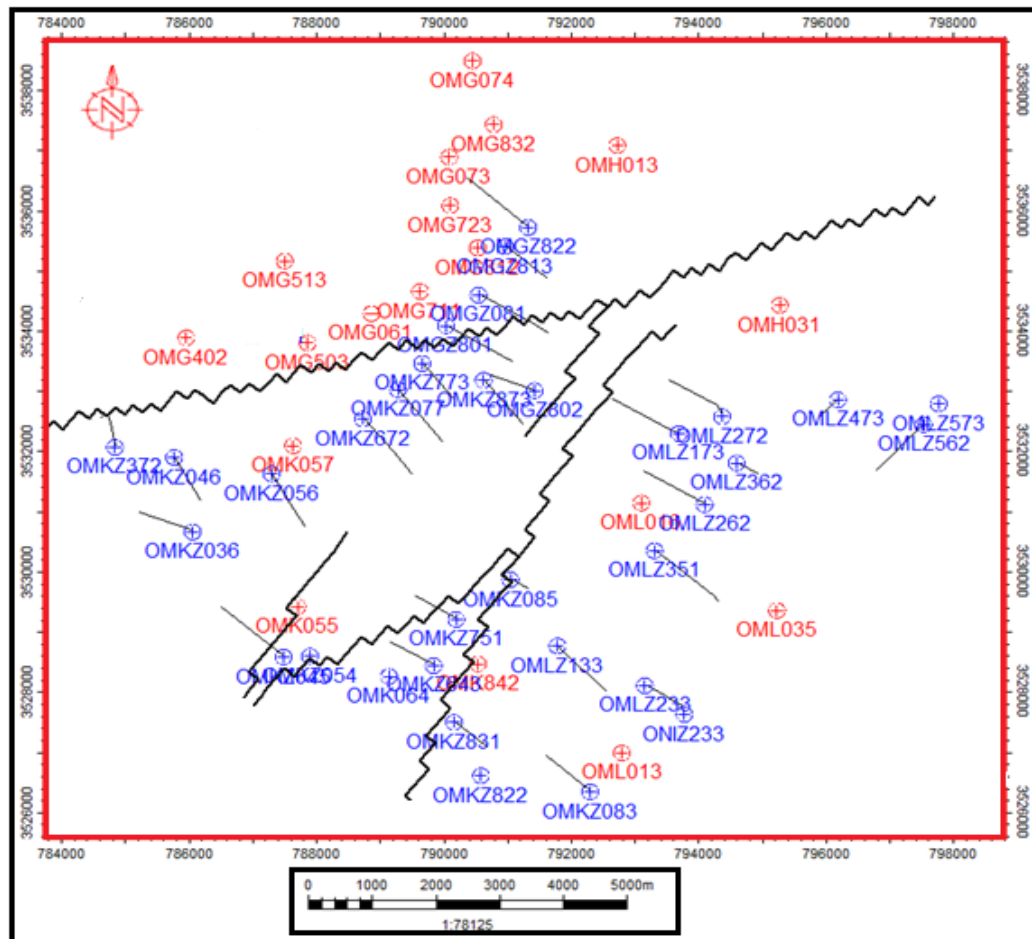
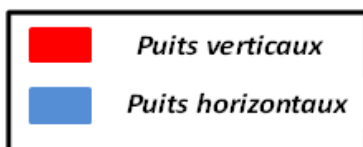


Fig.9 : Plan de position des différentes puits implantées dans la zone d'étude

Légende :



II.2.5 Coupes géologique et essai de corrélation entre les puits.

La réalisation des coupes géologiques et des corrélations diagraphiques se fait à l'aide d'un logiciel "pétrel". On a traversé la zone d'étude dans deux axes de direction différente et en globe généralement la partie réservoir. Les diagraphies utilisées dans cette corrélation sont : Gamma-ray, Résistivité, Neutron, Densité.

a. 1ère axe de direction N-S : Cet axe passé à travers les puits suivants : « *OMG74-OMG832-OMG711-OMK842* »

1) Coupe géologique

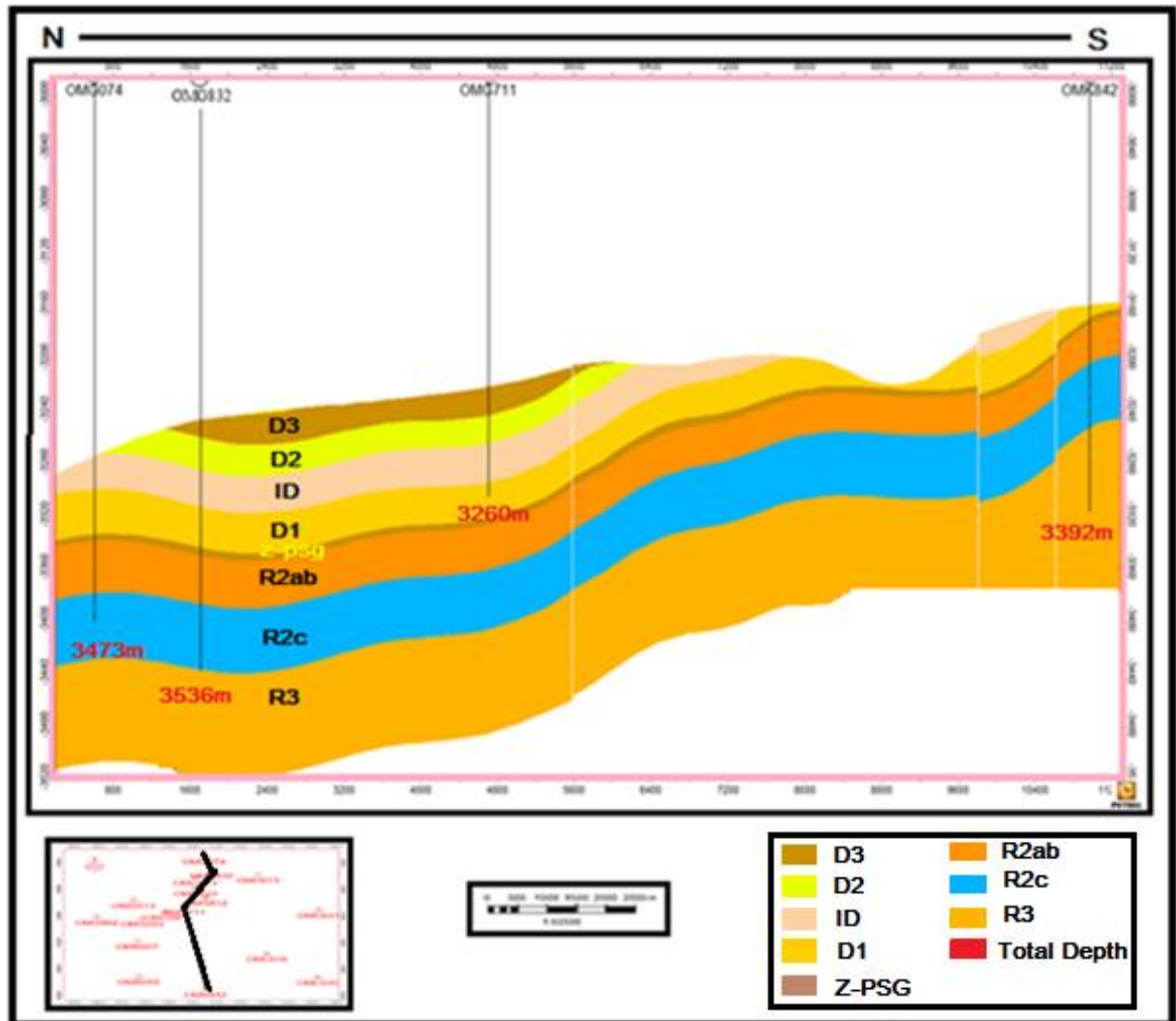


Fig.10 : Coupe géologique traverssalle Nord-Sud de la zone d'étude

➤ Commentaire.

La coupe géologique de direction « *N-S* » au niveau du réservoir Cambrien montre la différence de l'épaisseur de ce réservoir qui est plus importante au Nord de la zone d'étude, ainsi que l'extention latérale des réservoirs *Ra* (*D1-ID*) - *R2* (*R2ab-R2c*) - *R3*. L'érosion hercynienne est intense elle est touchée les *04* drains sommitale. Dont les drains (*D3et D2*) sont les plus érodés, ou ils sont présentes au niveau des puits (*OMG74*) et (*OMG832*), se qui explique l'augmentation de l'épaisseur vers le nord. L'effet de la tectonique cassant est remarquable en raison de l'existence des trois failles dont les deux premiers sont des failles avec déplacement est la troixieme c'est une faille sens rejet. Dont l'ensemble de ces failles formant la moitié de grabene.

2) Corrélation diagraphique.

A partir de l'analyse de corrélation établit au niveau des puits *OMK842*, *OMG711*, *OMG832*, *OMG074*, on constate que ; Le drain le plus épaisse est le *D1*, il existe dans tous les puits avec une épaisseur de *30m*. On note aussi la diminution de l'épaisseur de ce drain, où peut arriver jusqu'à *5m* au niveau de puits *OMK842*.

Après le *D1* on a l'intra-drain *ID* qui se trouve au niveau des puits *OMG711*, *OMG832*, *OMG074*, avec moyen de *20m* d'épaisseur.

Le *D2* et le *D3* présente dans *OMG711.OMG832* avec des petites épaisseurs de *15m* et *5m*.

Au niveau de puits *OMK842* tous les drains sont absents sauf que le *D1* en trouve aussi les niveaux *R2ab*, *R2c*, et le réservoir *R3* présentant des grandes épaisseurs.

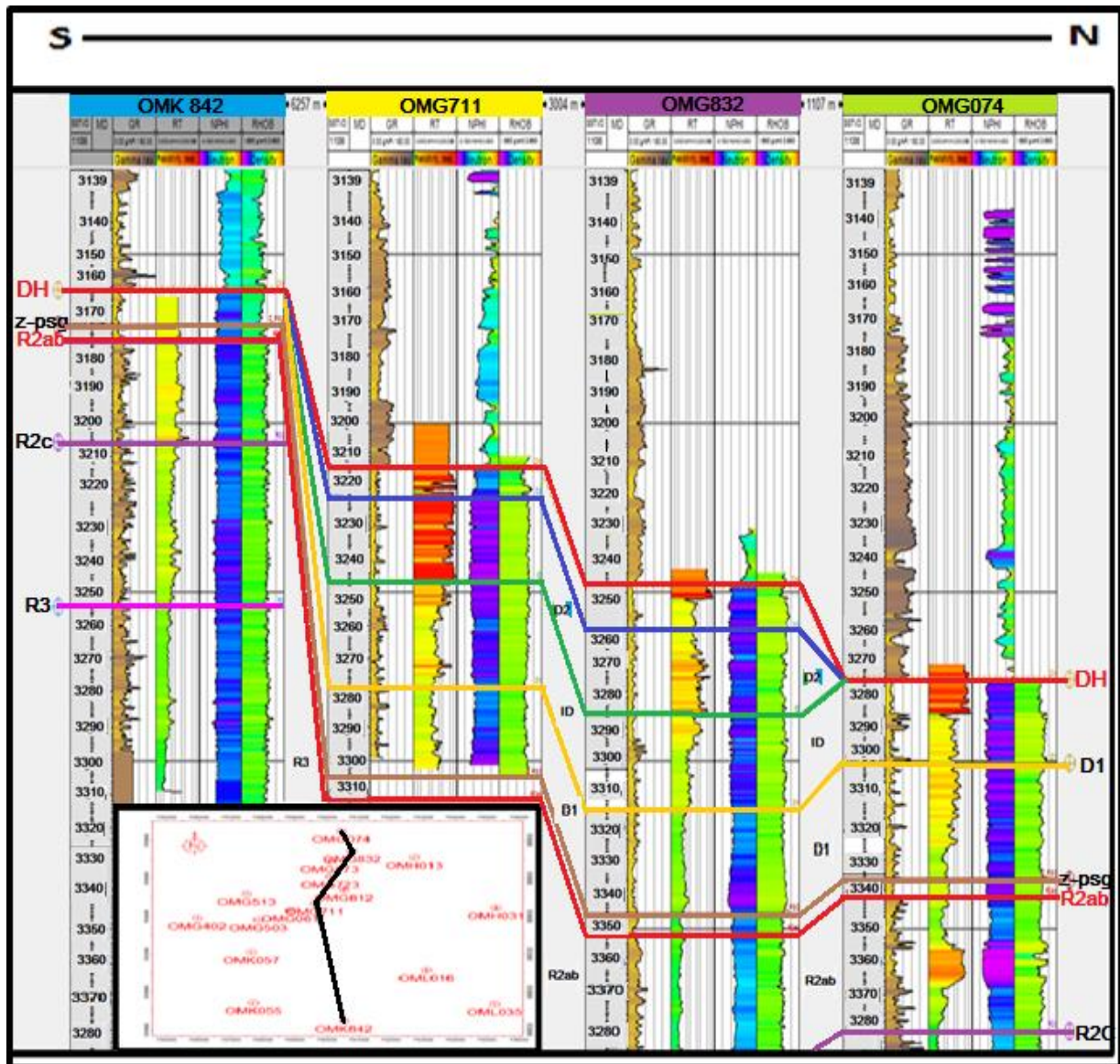


Fig.11 : Corrélation diagraphique entre les puits « OMK842.OMG711.OMG832.OMG074 »

b. 2ème axes de direction E-W : Cet axe passé à travers les puits suivants : « *OMG513-OMG061-OMG711-OMH031* ».

1) Coupe géologique

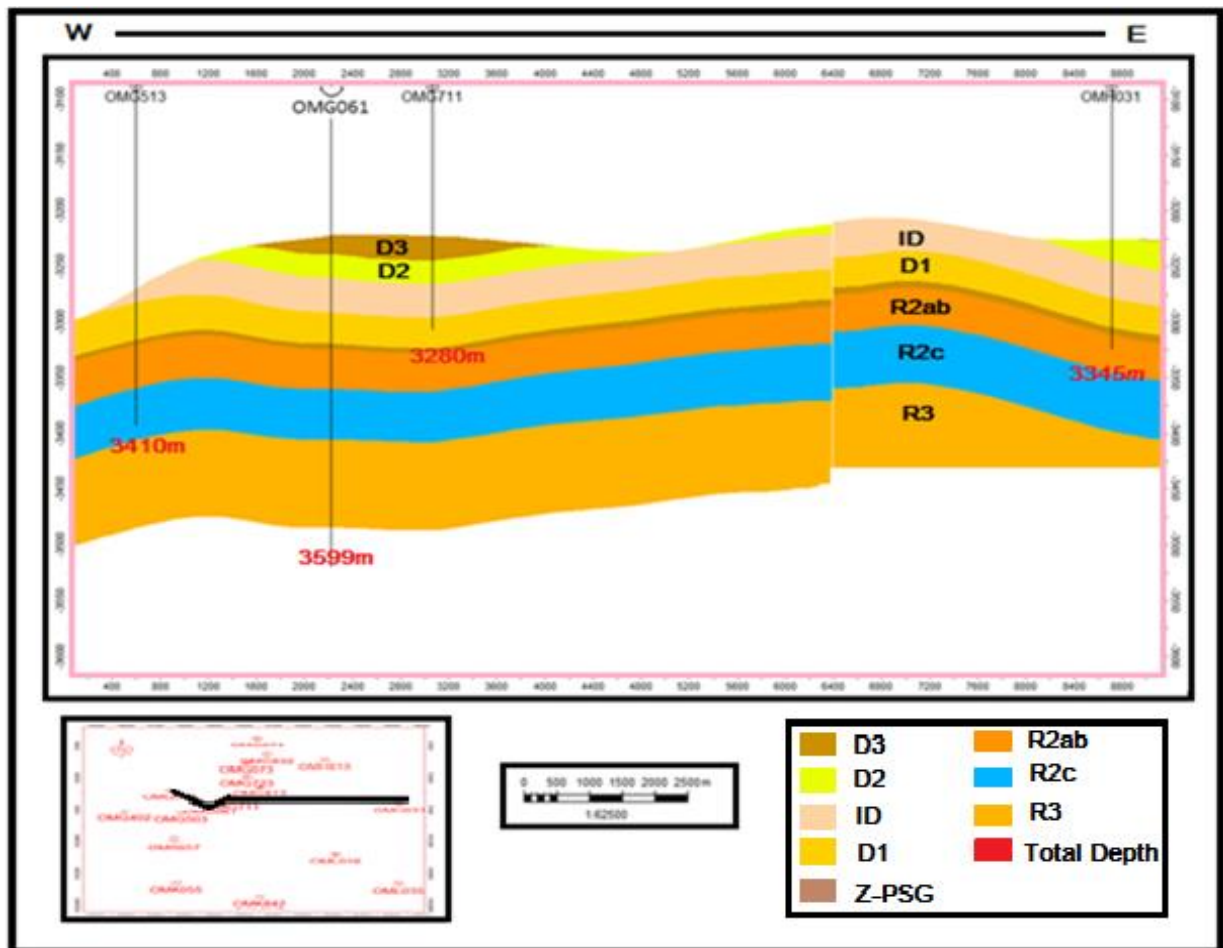


Fig.12 : Coupe géologique traverssalle Est Ouest de la zone d'étude

➤ Commentaire

L'instar de la coupe précédente, cette coupe montre que le réservoir cambrien est presque de même épaisseur de l'Ouest en Est au niveau de la zone d'étude. On note l'apparition des drains *D3* et *D2* dans les puits *OMG61*, *OMG711* et la disparition au niveau des puits *OMG513*. Ces deux phénomènes due à l'érosion hercynienne qui affecte la partie orientale plus que la partie occidentale où le *D2* se trouve dans le puits *OMH31*.

Une seule faille est présente, c'est une faille verticale avec déplacement où le bloc qui est situé au droit de la faille est le bloc qui monte, mais on ne peut pas déterminer est ce que la faille est normale ou inverse à partir de cette coupe.

2) Corrélation diagraphique

L'analyse de corrélation établie au niveau des puits **OMG513.OMG61.OMG711.OMH31** montre que :

L'Inter drain est le plus épais, il existe au niveau des puits **OMH 31**et **OMG711**avec une épaisseur de 34m. Cette épaisseur est diminuée vers l'Ouest (W) jusqu'à atteindre 10m au niveau de puits **OMG 315**.

Le **D1** présente dans tous les puits presque d'une même épaisseur (25m).

La zone de passage est le niveau le plus mince, son épaisseur moyenne est de (5m).

En trouve le **D2** dans les 3 puits :(**OMG61.OMG711.OMH31**)avec une épaisseur moyen de (15m), tandis que le drain **D3** existe seulement dans les puits (**OMG61.OMG711**).

Le jeu de la discordance hercynien est remarquable à partir de cette corrélation diagraphique. Donc elle est touchée tous les puits dans sa partie sommitale.

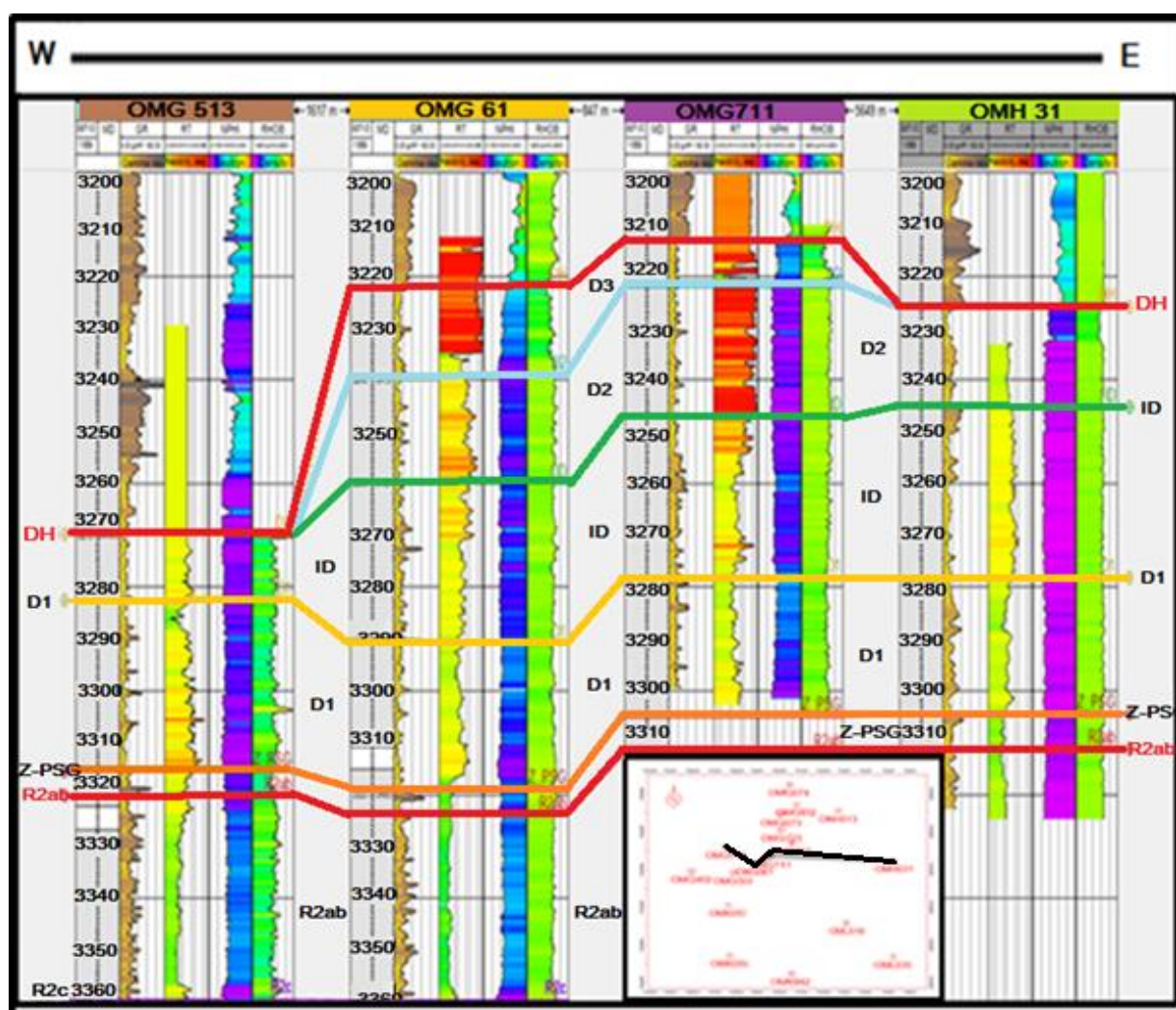


Fig.13 : Corrélation diagraphique entre les puits « OMG513.OMG61.OMG711.OMH31 »

II.2.6. Analyse de plan d'eau

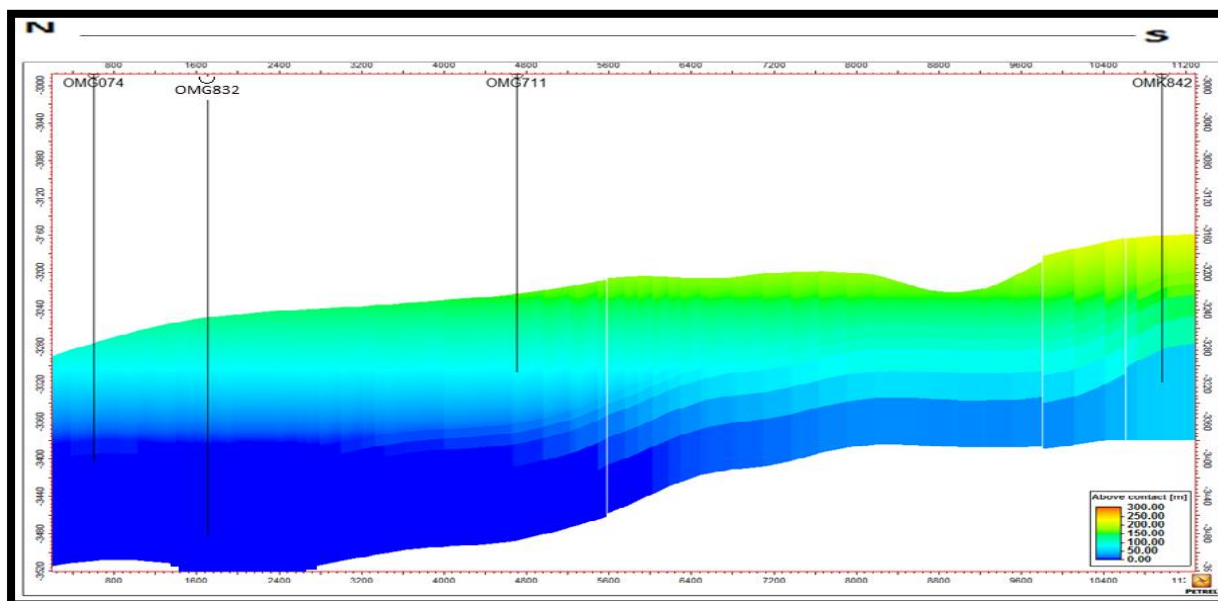


Fig.14 : Coupe de plan d'eau (N-S) de zone d'étude

➤ **Commentaire :** Le tableau suivant montre la variation de plan d'eau au niveau des différents puits traversant par la coupe de direction N-S dont la cote moyenne du plan d'eau est à 3400m.

Tableau. 9 : de plan d'eau théorique et réel des puits étudiés

Puits	Plan d'eau réel	Plan d'eau théorique	Saturation en eau(SW)
OMG74	Se trouve à 3505m soit à 3326m en Cote Absolu	Ce plan d'eau prévu à 3494m (-3315m)	65%
OMG832	Se trouve à -3310m en cote absolu.	Est de 3466m.	65%
OMG711	Se trouve à -3320m en cote absolu.	Est de 3499m.	65%
OMK842	à 3418m soit -3245m en Cote ABS.	Le plan d'eau théorique prévu à 3458m (-3285m).	65%

CONCLUSION

La zone d'étude est située dans la partie centrale de la zone Up side Nord de champ de Hassi Messaoud qui fait partie d'une Bassin intra-cratonique « Oued Mya ». Cette zone est très affectée par l'érosion hercynienne. Votre réservoir est liée aux grès quartzitiques fissurés et anisométriques du cambrien dont le *Ri'* est complètement érodé, ainsi que la partie sommitale de réservoir *Ra'* exactement dans le niveau (D4).

Le réservoir *Ra'* est le plus carotté, son épaisseur est de l'ordre de 100 à 80m dans la partie Nord-Ouest, il y a aussi quelques drains qui ont été érodés (*D3, D2, ID*) dans la partie Sud-Est dont l'épaisseur de *Ra'* ne peut atteindre 60m. Les niveaux *ID, DI* sont présents dans tout le secteur.

La cote moyenne du plan d'eau est à 3400m, le débit d'huile varie entre 100 à 200 m², l'indice de Productivité varie entre 0.6 à 1.4 m³/h/kg/cm².

CHAPITRE III :

« *Synthèse géologique* »

INTRODUCTION

Ce chapitre est consacré à une synthèse géologique des résultats obtenus à partir d'un :

- Etude sédimentologique qui basée sur la détermination des différents faciès avec tous les structures observés au niveau des corps sédimentaires ainsi que l'identification des milieux de sédimentation qui jouent un rôle primordial pour guider la prospection et l'exploitation des réservoirs.
- Etude structurale, basée sur l'analyse des cartes en isobathe au toit et au mur de réservoir fracturé d'âge Cambrien. Ainsi que l'analyse de fracturation. Cette dernière est considérée comme un paramètre très important dans l'évaluation d'un réservoir pétrolier (distribution et orientation et type des fractures...etc).

À cet effet, on utilise les données élémentaires de surface et de sub-surface (carotte, imagerie).

II.1 ETUDE SEDIMENTOLOGIQUE

II.1.1 Description des carottes

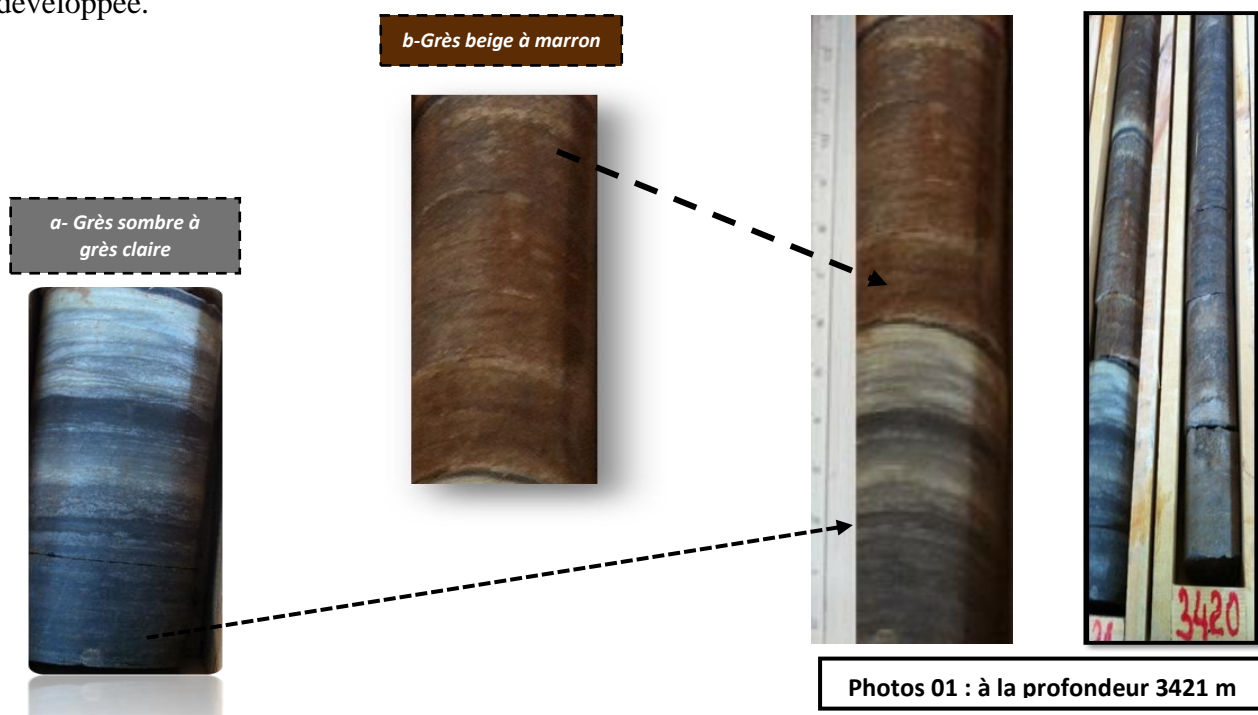
Puits OMG812 : Il traverse les unités lithologiques suivantes :

- Ra avec une épaisseur de 74 m, de 3419 à 3499 m.
- R2 avec une épaisseur de 47m, de 3499 à 3540 m.

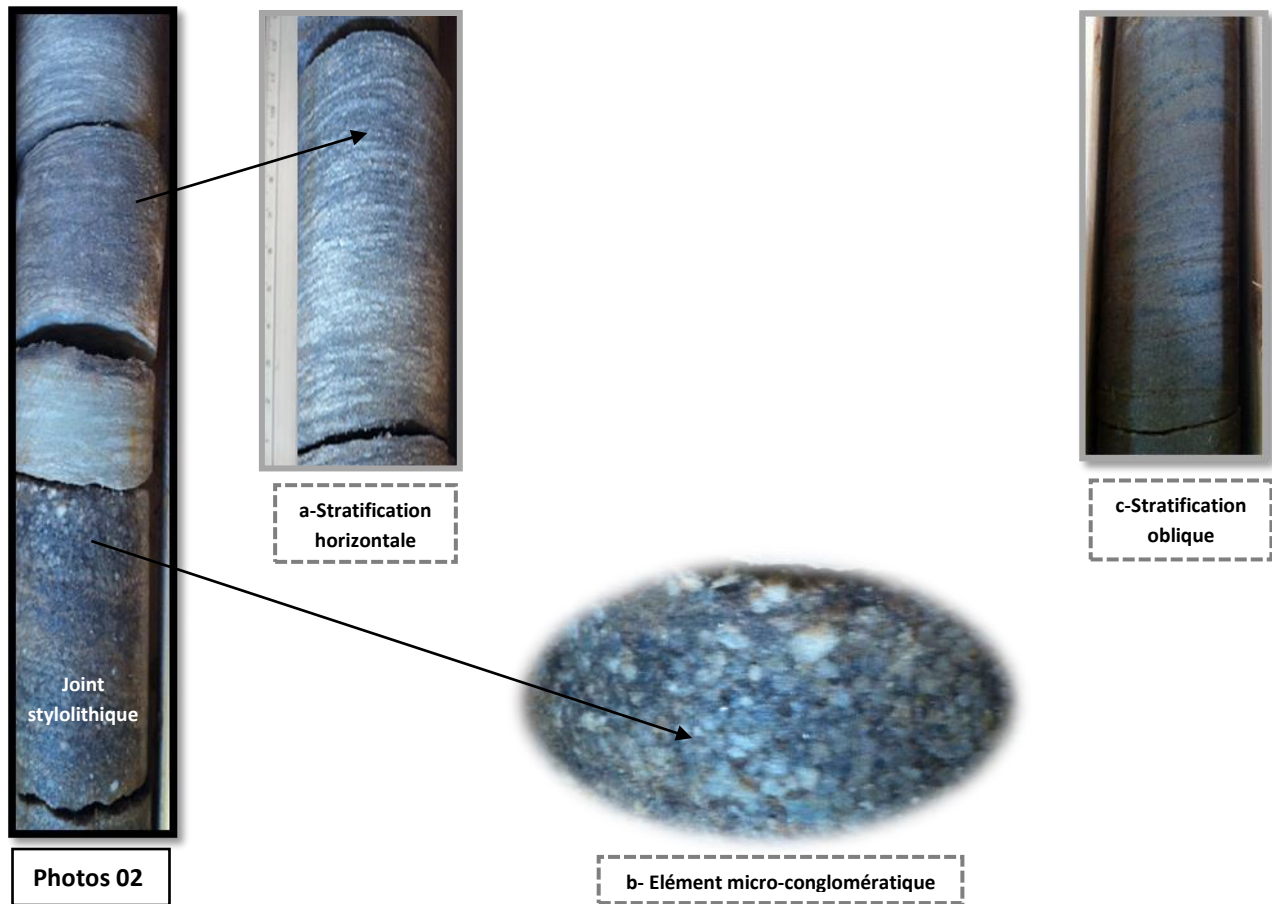
Description de réservoir Ra :

a) Description de drain « D2 » avec une épaisseur de 16m de 3419 à 3435m.

Ce drain formé d'une alternance entre les Grès ,gris sombre à gris clair, fins à moyens anisonétrique, à stratification horizontale et un ciment siliceux. Et des grès beige à marron induré ,à ciment argileux micacé (kaolinite ,illite,micas). La fissuration est peu développée.



Dans certain profondeur, on trouve aussi des Grès quartzitique de couleur gris clair, moyennement grossier à très grossier, à élément micro-conglomératique (Photos 2b). Ces éléments sont sub-anguleux à sub-arrondis, bien classé, présente une stratification généralement oblique avec des méga-rides (Photos 2c) et parfois horizontale (Photos 2a) par endroit Ces grès quartzitique sont à ciment siliceux et parfois bitumineux. On note aussi l'existence des certains joints stylolithique.



b) Description de « ID » avec une épaisseur de 30m de 3435à 3465m

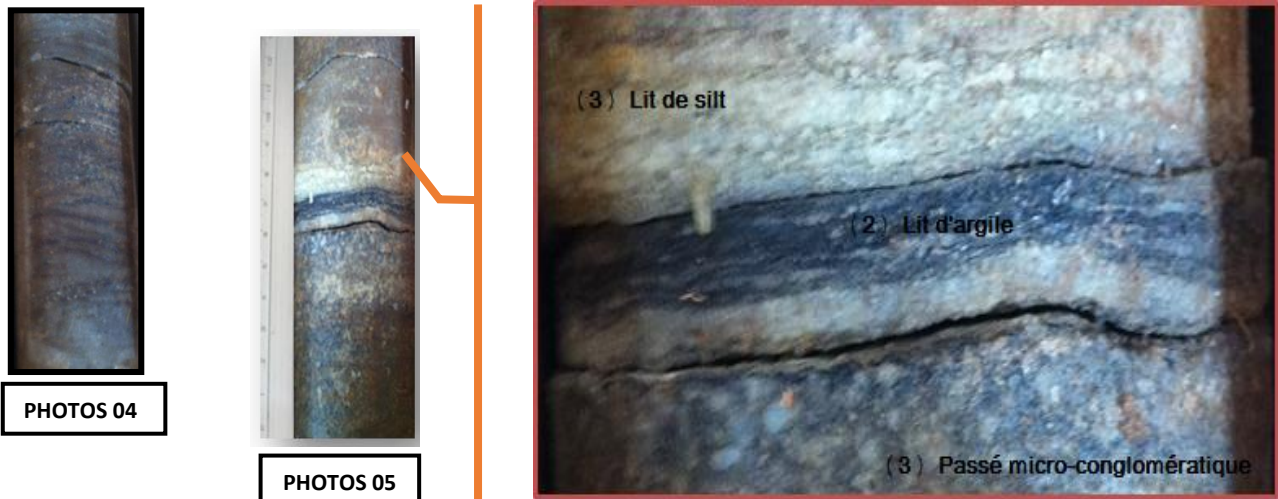
Cette partie du réservoir présente des grès anisométriques de couleur gris sombre, moyens à grossiers à stratifications obliques. Le ciment est siliceux et peu argileux. Dans ce niveau il y a plusieurs passées centimétriques et décimétriques de siltstones gris claire a ciment argileux micacé talque par exemple à la profondeur 3445 m. Quelques fissurations particulièrement abondantes entre 3453-3455 m. L'inter-drain marque un passage très progressif entre le D1 et le D2.



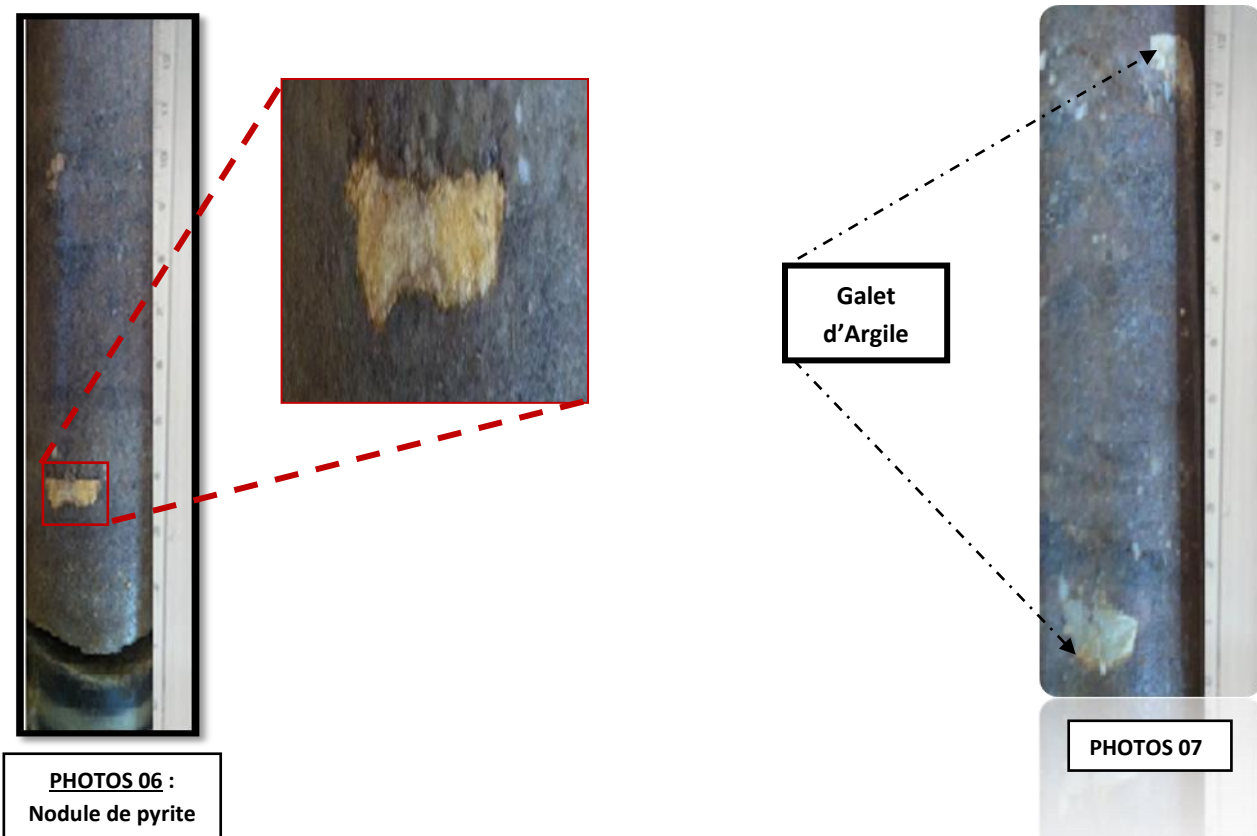
c) Description de niveau « D1 » avec une épaisseur de 27m de 3465 à 3492m :

En troue au sommet de ce niveau des Grès marron à gris foncé, fin à moyen, avec un ciment essentiellement bitumineux. La stratification est oblique et parfois entre croisé.

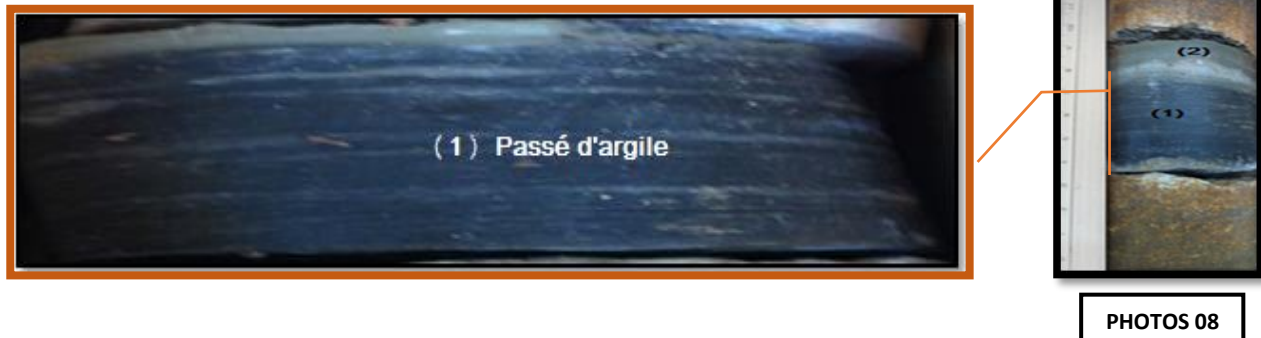
Très nombreux passés conglomératiques (1), et quelques passés centimétriques à décimétriques des argiles noires (2) et des siltstones gris-jaune à blanchâtre (3).



A 3475m de profondeur, on note la présence des nodules de pyrite beige a doré et des galets d'argile verte dans des Grès généralement gris fin à moyennement grossier.

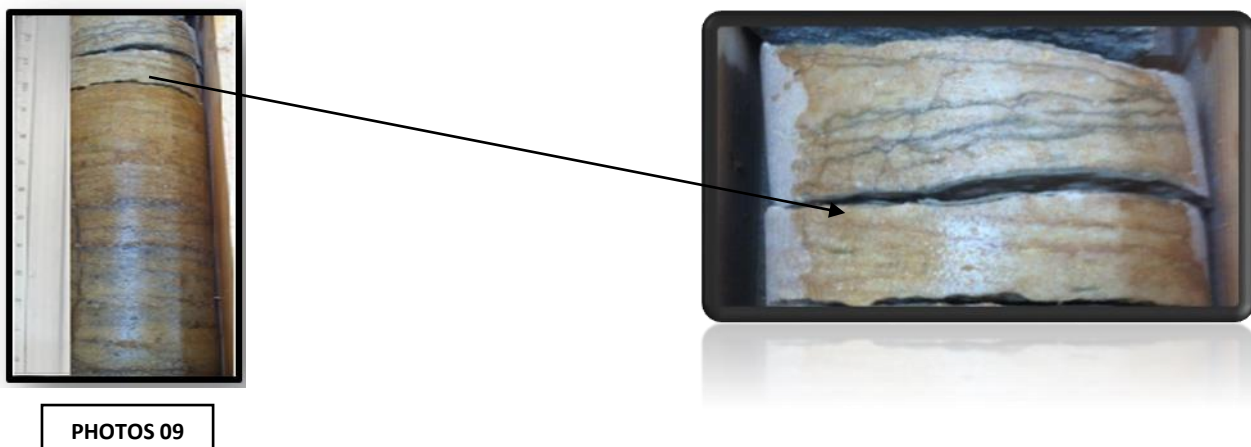


Dans la base de ce drain et à partir de la profondeur 3477m on trouve des grès anisométrique de couleur marron clair, moyen à grossier, à ciment carbonaté (sidérite). On note également l'absence des Tigillites et des fissurations. L'existence des films d'argile donnant l'aspect de couleur orange. Exactement à la profondeur 3480 m on trouve un passé remarquable des argiles noirs micacés (1) et des silts gris verdâtres (2).



d) Description de la zone de passage entre 3492à 3499m (7m) :

Formé par des Grès Beige, fin et très lisse. La stratification est horizontale, Le ciment est argileux abondant (kaolinite surtout), parfois carbonaté (sidérite), et peut être même anhydritique. On note aussi la présence des Tigillites et des bioturbation.



e) Description de niveau « R2 » avec une épaisseur de 59m de 3499à 3540m :

Cet intervalle contient des Grès gris friable, et grossier, avec des petits lits orange, représente les films d'argile, dans la cassure ; ce grès prend la couleur jaunâtre. La stratification est généralement oblique avec la présence des joints stilolithiques.



III.2. ETUDE STRUCTURALE

III.2.1 Analyse des cartes structurales

Il y a plusieurs types des cartes iso-valeurs parmi lesquelles on distingue les cartes en isobathes et en isopaques qui sont des outils de base de la réalisation de l'étude structurale. Ce type des cartes servent à illustrer l'architecture d'un horizon en profondeur. Leur but est de développer une approche méthodologique en photo-interprétation à partir de la détermination de : types de structures, types de reliefs.....etc.

Dans notre étude en basant sur l'analyse des carte en isochrones (isobathe) car elle montre en plan la géométrie d'un horizon en sub-surface, Donc en peut dire que les courbes en isochrones sont exprimées en temps double ou simple mis par l'onde sismique pour parcourir la distance entre la surface et l'horizon. (ACHOUR K.2008)

➤ Analyse des cartes en isobathes dans la zone Up Side

a. Analyse de la carte en isobathe au Toit de la Discordance hercynienne

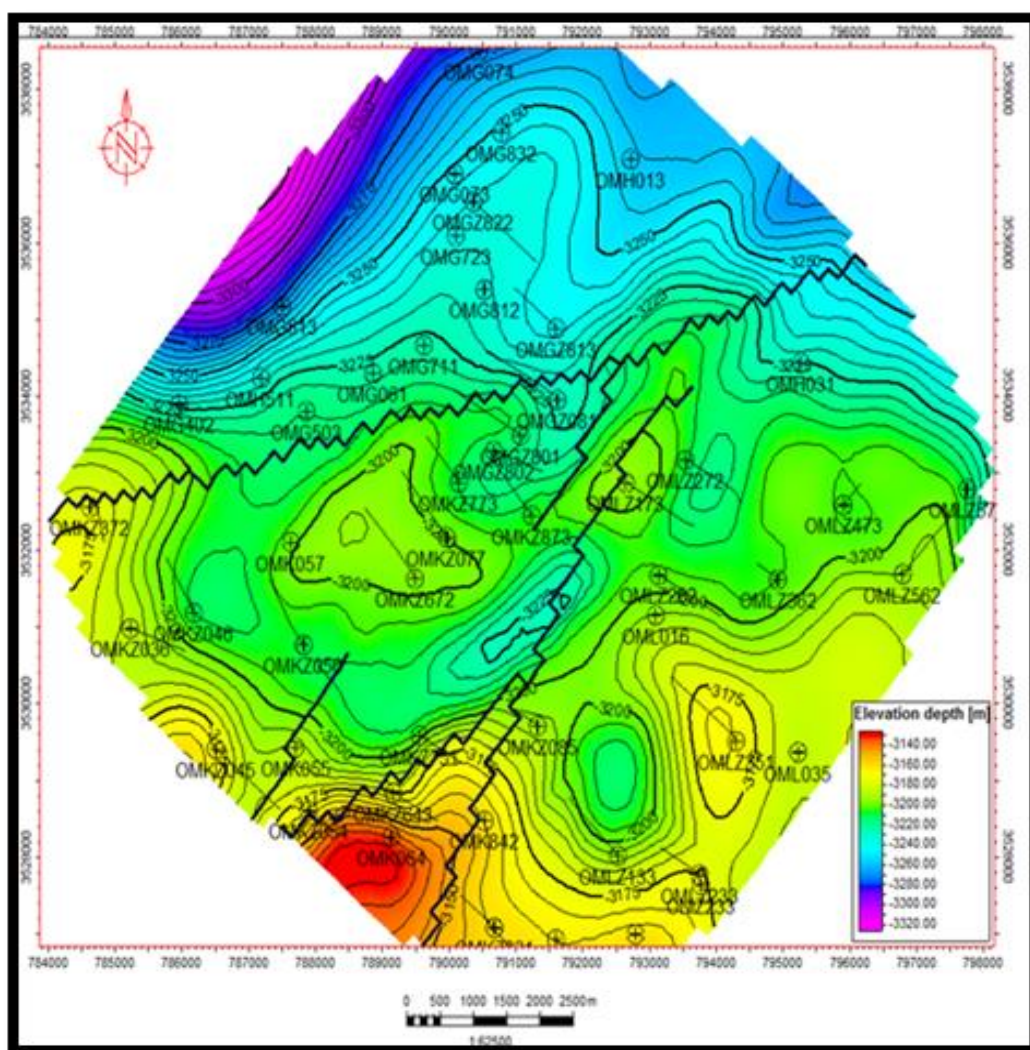


Fig.15 : Carte en isobathe au Toit de la Discordance hercynienne.

D'après la carte isobathe réalisée au toit de la discordance hercynienne, On distingue que la zone d'étude se présente sous forme d'un vaste anticlinal d'organisation générale SW-NE. Cet anticlinal est de forme sub-arrondie ayant son sommet entrecoupé par un réseau de failles, lui donnant ainsi la configuration d'un système des grabens. La partie septentrionale de la structure est de forme plus ou moins pincée. Elle est bordée à l'Est et à l'Ouest vers le Nord par de profonds synclinaux peut atteindre à 3320m, qui lui donnent un caractère de position haute où le sommet de l'anticlinal est trouvé dans 3140m de profondeur.

b. Analyse de la carte en isobathe au Toit de niveau R2ab.

- Cette carte montre une structure monoclinale, où les zones hautes se trouvent dans la partie Sud avec une profondeur de 3180 m est lorsque on ayant vers le nord en marque l'apparition des zones basses d'une profondeur de 3360m.
- Le réservoir R2 est affecté par deux principales familles de failles. Dont la première famille est de direction NE-SW (sont des failles majeure), tandis que la seconde est presque de même direction mais à faible angle sont beaucoup moins importante est inter coupé les failles majeurs.

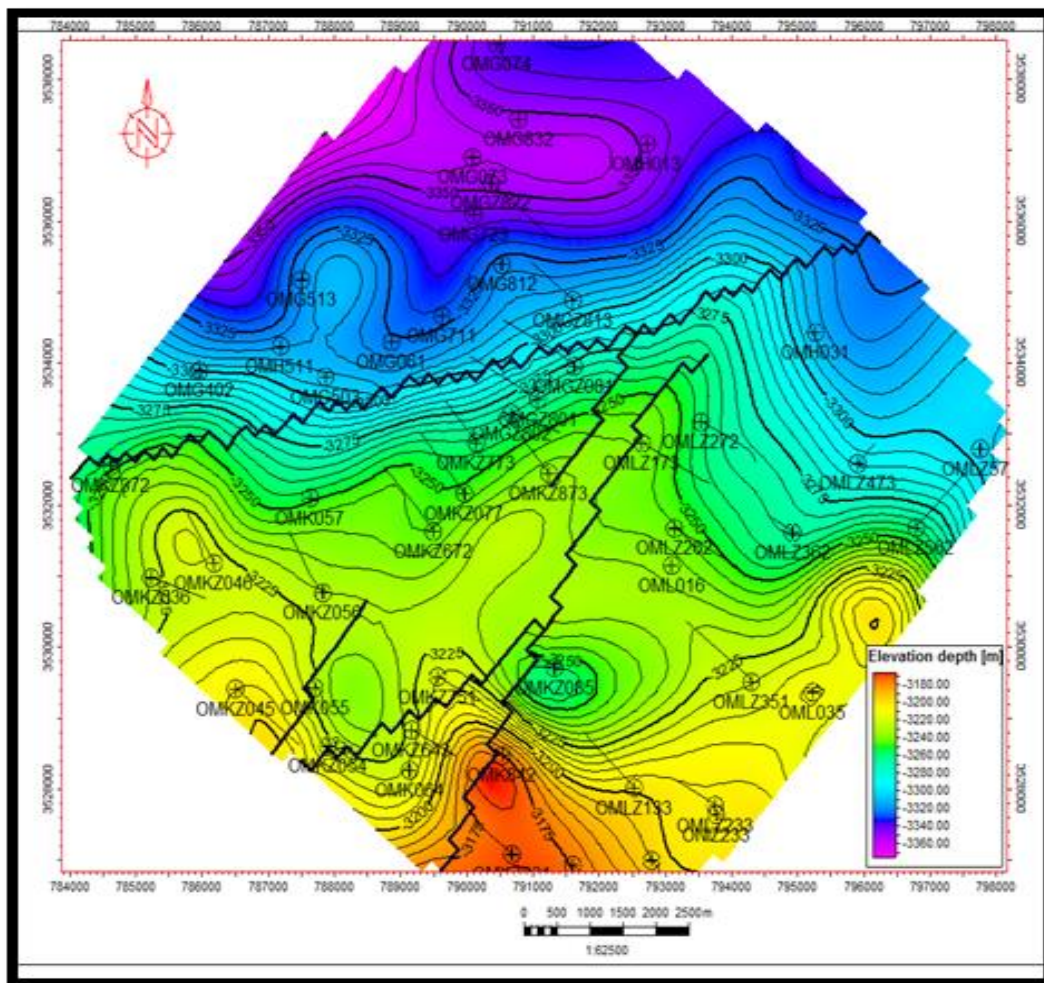


Fig16. Carte en isobathe au Toit de niveau R2ab

III .2.2 : Analyse de fracturation

III.2.2.1 Analyse de fracturation à partir des Carottes :

Cette analyse est effectuée au niveau de puits OMG812 : Dans ce puits, les carottes montrent un degré de complexité pas très important ou il existe des fractures ouvertes et des fractures cimentées par les pyrites avec la présence des joints stylolithiques.

➤ **Le Ra (D2) :**

Ce niveau est représenté par des fissures horizontales (a) et sub-verticales (b) ouvertes avec des joints stylolithique (c), qui sont observés à 3478 m de profondeur.

➤ **Le Ra (ID) :**

Ce niveau est caractérisé par de nombreuses fissures horizontales (d) généralement ouverte le long de l'inter drain, et uniquement 2 fractures qui sont colmaté par les pyrites (e) à la profondeur.

➤ **Le Ra (D1) :**

A ce niveau les fissures sont moins fréquentes, dont la plupart sont des fissures verticales ouvertes. (f).

➤ **La zone de passage :** Cette zone possède une seul fissure verticale fermée (g).

➤ **Le R2 :**

Dans ce niveau on observe des carottes très fragmentées (h), ce qui indique la présence d'une contrainte intense à la base dont les Fractures sont ouvertes et sub-verticales. Ces fragments sont fortement altéré sous l'effet de la remonté de plan d'eau.



Fig.17 .observation des fractures sur carottes

III.2.2.2. Analyse de fracturation à partir de l'imagerie :

➤ RAPPEL THEORIQUE

L'imagerie acoustique et électrique ont fait un pas considérable dans le domaine de la reconnaissance des formations en sub-surface à partir d'une représentation complète du trou par une image à 360° avec une haute résolution, cette image donne des informations sur le diamètre et la géométrie de la paroi du trou. Son apport se résume dans une meilleure connaissance de la tectonique du gisement, des couches (pendage et azimuth) ainsi qu'une meilleure approche dans le domaine de fracturation (Détection des fractures et des failles ; leurs types et leurs orientations ainsi que l'évaluation des contraintes in-situ) . On note que l'avantage principal de l'imagerie de fond est la possibilité de caractériser un réservoir en l'absence de carottes (imagerie de surface).

Les domaines d'applications des données d'imagerie sont vastes (Serra, 1989 & 2000) :

- Géométrie et forme des bancs (épaisseur, limite de bancs et forme).
- Organisation interne du banc (texture, structure interne).
- Evolution de l'épaisseur et nature des bancs ainsi que la limite grés/argile, des intervalles de stratification minces.
- Diagenèse (cimentation, concrétions nodulaires, pression – solution, dissolution).
- Environnement de dépôt (faciès, figures de sédimentation, évolution des courbes, la détermination des Paléo -courants.)
- Tectonique, déformation des bancs (faille, fracture, break-out, pendage structural, évolution du pendage structural, discordance).
- Carottage (orientation, localisation des carottes latérales). **Benachour. H et Sedrati. N. (2014)**

1. Outils d'imagerie :

L'enregistrement des images de la paroi de trou est assuré par deux types d'outils :

- ✓ **Outils électriques** : basé sur la mesure de la micro résistivité des couches à l'aide d'un signal électrique.
- ✓ **Outils ultrasonique** : basé sur la propagation des ondes acoustique dans un milieu et enregistrement des valeurs de fréquence et d'amplitude de l'onde réfléchi ainsi que le temps de trajet (transit time) de cette onde. **(AMARI. G. 2013)**

Le choix de ces outils dépend surtout de la nature de la boue utilisée en cours de forage, si elle est conductrice, on utilise un outil de résistivité et si elle ne l'est pas, on utilise un outil acoustique. **(Voir l'annexe -A-).**

2. Développement de l'image :

Au fond d'un trou, l'outil enregistre des événements géologiques (plan de stratification, faille, fracture, ...) représentés géométriquement par des plans dans les trois dimensions de l'espace, ces mêmes événements seront représentés par une ligne dans une image à deux dimensions ou le plan incliné est représenté par une ligne sinusoïdale, par contre un plan horizontal est représenté par une ligne droite. Ce développement se fait selon le schéma suivant : **(AMOR. S et BENALIA. M. 2013)**

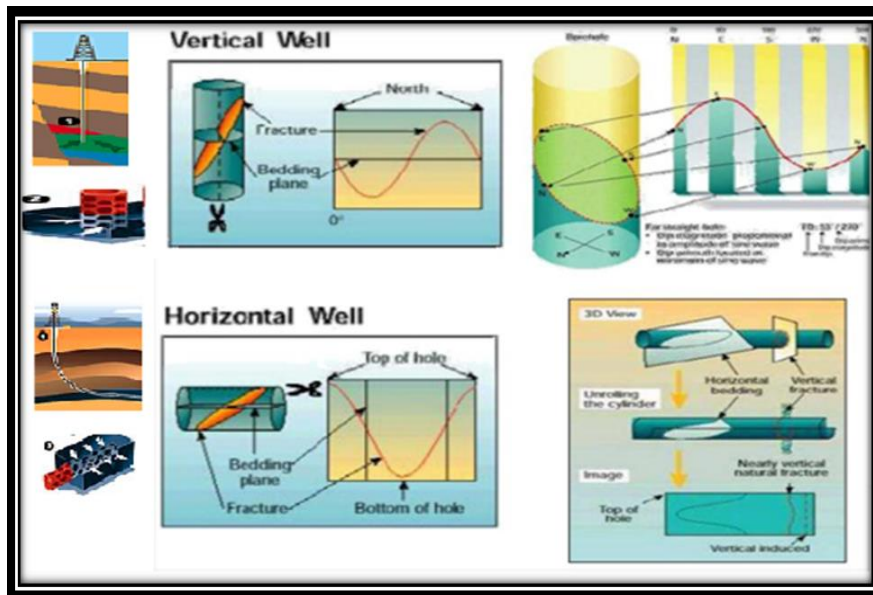


Fig.18 : Orientation de l’image sur puits verticale et horizontale (AMOR. S et BENALIA. M. 2013 -modifier-)

3. Détermination de la déformation par l’imagerie

Différents outils d'imagerie de forage ont été appliqués pour déterminer l'orientation et l'évolution des fractures et des failles le long de la paroi du puits. Les outils de résistivité électrique et acoustique sont sensibles aux différents types de fractures ou l'imagerie acoustique affiche l'état de la paroi du puits en raison de différences l'amplitude .Donc elle est sensible aux fractures ouvertes, les failles et les breakouts. On note que les fractures et les failles complètement fermées ou cimentés ne sont pas observé dans les logs d'imagerie acoustique car la paroi du puits est intact mécaniquement. Néanmoins, ces structures planes peuvent être observées dans l'imagerie de résistivité. (AMARI. G. 2013)

3.1 Détermination des fractures naturelles :

Pour bien caractériser les différents types des fractures il est indispensable de combiner les outils acoustiques aux outils électriques. La figure ci-dessus montre en détail la complémentarité des images acoustique et électrique en face de différents types de fractures :

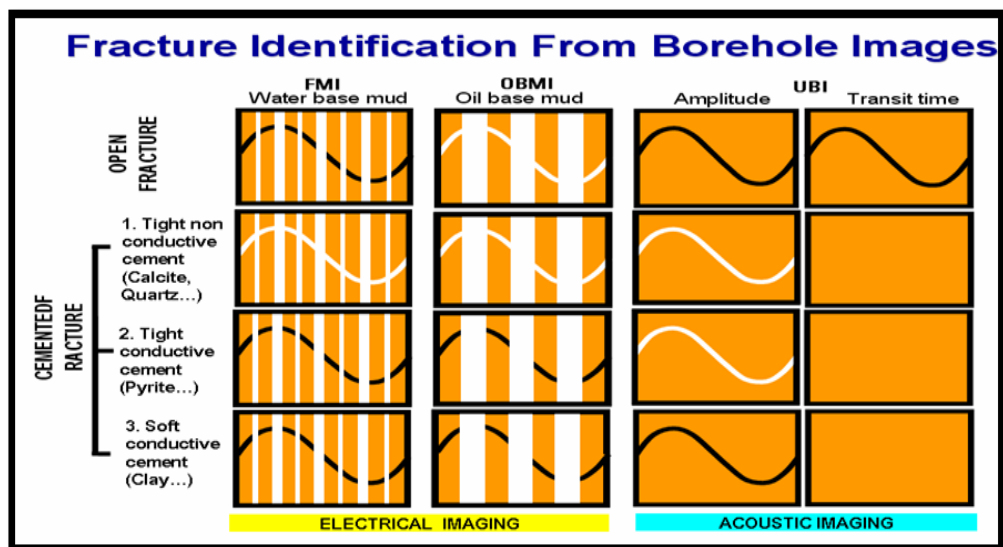


Fig.19. Images acoustique et électrique en face de différents types de fractures AMARI. G. (2013)

✚ **Les fractures ouvertes :** l'image électrique montre un signal résistif probablement due à un remplissage ou à la pénétration de la boue de forage, quant à l'outil acoustique, il montre un transit time élevé et une faible amplitude affirmant ainsi que la fracture est de type ouverte.

✚ **Les fractures cimentées :** nous avons deux cas :

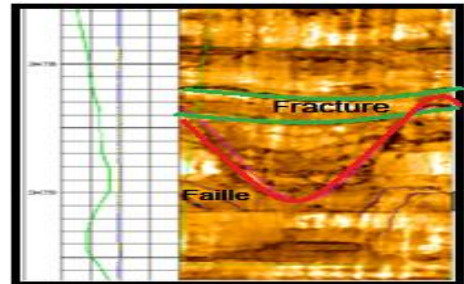
- 1) Les fractures colmatées par un ciment résistif où l'image électrique montre une réponse claire alors que l'outil acoustique dément l'ouverture de la fracture par un signal de forte amplitude.
- 2) Les fractures colmatées par un ciment conducteur sont représentées aussi par deux cas :

Colmatées par un ciment conducteur (ferreux, pyrite), ou l'image acoustique montre un signal clair et pas de transit time alors que l'image électrique montre un signal sombre

Colmatées par un ciment semi-conducteur (argiles) ou l'image acoustique montre un signal sombre qui explique la diminution de l'amplitude alors que rien n'est observé sur le transit time Ainsi qu'au niveau de l'image électrique.

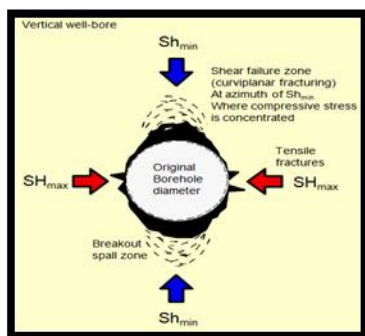
3.2 Détermination des failles :

Sur une image de fond, les structures sinusoïdales représentent des traces de fractures naturelles inclinées ou des failles planes donc les failles ont la même allure que les fractures avec une empreinte plus intense, elles sont souvent accompagnées de fissures et montrent un déplacement de compartiments. Les brèches aussi sont des indicateurs de la présence d'une faille.



**Fig.20 : Les failles et les fractures
AMARI. G. (2013)**

3.3 Détermination des fractures induits et des breakouts :



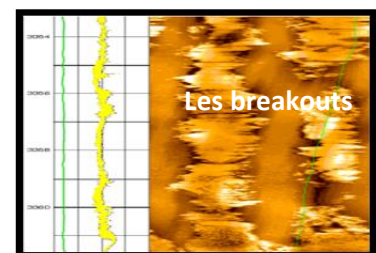
1. Les fractures induites :

La plupart des fractures induites par le forage qui se forment parallèlement à la contrainte horizontale maximale ($\sigma H\text{-max}$) ce qui signifie qu'ils sont en extension qui se propage seulement sur quelques centimètres dans la paroi du puits.

**Fig.21.Direction des contrainte minimal et maximal (Break out)
Benachour. H et Sedrati. N. (2014)**

2. Les breakouts :

Sont des zones de faiblesse due à la déformation d'un puits sous l'effet des contraintes tectoniques. Les « breaks outs » Elles sont marqués par l'élargissement du trou dans la direction de la contrainte horizontale minimale ($\sigma H\text{-min}$) Sur l'image ils apparaissent comme deux zones sombres à 180° l'une de l'autre.



**Fig.22 : Les breakouts sur l'imagerie
AMARI. G. (2013)**

III.2.2.2 Interprétation de l'imagerie dans la zone d'étude :

Pour l'étude structurale et l'analyse de fracturation on a choisi les puits suivants :

- OMG812 : puits verticale.
- OMLZ173 : puits en Short Radius.

1. Le puits OMG812 :

Le puits OMG812 est implanté dans la partie Nord de la zone Up-side. L'opération d'imagerie est faite par les outils OBMI et UBI le long de l'intervalle 3423 à 3540 m (117 m) dans le réservoir gréseux du Cambrien. Ce puits vertical, a été foré avec une boue à base d'huile de densité de 1.43 g/cc. Les données d'imagerie OBMI et UBI ont été traitées afin d'obtenir des images de résistivité (OBMI), d'amplitude acoustique et de rayon centré (UBI) sur l'intervalle 3423 à 3540 m (117 m). La haute résolution des mesures de ces outils permis d'identifier des pendages structuraux, des structures sédimentaires, les différentes fractures naturelles, les breakouts, les failles si elles existé De ce fait, la qualité de de cette imagerie a été jugée de bonne qualité (catégorie B).

1.1 Découpage des drains au niveau de réservoir Cambrien du puits OMG812 :

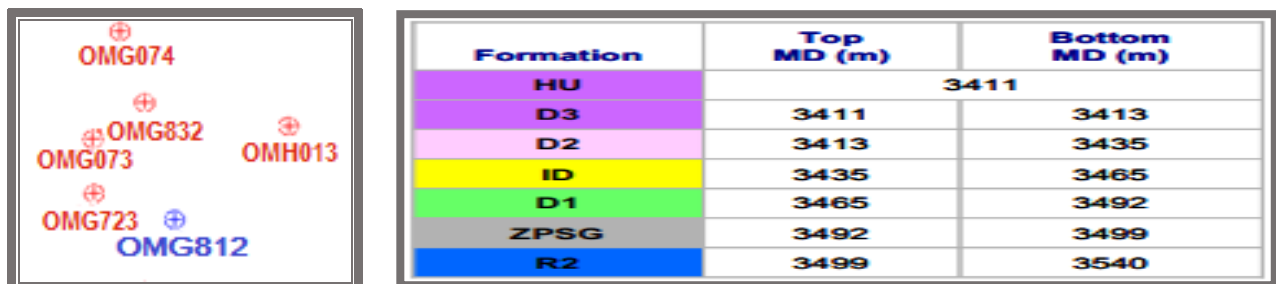


Fig.23 : Position de puits OMG812, Les tops de réservoir traversé par l'outil d'imagerie (Hakima C.2008)

1.2. Analyse et caractérisation de la fracturation par l'imagerie :

1. Les fractures naturelles :

Le puits OMG-812 a intercepté 33 fractures naturelles dont (31) fractures ouvertes sont identifiées sur les images acoustiques de l'outil UBI, et seulement (2) fractures conductrices identifiées sur l'imagerie de résistivité OBMI par un sinusoïdale noire, ces fractures sont colmatées par les pyrites ou des argiles. La majorité de ces fractures suivent une direction NE-SO avec deux familles mineures de direction E-O et NO-SE. L'inter drain est le niveau le plus fracturé dans ce puits, car il est possède plus de 18 fractures.

Illustration.1 : Document Schlumberger (Hakima C.2008)

Formation	Fractures Ouvertes	Major / Minor	Fractures conductives
D2	2	NE-SW / E-W	-
ID	18	NE-SW / NW-SE, WNW-ESE	2
D1	5	NE-SW / N-S, NW-SE	-
ZPSG	-	-	-
R2	6	NE-SW / NW-SE, WNW-ESE	-

2. Contraintes In-Situ (Break out et fracture induite) :

Plusieurs breakouts ont été identifiés dans ce puits avec une direction NE-SO. Comme le puits OMG-812 est vertical, leur direction correspond à la direction de la contrainte minimale horizontale (Sigma h) et la direction des fractures induites correspondrait à la direction de la contrainte In Situ horizontale maximale (Sigma H). De ce fait, la contrainte minimale horizontale (Sigma h) est de direction NE-SO (N°40) et la contrainte horizontale maximale est de direction NO-SE. On trouve la majorité des breakouts et les fractures induites au niveau de réservoir R2 avec des autres existant dans l'inter-drain. Le nombre des breakouts observés est égale 06 dont 03 fractures induites.

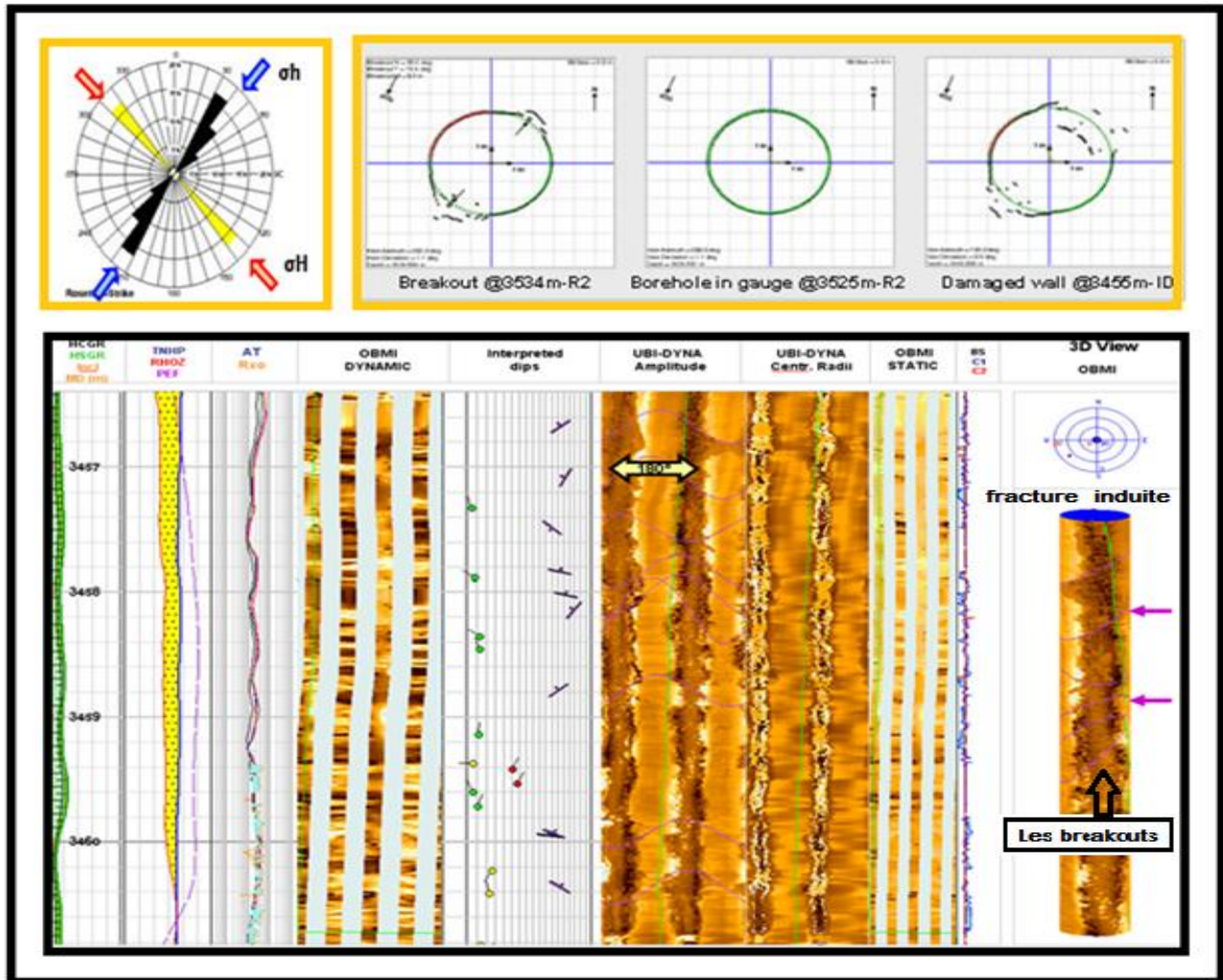


Fig.24 : rosace des contraintes, forme des parois de trou et les breakout (OMG812) (Hakima C.2008).

1.3 Commentaire Sédimentologique à partir des résultats d'imagerie :

413 pendages sédimentaires ont été identifiés le long de l'intervalle étudié (117m) à partir des images OBMI-UBI. Les structures sédimentaires observées sont très bien développées dans les intervalles gréseux et silto-gréseux de réservoirs Cambrien où la stratification est différenciée entre horizontale (D2), oblique (D2) (ID) (R2) et entrecroisé (D1) et (R2). La distribution des azimuts est quelque peu complexe suggérant un système de chenaux superposés avec une direction du paléo-courant variant du Nord au NE (R2, ZPSG), à l'Ouest (D1 & ID) une direction du paléo courant vers l'Est au moment du dépôt du (D2). (Voir l'annexe -B-)

2. Le puits OMLZ173 :

Le puits horizontal OMLZ173 est situé au Nord- Est de la zone d'étude, il est entouré par des puits horizontaux (le puits OMLZ272 au nord, le puits OMLZ473 à l'Est, le puits OMLZ36 au sud) ou le puits OMLZ173 traversé la faille qui est situé à l'Ouest.

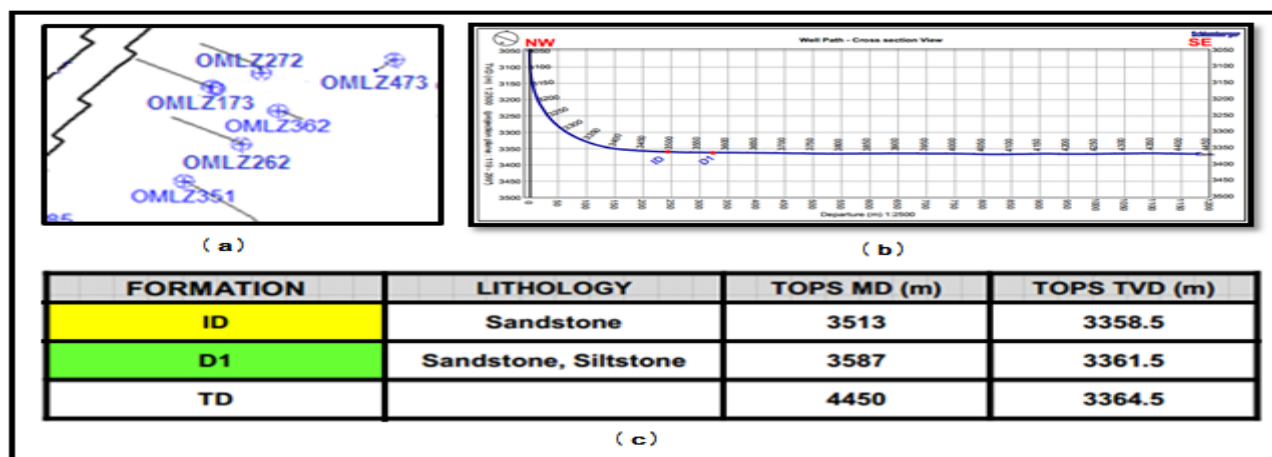


Fig.25 : (a) Position de puits OMLZ173, (b) Profil de déviation de puits OMLZ173 de direction SE-NW (c) Les niveaux réservoirs traversés par le forage OMLZ173 (Mohamed S.2007)

Détection de la déformation par l'imagerie :

1- Les breakouts :

Les breakouts ont été observés à partir de la côte 3590 m jusqu'au 3765 m. La contrainte horizontale minimale in-situ dans le puits OMLZ-173 est donc supposée être orientée NE-SW ce qui correspond à une contrainte horizontale maximale in-situ orientée NW-SE.

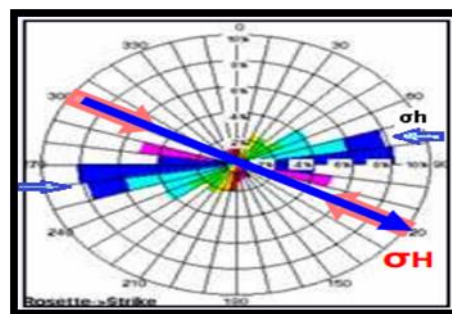


Fig.26 : Rosace d'orientation des breaks out et des fractures induits (puits OMLZ173)

2- Fractures et Failles :

a. Les fractures.

La section horizontale du puit OMLZ-173 a intercepté un nombre important de fractures naturelles le long de l'intervalle étudié (921.5 m). Avec la combinaison de l'imagerie UBI et OBMI. Les fractures résistives sont identifiées à partir de l'image OBMI soit des fractures ouvertes (remplies de boue à l'huile), soit des fractures cimentées par un ciment résistif (quartz, asphalte...). Par contre les fractures conductrices (*Voir l'annexe -C-*) correspondent à des fractures cimentées par un ciment conducteur (ex : pyrite ou argile). L'analyse détaillée des fractures à partir de l'image UBI a permis de déduire que :

- ✓ La quasi-totalité des fractures ont un aspect discontinu (380) de direction ENE-WSW.
- ✓ Les fractures naturelles continues (38) sont orientées E-W.

b. La faille.

Plusieurs zones de brèches interprétées comme des brèches de faille ont été localisées dans les intervalles: 3560.5-3565.2 m, 3584 -3586 m, 3603-3604 m, 3720-3748 m et la plus importante dans l'intervalle 3759-3774 m (soit 15m d'épaisseur dans le D1). En outre, deux possibles plans de faille ont pu être identifiés à 3766.2 m avec une direction ENE-OSO et à 3775 m avec une direction NE-SO.

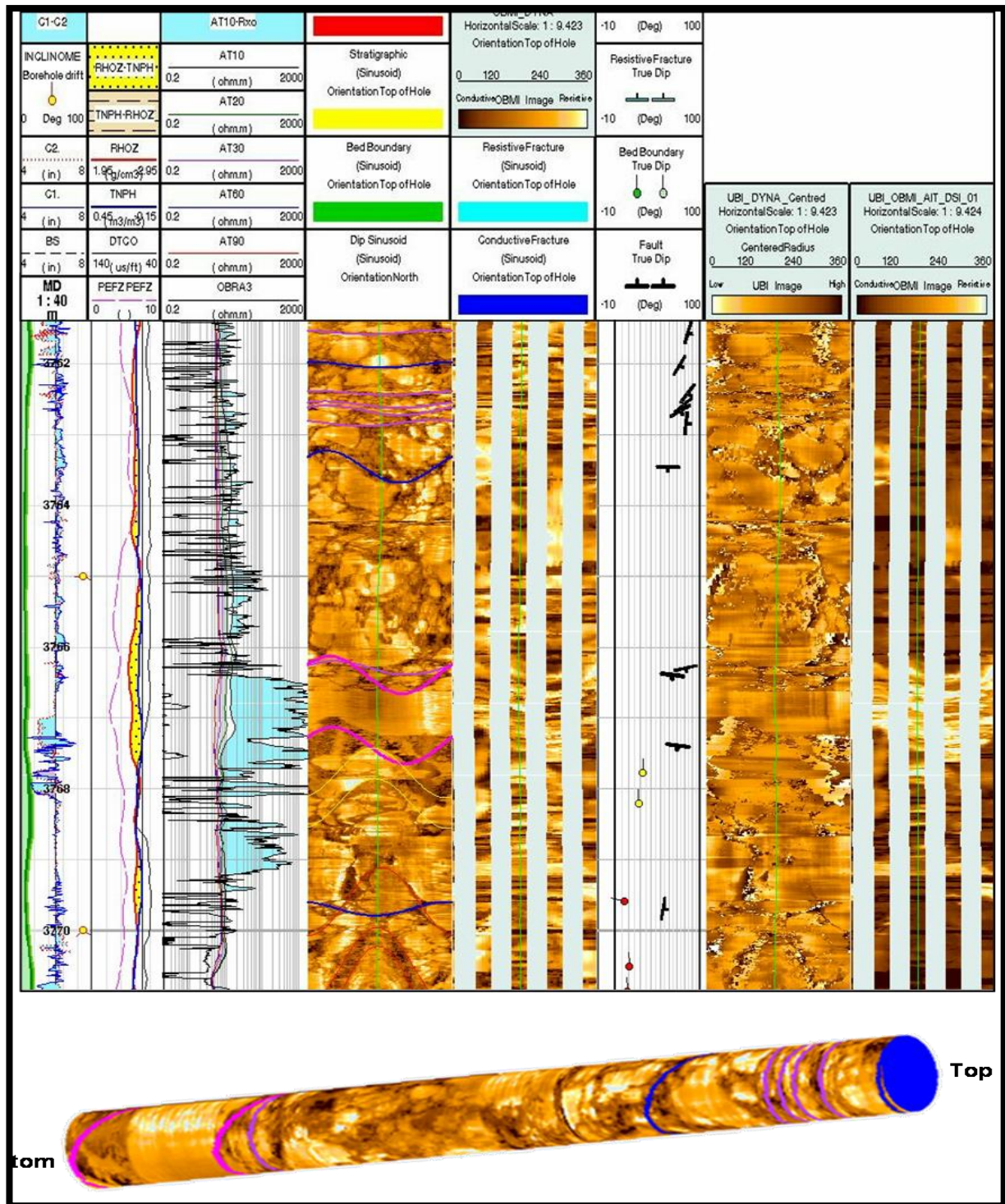


Fig.27 : Exemple des brèches dont la faille est d'une direction E-W (Mohamed S.2007)
















III.3 SYNTHÈSE GÉOLOGIQUE

III .3.1 Analyse et discussion des résultats obtenus

La description des carottes extraire au niveau de puits OMG812 a montré un Cambrien exclusivement formé des bancs détritiques de grès d'épaisseurs varie entre 40 cm à 5 m, parfois même plus variables avec passées de niveaux argilo-silteux d'une épaisseur très variable, pouvant aller de quelques centimètres à quelques décimètres .Ce dépôt traduit un processus de suspension et décantation. Dans la zone d'étude le Réservoir « Ra » de Cambrien montre les caractéristiques suivantes :





1. Lithologie :

Tableau. 10 : La lithologie observée au niveau de puits OMG812

Grès	Couleur	<u>Grès gris claire</u> présente dans le D2		<u>Grès gris foncé</u> présente dans le D2		
		<u>Grès beige</u> présente dans le D2		<u>Grès brunâtre</u> (marron) présente dans le D2		
	Granulométrie	(ID) <u>Grès très grossier</u> à élément micro - conglomératique		(R2) <u>Grès grossier</u> 	<u>Grès moyen à grossier</u> existant dans le (D1).	
		(D2) <u>Grès fin à moyenne</u> 	<u>Grès lisse</u> et très fin se trouve au niveau de la zone de passage (Z-PSG) 	<u>Grès Friable</u> et très altéré de réservoir (R2) 		
Silt	Couleur	<u>Silt gris verdâtres :</u> de l'Inter-drain (ID) 	<u>Silts argilo-micacés :</u> ce sont des silts à ciment argileux 			
		<u>Silt beige :</u> identique avec les grès de la Z-PSG 	<u>Silt bruyante :</u> fréquente comme un mince lit dans le D1 			
Argile		<u>Argile noir micacé :</u> 	En trouve ces argiles dans le sommet de D1 intercalé avec les grès marron			



1) Les structures :

Tableau. 11 : Les structures observées au niveau de puits OMG812

Structure Sédimentaire			Structure Organique	
Stratification oblique	Stratification horizontale	Stratification entre-croisé	Trace fossile	
			Représentées par les Tigillites (Scolithos) très rare sur carottes, observés dans (l'ID) Ce sont des terriers sous forme de tubes verticaux séparés qui traversent les bancs gréseux ou argileux. (Photos a) .Ils sont des indicateurs de milieu marin peu profond où l'action des vagues se fait sentir.	
				Photos (a)

2) Autre observation :

Tableau.12 : Autre observation au niveau de puits OMG812

Galet d'argile	Masses globuleuses, centimétriques à décimétriques, se différenciant par sa composition et/ou sa structure du reste de la roche qui les contiennent. Ces galets correspondent au milieu de fond de chenal	
Nodule de pyrite	Les nodules sont des concrétions constituées de manganèse, de nickel, de cuivre et des pyrites ou possible des autres minéraux que l'on trouve au fond des océans.	

3) Faciès et environnement de dépôt :

➤ L'analyse des lithofaciès des niveaux carottés au sien de réservoir cambrien a montré l'existence de trois faciès qui sont les suivants :

I. Faciès gréseux (F1) : Ce faciès est le plus dominant, il est subdivisé à son tour en 06 sous faciès, qui sont :

- ✓ Sous faciès 01 : (SF1) Grès fin à moyen faiblement argileux à litage plan.
- ✓ Sous faciès 02 : (SF2) Grés grossier à très grossier à élément micro-conglomératique et à litage oblique.
- ✓ Sous faciès 03 : (SF3) Grès grossier friable à film d'argile à litage oblique.
- ✓ Sous faciès 04 : (SF4) Grès moyen à grossier et très Argileux à litage oblique de faible angle.
- ✓ Sous faciès 05 : (SF5) Grès fin à moyen à litage entrecroisé avec des Galet d'argile.
- ✓ Sous faciès 06 : (SF6) Grès fin à litage horizontale avec des Tigillites.

II. Faciès argileux (F2) :

Ce faciès est représenté par des argiles noir micacé, avec un faible pourcentage d'existence, car ils sont observés comme des intercalations avec les lits silteux.

III. Faciès silteux (F3) :

Ce faciès constitue des inter bancs d'épaisseur variable. Il présente une bonne consolidation. A noter la présence non négligeable des micas blancs à ciment argileux sont des Silts argilo-micacés. La mise en place des faciès ; Argileux (F2), et Silteux (F3) s'effectuent par décantation d'un matériel détritifique fin en suspension lors des phases à hydrodynamisme calme.

➤ *Tout ce critère indique Un milieu Fluvial en tresse à la base du Cambrien (Ra) D1, D2, ID. Le passage à un milieu marin peu profond, où la bioturbation est fréquentes.*

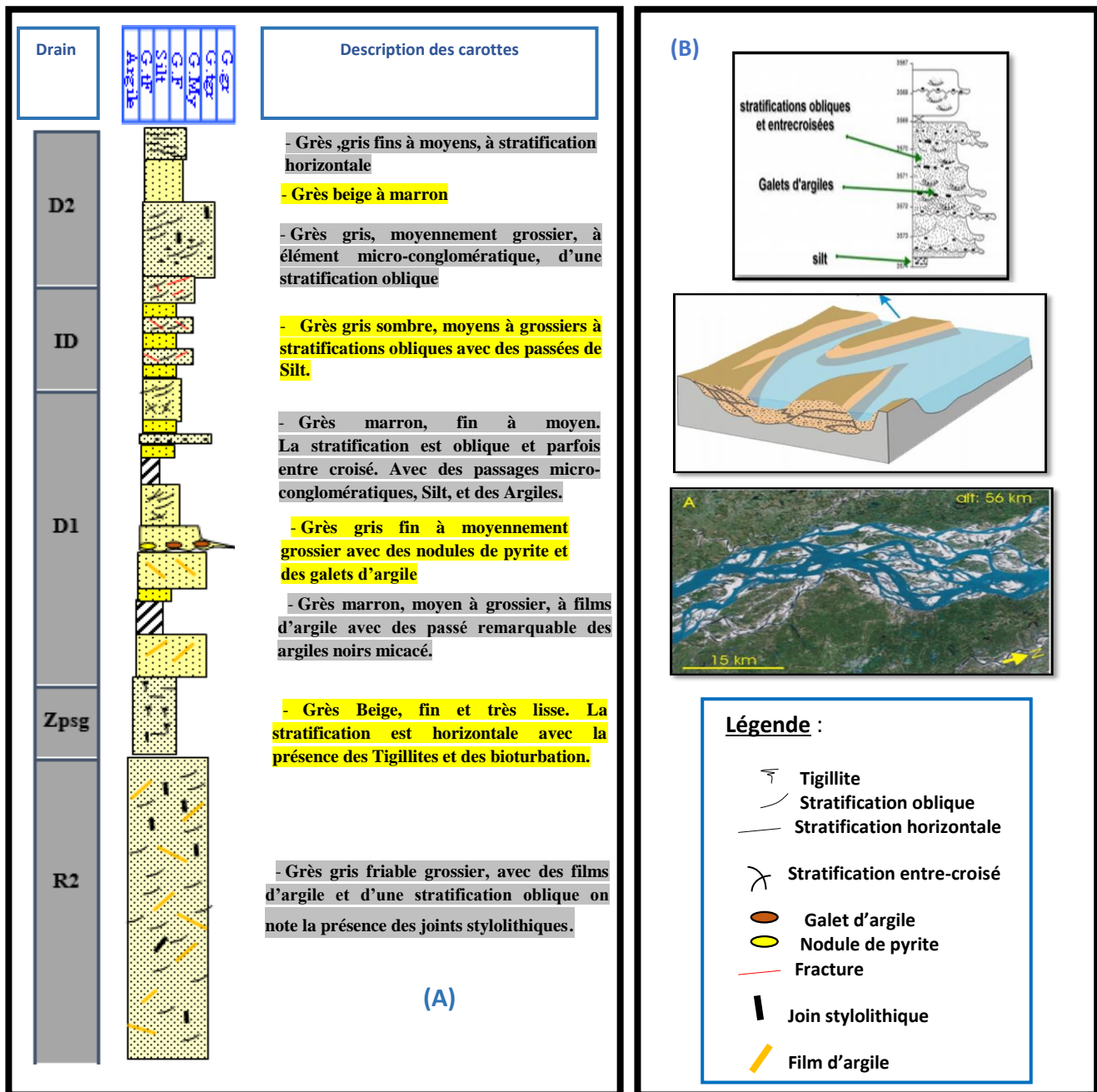
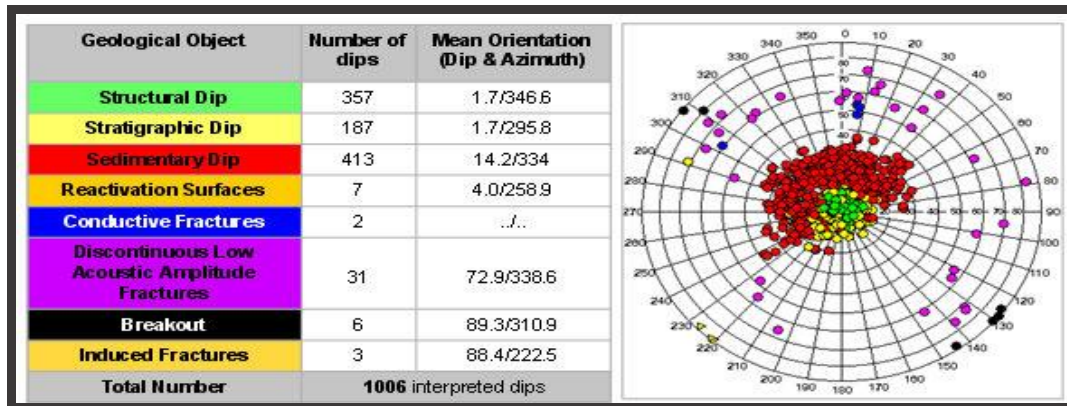


Fig.28 : (A) Séquence lithologique au niveau de puits OMG812. (B) Schéma d'un système fluvial à chenaux en tresse et exemple d'une séquence de comblement.

➤ Les résultats de l'analyse de fracturation au niveau de puits **OMG812** sont résumés dans l'illustration suivant :

Illustration. 2 : Document Schlumberger (Hakima C. 2008).



➤ L'analyse structurale détaillé au niveau **I'D** et **DI** Traversés par le sondage **OMLZ173** le long des **921.5m**, permis de trouver les résultats suivants :

- Un réseau de fracturation d'orientation **ENE-OSO** à **E-O** ;
- Plusieurs zones de brèches de failles dans la partie supérieure de la section horizontale c'est-à-dire presque au fond de trou ;
- Deux plans probables de tailles de direction **ENE-OSO** et **NE-SO** ;
- Une direction de paléo-courant vers le **NNO** à **Nord**

III.3.1 Modèle géologique réalisé au niveau de la zone d'étude :

A la fin de ce chapitre on réalise un modèle géologique statique en 3 dimensions, qui rassemble la géomorphologie de la zone d'étude, la distribution des différentes failles et leur effet sur le découpage de réservoir en 3 sigement, ainsi que l'épaisseur de chaque drain constituant. (Voir l'annexe -D-)

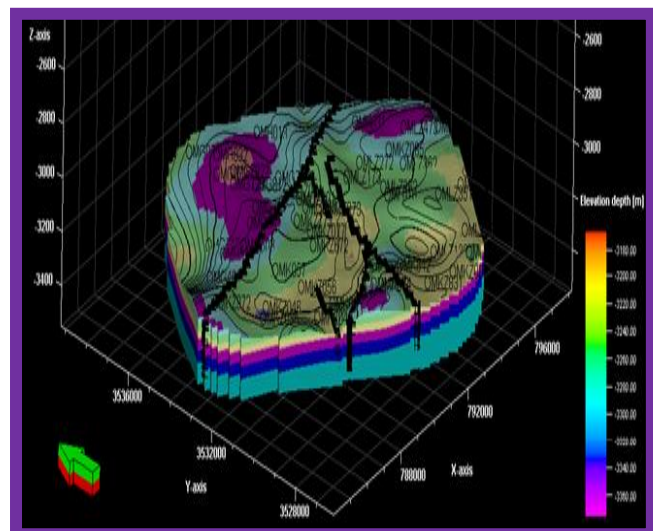


Fig.29 : modèle géologique

CONCLUSION

La synthèse des résultats de l'étude sédimentologique et structurale se fait avec une base des données des carottes et de l'imagerie. Ces deux méthodes utilisé donnant le même résultat, donc en peut faire les études avec l'un de ces outils la différence est dans la précision pas plus des ça.

CHAPITRE IV:

« *Etude géostatistique* »

INTRODUCTION

L'étude géostatistique se fait pour déterminer la variabilité spatiale des paramètres pétrophysique pour détecter économiquement les meilleurs niveaux réservoirs. Avant de réaliser l'étude géostatistique il faut voir la distribution et la répartition des variables (porosité et perméabilité).

IV. 1 THEORIE ET METHODOLOGIE

IV.1.1 : traitement statistique des données pétrophysique

Le traitement se fait selon la méthodologie suivante :

- Analyse de données monovariée :

Basé sur la détermination des paramètres statistiques de la distribution des variables étudiées ainsi que la représentation graphique de cette distribution à partir de traçage des histogrammes de fréquence relative et/ou cumulé permettrait d'apprécier l'homogénéité ou l'hétérogénéité des données ainsi que la loi de distribution des variables. Les paramètres étudiés sont subdivisés en deux types : paramètres de position centrale et paramètres de dispersions (Voir l'annexe). On note que dans notre étude on réalise cette analyse sur les variables aléatoires : Porosité-Perméabilité.

- Analyse de données bivariée :

Ce traitement statistique consiste à étudier deux variables aléatoires simultanément et de déterminer la relation qui existe entre eux à partir de trouvé le coefficient de corrélation simple de la population à l'aide de la formule suivante : **LEKHOUA. A et REKABI. E. (2012)**

$$r = \frac{\text{cov}(x,y)}{S_x \cdot S_y}$$

r : Coefficient de corrélation simple.

Cov (x,y) : covariance de variables x et y.
On note que : $\text{cov}(x,y) = E(xy) - E(x) \cdot E(y)$

Sx et Sy : écarts types de l'échantillon statistique des variables X et Y.

IV.1.2. Variographie :

C'est l'étude de la variabilité à l'aide de l'établissement des variogrammes expérimentales, ce dernier est calculé selon la formule suivante :

$$E = 2\gamma(h) = [Z(X) - Z(X+h)].$$

Où (x) et $(x+h)$ sont des localisations des échantillons. La sommation est étendue à tous les couples de points $(x, x+h)$ distants de (h) , $N(h)$ représente le nombre de tels couples de points. LEKHOUA. A et REKABI. E. (2012)

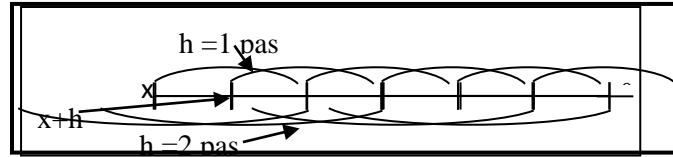


Fig.30 Estimation du variogramme

a. Les propriétés d'un variogramme

Effet pépité : c'est une discontinuité à l'origine du variogramme. L'effet de pépité peut représenter des erreurs d'analyse, des réelles microstructures et/ou des structures d'une certaine taille détectée par un échantillonnage insuffisant.

Porté : c'est la zone d'influence d'un échantillon $Z(x)$ elle n'est pas toujours la même dans toutes les directions dans l'espace. cela nous mène à définir des structures isotropes et anisotropes de la variabilité.

Palier : $\sigma^2 = C_0 + C$. Variance de la variable aléatoire. $\text{Var}(Z(x))$ Écart les plus grands, en moyenne entre deux variables aléatoires.

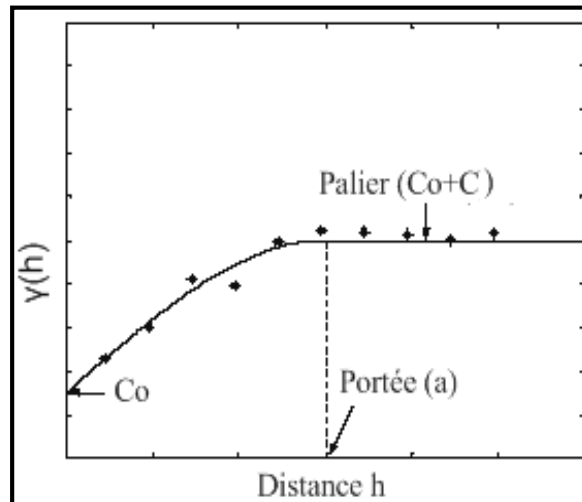


Fig.31 Représentation graphique d'un variogramme expérimentale

b. Les schémas d'ajustement d'un variogramme :

Une fois le variogramme expérimental est calculé, il faut alors déterminer un modèle mathématique qui lui correspond et qui doit être opérationnel et simple à l'emploi: C'est l'ajustement du variogramme expérimental. Les schémas théoriques d'usage courant sont classés en deux : schémas à palier, schémas sans palier. (Voir l'annexe).

IV.2.3. Estimation géostatistique :

L'estimation, c'est de trouver une valeur dans un endroit (cité) non échantillonné, il y a plusieurs méthodes d'estimation géostatistique parmi lesquelles on note :

- Les méthodes déterministes : Méthode de triangulation, Méthode d'inverse de distance, Moyen arithmétique, Méthode méandre carré.
- Les méthodes probabilistes : krigeage ordinaire.
- Les méthodes connexionnistes : réseaux de Neuron artificiel. **(Chargé de cour Mr Kechiched)**

1. **Le système de krigeage ordinaire :** Ce système permet donc de retrouver les N pondérateurs λ_i Ces derniers, dit pondérateurs de krigeage, donnent la variance d'estimation la plus petite possible et elle est appelée variance de Krigeage. Ce système est le suivant :

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^N \lambda_i \bar{\gamma}(v_i, v_j) + \mu = \bar{\gamma}(v_j, V) \\ \sum_{i=1}^N \lambda_i = 1 \end{array} \right\} \forall i = 1..N \dots et \dots j = 1..N$$

$$\sigma_k^2 = \sum_{i=1}^N \lambda_i \bar{\gamma}(v_i, V) + \mu - \bar{\gamma}(V, V)$$

2. Propriétés et remarques à propos du krigeage ordinaire

2.1. Le système de krigeage ordinaire est un système à N+1 équations à N+1 inconnues qui sont les N pondérateur λ_i et μ qui est le paramètre de Lagrange.

2.2. Le krigeage ordinaire est un estimateur linéaire sans biais. C'est un interpolateur exact.

2.3. Le système et la variance de krigeage rendent compte des 4 faits suivants :

- de la géométrie du domaine à estimer - terme de $\bar{\gamma}(V, V)$.
- de la géométrie entre estimant et estimateur - terme de $\bar{\gamma}(V, v_i)$.
- de la géométrie interne de l'information - terme de $\bar{\gamma}(v_j, v_i)$.
- de la structure sous-jacente - terme de $\gamma(h)$.

Ce concept permet donc de calculer la variance d'estimation d'un volume V à partir de différents géométries et dispositifs. Nous allons donc utiliser cette propriété pour calculer les variances d'estimation de différentes configurations et avoir une idée sur la maille de prospection. **LEKHOUA. A et REKABI. E. (2012)**

IV.2 ANALYSE ET DISCUSSION DES RESULTAT

Traitement statistiques des paramètres pétrophysiques.

Le traitement statistique a été effectué sur de **20** sondages au total qui ont été réalisés depuis **1962** à **2006**. Au totale de **990** échantillons extraire au niveau de réservoir Cambrien exactement le Ra, dont les drains objectifs sont (**D2, ID, D1**). Le nombre de données utilisées pour le traitement est représenté au Tableau. 13.

	N d'échantillons D2	N d'échantillons ID	N d'échantillons D1
Porosité	263	342	385
Perméabilité	263	342	385

Tableau.13 : Nombre des données utilisé dans le traitement statistique des paramètres pétro physiques.

1. Traitement monovariées :

Le traitement statistique monovarié a été effectué sur l'ensemble des échantillons de porosité(\emptyset) et de perméabilité (k). Les résultats obtenus sont présentés dans un tableau (Tableau.14). Les drains constituent le réservoir Cambrien **D2, ID, D1** sont caractérisés par une porosité (\emptyset) entre **0** et **18.2 %** et une perméabilité (K) variée entre **3.4** et **220 md** ou les drains **D1** et **D2** présente des bons réservoirs.

Tableau.14 : Le traitement statistique des paramètres pétrophysiques de chaque drain réservoir.

Paramètre	Drain	Min	Max	Moy	(S ²)	(S)
Porosité(\emptyset) en (%)	D2	2.17	18.2	9.65	7.44	2.73
	ID	0	17.8	8.31	6.56	2.56
	D1	2.45	17.1	9.02	8.10	2.84
Perméabilité(k) en (md)	D2	6.30	220	120.08	244	15.62
	ID	3.4	212.07	104	160	12.64
	D1	5.57	203.18	112.13	122	11.04

Min : Porosité ou perméabilité minimale ; **Max** : Porosité ou perméabilité maximal.
Moy : Porosité ou perméabilité moyenne **S²** : Variance (%)² ; **S** : Ecart-type (%)

➤ **Etude de la distribution des paramètres pétrophysiques :**

L'étude de la distribution des données des paramètres pétrophysiques a été effectuée à l'aide des histogrammes de fréquences relatives.

LES HISTOGRAMMES DE POROSITE

L'histogramme des fréquences relatives de la porosité du drain *D2* montre que la classe de [8 à 10]% représente 34 % des données observée. Les classes les moins fréquentes sont [2-4] % et [16-18]% avec un pourcentage de 3%. La distribution est monomodale.

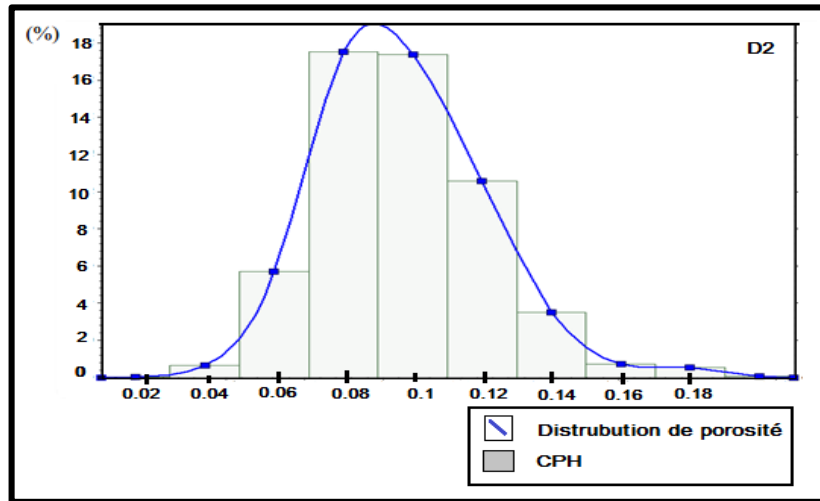


Fig.32 : Histogramme de porosité au niveau de D2

L'histogramme de porosité établis au niveau de *I'D* présente une allure unimodale ; le centre de classe qui présente les valeurs de porosité les plus fréquentes présente 20% de population avec une valeur de porosité 8%.

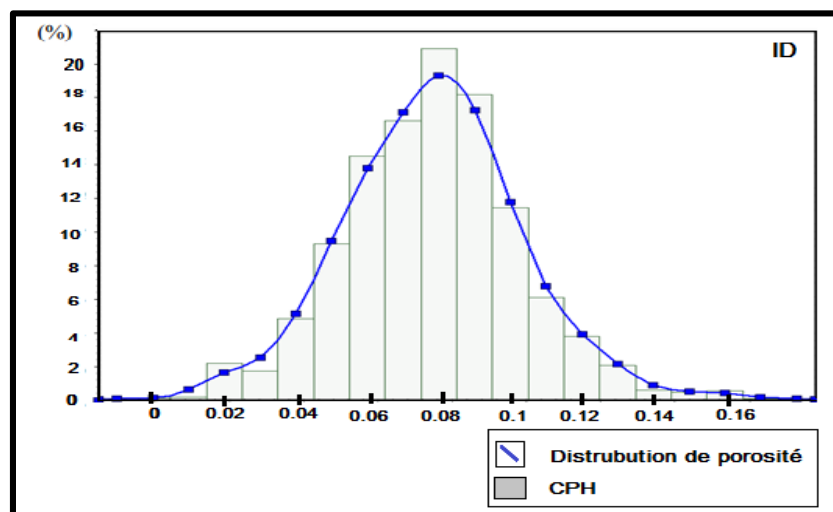


Fig.33 : Histogramme de porosité au niveau de I'D

L’histogramme des fréquences relatives de la porosité au sien de drain **D1** montre que les classes les plus fréquentes variées entre **6%** et **10%** représentent **75%** de population étudié. La distribution est monomodale

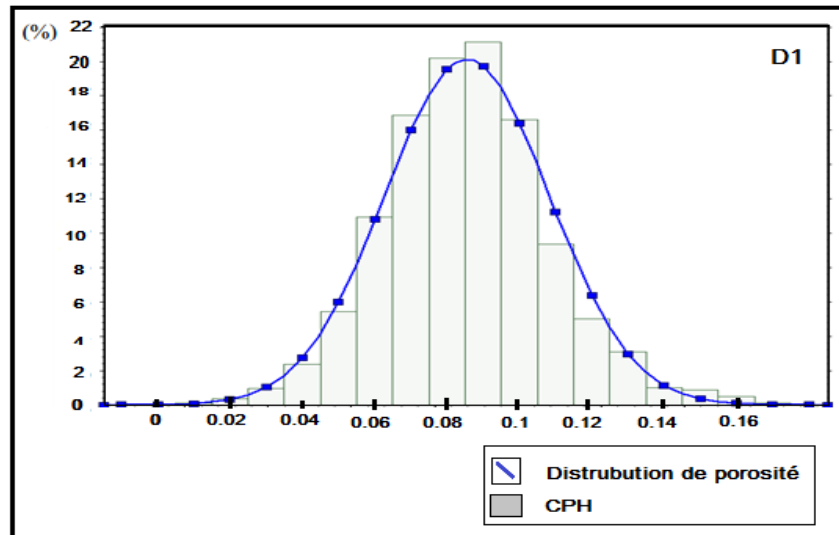


Fig.34 : Histogramme de porosité au niveau de D1

HISTOGRAMMES DE PERMEABILITE :

L’histogramme de perméabilité au niveau de D2 montre une distribution unimodale asymétrique, l’asymétrie est gauche, le mode correspondant de classe **[25-50 md]** avec une fréquence de **30%**.

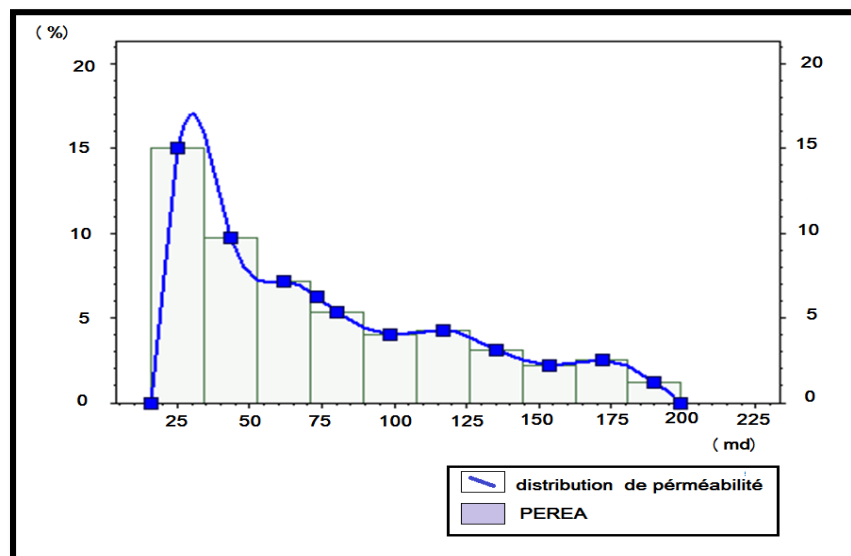


Fig.35 : Histogramme de perméabilité au niveau de D2

L'histogramme des classes de la perméabilité établis dans l'ID montre une distribution unimodale présente une asymétrie gauche, où le mode prédominant est appartient au centre de classe **25 md** avec une fréquence de **16%**.

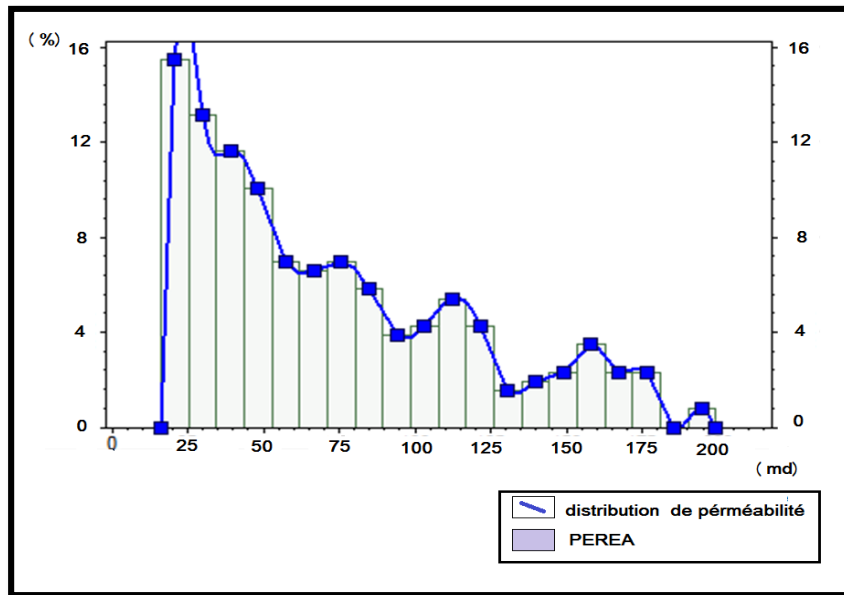


Fig.36 : Histogramme de perméabilité au niveau de l'ID

L'histogramme de la perméabilité réalisé au niveau de D1, présente une distribution unimodale à assymétriegauche, en effet **54 %** des mesures réalisées dans l'intervalle d'étude sont comprises entre **[20et 50] md**.

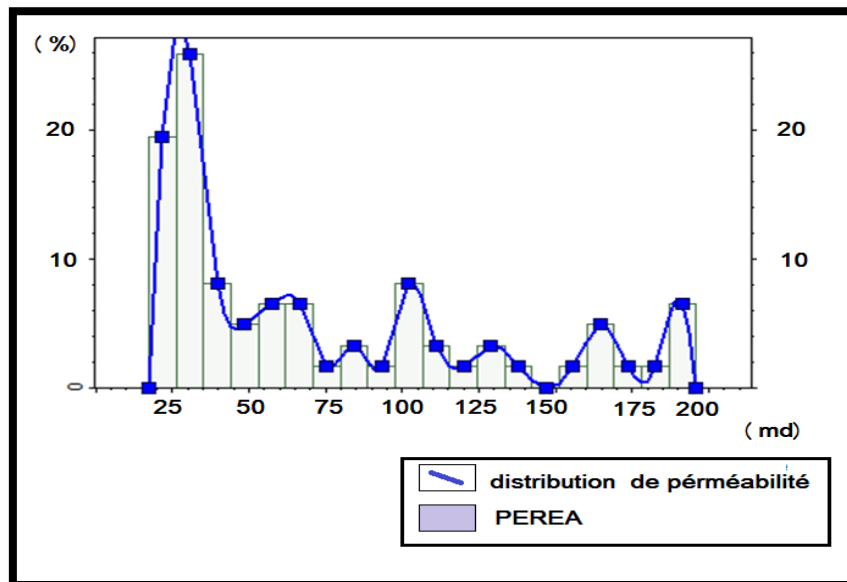


Fig. 37: Histogramme de perméabilité au niveau de D1

➤ **Commentaire**

Tous les histogrammes de porosité et de perméabilité, montrent une distribution monomodale (formé d'un seul mode) ce qui indique l'homogénéité. Cette distribution est présentée dans les histogrammes de porosité sous forme symétrique et dans les histogrammes de perméabilité sous forme asymétrique vers la gauche montre que les valeurs sont d'une façon décroissante.

Il faut noter que le faciès dominants dans ce réservoir est Gréseux. Donc le réservoir cambrien est propre dans tous les drains choisis pour l'étude ou les valeurs de porosité sont variées entre 0 et 18.2 %, et les valeurs de perméabilité variées entre 25 et 200 md. Cette augmentation de perméabilité est sous l'effet de la faille majeure.

2. Traitement bivarié.

Tableau.15 : Analyse des courbes de corrélation entre la porosité et la perméabilité

Les drains	Interprétation des profils de corrélation entre la perméabilité et de la porosité
D2	La courbe de corrélation porosité/ perméabilité dans le D2 montre une bonne relation entre les deux paramètres avec un fort coefficient de corrélation égale à 0.826 et une covariance de 0.0151
ID	La courbe de corrélation porosité / perméabilité de ID montre aussi une bonne corrélation avec un coefficient de corrélation égale à 0,828 confirmant l'influence de perméabilité de fracture. Ou la covariance est de 0.016 .
D1	La courbe de corrélation porosité/perméabilité dans le D1 montre une homogénéité entre les deux avec un fort coefficient de corrélation égale à 0,86 et une covariance de 0.017

➤ **Commentaire**

Tous les profils de corrélation entre les valeurs de Porosité et ceux de la Perméabilité établis au niveau des drains (**D2**, **ID**, **D1**) au sein de réservoir Cambrien sont des fonctions linéaires (*une droite*), avec des bons coefficients de corrélation $R^2 = 0.8$, traduisant ainsi une bonne corrélation entre ces deux paramètres. Ceci indique une augmentation de la porosité et aussi de la perméabilité. Donc sont des corrélations positives. Où la granulométrie des grès est facile de détecter, qui varie entre très grossier à fin.

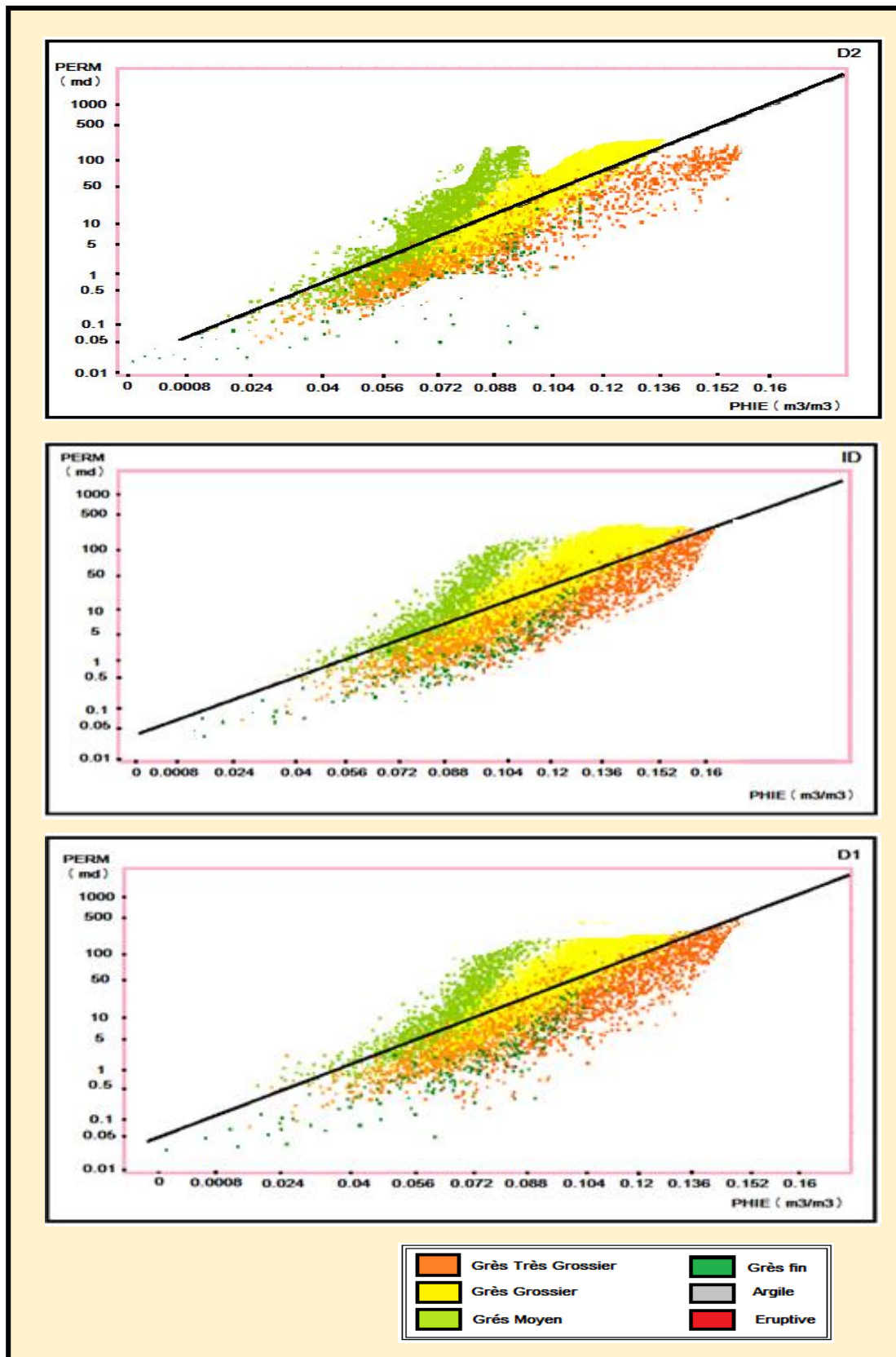


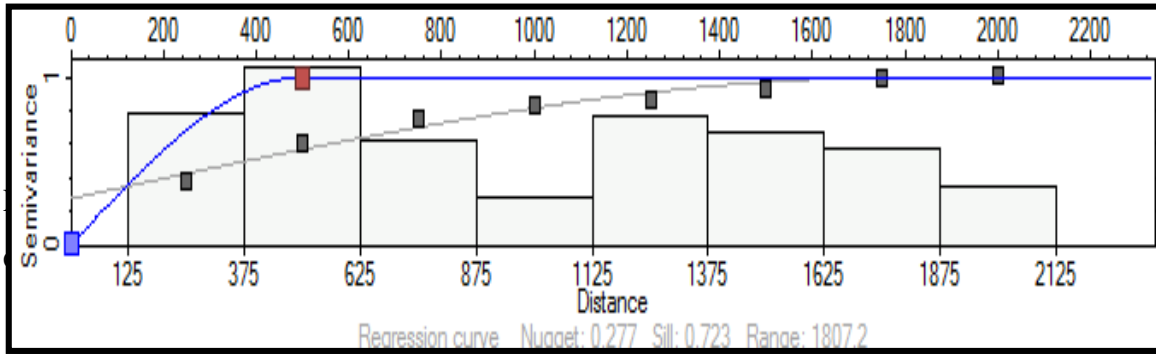
Fig.38 : profile de corrélation entre Porosité-Perméabilité dans le D2, ID, D1

3. Analyse des variogrammes expérimentales.

3.1 VARIOGRAMME DE POROSITE

Le variogramme omnidirectionnel de la porosité(\emptyset) au niveau de **D2a** été construit et ajusté par un modèle Sphérique de portée $a = 1807.2 (m)$, d'un effet de pépité $C_0 = 0.77 (\%)^2$, et d'un palier $C = 0.723 (\%)^2$. Sa formule théorique :

$$\gamma(h) = 0.277 + 0.723 \gamma[\text{Sph}_{1807.2}]$$

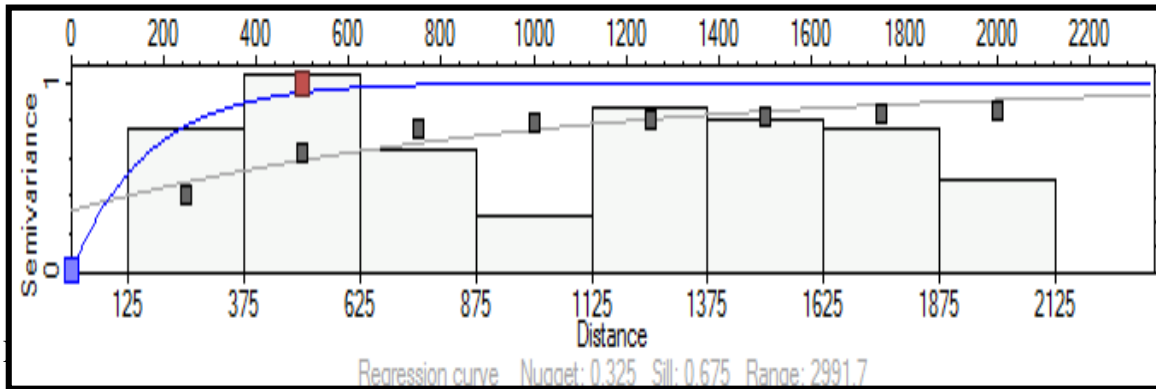


v

Fig.39 : Variogramme de porosité au niveau de D2

Le variogramme omnidirectionnel de la porosité(\emptyset) au niveau de **ID** a été construit et ajusté par un modèle Sphérique de portée $a = 2991.7 (m)$, d'un effet de pépité $C_0 = 0.325 (\%)^2$, et d'un palier $C = 0.675 (\%)^2$. Sa formule théorique:

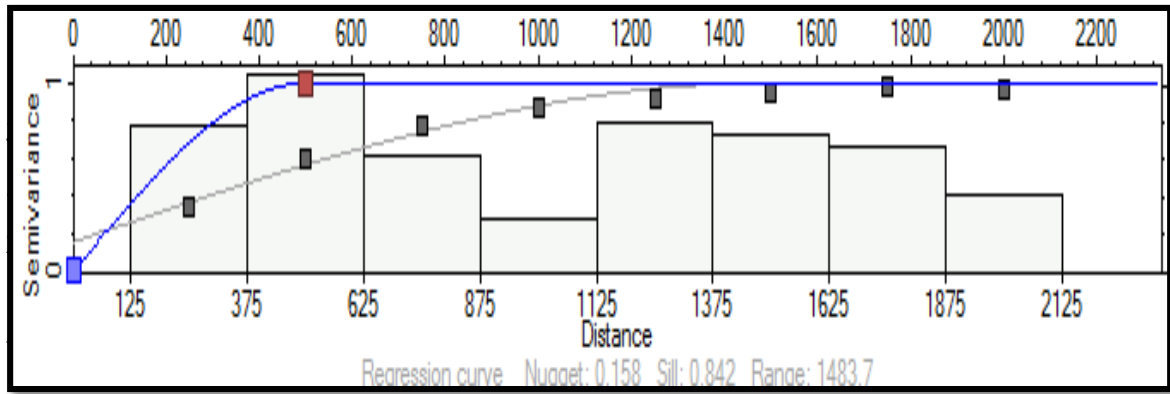
$$\gamma(h) = 0.325 + 0.675 \gamma[\text{Sph}_{2991.7}]$$



e

Le variogramme omnidirectionnel de la porosité(\emptyset) au niveau de **l'ID** a été construit et ajusté par un modèle Sphérique de portée $a = 1483.7 (m)$, d'un effet de pépité $C_0 = 0.158 (\%)^2$, et d'un palier $C = 0.842 (\%)^2$. Sa formule théorique :

$$\gamma(h) = 0.158 + 0.842 \gamma[\text{Sph}_{1483.7}]$$



A

RIOGRAMME DE Fig.41 : Variogramme de porosité au niveau de D1

Le variogramme omnidirectionnel de la perméabilité (*k*) au niveau de *D2a* a été construit et ajusté par un modèle Sphérique de portée *a* = 3113 (m), d'un effet de pépite $C_0 = 0.242$, et d'un palier $C = 0.755$.

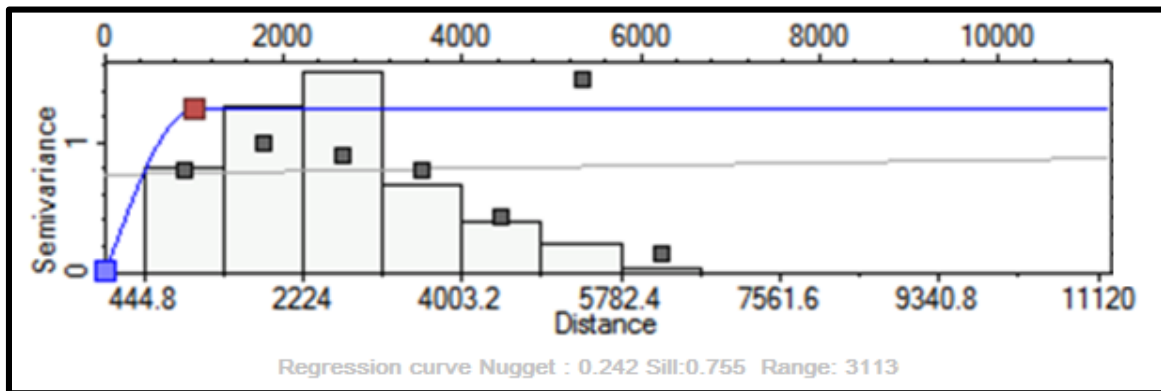
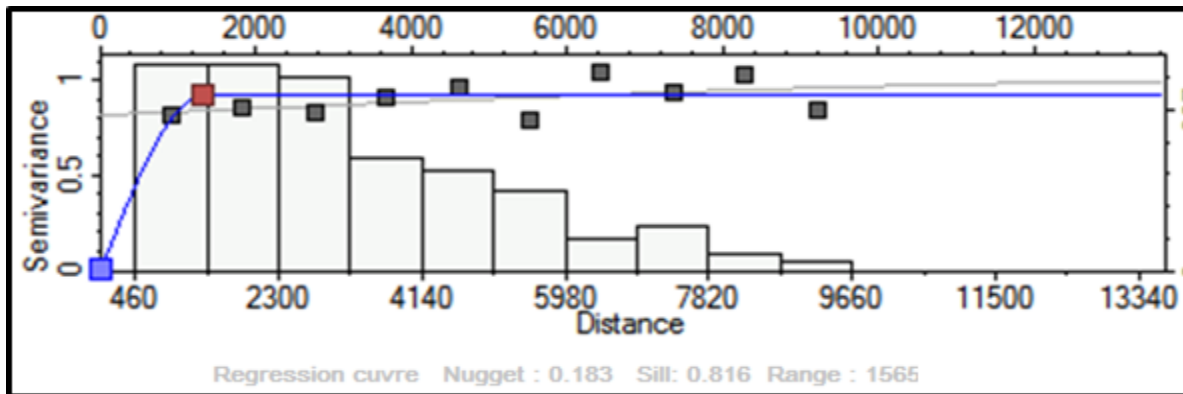


Fig.42 : Variogramme de perméabilité au niveau de D2

- Le variogramme sera donc exprimé par l'équation suivante :

$$\gamma(h) = 0.242 + 0.755 \gamma[\text{Sph}_{3113}]$$

Le variogramme omnidirectionnel de la perméabilité (k) au niveau de ID a été construit et ajusté par un modèle Sphérique de portée $a = 1565(m)$, d'un effet de pépité $C_0 = 0.183$, et



d'un palier $C = 0.816$.

- Le variogramme sera donc exprimé par l'équation suivante :

$$\gamma(h) = 0.183 + 0.816 \gamma[\text{Sph}_{1565}]$$

Le variogramme Fig.43 : Variogramme de perméabilité au niveau de l'ID $D1$ a été construit et ajusté par un modèle Sphérique de portée $a = 3875.6$ (m), et un effet de pépité $C_0 = 0$, et d'un palier $C = 0.999$.

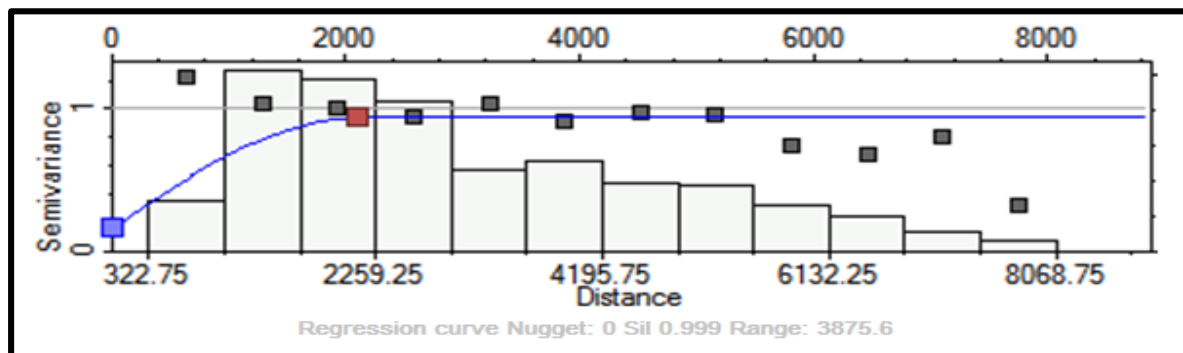


Fig.44 : Variogramme de perméabilité au niveau de D1

Le variogramme sera donc exprimé par l'équation suivante :

$$\gamma(h) = 0 + 0.999 \gamma[\text{Sph}_{3875.6}]$$

4. Analyse des cartes des isovaleurs des paramètres pétrophysiques :

4.1 : La carte Isoporosité et en Isoperméabilité au niveau de D2 :

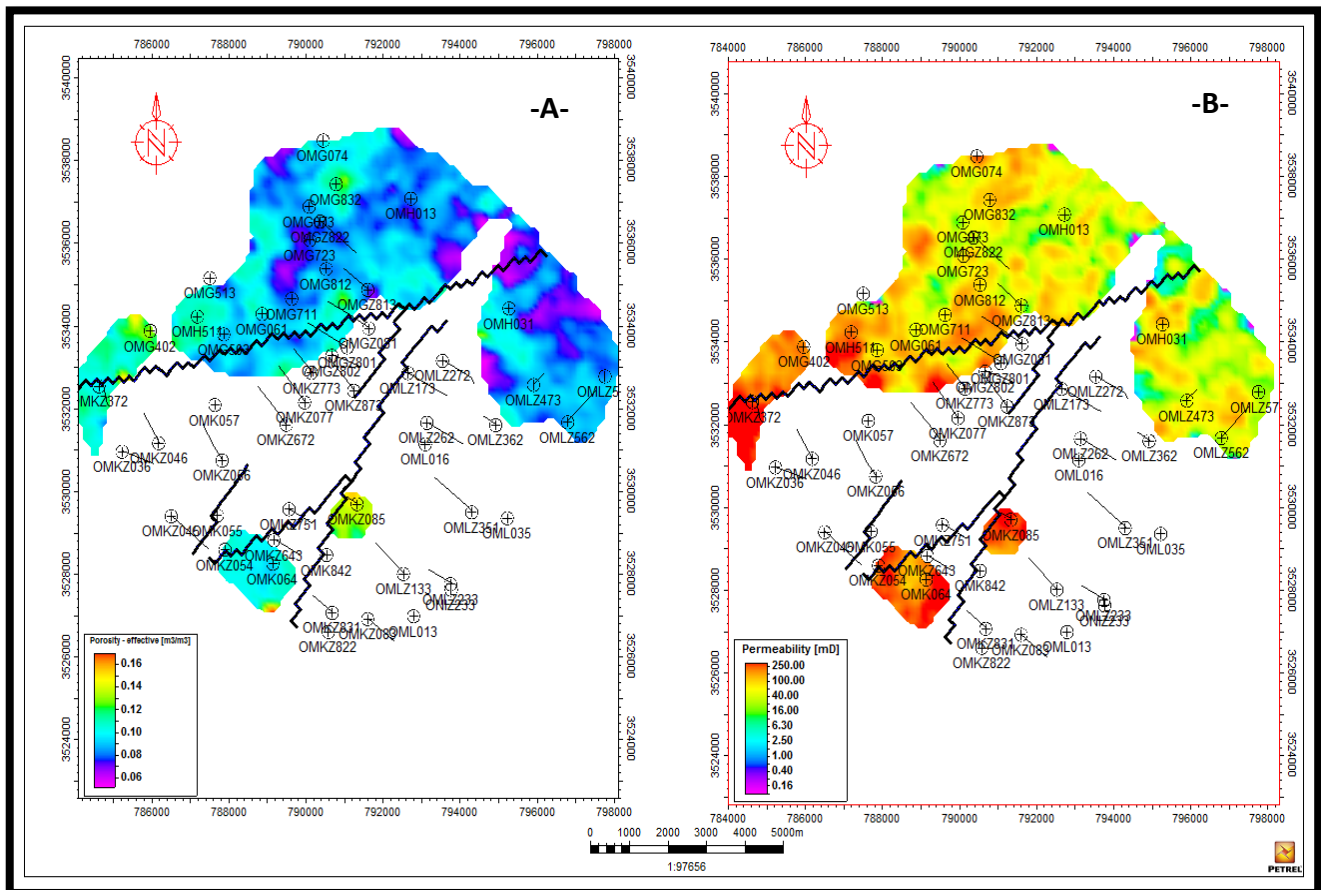


Fig.45 : (A) Carte iso-porosité, (B) Carte en iso-perméabilité au niveau de D2

Les cartes en isoporosité et en isoperméabilité au niveau de **D2**, montrent une absence de ce drain dans une grande partie au Sud de la zone à cause de l'intensité de l'érosion hercynienne.

- a) L'analyse de la en isoporosité a permet de distinguer que le **D2**est caractérisé par une porosité généralement moyen varie entre (**8-12%**), sauf au niveau du puits OMKZ85, OMG402 qui est bonne (**15%**).

Les valeurs minimum de porosité sont trouvées dans la partie Nord- Est de la zone d'étude. Ces valeurs sont inférieures à (**6%**).

- b) L'analyse de la carte en isoperméabilité montre que les meilleures valeurs sont observées dans la partie Sud-Ouest de la zone d'étude avec une perméabilité qui dépasse (**250 md**). Dans le reste parti la perméabilité est bonne, variée entre (**16-100md**).

En remarque que les valeurs de porosité et perméabilité sont fortement augmente au voisinage des deux failles majeures.

4.2 La carte Isoporosité et en Isoperméabilité au niveau de ID :

Dans ce drain l'érosion est moins intense, La discordance est touchée au voisinage des puits **OMKZ60, OMLZ133**.

- L'analyse de la carte en isoporosité à montrer que les valeurs moyennes de porosité observée à l'Ouest de la carte, entre **8 et 12 %**. Tandis que les petites valeurs sont trouvés dans la partie nord surtout au niveau de puits **OMH13** avec une porosité d'environ de **7%**. On note que les bonnes porosité existant dans la partie Sud vers l'Ouest entre **14 et 16%** avec une pique de très bonne porosité est plus de **16%** au niveau de puits **OMKZ372**.
- A partir de l'analyse de la carte en isoperméabilité on constate que Presque dans plupart partie de ce drain réservoir la perméabilité est varié entre **40 et 250 md**, sauf des quelque trace des valeurs médiocre au nord de la zone sont entre **1 et 16 md**.

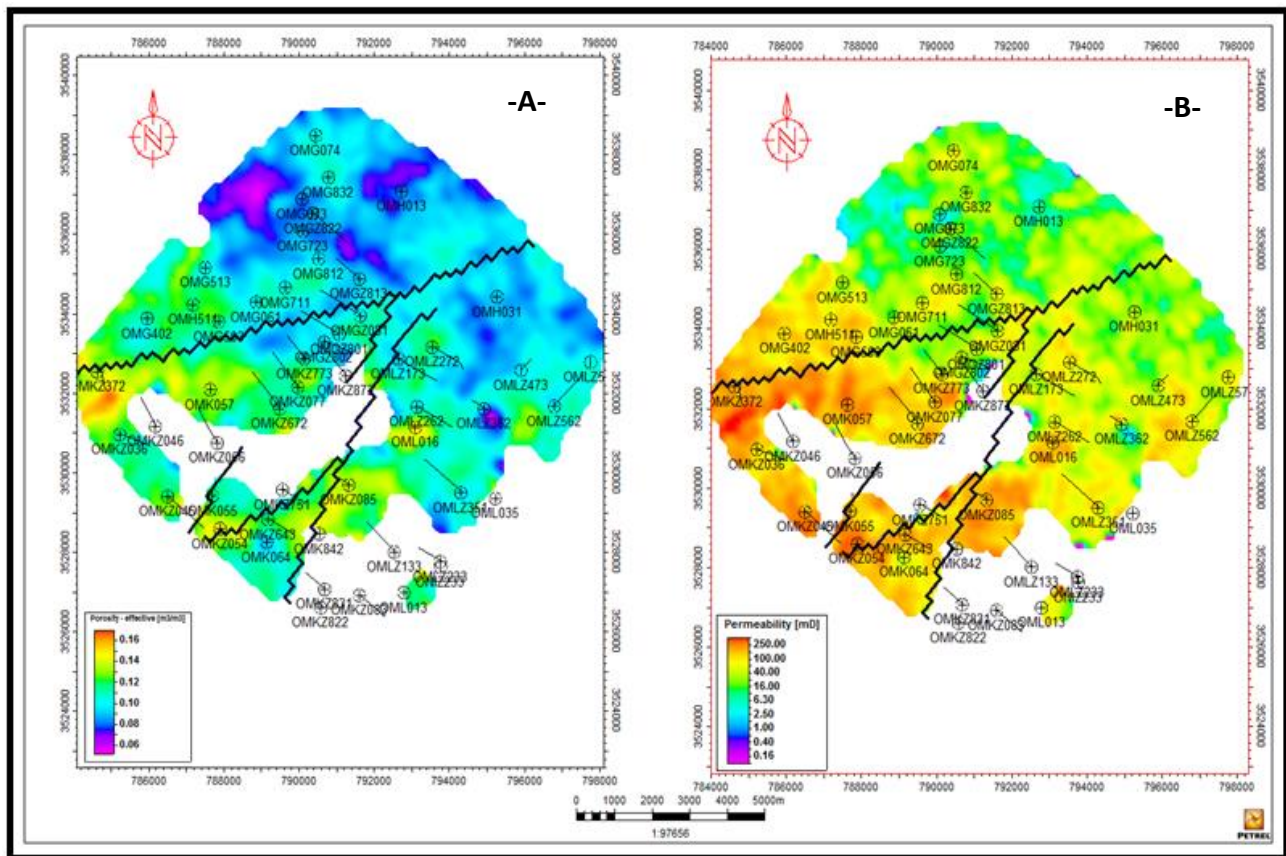


Fig.46 : (A) Carte iso-porosité, (B) Carte en iso-perméabilité au niveau de l'ID

4.3 : La carte Isoporosité et en Isoperméabilité au niveau de D1 :

Dans le D1 l'érosion est presque nulle, elle n'ait pas touché les endroits forés.

- 1) La carte en isoporosité montre des bons porosités varié entre **12-14%** dans les zones de Sud- Ouest est des moyennes valeurs dans les zones de Nord- Est entre **7-11%**.
- 2) La carte en isoperméabilité montre presque la même distribution que celle de la carte d'isoporosité ou Les zones des grandes valeurs sont situées dans la partie Sud occidentale de la zone tel que autour du puits **OMLZ16** où la valeur de perméabilité peut atteindre **250 md**. Cette valeur est fortement possible due à la présence de la perméabilité de fracture résultante de l'intersection des failles.

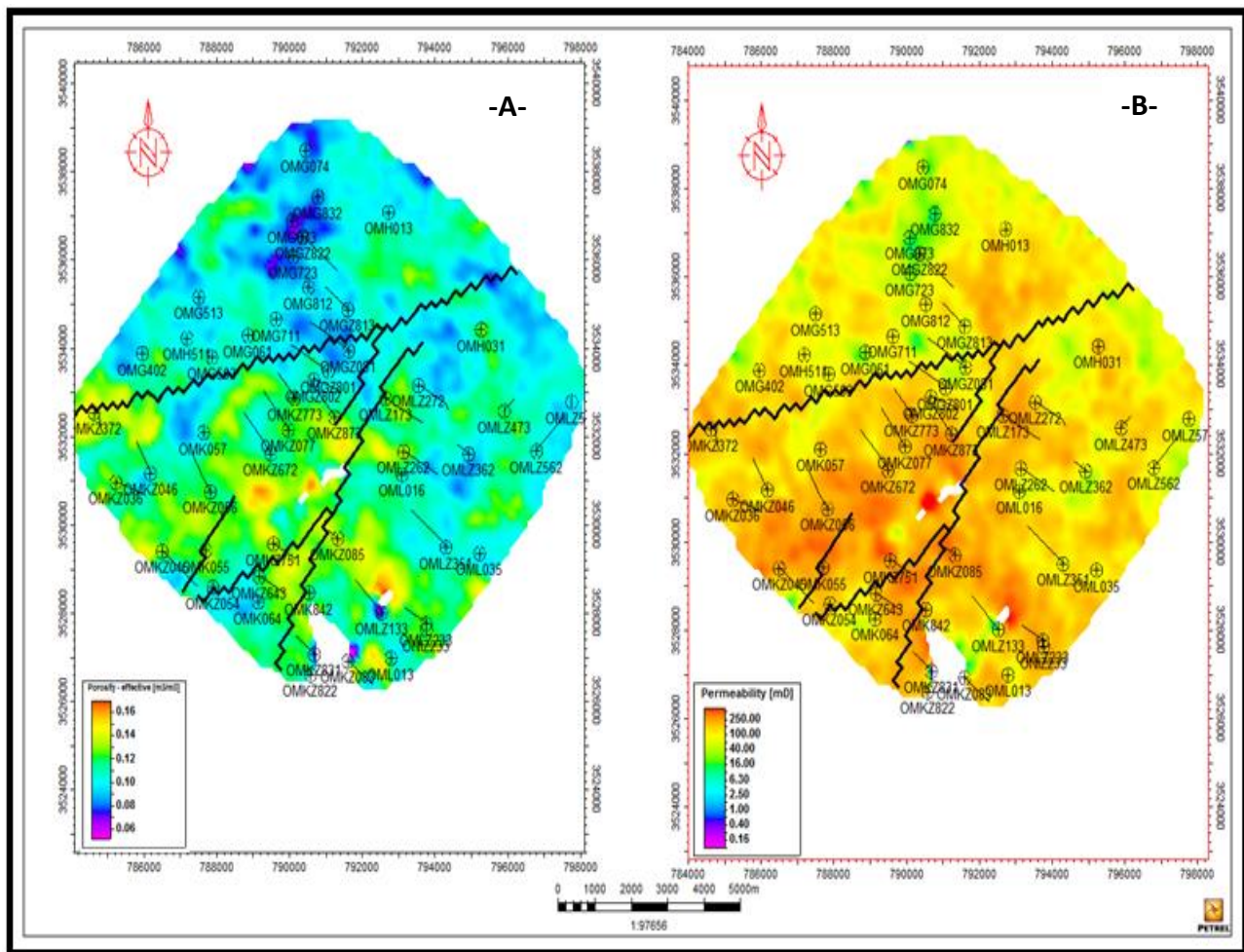


Fig. 47: (A) Carte iso-porosité, (B) Carte en iso-perméabilité au niveau de D1

CONCLUSION

Dans ce chapitre en conclure que la lithologie et la granulométrie des roches ainsi que le phénomène de fracturation naturelle ont des influences considérables, positives ou négatives, sur les propriétés pétrophysiques des roches, notamment la porosité et la perméabilité (Nelson, 2001 ; K.LOUMI, 2006). Également, la variabilité de cette fracturation en nature (comportement conducteur ou barrière des fractures).

Cette approche montre que les meilleurs drains au sien de réservoir cambrien (Ra), au niveau de la zone d'étude sont « Le D1 et D2 ».

Mais lorsqu'en prendre en considération l'effet de l'érosion hercynienne sur le drain D2 en trouve que l'Intre drain possède aussi des propriétés pétrophysiques acceptables, car leur extension est grande par rapport aux D2 donc ce drain reste aussi un meilleur objectif pétrolier.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Hassi Messaoud est considéré comme un vaste dôme anticlinale orienté NE-SO, occupant une position centrale dans le bassin triasique, à environ de 650km au SSE de la capitale Alger. De par sa superficie d'environ 2200 Km² et ses importantes réserves en place, il reste toujours le plus grand gisement du monde. Notre étude est effectuée sur une zone située dans la partie Nord de champ de Hassi Messaoud dite la zone « Up Side ».

✚ L'étude sédimentologique réalisée au niveau de puits OMG 812 a montré un Cambrien exclusivement formé des bancs détritiques de grès avec passées de niveaux argilo-silteux ; Le faciès gréseux est subdivisé à son tour en 06 sous faciès qui sont :

- ✓ Sous faciès 01 : (SF1) Grès fin à moyen faiblement argileux à litage plan.
- ✓ Sous faciès 02 : (SF2) Grès grossier à très grossier à élément micro-conglomératique et à litage oblique.
- ✓ Sous faciès 03 : (SF3) Grès grossier friable à film d'argile à litage oblique.
- ✓ Sous faciès 04 : (SF4) Grès moyen à grossier et très Argileux à litage oblique de faible angle.
- ✓ Sous faciès 05 : (SF5) Grès fin à moyen à litage entrecroisé avec des Galets d'argile.
- ✓ Sous faciès 06 : (SF6) Grès fin à litage horizontale avec des Tigillites.

Les deux faciès ; Argileux, et Silteux sont présentés comme des intercalations dans les niveaux gréseux. Leur épaisseur est très variable pouvant aller de quelques centimètres à quelques décimètres.

Tous ces faciès sont déposés dans un environnement fluviatile le passage à un milieu marin peu profond où la bioturbation est fréquente.

✚ L'étude structurale montre que la zone d'étude est très affectée par la tectonique, dont l'analyse des cartes en isobathe a montré l'existence des 03 failles majeures de direction NE-SW et d'une autre faille secondaire qui sont presque perpendiculaire par rapport aux failles majeures. Ces déformations tectoniques à grande échelle (les failles) donnent la naissance des brèches, et des fractures au sein du réservoir.

CONCLUSION GENERALE

L'analyse de la fracturation à partir des carottes est l'analyse des résultats d'imagerie au niveau de puits OMG812 signifie la présence de 33 fractures naturelles dont (31) fractures ouvertes et seul (2) fractures conductrices colmatées par les pyrites ou des argiles. La majorité de ces fractures suivent une direction NE-SO avec deux familles mineures de direction E-O et NO-SE. L'inter drain est le niveau le plus fracturé dans ce puits, car il possède plus de 18 fractures.

Pour confirmer l'existence de la faille, on a choisi le puits horizontal OMLZ173 car leur position stratégique par rapport à la 1ère faille major. L'imagerie de ce puits permet de détecter Plusieurs zones de brèches de failles dans la partie supérieure de la section horizontale c'est-à-dire presque au fond de trou Dont Deux plans probables de failles de direction ENE-OSO et NE-SO.

✚ A partir de l'étude géostatistique, on déduit que les meilleurs drains réservoir de point de vue distribution des paramètres pétrophysiques sont « Le D1 et le D2 ». Mais lorsqu'en prendre en considération l'effet de l'érosion hercynienne sur le drain D2 on trouve que l'Inter drain possède aussi des propriétés pétrophysiques acceptables, car leur extension est grande par rapport aux D2 donc ce drain reste aussi un meilleur objectif pétrolier.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

ACHOUR K. 2008 ; « Etude de fracturation dans les réservoirs de l'ordovicien du gisement de gaz de grat el guefoul-bassin de l'Ahnet Algérie » Ingénieur d'Etat en Géologie Pétrolière BOUMERDES P80. p (2-18)

AMAR KHODJA. M et CHIKH. B. (2010) : « Etude Sédimentologique, Pétrographique, Diagenétique, et Modélisation géologique en 3D d'une partie du champ de Hassi Messaoud (Zone 13) » P113

AMARI. G. (2013) : « Analyse de la fracturation et leur impact sur les propriétés pétrophysiques du réservoir du champ de Hassi Geuttar » P104 p (22-62)

AMOR. S et BENALIA. M. (2013) : « Résolution du problème de la complétion des puits Horizontaux grâce à l'intégration des outils de l'Imagerie .Champ de Hassi Messaoud » P53

Beicip. F. (1995) : « Révision du modèle géologique du champ de Hassi Messaoud. Rapport Interne CRD sonatrach. » 26p.

BEN HADJA. K. (2011) : « Distribution de la fracturation dans le champ de Hassi Messaoud et dans la zone 07 : Impact sur les qualités réservoirs du **Ra** et du **R2** Plateforme Saharienne-Algérien » P89 p (1-21). Ingénieur d'état en géologie.

Benachour. H et Sedrati. N. (2014) : « L'application de l'imagerie Ultrasonique UBI et Électrique OBMI aux puits horizontaux dans le champ de Hassi Messaoud (Exemple les puits OMJZ -52, OMKZ-46 et OMMZ-653) » P29

Bessa. F. (2004): « Reservoir Characterization and reservoir modeling in the North Western part of Hassi Messaoud Field Algeria » P90.

CHIHLR et KASMI. K. (2013) : « Etude de réservoir Trias Argilo-Gréseux (Série Inférieur) du champ de Haoud Berkaoui-Bassin d'Oued Mya» P77 p(3) diplôme en master géologie pétrolière.

DAHA. B. (2008) « Caractérisation et modélisation des réservoirs de la zone 7 du champ da Hassi Messaoud en vue de la sélection et optimisations des puits candidats au Short Radius » P 118 p (1-26).

Djafer Benacer. (1998) : « Caractérisation de réservoir Ra du cambrienne Hassi Messaoud la Zone 23. Etude statistique et géostatistique Mémoire de fin d'étude ».

Ghasmi W. (2005) « Champ de Hassi-Messaoud Particularités Géologiques et apport des techniques à la caractérisation » Présentation Sonatrach.

Hakima Charef-Khodja. (2008) : Rapport interne Schlumberger. Puits OMG812.

LEKHOUA A et REKABI E. (2012) « Caractérisation géologique, statistique et géostatistique des paramètres pétrophysiques du réservoir Cambrien (R1) : - Cas de la zone -17 Champ de Hassi Messaoud (Algérie Orientale) » P105

LHLOUH. I. (2009) : « Caractérisation des réservoirs et optimisation des puits candidats au schort radius de la zone 2 sud de champ de Hassi Messaoud » *d'ingénieur d'état en géologie pétrolière.*

LOUFI F. (2006) : « Analyse de fracturation du Hassi Messaoud (Algérie et les implications pétrolières dans la zone 09 » p88 p (2-15).

SAHLI Mohamed. (2007) : Rapport interne Schlumberger. Puits OMLZ173.

SERRA .O (1979) : diagraphies différées ; (tome 1 et 2) ; acquisition des données de diagraphies ;(631p).

SONATRACH- DIVISION PRODUCTION 2012 : Rapport d'implantation de puits OMH13.

SONATRACH-DIVISION EXPLORATION 2008 : Rapport de fin de sondage de puits OMK842.

SONATRACH-DIVISION EXPLORATION 2010 : Rapport d'implantation de puits OMG64.

TELLAB.H et ZITOUN. H. (2013) « Caractérisation pétrophysiques et estimation des réserves du Réservoir Cambrien de la série Inférieure Ra. Zone-23 Champ de Hassi Messaoud (Algérie) » P68.

WEC. (Well Evolution Conférence) -2008- doc Sonatrach/Schlumberger, Alger.

ANNEXE

ANNEXE (A) : Le schéma ci-dessus représente les différents outils d'imagerie et leur principe de fonctionnement

Les outils d'Imagerie

Outils électriques

Outils ultrasoniques

OBMI
(Oil-Base Micro Imager)

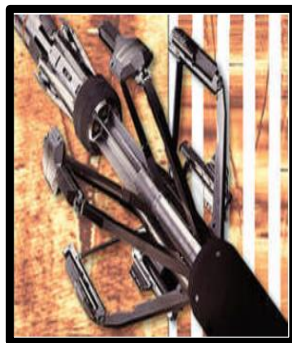
L'outil
(STAR Imager)

UBI
(Ultrasonic Borehole Imager)

CBIL (Circunferance Borhole Imager Log)



L'OBMI est la nouvelle génération des outils d'imagerie électrique de la compagne internationale Schlumberger, fournit des images de micro résistivité de la formation au Voisinage immédiat de la paroi du puits pour une boue non conductrice. (Boue à base d'huile)



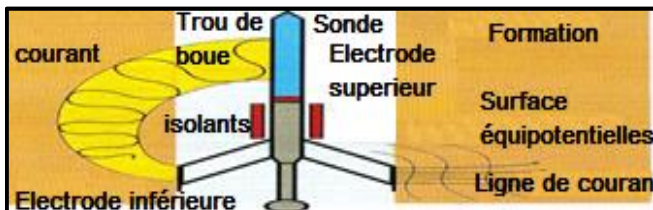
Le service Baker Hughes STAR Imager offre des images de résistivité de formation à haute résolution dans les systèmes de boue conductrice (à base d'eau). Les datas de STAR Imager permettent de reconnaître les évènements structuraux et sédimentaires.



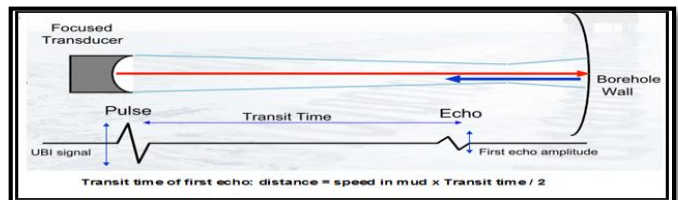
L'UBI de la compagnie internationale Schlumberger présente les mêmes caractéristiques que celles de CBIL quoi que sa forme soit un peu différente il se base sur le même principe physique (émission et réception des ondes acoustiques) pour produire une image en continuité des parois d'un trou non tubé.



Le CBIL Est un outil d'imagerie sonique de la compagnie « WESTERN ATLAS », il donne une image continue à 360°, produit par l'émission des ondes ultrasoniques réfléchies par la paroi du puits non tubé.

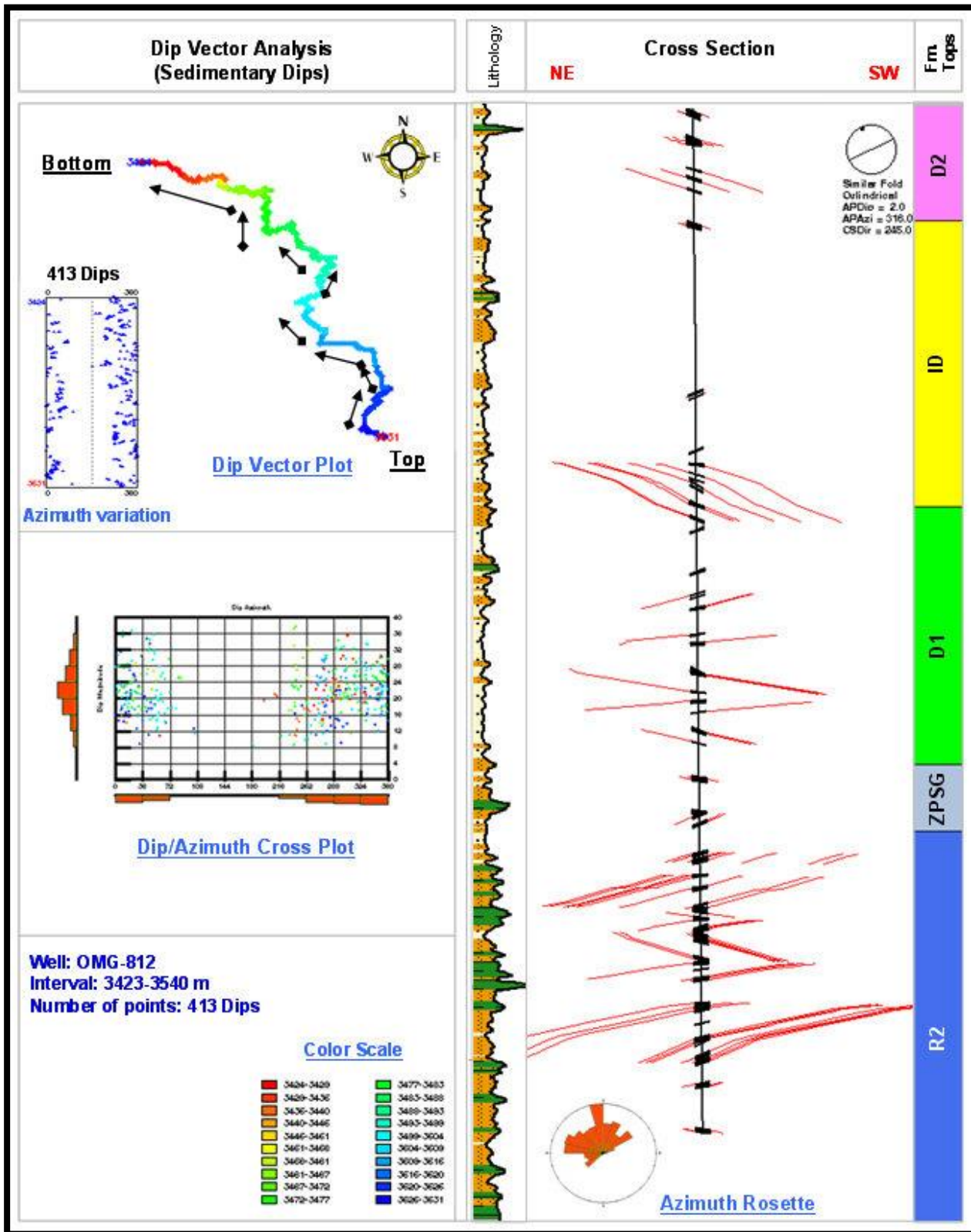


Les outils électriques basant sur le déplacement de courant EMEX (pour Emettre-Exciter), entre les deux électrodes supérieures et inférieure et l'enregistrement de déviance de potentiel dans les Botton distribué sur les pads d'outil. Par cette relation on va déduire la résistivité des couches.

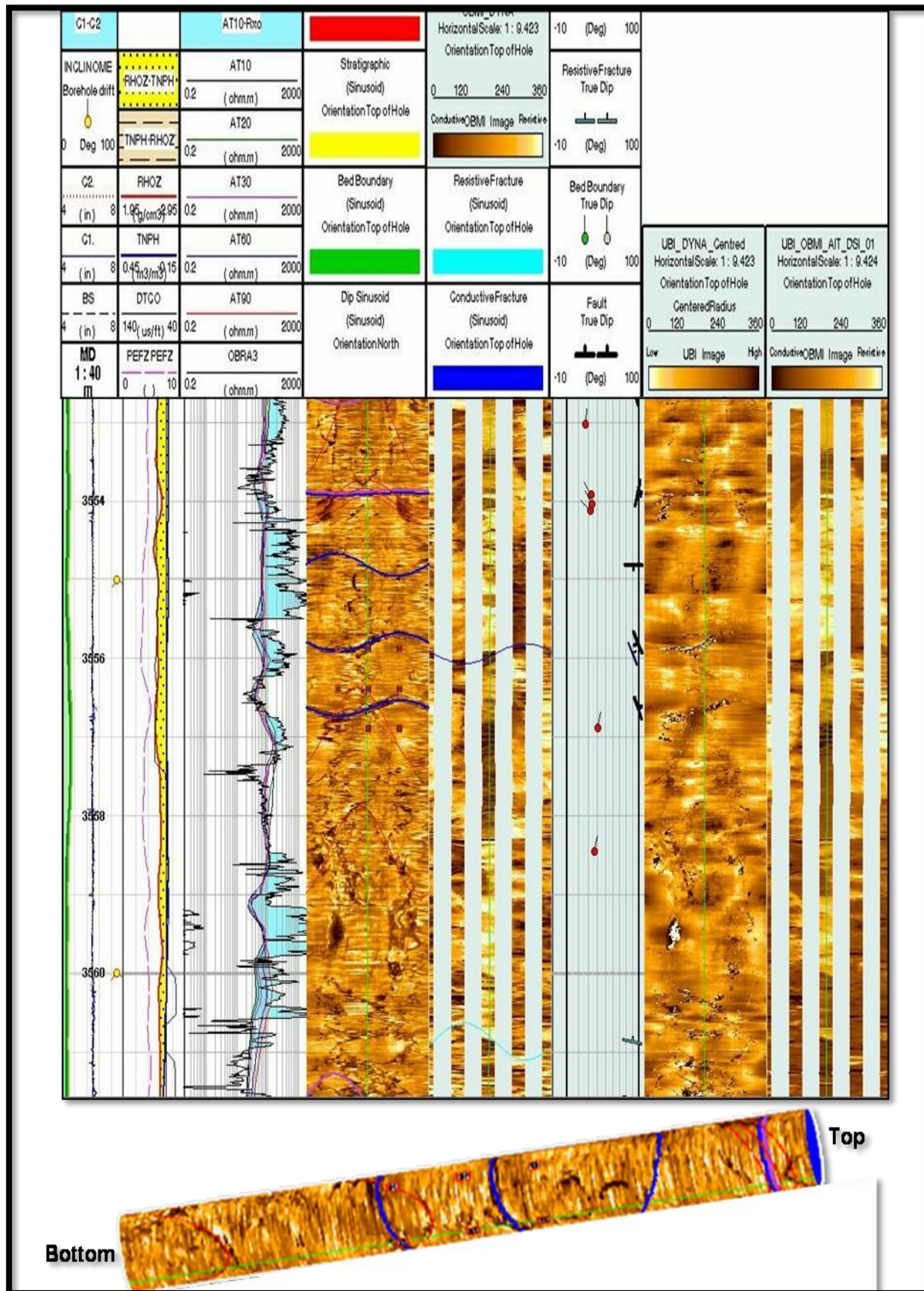


Le principe de mesure consiste à mesurer l'amplitude et le temps de transit de l'onde ultra-sonique en utilisant deux différentes fréquences. Les évènements géologiques rencontrés dans un puits influent différemment sur les caractéristiques de l'onde acoustique émise par l'outil d'imagerie.

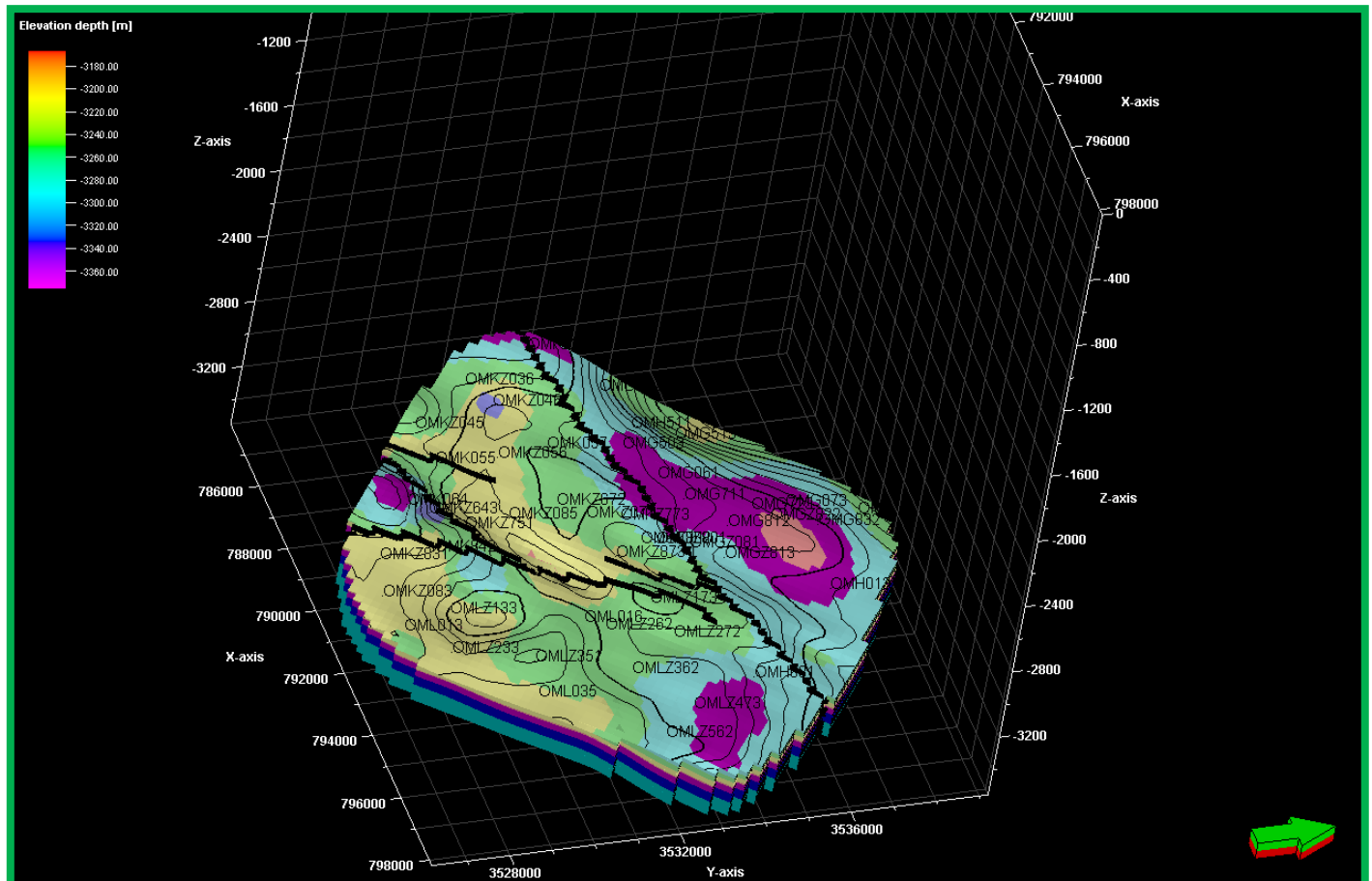
ANNEXE (B) : L'évaluation des paléo-courant au niveau de puits OMG812.



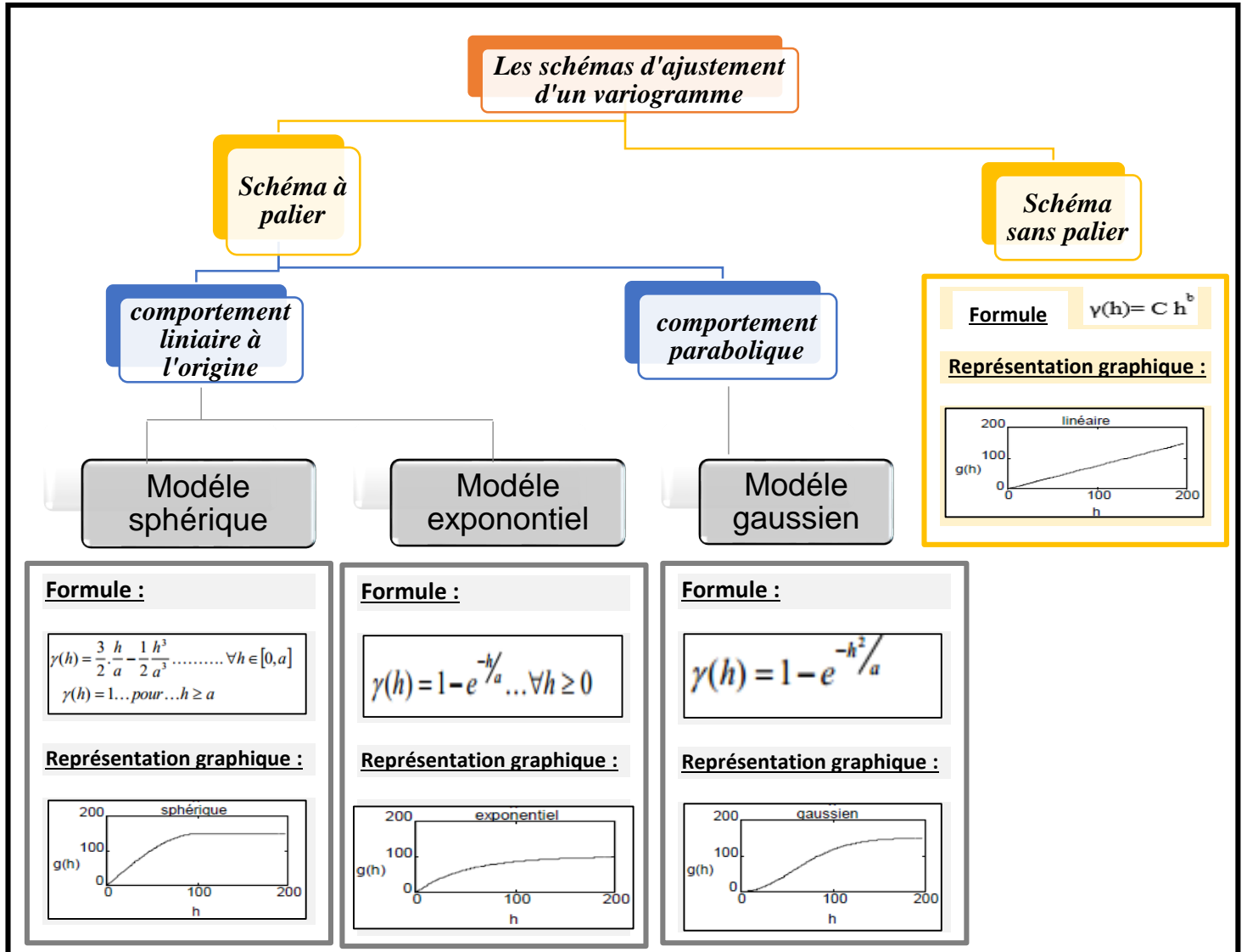
ANNEXE (C) : Exemple des fractures conductrices partiellement cimenté avec le quartz et d'argile.



ANNEXE (D) : Essai de réalisation d'un modèle géologique de notre zone d'étude.



ANNEXE (E) : Les schémas d'ajustement d'un variogramme expérimentale :



ANNEXE (F) : Traitement statistique des données monovarié :

Paramètres de position centrale	Ces paramètres permettent de quantifier la tendance centrale des valeurs d'une série statistique, les principaux paramètres de position centrale sont la moyenne arithmétique, le mode et la médiane	moyenne arithmétique (\bar{x})	$\bar{x} = M = \sum_{i=1}^N \frac{x_i}{N}$ <p>x_i : variable ; N : effectif total</p>
		le mode (M)	Désigne généralement par M_0 , il est défini comme étant la valeur de la variable aléatoire qui a l'effectif le plus élevé.
		la médiane (Me)	Est la valeur de la variable qui correspond à un effectif cumulé de 50%.
Paramètres de dispersion	Ces paramètres permettent de quantifier la dispersion des valeurs de la série statistique. Les principaux paramètres de dispersion sont l'étendue, la variance, l'écart type et le coefficient de variation	l'étendue(E)	$ET = \text{Max} - \text{Min}$
		la variance (σ^2)	$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2}{N}$
		l'écart type (σ)	$\sigma = \sqrt{\sigma^2}$

ملخص

تعتمد هذه الدراسة على التركيب الجيولوجي والدراسة الجيواحصانية لخزانات الكمبري في المنطقة "العليا الجانبية"، التي تقع شمال حقل حاسي مسعود. تتميز هذه المنطقة بسلسلة طبقية ماثلة تماما للسلسلة الموجودة في الحقل. الصخرة الخزانية (1خ) تمثل ب (خ ا) هو الخزان المنتج: ويتكون من المصارف (1م)، (2م)، (3م). الجزء (خ ب) متأكل نتيجة للقالق هيرسينيان. في هذا الإطار أنشأنا الدراسات التالية: الدراسة الرسوبية، تقوم أساسا على وصف العينات المستطيلة المأخوذة من باطن الارض بغرض تحديد مختلف المستويات المكونة لها. ومختلف البيئات المتوضعة فيها ومنه فإن هذه الدراسة اظهرت وجود ثلاثة مستويات (الطيني، رملي متماسك، غريني) والتي تترسب في بيئة نهريّة، منتقلة إلى بيئة بحرية قليلة العمق. الدراسة البنيوية، التي أجريت بغرض تحديد الانكسارات الناتجة عن التصوير، كشفت عن وجود 03 انكسارات عظمى متجهة من الشمال الشرقي الى الجنوب الغربي وهذا ما يفسر التشققات الموجودة في الخزان. الدراسة الجيواحصانية، تستند على الوصف البتروفيزياني لمختلف مكونات خزان الكمبري وذلك باستخدام أساليب التحليل الإحصائي للبيانات (وحيد المتغير وثنائي المتغير)، وكذا التقدير الجيواحصاني المؤدي الى انشاء خريطة المسامية والنفاذية. وأظهر تحليل هذه الخرائط أن (1م) و (2م) هي أفضل المصارف من حيث الخصائص البتروفيزيانية. كلمات مفتاحية: حاسي مسعود، المنطقة جانبية العليا، الرسوبية، التصوير، الانكسارات، الجيواحصاء.

RESUMÉ

Notre étude porte une synthèse géologique et une étude géostatistique de réservoirs cambriens, de « l'Hors zone Nord » qui situé au nord de champ de Hassi Messaoud. Cette zone est caractérisée par une série stratigraphique assez semblables à celle du champ. Le réservoir (R1) est représenté par le (Ra) c'est le réservoir productif : Composé des drains D3, D2, ID et D1. Le niveau Ri est érodé sous l'effet de la discordance hercynienne. Dans ce cadre nous avons établi les études suivantes :

une étude sédimentologique, qui base essentiellement sur la description des carottes à fin de déterminer les faciès et les différents environnements de dépôts, cette étude montre l'existence de 03 faciès (argileux, gréseaux, silteux), qui sont déposés dans un environnement fluvatile, le passage à un milieu marin peu profond. Une étude structurale réalisée dans le but de déterminer la fracturation à partir les résultats des carottes et d'imagerie dont on a détecté 03 failles majeurs de direction NE-SO. Ce qui explique la fracturation de ce réservoir.

L'étude géostatistique repose sur une caractérisation pétrophysique des différentes drains constituants le réservoir cambrien à l'aide des méthodes d'analyses statistiques de données (monovariées, bi variées), et l'estimation géostatistique, ce qui permet la réalisation des cartes en iso-porosité et iso-perméabilité. L'analyse de ces cartes a montré que les drains D1 et D2 sont les meilleurs drains en termes de caractéristiques pétrophysiques favorables.

Mots clés : Hassi Messaoud, zone Up Side, Sédimentologie, Imagerie, fracturation, Géostatistique.

ABSTRACT

Our study based on a geological synthesis and a geostatistical study of Cambrian reservoirs, in the "Upside" area, located in the north of Hassi Messaoud field. This area characterizes a stratigraphic series quite similar to that of the field. The (Ra) represents the (R1) reservoir is the productive reservoir.

Composed of drains D3, D2, D1 and ID. The level Ri is eroded as a result of the Hercynian unconformity. In that context, we establish the following studies: Firstly, Sedimentological study bases on the description of carrots and determinate the facies and the various environmental deposits. This study shows the existence of three facies (clay, Sind stone, siltstone), which deposit in a fluvial environment transited to a shallow marine environment. Secondly, Structural study, which conducts in order to determine the fracturing results from imaging, detect 03 major faults from Eastern-North to Western-South, which explains fracturing the reservoir.

Finally, the geostatistical study is based on a petrophysical characterization of the different constituents drains the Cambrian reservoir using statistical analysis methods (uni- varied data, bi- varied), and geostatistical estimation to make the map -iso-porosity and -iso-permeability. The analysis of those maps show that the drains D1 and D2 are the best in terms of favorable drains petrophysical characteristics.

Keywords: Hassi Messaoud, area Up Side, sedimentology, imaging, fracturing, geostatistics.