



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

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Géologie Hydrocarbures

Thème

**CARACTERISATION ET MODELISATION DES RESERVOIRS
DE LA ZONE 4 ET 7 DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD EN
VUE DE LA SELECTION ET OPTIMISATION DES PUITTS
CANDIDATS AU SHORT RADIUS**

Présenté par :

Mr . DJELLOULI MAROUNE

Mr . BOUHOUREIRA ABDERRAOUF

Jury : Satouh . A – Bouselsal .b – Belksier Md salah

Président : Bouselsal . b

Promoteur : Mr. Belksier Mohamed Salah

Examineur : Satouh . A

2023/2024

Dédicace

Dédié à ceux qui ont illuminé mon parcours académique de leur sagesse, leur soutien et leur expertise. À mes enseignants, mentors et collègues, dont les précieux conseils et encouragements ont façonné chaque étape de ce voyage. À ma famille et mes amis, pour leur soutien indéfectible et leur amour inconditionnel. À toutes les personnes qui ont cru en moi et m'ont inspiré à atteindre mes objectifs. Ce mémoire est dédié à vous, avec une profonde gratitude et un immense respect.

DJELLOULI MAROUNE

DÉDICACE

À la source de tendresse qui ne peut s'exprimer. À celui qui m'a porté quand ils étaient faibles. À celui qui est resté éveillé toute la nuit pour me faire bien dormir. À celui qui m'a défendu. et m'a donné une forte personnalité et ne m'a pas épargné ses conseils. A ma chère mère, que Dieu la protège et prolonge sa vie, je dédie les fruits de mes efforts et de ma réussite

À mon soutien dans la vie, ma chère sœur, merci, toi qui as une belle âme, une âme pure et un cœur blanc. Merci à Rafi 'a, dont le nom est ma sœur, et que tu sois toujours ma vie

Aux plus merveilleux amis religieux que j'ai rencontrés pendant mes études

Un merci spécial aux professeurs. Nous avons appris de vous que le succès a une valeur et que le respect a un destin, et de vous nous avons appris ce que sont le dévouement et la sincérité dans le travail, le travail acharné et la diligence dans les études, l'excellence et la distinction dans la poursuite de à quoi ressemblent les connaissances

BOUHOUREIRA ABDERRAOUF

Remerciement :

Je voudrais exprimer à l'occasion de ce projet de fin d'études toute ma gratitude aux enseignants du départements de géologie FHC de Ouargla pour leurs apports scientifiques.

Je remercié beaucoup à monsieur BELKSIER Mohamed Salah, qui a dirigé mes travaux avec beaucoup d'attention et dont les enseignements et les orientations m'ont toujours été précieux et enrichissants.

Je remercie l'ensemble du personnel de la division Études de géologie SONATRACH - HASSI MESSAOUD, je cite en particulier :

Département de géologie Mr : RACHID LAKACHAKHECHE chef de service d'étude et Mr :BOUFENAR FAROUK Ingénieur géologue .

En fin je remercie tous qui mon aidé de près ou de loin à qui je dois ma formation.

Sommaire

INTRODUCTION	1
1) SITUATION GEOGRAPHIQUE :	3
2) SITUATION GEOLOGIQUE :	3
3) HISTORIQUE DE LA DÉCOUVERTE :	5
4) ZONES ET Numérotation DES PUIITS :	6
5) STRATIGRAPHIE DU CHAMP :	7
5.1) LE SOCLE:	8
5.2)LE PALEOZOIQUE :	8
5.3) LE MESOZOIQUE :	12
6) TECTONIQUE DU CHAMP :	14
6.1) Structuration du champ de Hassi-Messaoud :	14
6.1.1) Structuration anté-Triasique :	15
6.1.2) Structuration Post-triasique :	16
6.1.3) Structuration actuelle :	17
6.1.4) Les paléo vallées hercyniennes :	17
6.2) Les déformations tectoniques :	18
6.2.1) Les déformations cassantes :	18
6.2.2) Les intrusions intra cambriennes :	19
7) ASPECTS SEDIMENTOLOGIQUES (fig 8) :	19
7.1)Stratifications obliques :	20
7.2) Stratifications horizontales :	21
7.3) Constituants petrographiques :	21
7.4) Géométrie des corps gréseux :	22
7.5) Conclusion :	23
8) ASPECT PETROLIER :	24
8.1) Roche mère.....	24
8.2) Roches couvertures :	24

8.3) Pièges :	24
8.4) Migration des hydrocarbures :	25
9) DESCRIPTION DU RESERVOIR :	25
9.1) Description des drains :	25
9.2) Subdivision diagraphique :	27
9.3) Subdivision petrophisique et notion de drain :	28
1. PRESENTATION DE LA ZONE 4:	32
2) DESCRIPTION STRUCTURALE DE LA ZONE 4 et 7 :	33
2 . 1) Description du réservoir :	34
2 . 2) Description du réservoir de la zone 4 et 7 :	34
3) CARACTERISTIQUES DES FLUIDES DU RESERVOIR DE LA ZONE :	35
3.1) Caractéristiques de l’huile :	35
3.2) Caractéristiques du gaz :	35
3.3) Caractéristiques de l’eau du gisement :	35
4) HISTORIQUE DE PRODUCTION :	36
6) INTERPRETATION DES CARTES :	40
1) INTRODUCTION :	47
2) NOTION DE GEOSTATISTIQUE :	47
3) ETUDE GEOSTATISTIQUE CLASSIQUE :	47
3.1) Introduction :	47
3.2) Méthodologie :	48
3.2.1) Traitement de la population de données :	48
3.2.2) Calcul de la moyenne :	49
3.2.3) Calcul de standard de déviation (écart type) :	49
3.2.4) Paramètre d’assymétrie (Skewness Sk) :	50
3.3) Analyse des résultats géostatistiques :	50
4) PRINCIPE DE GRIDSTAT :	50
5) HISTOGRAMME DE LA POROSITE.....	51

6) HISTOGRAMME DE LA PERMEABILITE :	59
7) CORRELATION ENTRE LA POROSITE ET LA PERMEABILITE :	64
8) NOUVELLE METHODE GEOSTATISTIQUE :	64
9) ETUDE DU VARIOGRAMME :	68
10) CONCLUSION :	72
I) INTRODUCTION DE FORAGE HORIZONTAL :	96
1) Applications des puits horizontaux :	96
1.1) Réservoirs fracturés :	96
1.2) Réservoirs multicouches :	96
1.3) Réservoirs à basse perméabilité :	96
1.4) Formations non consolidées (contrôle des sables) :	97
1.5) Conning de gaz et de l'eau :	97
2.1) Les puits à long rayon :	97
2.2) Les puits à moyen rayon :	97
2.3) Les puits à rayon court ou ultra court :	98
2.4) Les puits en ré-entrée (short radius) :	98
2. 5) Les puits multilatéraux :	98
II) LES Puits EN SHORT RADIUS :	98
1) Introduction :	98
2) Historique du short radius :	99
3) Définition du short radius :	99
4) Intérêt du short radius a Hassi Messaoud :	99
5) Sélection (puits / drain / azimuth) :	100
5.1) Sélection des puits :	100
5.2)Choix des drains à cibler :	100
5.3) Choix de l'azimut :	100
7) Détermination du profil de la trajectoire :	102
7-1) Critère du choix du profil :	102

7-2) Détermination des principaux termes d'un short radius	103
8) Choix de l'azimute :	105
8-1 la perméabilité :	105
8-2) La porosité :	106
8-3) la saturation :	108
8-4) l'argilosité :	108
8-5) la production :	108
9) PARTICULARITES DE REALISATION LIEES AUX DOUBLES DRAINS :	109
10) Les puits candidats en SHORT RADIUS DANS LA ZONE 4 ET 7 :	110
2) Caractéristiques du réservoirs :	111
3) Caractéristiques des puits voisins :	112
4) Commentaire structural et tectonique :	115
II) OMO 361 :	117
2) Caractéristiques du réservoirs :	117
3) Caractéristiques des puits voisins :	118
4) Conclusion :	Erreur ! Signet non défini.
RECOMMANDATION :	123
BIBLIOGRAPHIE :	125

LISTE DES FIGURES

<u>Fig (1): Situation géographique du champ de HASSI MESSAOUD</u>	4
<u>Fig(2) : Situation géologique du champ de HASSI MESSAOUD</u>	4
<u>Fig (3) : Carte de zonation du champ de HASSI MESSAOUD</u>	7
<u>Fig (5) : Coupe stratigraphique type du champ de HASSI MESSAOUD</u>	9
<u>Fig (6) : Coupe géologique Est – Ouest de la structure de HASSI MESSAOUD</u>	10
<u>Fig(7): Carte tectonique du champ de HASSI MESSAOUD</u>	15
<u>Fig (8) : Séquence sédimentaire comparative</u>	20
<u>Fig (9) : découpage en drain du Cambrien de HASSI MESSAOUD</u>	30
<u>Fig 10 : STATUT DES PUIITS DE LA ZONE 7 DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD</u>	33
<u>Fig 11 : CARTE EN ISOBATHES AU TOIT DU R2 DE LA ZONE 4 ET 7 DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD</u>	40
<u>Fig 12 :CARTE EN ISOBATHES AU TOIT DU D1 DE LA ZONE 4 ET 7 DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD</u>	41
<u>Fig 13 : CARTE EN ISOBATHES AU TOIT DU D2 DE LA ZONE 4 ET 7 DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD</u>	41
<u>Fig 14 : CARTE EN ISOBATHES DE LA DISCORDANCE HERCYNIENNE DE LA ZONE 4 ET 7 DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD</u>	42
<u>Fig 15 : CARTE EN isopaques EN EAU DU R2 DE LA ZONE 4 ET 7 DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD</u>	43
<u>Fig 16 : CARTE EN isopaques EN EAU DU D1 DE LA ZONE 4 ET 7 DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD</u>	43
<u>Fig 17 : CARTE EN isopaques EN EAU DU ID DE LA ZONE4 ET 7 DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD</u>	44
<u>Fig 18: CARTE EN isopaques EN EAU DU D2 DE LA ZONE4 ET 7 DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD</u>	44
<u>Fig 19: CARTE EN isopaques EN EAU DU D3 DE LA ZONE4 ET 7 DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD</u>	45

<u>Fig 20: CARTE EN ISOPAQUES EN EAU DU D3 DE LA ZONE4 ET 7 DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD</u>	45
<u>Fig 21 : Distribution de la porosité dans le drain D2</u>	52
<u>Fig 21a : CARTE EN ISOPOROSITE DU D2</u>	52
<u>Fig 22 : Distribution de la porosité dans le drain ID</u>	53
<u>Fig 22a : CARTE EN ISOPOROSITE DE L'INTERDRAIN ID</u>	53
<u>Fig 23 : Distribution de la porosité dans le drain D1</u>	54
<u>Fig 23a : CARTE EN ISOPOROSITE DU D1</u>	54
<u>Fig 24 : CARTE EN ISOPOROSITE DE LA ZONE DE PASSAGE</u>	55
<u>Fig 24a : CARTE EN ISOPOROSITE DU Z-PSG</u>	55
<u>Fig 25 : Distribution de la porosité dans le réservoir R2</u>	56
<u>Fig 25a : CARTE EN ISOPOROSITE DU R2ab</u>	56
<u>Fig 26: Distribution de la porosité dans le réservoir D3</u>	57
<u>Fig 26a : CARTE EN ISOPOROSITE DU D3</u>	57
<u>Fig 27: Distribution de la porosité dans le réservoir D3</u>	58
<u>Fig 27a : CARTE EN ISOPOROSITE DU D4</u>	58
<u>Fig 28 : Distribution de la perméabilité dans le drain D2</u>	59
<u>Fig 28b : CARTE EN ISOPERMEABILITE DU D2</u>	59
<u>Fig 29 : Distribution de la perméabilité dans l'inter drain ID</u>	60
<u>Fig 29b : CARTE EN ISOPERMEABILITE DE L'INTER DRAIN</u>	60
<u>Fig 30: Distribution de la perméabilité dans le drain D1</u>	61
<u>Fig 30b : CARTE EN ISOPERMEABILITE DU D1</u>	61
<u>Fig 31 : Distribution de la perméabilité dans la zone de passage</u>	62
<u>Fig 31b : CARTE EN ISOPERMEABILITE DE LA ZONE DE PASSAGE</u>	62
<u>Fig 32: Distribution de la perméabilité dans le réservoir R2</u>	63
<u>Fig 32b : CARTE EN ISOPERMEABILITE DU R2</u>	63
<u>Fig 34: Corrélation entre la porosité et la perméabilité du réservoir R2</u>	64
<u>Fig 35 : Variogramme de la porosité duD2</u>	69
<u>Fig 37 : Variogramme de perméabilité du D1</u>	71

<u>Fig 39 : Profil de porosité passant par les puits de la partie Est de la</u>	73
<u>Fig 40: Profil de porosité passant par les puits de la partie Centrale de la</u>	73
<u>Fig 41 : Profil de porosité passant par les puits de la partie Ouest de la</u>	74
<u>Fig 42 : Profil de perméabilité passant par les puits de la partie Est de la zone 4 et 7 du champ</u> <u>de HASSI MESSAOUD (md)</u>	74
<u>Fig 43 : Profil de perméabilité passant par les puits de la partie Centrale de la zone 4 et 7 du</u> <u>champ de HASSI MESSAOUD (md)</u>	75
<u>Fig 44 : Profil de perméabilité passant par les puits de la partie Ouest de la</u>	75
<u>2) Classification des puits horizontaux (Fig 44) :</u>	97
<u>(Fig 45) :Classification des puits well horizontaux</u>	98
<u>6) ARCHITECTURE D 'UN SHORT RADIUS (Fig 46) :</u>	102
<u>Fig 48 : drainage d'un puit horizontal</u>	105
<u>8-6) les contraintes IN –SITU (Fig 49) :</u>	108
<u>Fig 50 : Schéma d'un puits double drains</u>	110
<u>Fig (52) : Profil de la distribution de la perméabilité du puits OMO173</u>	117

Liste des tableau

<u>Tableau 1 : Le cumul et le débit de chaque puits de la zone 4 et 7.....</u>	36
<u>Tableau 2: Les puits en percée d'eau de la zone 4 et 7.....</u>	39

INTRODUCTION

INTRODUCTION :

Le champ de HASSI MESSAOUD est connu pour l'hétérogénéité de la distribution des paramètres petro physiques et pétrographiques. Ainsi plusieurs techniques ont été établies pour une meilleure exploitation de l'huile emprisonnée dans le réservoir (acidification , fracturation hydraulique , short radius, ...) .

Parmi ces techniques, la plus utilisée est celle de la reprise des puits en short radius , ou plusieurs puits ont pu être repris après l'arrêt de leur production à cause de leur très faible débit.

Dans cette étude nous allons établir une évaluation des puits en short radius repris dans notre secteur d'étude .

Cette étude est basée sur le traitement des données avec un logiciel géostatistique et sur le résultat de la modélisation obtenue .

BUT DE L'ETUDE :

Cette étude portera sur la tendance des variations des paramètres porosité et perméabilité pour pouvoir indiquer les drains et les directions favorables à l'exploitation. Ainsi les puits secs ou à faible débit pourrons être repris en short radius afin d'optimiser la production.

Pour cela nous avons réalisé un modèle pétro physique en nous basant sur la porosité et la perméabilité , Ce modèle a été fait à la Sonatrach / Division Production dans la zone 4 et 7 du champ de HASSI MESSAOUD .

METHODOLOGIE :

La méthodologie suivie dans cette étude est comme suit :

- L'acquisition des données (structurales et petrophysiques) .
- Traitement des données.
- L'analyse des cartes structurales ISOSATURATION et ISOBATHES
- L'analyse des cartes de distributions des paramètres petro physiques k et PHE
- Traitement des données petro physique par Grid Stat pour la modélisation du secteur étudié.
- Estimation des puits en short Radius existants dans le secteur étudié.

CHAPITRE 1: GENERALITES

1) SITUATION GEOGRAPHIQUE :

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province triasique, Il se situe à 650 km Sud – Sud-Est d'Alger , à 350 km de la frontière tunisienne, à 80 Km au Nord Est du gisement Rhourde el Baguel et à 280 Km du gisement de gaz à condensats de Hassi R'Mel . La concession du champ de Hassi Messaoud dont la superficie est de l'ordre de 4200 Km² , avait été octroyée le 1^{er} Novembre 1961 à l'association SN REPAL-CFP(A)

(fig 1) .

Sa localisation :

-En coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :

- ❖ 790.000 @ 840.000 EST
- ❖ 110.000 @ 150.000 Nord

-En coordonnées géographique :

- Au nord par latitude 32 15° - A l'ouest par la longitude 5 40°
- Au Sud par latitude 31 30° - A l'Est par la longitude 6 35°

2) SITUATION GEOLOGIQUE :

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. De par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie (fig 2) .Par rapport aux autres gisements, le champ de Hassi Messaoud est limité:

- ✓ au Nord-Ouest par les gisements de Ouargla (Guellela, 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): Situation géographique du champ de HASSI MESSAOU D

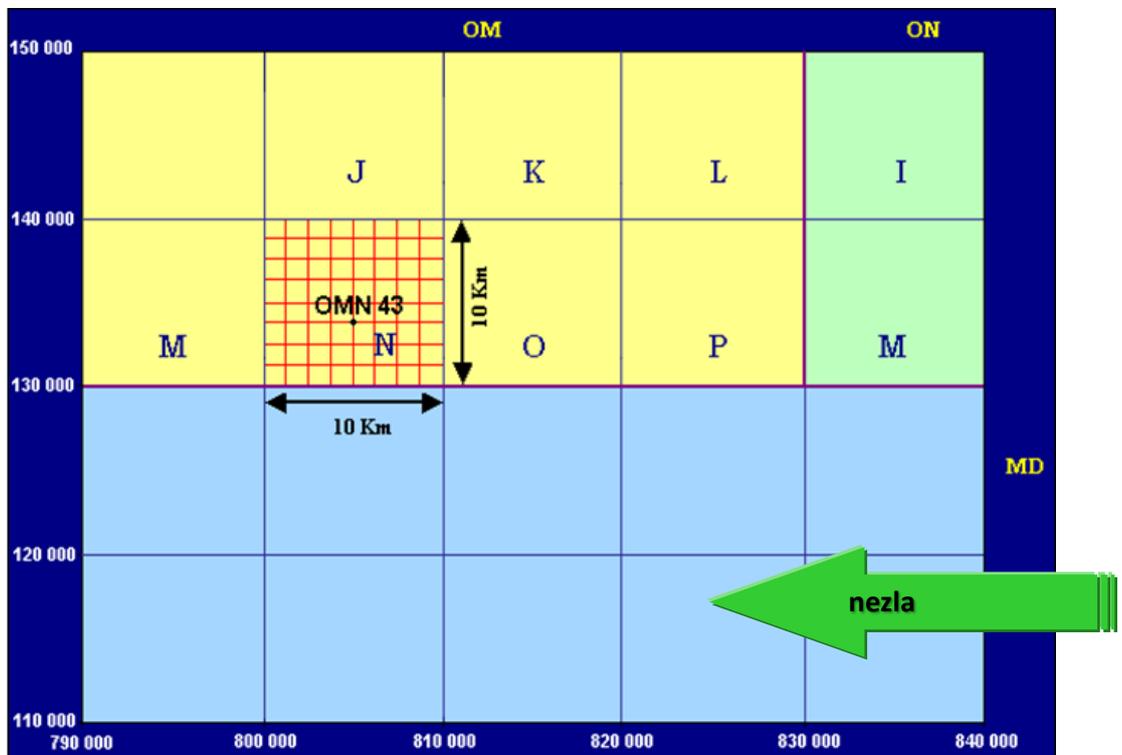


Fig (2) : Situation géologique du champ de HASSI MESSAOU D

Le dôme de Hassi Messaoud est le résultat d'une histoire paléotectonique assez compliquée, c'est le prolongement de la dorsale d'Amguid El Biod qui a plus de 800 km de long. Sa structure fait partie d'un ensemble de structures formant la province triasique Nord orientale.

Géologiquement, il est limité :

- A l'Ouest par la dépression de Oude M'ya.
- Au Sud ce prolonge le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djamaa-Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhoude El Baguel et la dépression de Berkine.

3) HISTORIQUE DE LA DÉCOUVERTE :

Après la mise en évidence par la sismique réfraction de la structure de Hassi Messaoud comme étant un vaste dôme structural , la société " SN REPAL " implante le 16 Janvier 1956, le premier puits Md1, pas loin du puits chamelier de Hassi Messaoud . Le 15 Juin de la meme année , ce forage a traversé des grés cambriens à 3338 m qui sont producteurs d'huile .

En Mai 1957, la société " CFPA " réalise un puits Om1 à environ 7 Km au Nord-Nord-Ouest du puits Md1, ce forage confirmait l'existence d'huile dans les grés du Cambrien . Par la suite le champ de Hassi Messaoud fut divisé en deux concessions distinctes : C.F.P.A pour le champ Nord et SN.REPAL pour le champ Sud .

La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation .

Après plusieurs années de production , la pression du gisement a énormément chuté ce qui a conduit à appliquer les méthodes de récupération secondaire (injection de gaz , d'eau , fracturation , acidification) .

Actuellement (mars 2008) , le nombre de puits foré est de 1369 puits avec :

- ◆ 184 puits horizontaux .
- ◆ 158 puits en short radius .
- ◆ 585 puits producteurs huile .
- ◆ 333 puits gaz lift producteurs d'huile .
- ◆ 112 puits injecteurs gaz .

- ◆ 48 puits injecteurs eau .
- ◆ 86 puits producteurs eau .
- ◆ 54 puits secs .
- ◆ 78 puits abandonnées .
- ◆ 43 puits inexploitable .
- ◆ 5 puits non réalisées .

4) ZONES ET Numérotation DES PUIITS :

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le gisement de Hassi Messaoud en 25 zones dites de production, d'extension variable. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, Elles ont chacune un comportement propre du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie. Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones (**fig 3**) .

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en deux parties distinctes : le champ Nord (ex CFPA)et le champ Sud (ex SN REPAL), chacun ayant sa propre numérotation.

- ◆ **Champ Nord** : comporte une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple Omn 43.

O : majuscule, permis de Ouargla

m : minuscule, carreau de 1600 km²

n : minuscule, carré de 100 km²

4 : abscisse, et 3 : ordonnée

- ◆ **Champ Sud** : Elle est principalement chronologique complétée par une numérotation géographique basée sur des abscisses et des ordonnées d'intervalle égale à 1,250 km et harmonisée avec les coordonnées Lambert. Ex: Md10 (33) – 15 (**fig 4**) .

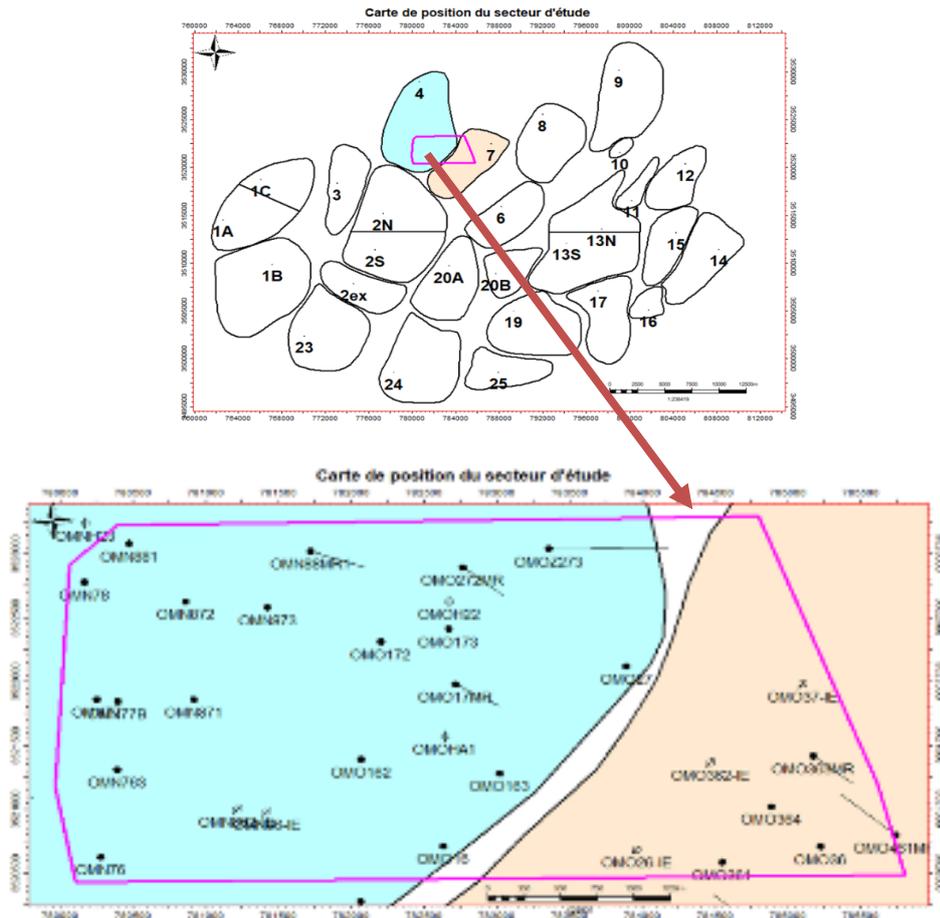


Fig (3) : Carte de zonation du champ de HASSI MESSAOU

5) STRATIGRAPHIE DU CHAMP :

Sur la dorsale de Hassi Messaoud une bonne partie de la série stratigraphique est absente . Ce sont les dépôts du Paléozoïque reposant sur un socle granitique , qui ont été érodés au centre de la structure au cours de la phase hercynienne .

De ce fait les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur le Cambro-Ordovicien.

En allant vers la périphérie du champ , la série devient plus complète . De la base au sommet on distingue (**fig 5 et 6**) :

5.1) LE SOCLE:

Rencontré à la profondeur de 4000 mètres , il est formé essentiellement de granite porphyroïde rose .

5.2)LE PALEOZOIQUE :

a) L'infra-Cambrien :

C'est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée par les forages de la région notamment au Nord de la structure. Il est constitué de grès argileux rouge.

Sur le socle , les formations paléozoïques reposent en discordance ; c'est la discordance panafricaine .

De la base au sommet on distingue :

b) Le Cambrien :

Essentiellement constitué de grès hétérogènes , fins à très grossiers entrecoupés de passées de siltstones argilo-micacés .

On y distingue trois (3) lithozones [R1(Ra +Ri), R2, R3]

- **Lithozone R3 :** Son épaisseur moyenne est de 370 mètres.

Il se compose de grès , feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base , à ciment argileux abondant , admettant des passées de grès ferrugineux et d'argile silteuse .

- **Lithozone R2 :** Son épaisseur moyenne est de 100 mètres .



Fig (5) : Coupe stratigraphique type du champ de HASSI MESSAOUD

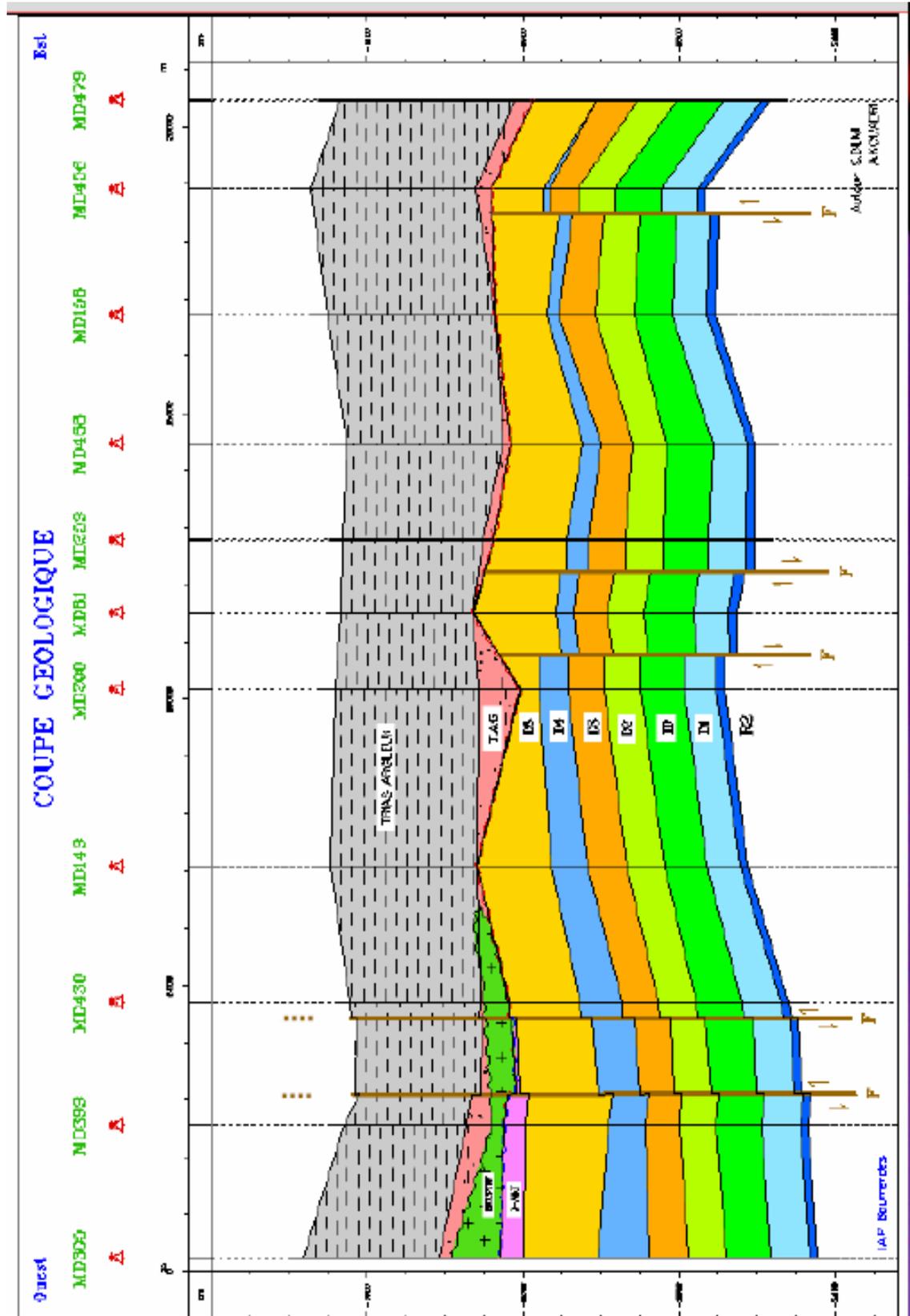


Fig (6) : Coupe géologique Est – Ouest de la structure de HASSI MESSAOUD

Il se compose de grès moyen à grossier micacés , mal classé , à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de siltes . Les stratifications sont souvent obliques .

- **Lithozone Ra** : Son épaisseur moyenne est de 125 mètres.

Il se compose de grès à grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de siltes centimétrique et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, par fois horizontales. Les Tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ .

- **Lithozone Ri (Le Cambro-Ordovicien)** : Son épaisseur moyenne est de 42 mètres.

Le passage entre le Cambrien et l'Ordovicien n'est pas net , c'est pourquoi on peut distinguer une zone de passage appelé " Cambro-Ordovicien " . La transition est brutale puisqu'on passe à des grès bien classés .

Il se compose de grès quartzitiques isométrique fin bien classé glauconieux, à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de Tigillites .

c) L'Ordovicien :

On distingue de la base au sommet quatre (4) unités lithologiques .

- **Zone des alternances** : Son épaisseur moyenne est de 20 mètres.

Désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternantes avec des bancs quartzites fins isométriques .

- **Argile d'El Gassi** : Son épaisseur moyenne est d'environ 50 mètres.

Cette formation est constituée d'argile schisteuse, indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée présentant une faune (grapholites) indiquant un milieu de dépôts marin. Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ .

- **Les grès d'El Atchane** : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres.

Cette formation est constituée de grès fin à très fin , de couleur gris-beige à gris-sombre. Ce grès peut être argileux ou glauconieux admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses

- **Les quartzites de Hamra** : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres.

Ce sont des grès quartzitiques fins , à rares intercalations d'argiles.

5.3) LE MESOZOIQUE :**a) Le Trias :**

Il repose en discordance sur le Cambrien , au centre et sur l'Ordovicien aux flancs de la structure .C'est un faciès très varié résultant de la transgression qui fut à caractère laguno-marin , accompagnée par des coulées éruptives . Il est subdivisé en trois (3) unités:

➤ Le Trias gréseux :

Il constitue le premier remplissage du relief paléozoïque et se subdivise en plusieurs unités qui diffèrent les unes des autres par leur lithologie et leur réponse diagraphique.

Il est accompagné par des coulées éruptives.

Son épaisseur varie de 0 à 75 m

➤ Le Trias argileux :

Il est constitué d'argiles plus au moins silteuses, brune rouge à bariolées, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de banc de sel au sommet.

Son épaisseur moyenne est de 113m.

➤ Le Trias salifère :

Il est constitué de bancs de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argile légèrement silteuses et dolomitiques, son épaisseur moyenne est de 340m.

• Le Trias salifère « S₃ » (TS3) :

C'est une alternance d'argiles grises sombres, moyennement dures, avec des niveaux de sel massif jaunâtre à rosâtre, parfois translucide. Il est d'une épaisseur moyenne de 200 m.

• Le Trias salifère « S₂ » (TS2) :

C'est une succession d'argiles grises brunes, tendres avec des bancs de sel massif translucide.

• Le Trias salifère « S₁ » (TS1) :

D'une épaisseur de 46 m, il est formé par une argile grise verte parfois rougeâtre, tendre, intercalée de bancs d'anhydrite moyennement dure, microcristalline et de sel massif translucide.

Note sur l'éruptif du trias :

Il se situe approximativement entre la discordance hercynienne et le mur du trias argileux – gréseux.

On le localise rarement dans le Ra , sa rencontre est difficilement prévisible dans la partie Sud-Ouest et Ouest du champ , avec des épaisseurs variables de 0 m à 90 m et le potentiel du-réservoir se trouve réduit lors de sa présence.

b) Le Jurassique : Son épaisseur moyenne est 844 mètres.

Le Jurassique est un ensemble argilo-gréseux à intercalations de calcaire au sommet (Malm) et à alternances de faciès lagunaires et marins à la base (Dogger et Lias) .

➤ **Le Lias :** Son épaisseur moyenne est de 300 mètres.

Le passage du Trias au Lias est caractérisé par une zone de marne dolomitique connue sous le terme de l'horizon B qui est un repère sismique . Le Lias est subdivisé en cinq (5) niveaux bien distincts s'intercalant entre eux sur toute l'épaisseur .

➤ **Le Dogger :** Son épaisseur moyenne est de 320 mètres.

Le Dogger est subdivisé en deux (2) formations , le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux au sommet .

➤ **Le Malm :** Son épaisseur moyenne est de 225 mètres.

Il est caractérisé par les dépôts d'argiles et de marne avec des intercalations des bancs de calcaire et dolomie accompagnés de quelques traces d'anhydrite .

c) Le Crétacé : Son épaisseur moyenne est de 1620 mètres.

Il est constitué de sept étages ,de la base au sommet on distingue :

➤ **Le Néocomien :** Son épaisseur est de 1620 mètres.

Il comprend deux niveaux , à la base un terme gréseux constitué de grès et de quelques passées d'argiles avec des passées de grès , au sommet un terme argileux représenté par des argiles avec nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie .

➤ **Le Barrémien :** Son épaisseur moyenne est de 280 mètres.

Il est formé de grès fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite , alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique .

➤ **L'Aptien :** Son épaisseur est de 25 mètres.

Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux .La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre calcaire-dolomitique qui représenté un bon repère sismique .

- **L'Albien** : Son épaisseur moyenne est de 350 mètres.

Constitué de grès et sable fin , avec des intercalations d'argile silteuse , il représente une immense nappe aquifère .

- **Le Cénomanién** : Son épaisseur moyenne est de 145 mètres.

Alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brune , de marnes grises et de dolomie . La limite Cénomanién-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien .

- **Le Turonien** : Son épaisseur moyenne varie de 70 à 120 mètres.

Alternance de calcaire argileux , calcaire dolomitique et calcaire crayeux ; Au sommet apparaissent les bancs de calcaire. Le Turonien représente la nappe d'eau salée.

- **Le Sénonien** : Son épaisseur moyenne est de 230 mètres.

A la base , une série lagunaire présentant des bancs massifs de sel et des alternances d'anhydrite , dolomie et d'argile grise , au sommet une série carbonatée présentant des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite .

5.4) LE CENOZOIQUE : Son épaisseur moyenne est de 360 mètres.

Il est constitué de calcaire dolomitique à l'Eocène et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène.

6) TECTONIQUE DU CHAMP :

La structure du champ de Hassi Messaoud se présente comme un vaste dôme anticlinal aplati, de direction générale Nord-Est – Sud-Ouest. Les accidents affectant le réservoir sont de deux types :

- Les failles de directions subméridiennes Nord-Nord-Est – Sud-Sud-Ouest ainsi que d'autres failles qui leurs sont perpendiculaires de direction Nord-Ouest – Sud-Est, ceci fait ressortir le caractère tectonique en Horst et Graben.
- Les cassures sans rejets qui ont eu un grand effet sur la fracturation du réservoir.

6.1) Structuration du champ de Hassi-Messaoud :

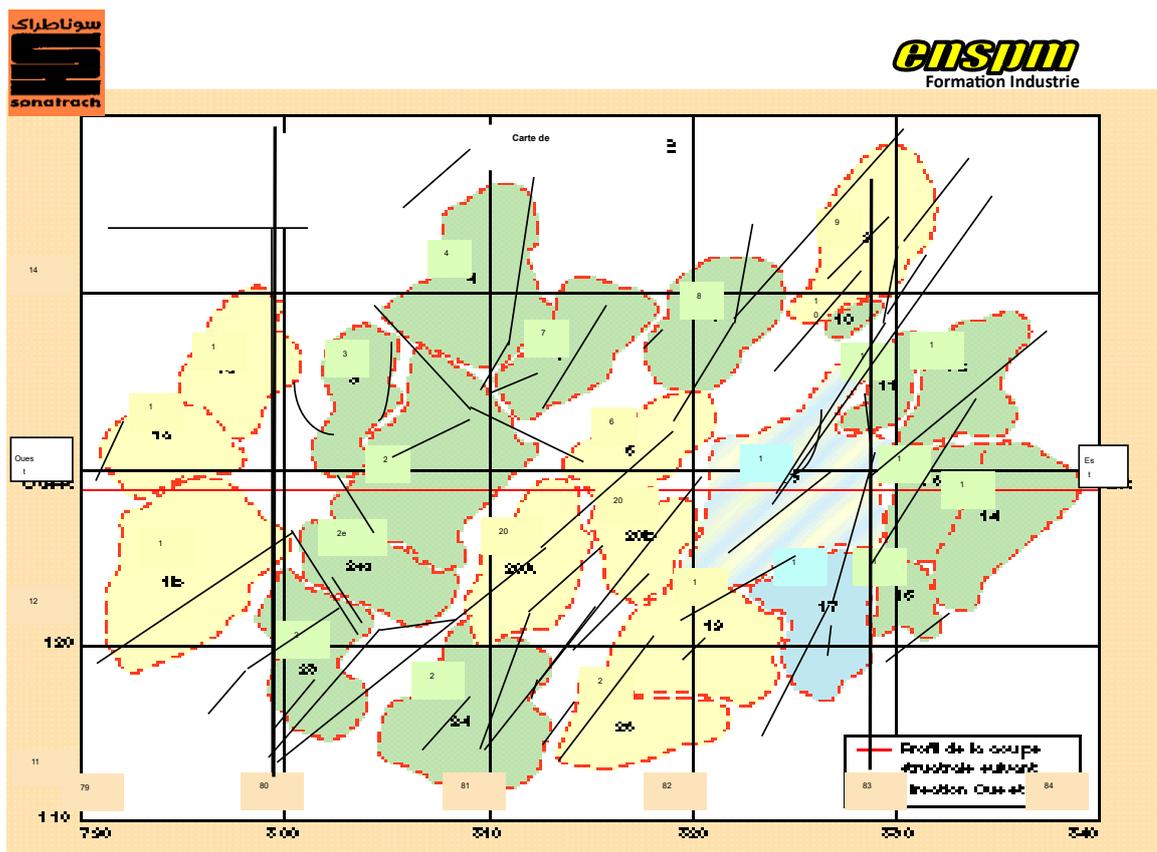
L'évolution structurale du gisement est le résultat de plusieurs phases tectoniques que l'on peut résumer chronologiquement comme suit :

6.1.1) Structuration anté-Triasique :

• Phase panafricaine :

C'est une phase compressive de direction Est – Ouest, due a 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 Nord-Est – Sud-Ouest, Nord-Ouest – Sud-Est suivie d'une érosion intense qui s'est installée jusqu'au Cambrien conduisant à la formation d'une surface de pédiplanation appelée surface infra-tassilienne. Cette pédiplaine marque le début d'une histoire cratonique du Sahara.

Des mouvements distensifs de directions Nord-Ouest – Sud-Est interviennent au Cambro-Ordovicien; qui sont à l'origine de l'étirement de la croûte continentale suivie d'une subsidence tectonique et plus tard thermique ; cette distension provoque un jeu de faille normales (Nord-Est – Sud-Ouest) préexistant dans le socle accompagnée de volcanisme (Beicip/Franlab 1979).



Fig(7): Carte tectonique du champ de HASSI MESSAOUD

- **Phase Eo-Calédonnienne précoce ou phase Anté-tramadocienne :**

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).

Une structure Tardi-Cambrienne s'est produite avec érosion et failles s'établissant déjà suivant une direction Nord-Est – Sud-Ouest et accompagnée de volcanisme (Beicip/Franlab 1979).

- **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. A noter qu'une hypothèse de non dépôt de ces sédiments a été retenue plutôt que celle de l'érosion hercynienne du fait que les faciès remaniés à la base du Trias gréseux proviennent du Cambro-Ordovicien. Cette phase aurait débutée au Silurien ou au Dévonien inférieur

(MASSA-NICOL-1971).

- **Phase hercynienne :**

Nord-Est – Sud-Ouest accompagnée du jeu de failles de même orientations, qui compartimentent le réservoir en blocs ayant leur comportement propre (Horst, Graben).

On marque une érosion de toute la couverture Paléozoïque à l'aplomb du gisement et par la disposition radiale de grandes vallées de creusement.

On peut dire qu'au cours de cette phase, on assiste à un serrage de direction Nord-Ouest – Sud-Est , c'est à dire, perpendiculaire aux accidents majeurs.

6.1.2) Structuration Post-triasique :

Les effets de cette phase sont relativement faibles et ne correspondent qu'à 50 à 100 m de fermeture structurale (2950 - 3050 m). Ces déformations s'accompagnent d'un basculement vers le Nord-Ouest d'environ 200 m entre la partie Sud-Est et Nord-Ouest; ce basculement a eu lieu au Mésozoïque. La fermeture Nord-Sud est beaucoup plus

importante que la fermeture Ouest-Est pourrait être due aux mouvements d'âge éocène qui est une phase tectonique atlasique avec une direction de compression Nord-Nord-Ouest – Sud-Sud-Est . (Beicip/Franlab 1979).

- **Phase autrichienne :**

Datée d'environ de 100 millions d'années, cette phase est un raccourcissement Est-Ouest, 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.

- **Phase Atlasique :**

C'est une phase dont la compression est de direction Nord-Nord-Est – Sud-Sud-Ouest, postérieure à la formation des hydrocarbures, donc elle est probablement à l'origine des barrières de perméabilité dues à un décalage des niveaux réservoirs.

6.1.3) Structuration actuelle :

Cette structuration montre une fermeture de 300 m entre les bordures et le top du gisement, elle est compressive à raccourcissement Nord-Sud, elle a subi un faible réajustement épirogénique. Cette dernière a un allongement général Nord-Est – Sud-Ouest, et montre des culminations locales d'amplitude de l'ordre de la centaine de mètres, le rejet connu des failles ne dépasse pas 70 à 80 mètres. (Beicip/Franlab).

6.1.4) Les paléo vallées hercyniennes :

D'après des études précédemment faites , il a été mis en évidence l'existence de paléo vallées qui sont caractérisées par un remplissage plus épais du Trias , avec une série éruptive à la base. Elles sont contrôlées par les niveaux d'érosion, plus profonds au niveau des axes par rapport aux inters flancs.

Six paléo vallées ont été détecté au champ de HASSI MESSAOUD.

Dans certains cas, les flancs de ces paléo vallées forment des falaises et canyon étroits avec un tracé pouvant être parfois méandrique.

6.2) Les déformations tectoniques :

A HASSI MESSAOUD il n'est possible de montrer la présence de faille qu'à partir de décalage de profondeur entre des niveaux identiques, lorsqu'ils sont faciles à identifier, suffisamment marqués et corrélables entre puits voisins.

Les failles laissent aussi de nombreuses empreintes sur les roches tel que :

- ✓ **Les brèches** : elles correspondent au remplissage d'espaces vides créés par la faille tel que fractures et fissures ; et ceci avec le produit de rabotage des parois lors du déplacement des blocs, elles sont constituées par des éléments broyés Généralement un puit caractérisé par une forte densité de brèches est faillé ou situé à proximité d'une faille (MASSA ,1971).
- ✓ **Les fissures** : elles correspondent à des discontinuités au sein des roches, engendrées par la distension ou la compression, parfois il est difficile de reconnaître une fissure originelle d'une fissure artificielle. En effet, le carottage et les différentes opérations réalisées sur les carottes peuvent engendrer la formation de fissures artificielles dites induites, créant ainsi une ambiguïté entre elle et les fissures vides originelles .
- ✓ **Les stylolithes** : ce sont des structures en colonnettes au sein de certaines roches, dessinant des joints irréguliers, généralement soulignés par un résidu noirâtre ou brunâtre .Les figures correspondent à des surfaces de pression –dissolution, permettant notamment de déterminer la direction de la compression qui leur a donné naissance et qui est parallèle à l'allongement des colonnettes.

6.2.1) Les déformations cassantes :

L'ensemble du mole de HASSI MESSAOUD est caractérisé par un important réseau de flexures de failles délimitant des zones en horst et graben d'orientation Nord-Nord-Est – Sud-Sud-Ouest.

Les panneaux sont longs. Ils peuvent atteindre 10 km de longueur ; leur rejet peut aller jusqu'à 150m.

Les failles sont généralement méridiennes et /ou sub méridiennes et leur jeu est normal, rarement inverse si les contraintes sont perpendiculaires à leur direction, ou alors, en décrochement lorsqu'elles sont obliques.

Une faille majeure est de direction Nord-Est – Sud-Ouest.

6.2.2) Les intrusions intra cambriennes :

- ✓ **Laccolites** : se sont des massifs de roches magmatiques , plutoniques en grosses lentilles de plusieurs km de longueur, à surface supérieure convexe , l'ensemble est pratiquement
- ✓ parallèle aux structures de l'encaissant , il est parfois nommé massif concordant (GK GILBERT 1877). Ces laccolites se situent principalement au niveau du secteur Sud-Ouest du champ de HASSI MESSAOUD . Dans la série stratigraphique, les laccolites occupent généralement la partie centrale du Ra, D3(MD282 zone 24 a un épaissement de 26 m dans le D3).
- ✓ **Les filons couchés** : se sont des sills, correspondant à une lame de roche magmatique intrusive, parallèle aux structures de l'encaissant. L'épaisseur varie de 1m à quelques dizaines de mètres. Leur longueur atteint plusieurs km. les sills s'infiltrent à la faveur d'un niveau argileux ; écartent deux couches préférentielles et s'étalent entre elles.
- ✓ **Les dykes** : se sont des lames dont l'épaisseur peut atteindre 100m. Ce sont des roches magmatiques qui recoupent les structures de l'encaissant transversalement par rapport aux couches sédimentaires.
- ✓ **Effet tectonique de ces intrusions au niveau du secteur Sud-Ouest** : ce secteur spécialement est connu pour ses intrusions de roches éruptives dans le réservoir

7) ASPECTS SEDIMENTOLOGIQUES (fig 8) :

Les études sédimentologiques effectuées sur le champ de HASSI MESSAOUD, n'ont pas pu à ce jour définir avec précision les différents types d'environnements sédimentaires caractérisant les différentes unités lithologiques constituant le réservoir.

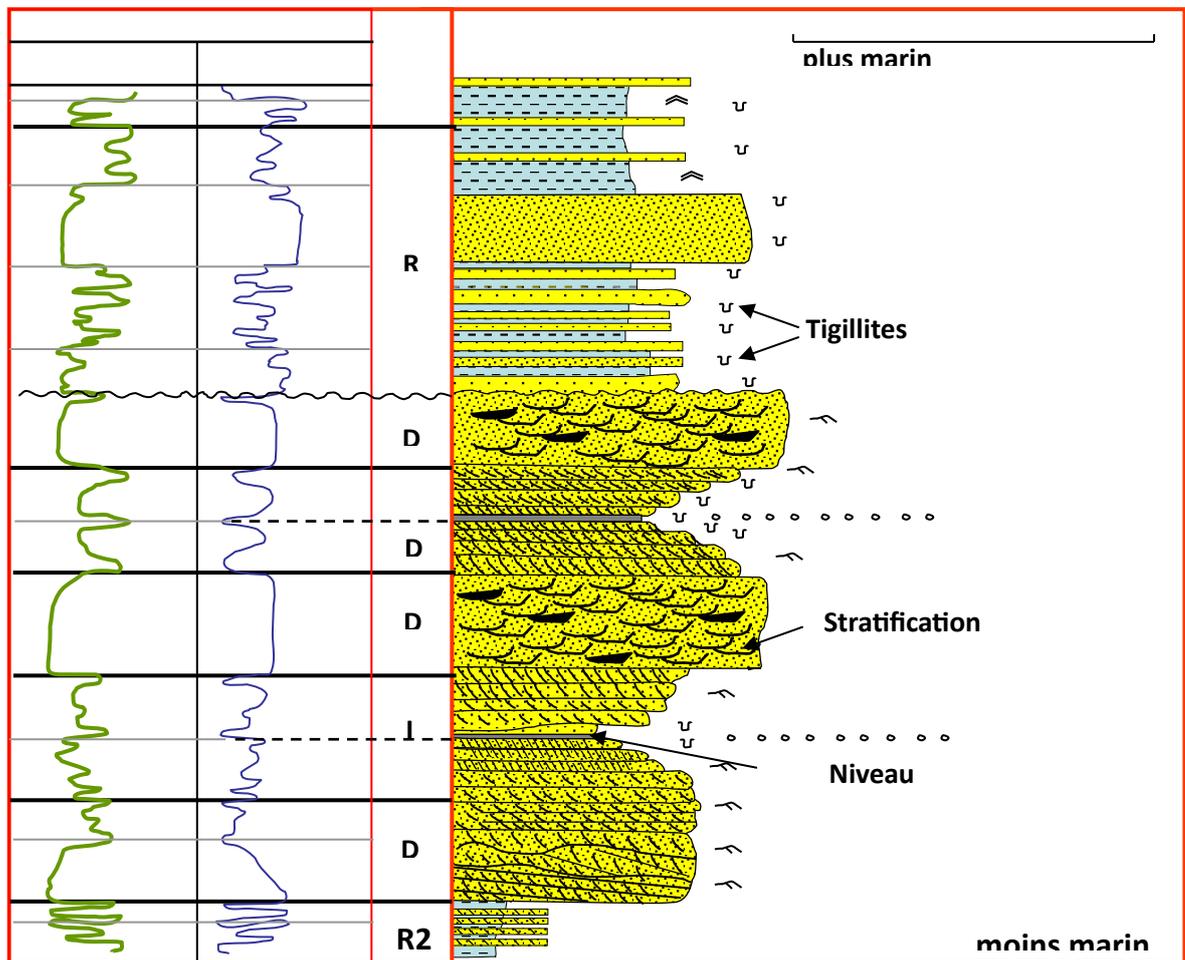
Des études de comparaison ont été établies entre les grès de HASSI MESSAOUD et ceux affleurants au Tassili des N'Ajjers (BEICIP – FRANLAB 1995 et –SN. REPAL 1973).

En effet, des similitudes ont été découvertes entre ces deux grés et on observe les structures suivantes :

7.1)Stratifications obliques :

La base des grés des N'Ajjer présente deux types de stratifications obliques :

- ✓ Type arqué : résultant de la migration des dunes hydrauliques, le même type est présent au D1.
- ✓ Type tabulaire : correspond à une migration de barres hydrauliques, qu'on retrouve au D2 et D4.



**Fig (8) :Séquence sédimentaire comparative
entre les grés de HASSI-MESSAOUD et le TASSILI N'AJJERS**

7.2) Stratifications horizontales :

Associées à des dépôts fin à très fins , cette stratification est due à un régime hydraulique calme , à écoulement laminaire, caractérisé par un bon classement , le ciment argileux est plus important dans ce type de stratification qu'on retrouve dans la zone fine médiane du Ra.

- **Les litages flaser :**

Se sont des lentilles de silstones alternant avec des lits d'argiles.

On observe ces figures dans la zone fine médiane du Ra et ce sont des indicateurs d'un milieu marin calme.

- **Les diastèmes :**

Elles correspondent à des interruptions courtes de la sédimentation, avec des surfaces d'érosion quartzées et diaclasées.

Lors des reprises des dépôts, les tubes tigillitiques sont remplis de sables grossiers.

Les diastèmes figurent dans des massifs grossiers et plus fréquemment dans le Ra supérieur.

- **Les structures festonnées :**

Ces structures sont associées à des tigillites, leurs présences sont signalées dans les grés isométriques.

- **Les tigillites :**

Ils sont des remplissages des terriers creusés par des organismes vivants sous une faible tranche d'eau.

On les retrouve dans la zone fine médiane en quantité importante ainsi que dans le Ri qui semble fournir les conditions écologiques pour leur épanouissement, à savoir : milieu marin peu profond à régime hydraulique calme.

7.3) Constituants pétrographiques :

L'étude au microscope a montré que les différents niveaux cambriens ont pratiquement les mêmes constituants pétrographiques , mais avec des proportions plus ou moins différents d'un niveau à un autre . Les principaux constituants sont :

- **Le Quartz :**

Le Quartz est considéré comme le constituant majeur , il représente une teneur moyenne de 75% de la roche .Les grains sont arrondis à subanguleux . Le contact entre les grains et généralement concavo-convexe .

- **Fragments de roches :**

Les fragments de roches sont très fréquents dans le Ra .Ils sont liés aux zones grossiers et comportent des fragments de quartzites et de brèches tectoniques .

- **Micas :**

La fréquence des micas ne dépasse pas les 2%, ils sont plus fréquents dans les passées silteuses .Ils sont représentés le plus souvent par de la moscovite ou de la biotite.

- **Minéraux lourds :**

Les minéraux lourds se présentent en inclusion dans les grains de quartz dont on cite l'oxyde de fer , le zircon , la pyrite

- **Les carbonates :**

Elles se représentent dans le réservoir sous forme de ciment authégène , qui viennent colmater les fissures et leurs alentours .Il est à noter que la principale fraction carbonatée est la sidérite et d'un degré moins de la calcite .

- **Ciments :**

* Silice secondaire : Elle se présente essentiellement sous genre d'un ciment de nourrissage des grains de quartz . Elle est très ré pondue dans le Ra que dans le R2 .

* Argiles : Très ré pondue dans les niveaux inférieurs du Cambrien , le ciment argileux est représenté d'une part par une fraction détritique , qui semble être composée en grande partie par l'Illite et d'autre part , par une fraction authégène qui est la Kaolinite.

7.4) Géométrie des corps gréseux :

On peut résumer le réservoir de Hassi Messaoud comme un milieu hétérogène (sur le plan vertical et sur le plan horizontal), anisotrope et discontinu . Et , pour donner un modèle représentatif , l'étude des différentes disciplines géologiques est absolument nécessaire .

- La sédimentologie (dépôts et diagenèse).
- La tectonique (fissures et failles).
- La géomorphologie (surface d'érosion).

Cette hétérogénéité verticale se manifeste par une extrême variabilité des valeurs de perméabilité, se distribuant en " dents de scie ", avec des valeurs de 0,1 à plus de 1000 md.

Cette hétérogénéité est expliquée par le mode de dépôts des grès cambriens, compliquée par les effets diagénétiques .

Le réservoir est constitué par un empilement d'unités lithologiques élémentaires centimétriques à décimétriques. Chaque unité lithologique a ses caractéristiques litho-logiques propres (granulométrie argilosité). L'agencement de ces unités lithologiques est très complexe et correspondrait au mode de dépôts " en gouttières ", et caractéristi-ques de certains milieux continentaux fluviatiles de type anastomosé ,en tresse [**I.F.P**].

La gouttière est composée d'un assemblage complexe de feuillets élémentaires de dépôts, d'épaisseurs centimétriques et disposées en oblique.ce sont des structures obliques qui caractérisent les grès du réservoir vus sur carottes.

L'extension des corps gréseux est limitée à une centaine de mètres , tandis que les silts minces , mais imperméables ne dépassent pas les cinquante (50) mètres . Il faut noter l'absence de corrélation des perméabilités entre les puits.Ces prévisions de la perméabilité sont aléatoires (il faut prévoir la porosité et l'argile totale). La porosité est liée à la silice, au classement et à l'argile. Il faut, dans ce cas, accorder une signification aux variations tendanciennes de la perméabilité .

Le contrôle des qualités de réservoir impose la connaissance de la granulométrie, le classement , la morphoscopie , la teneur et la nature des argiles et les effets induits par la diagenèse , en plus des aspects structural et tectonique .

Donc, ces grès cambriens ont été modifiés dans leurs structures et dans leurs caractéristiques pétrophysiques, à la suite de leur profondeur d'enfouissement. Le stade ultérieur de la compaction se manifestera par l'engrenage des grains.

7.5) Conclusion :

- ✓ Il faut souligner que l'évolution de cette série réservoir traduit d'une part, la superposition des variations des niveaux fluviatiles à marin d'amplitudes modérées

témoignant des tendances plus marines de l'inter drain et surtout du drain D3.

- ✓ D'autre part des variations d'amplitudes plus fortes témoignent de l'évolution de la série de l'environnement fluviatile vers un marin franc soulignant la tendance transgressive généralisée qui se continue au dessus dans le drain D5.

8) ASPECT PETROLIER :

8.1) Roche mère

- **Silurien :**

Les argiles du silurien constituent la roche mère, source génératrice des hydrocarbures à l'échelle de toute la plate forme saharienne.

Cette source est représentée par les argiles noires, carbonatées et radioactives, très riches en matière organique, d'une épaisseur qui varie de 20 à 70 m.

La matière organique est de nature amorphe. La présence de Tasmanacés confirme l'origine marine de cette matière et son apport pétrolier est évident.

Actuellement, on peut dire qu'après la dis-migration des hydrocarbures générés au paléozoïque, il y a eu une deuxième phase de génération plus importante qui a cessé à la fin du Crétacé suite à la diminution de la subsidence.

Le Silurien est préservé au Nord du champ de Hassi Messaoud, à l'Ouest (dans le bassin de Oued Mya), au Sud-Ouest (bassin de Moydir) et à l'Est (bassin de Berkine).

8.2) Roches couvertures :

La couverture des réservoirs ordoviciens est assurée respectivement par l'épanchement des roches éruptives ainsi que par les épaisses séries d'évaporites d'ages triasiques ou jurassiques.

8.3) 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

(A.PERRODON.1985). Il existe trois types de pièges :

- **Pièges structuraux :**

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

- **Pièges stratigraphiques :**

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

- **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 Nord-Est de Hassi Messaoud les pièges reconnus jusqu'à présent sont de type stratigraphique et structural (mixtes).

8.4) Migration des hydrocarbures :

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

La migration primaire et l'alimentation de ces gisements se sont effectuées au sein du Silurien, en suite à travers les niveaux gréseuse triasique 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.

9) DESCRIPTION DU RESERVOIR :

9.1) Description des drains :

Du point de vue sédimentologique, le réservoir est subdivise en trois zones suivant les critères granulométrique :

- ✓ Zone grossière inférieure (Ra inférieure)
- ✓ Zone fine médiane (Ra moyen)
- ✓ Zone grossière supérieure (Ra supérieure)

La base du Ra s'individualise comme une zone grossière inférieure dans laquelle se développent trois drains qui se distinguent par leurs paramètres granulométriques.

Ce découpage peut être également validé par les particularités suivantes :

- ✓ D1 : Grès grossiers à stratifications de type oblique arqué dominantes, bien marquées et souvent à base micro-conglomériques, avec absence de tigillites.
- ✓ ID : Niveaux plus minces et fréquence plus grande des niveaux silteux, avec présence locale de tigillites. Il marque un passage très progressif entre le D1 et le D2.
- ✓ D2 : Grès grossiers mais bien classés à stratifications obliques tabulaires dominantes formant des méga-rides, avec présence de quelques intercalations de niveaux de silts à fines bioturbations.

Pour cette partie inférieure du Ra qui comporte les meilleurs niveaux réservoirs, il faut surtout remarquer l'extension progressive des zones d'érosion vers la zone centrale du champ.

- ✓ D3 : Il correspond à la zone fine médiane (granulométrie plus faible). La principale caractéristique de ce drain est l'abondance d'inter-lits silteux et de grès fins à très fortes bioturbations (des tigillites en particulier).

Le caractère marin de ce drain est bien marqué. Il pourrait correspondre à un environnement de plate forme infra-littorale, composée de niveaux argilo-silteux bioturbés dans lesquels se développent des barres marines à influence tidale ou de tempêtes.

Dans un tel environnement l'existence de barrières de perméabilité d'extension kilométrique est très probable (Beicip/ franlad 1995).

- ✓ D4 : Il correspond à la zone grossière supérieure. Ce sont des grès à stratifications obliques tabulaires fréquentes formant des mégas-rides de un à plus de deux mètres d'épaisseur.

Pour reconnaître et suivre les réservoirs en tout lieu du champ, on l'a subdivisé en paquet ou tranche en utilisant les différents paramètres sédimentologiques cités antérieurement, ainsi que leur propriétés diagraphiques et petro physiques.

9.2) Subdivision diagraphique :

Les grès de HASSI MESSAOUD ont été subdivisés au début de la reconnaissance du gisement en quatre termes : Ri, Ra, R2 et R3 (fig 9) .

- ✓ Zone Ri ou grès isométriques, zone habituellement très compacte D5 ou (R 70 – R 90), subdivisé en trois tranches 7,8,9.
- ✓ Zone Ra : est composé de 3 litho zones :
 - La zone grossière supérieure, ou D4 (R100 à R130).
 - La zone fine médiane ou D3 (R130 à R140)
 - La zone grossière inférieure, comprenant le D2 (R140 à R150), ID (R150 à R170), D1 (R170 à R190) et la zone de passage ZPG (R190 à R200).
- ✓ Zone R2 ; zone de grès quartzites, plus argileuses présentant et rarement des qualités réservoirs dans sa partie supérieure (R200-R300), R2 ab (R200-R250).
- ✓ Zone R3 : Zone très grossière à micro conglomératiques très argileuse, sans aucun intérêt pétrolier (R300-R400).

A l'intérieur des termes supérieures du Cambrien, il a été possible à l'aide des études pétrographiques et à l'aide des diagraphies (Gamma Ray, neutron, log électrique) de définir des subdivisions secondaires ou « tranches diagraphiques ».

Ces subdivisions sont limitées par des repères traduits en profondeurs électriques. Lithologiquement, ces repères sont des niveaux à tendance argileuse.

Il y a 3 zones limitées par des repères 50, 100 et 200, la zone de passage correspond à la tranche 19 (R190 - R200) ; Epaisseur = 5 m.

Ri	50
Ra	100
R2	200

Ces repères perdent de leurs valeurs chronostratigraphiques lorsque le sommet d'une zone se trouve affectée par une discordance.

Chaque zone est subdivisée en tranches, dont l'épaisseur peut varier de 05 à 30 mètres.

Huit tranches sensiblement isopaques, ont été reconnues dans le Ra, la où la série est complète. Elles sont limitées par les repères suivants :

- Le repère 0 étant la discordance hercynienne

<i>TRANCHE 10</i>	<i>Repère 100</i>
<i>TRANCHE 13</i>	<i>Repère 130</i>
<i>TRANCHE 14</i>	<i>Repère 140</i>
<i>TRANCHE 15</i>	<i>Repère 150</i>
<i>TRANCHE 16</i>	<i>Repère 160</i>
<i>TRANCHE 17</i>	<i>Repère 170</i>
<i>TRANCHE 18</i>	<i>Repère 180</i>
<i>TRANCHE 19</i>	<i>Repère 190</i> <i>Repère 200</i>

- Le repère 100 (repère de la partie supérieure du Ra) n'est pas un repère stratigraphique ; appelé repère volant, il repose d'Est en Ouest sur des niveaux plus élevés dans la série.

Reconnaissance pratique des limites :

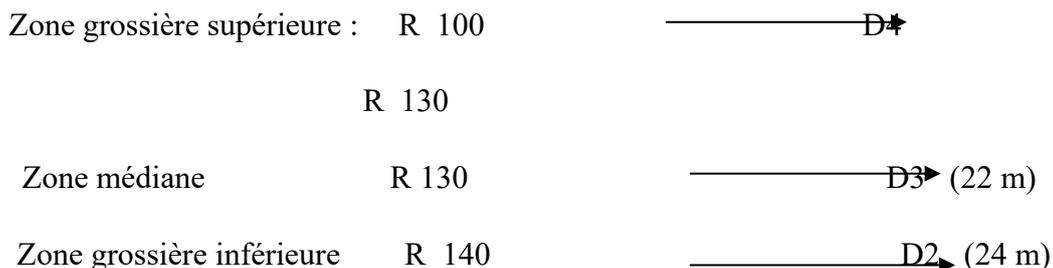
- ✓ Limite Ra / R2 : sur le neutron ; apparaît une « bosse siliceuse » (quartzites très dur) se trouvant à environ 5 à 7 m au dessous de la limite Ra/R2.
- ✓ Limite Ra/ Ri : le log Gamma Ray fait ressortir la présence d'un pic radioactif, assez remarquable, situé à 5 ou 6 m au dessous de la limite Ra / Ri.

9.3) Subdivision petrophisique et notion de drain :

La notion de drains fait appel aux données sédimentologiques, diagraphiques et à la qualité réservoir.

Cette notion est à caractère horizontal et à caractère pétrophisiques vertical dans le réservoir.

Le terme drain qualifiant des zones faiblement cimentées, coïncide avec les trois (03) zones préférentielles du réservoir.



R 150

R 150

———— ID (28 m) →

R 170

R 170

———— D1 → (26 m)

R 190

TYPE DE		CFPA	SN REPAL				
		DIAGRAPH	PETRO-	SED.	DIAG.		
LE CAMBRIEN	isométriques Grès	Ri	R7	D5			
	R1 (CFPA) Ra (SN REPAL)	Réservoir		R0		γ_0	
				R1	D4	Ra sup.	M7
				R1	D3	Ra moy	M6
				R1	D		M5
				R1	ID	Ra inf.	M4
				R1			M3
				R1	D1		M2
				R1			M1
				R2			
				R3	R2		

Fig (9) : découpage en drain du Cambrien de HASSI MESSAOUD

Chapitre II : Etude du secteur

1. PRESENTATION DE LA ZONE 4:

Cette zone est située au nord-ouest du champ, dans la partie centrale extrême nord de l'anticlinal, où l'effet de la discordance hercynienne (érosion) est très sévère.

Elle est limitée au Sud par les zones 3 et 2, à l'Est par la zone 7 et à l'Ouest elle est voisine ne pas de la zone elle est séparée par une faille qui passe entre les puits OMO26 et OMO363 pour la zone 7 et OMO17 pour la zone 4 .

L'injection d'eau qui est considérée comme mode de récupération secondaire est utilisée à Hassi Messaoud depuis une vingtaine d'année. Elle permet le balayage d'une partie des réserves encore en place et l'augmentation de la récupération, mais aussi la stabilisation de la pression.

L'injection d'eau dans cette zone a débuté en avril 1993, elle a pour conséquence la percée de l'eau dans les puits producteurs d'huile. Cette percée a une influence considérable sur la production par la diminution du débit d'huile et la dégradation de la capacité d'écoulement.

La percée de l'eau dans cette zone a commencé à partir de l'année 1996, ces percées sont assez brutales et amènent souvent à la fermeture du puits.

Actuellement dans la zone 7 il ya (Fig 10) :

- ◆ 3 puits producteurs d'huile ouverts.
- ◆ 3 puits producteurs d'huile fermés.
- ◆ 10 puits de gaz lift ouverts.
- ◆ 15 puits de gaz lift fermé.
- ◆ 1 puits injecteur de gaz fermé.
- ◆ 6 puits injecteurs d'eau ouverts.
- ◆ 2 puits producteurs d'eau ouverts.
- ◆ 3 puits producteurs d'eau fermés.
- ◆ 1 puit sec.
- ◆ 3 puits abandonnés.

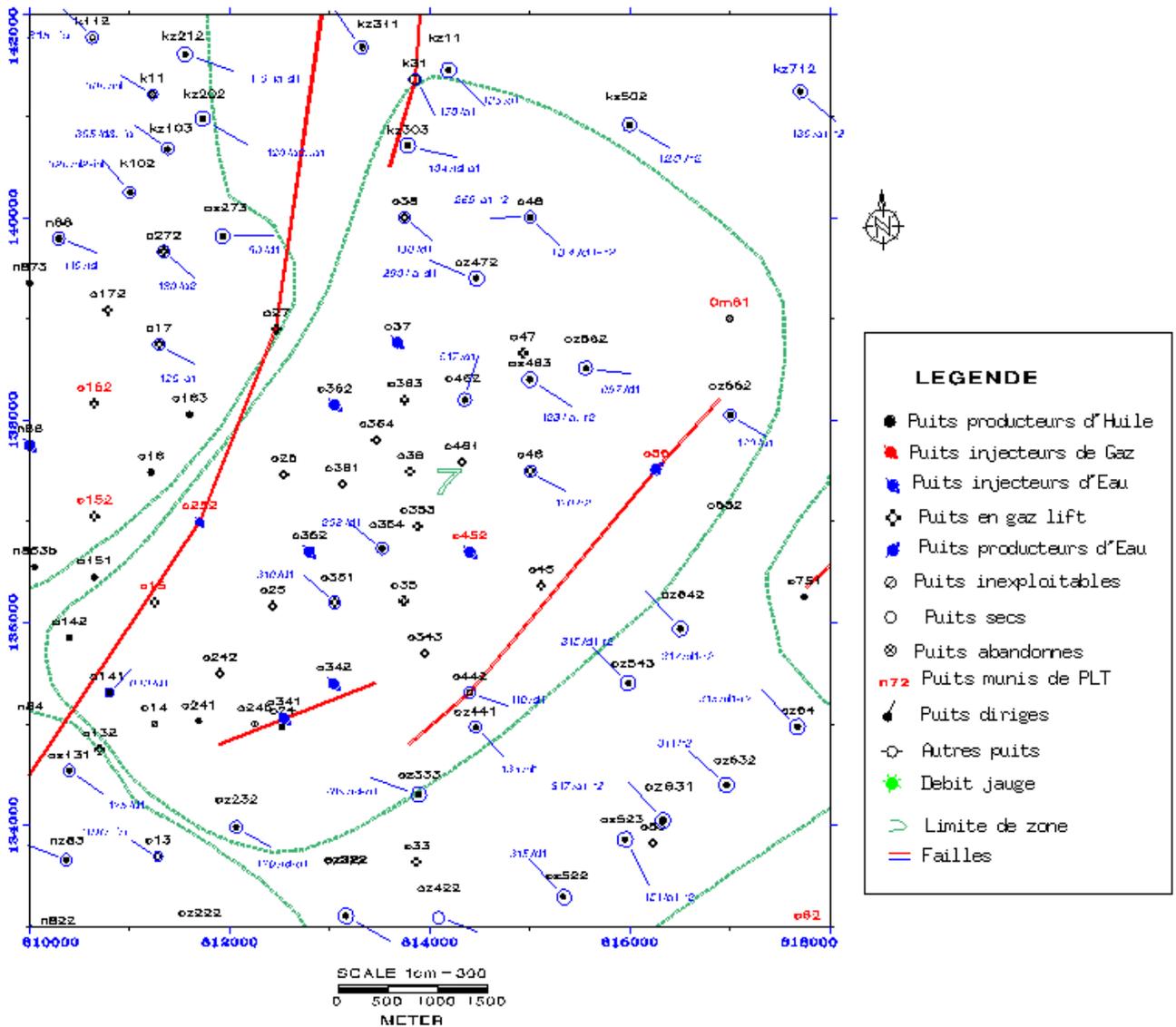


Fig 10 : STATUT DES PUIIS DE LA ZONE 7 DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD

2) DESCRIPTION STRUCTURALE DE LA ZONE 4 et 7 :

La zone 4 et 7 se présente structurellement comme un monoclinale peu prononcé d’axe sensiblement Nord Est – Sud Ouest.

Le point le plus élevé se situe à 3 365m au niveau du puits OMO 173.

A l’est, la zone est séparée de ses voisins par une faille majeure et par une dégradation des caractéristiques pétrophysiques (OMO38 et OM102).

Au sud, la zone est bien délimitée par la dégradation des caractéristiques pétrophysiques. Cette dégradation est reconnue par le forage OMO27 et OMO64.

A l'ouest, il existe une communication partielle avec la zone 4.

2.1) Description du réservoir :

Le gisement de Hassi Messaoud comprend trois réservoirs gréseux d'âges Cambriens respectivement de bas en haut R3, R2 et R1 (Ri + Ra). Le réservoir Ri (R isométrique) situé au dessus du Ra se trouve dans quelques secteurs du champ. Il a été érodé dans la plus grande partie du gisement (La partie centrale).

Les puits produisent à partir du Ra qui est le seul à posséder des caractéristiques pétrophysiques aptes à la production

Le réservoir R2 ne produit pas directement dans les puits qui sont généralement forés jusqu'à son toit mais il alimente le réservoir Ra par un flux vertical d'huile.

2.2) Description du réservoir de la zone 4 et 7 :

L'épaisseur du Ra est de l'ordre de 80 à 50 mètres pour la partie centrale de la zone, dans la partie Nord Est, ce niveau est érodé et son épaisseur est de 50 à 40 mètres atteignant quelques mètres dans le secteur du puits OM81, l'épaisseur du R2 est de l'ordre de 80 mètres.

Le réservoir R2 est situé sous le réservoir Ra et présente généralement des caractéristiques médiocres. La plupart des puits n'étant forés que jusqu'à son toit. Contrairement au Ra, l'épaisseur du R2 est pratiquement constante sur toute l'étendue du gisement, elle est égale à 80 mètres.

Le centre de la zone a l'allure d'un monoclinale de pente Nord – Est Sud Ouest, les deux failles principales, délimitant le centre de la zone ont sensiblement la même direction.

Le réservoir Ra a une épaisseur d'environ 80 m dans le sud de la zone. Dans le Nord, l'épaisseur du Ra diminue fortement, au puits OM81 ce réservoir est pratiquement inexistant.

Les puits produisent à partir du Ra qui est le seul niveau possédant les caractéristiques permettant la production, le réservoir R2 alimentant le réservoir Ra généralement aquifère. On note que l'épaisseur de ce niveau réservoir est de l'ordre de 70 à 80 m dans la partie centrale de la zone, elle se réduit lorsque l'on se déplace vers le Nord-Est.

3) CARACTERISTIQUES DES FLUIDES DU RESERVOIR DE LA ZONE :

3.1) Caractéristiques de l'huile :

La pression de saturation moyenne dans la zone est de l'ordre 165 kg/cm², à cette pression, l'huile a les caractéristiques suivantes :

- Facteur volumétrique différentiel est de 1,975 m³/m³.
- Facteur volumétrique composite est de 1,753 m³/m³.
- Rapport gaz/huile dissolution différentiel est de 18 m³/m³.
- Rapport gaz /huile dissolution composite est de 182 m³/m³.
- Viscosité de l'huile est de 0,2233 cp.
- La densité de l'huile dans les conditions de stockage est de 0,8.

3.2) Caractéristiques du gaz :

A la pression de saturation moyenne de la zone (165/kg/cm²), le gaz se caractérise par :

- Le coefficient de compressibilité du gaz est $Z = 0,8$.
- La viscosité est de 0,0233 cpo.
- Densité relative du gaz par rapport à la densité de l'air est de 0,9.

3.3) Caractéristiques de l'eau du gisement :

L'eau de gisement est très riche en sel (400g/l). Dans les conditions de gisement

($P = 482 \text{ kgf/cm}^2$ et $T = 120^\circ\text{C}$).

Cette eau a une viscosité de 0.45cpo . En conditions de stockage sa densité est de 1,12 Kg /m³

Avec les résultats d'analyse des carottes disponibles des puits de la zone, quelques valeurs de perméabilités ont pu être déterminées et puis une valeur moyenne de toute la zone qu'est de l'ordre de 3,4 md , ce qui comparable à la valeur moyenne mesurée sur l'ensemble du champ et dont la valeur de 2,5 md.

4) HISTORIQUE DE PRODUCTION :

La zone 4 et 7 a commencé la production en octobre 2024 par le puits OM33 avec une production mensuelle de 6123 St m3.

Tableau 1 : Le cumul et le débit de chaque puits de la zone 4et7

Puits	Date	Qo actuel (m3/h)	Production cumulé (m3)
OMJZ633	06-02-2024	2.39	452000
OMJZ742	06-02-2024	0.45	297770
OMJZ813	06-02-2024	0.86	125690
OMJZ843	06-02-2024	0.62	497780
OMJ60	06-02-2024	1.93	1064490
OMJ703	06-02-2024	0.31	489170
OMJ721	06-02-2024	0.69	1406410
OMJ723	06-02-2024	1.19	887970
OMJ74	06-02-2024	4.23	575570
OMJ743	06-02-2024	4.14	473870
OMJ832	06-02-2024	0.83	5635240
OMKZ103	06-02-2024	3.61	581810
OMKZ121	06-02-2024	0.06	167710
OMKZ202	06-02-2024	0.77	225200
OMKZ212	06-02-2024	0.34	150870
OMKZ232	06-02-2024	0.67	151680
OMKZ332	06-02-2024	0.31	8920
OMK102	06-02-2024	0.6	1305880
OMK112	06-02-2024	1.19	112360
OMK122	06-02-2024	0.88	156610
OMK13	06-02-2024	2.77	3397550
OMK131	06-02-2024	1.54	14000

OMK14	06-02-2024	0.75	973450
OMK142	06-02-2024	0.63	578190
OMNZ572	06-02-2024	0.9	43630
OMN56B	06-02-2024	3.29	2916140
OMN653	06-02-2024	4.02	1563380
OMN67	06-02-2024	0.9	3299760
OMN68	06-02-2024	1.38	3903790
OMN681B	06-02-2024	0.9	1128060
OMN761	06-02-2024	3.41	782010
OMN781	06-02-2024	1.86	1930940
OMN853B	06-02-2024	2.2	6189410
OMN872	06-02-2024	1.7	2991780
OMN88	06-02-2024	1.13	1217230
OMOZ273	06-02-2024	2.62	612590
OMO151	06-02-2024	1.08	1534620
OMO163	06-02-2024	3.23	1358190
OMO173	06-02-2024	0.84	22220
OMO27	06-02-2024	1.1	1262930
OMO272	06-02-2024	1.33	504060
OMJ62	25-09-2023	0.74	484820
OMK12	31-05-2019	0.13	1030
OMO17	15-07-2017	0.56	1426430
OMN77B	31-01-2016	0.71	4719270
OMK11	23-12-2015	0.06	25710
OMJ702B	29-10-2015	1.67	878050
OMN662	17-03-2010	0.81	120070
OMJ701	28-02-2009	0.82	266620

OMN873	20-05-2008	0.85	230430
OMJ72	15-11-2007	0.21	2458430
OMO152	15-01-2005	0.24	595390
OMN563	15-12-2004	0.69	209470
OMJ73B	15-06-2004	10.28	1083100
OMN762	15-11-2003	2.37	609130
OMJ82	15-07-2003	0.3	219460
OMJ71	15-11-2002	0.63	5149170
OMN77	15-04-2002	0.94	2304560
OMO172	15-08-2000	9.16	2689200
OMJ811	15-10-1999	1.52	427280
OMJ713	15-07-1999	1.38	3536390
OMN75	15-07-1999	1.38	922280
OMN852	15-04-1999	1.19	265860
OMN763	15-09-1998	1.94	49780
OMN871	15-03-1997	0.79	3006260
OMO162	15-01-1996	1.05	2970960
OMJ73	15-03-1987	12.5	2412880
OMO16	15-04-1981	1.58	40130
OMN78	15-08-1979	1.44	368600
OMN56	15-11-1973	0	50130
OMN57	15-09-1971	0	130610
OMK333	*	0	0
OMN881	*	0	0

Tableau 2: Les puits en percée d'eau de la zone4 et 7

Puits	Cum 10 ³ m ³	Qo m ³ /h	Qw m ³ /h	GOR m ³ /m ³	Pg Kg/cm ²	Wc %	Observation
OMO15	2401441	1.25	5.2	2472	226.73	80	Fermé le 01/02/98 en percé d'eau
OMO26	1988080	1.38	1.6	2218	196.66	53	Fermé le 01/04/00 en percé d'eau
OMO343	1670630	6.13	0.734	404	122.64	20	Le puits en percée d'eau
OMO35	7685448	0.53	1.6	1927	259	75	Fermé le 01/03/98 en percé d'eau
OMO37	2715634	1.78	4.8	1360	223.04	73	Fermé le 01/12/97 en percée d'eau
OMO46	2559631	0.69	0.65	2266	125.31	48	Fermé le 01/05/00 en percée d'eau

Ces puits sont proches des puits injecteurs, ils sont concernés par des percées d'eau importantes issues des injecteurs.

- OMO46 (équipé d'une crépine) la percée en provenance du puits injecteur OMO452 (équipé d'un liner cimenté perforé)
- OMO15 (équipé d'une crépine) la percée en provenance du puits injecteur OMO252.
- OMO35 (équipé d'une crépine) la percée en provenance du puits injecteur OMO452 (équipé d'un liner cimenté perforé)
- OMO22 (En Open Hole) la percée en provenance du puits injecteur OMO23 (En Open Hole)
- OMO26 (équipé d'un liner cimenté perforé) la percée en provenance du puits injecteur OMO362 (En Open Hole)
- OMO343 (équipé d'une crépine) la percée en provenance du puits injecteur OMO452 (équipé d'un liner cimenté perforé).

6) INTERPRETATION DES CARTES :

Carte en isobathes au toit du R2 (Fig 11) :

La carte en couleurs met clairement en évidence les zones hautes qui se trouve dans la partie Nord et les zones basses dans la partie Sud .

La carte montre deux failles majeurs du Nord vers le Sud définissant aussi les frontières Est et Ouest ; Avec un rejet pour la faille Ouest et un rejet pour la faille Est.

Une petite faille se trouve entre OMO24 et OMO163 mais son orientation n'est pas bien définie .

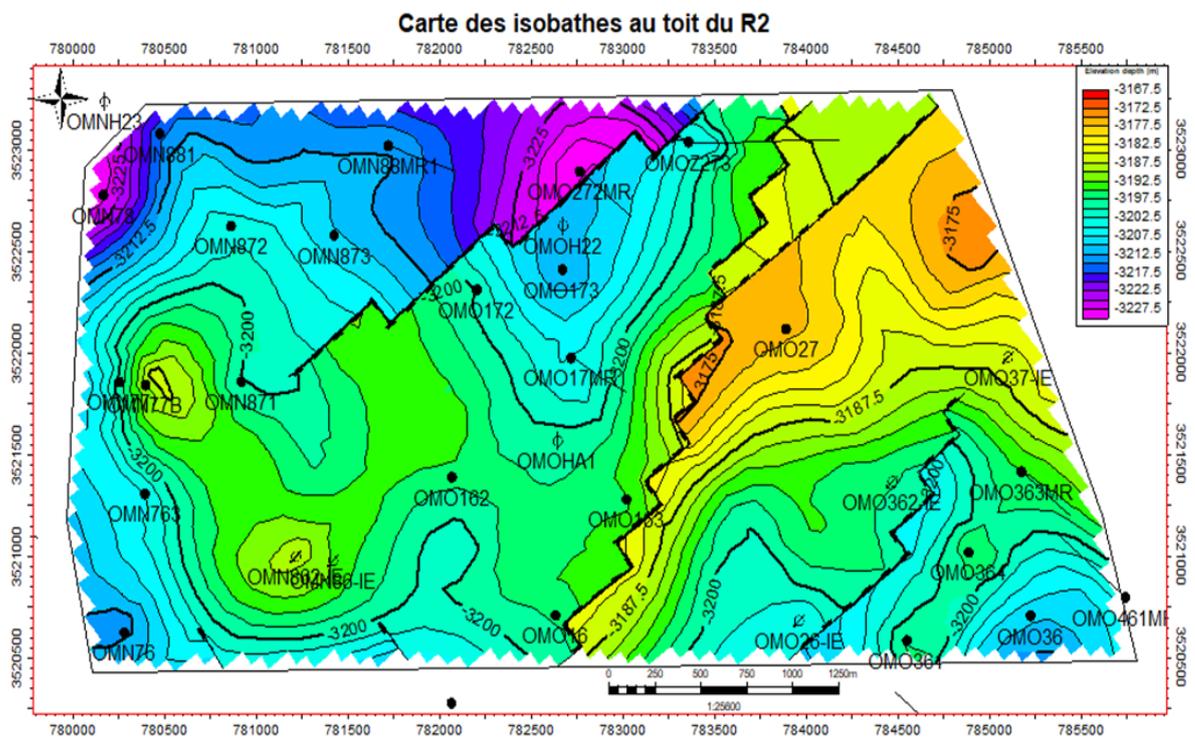


Fig 11 : CARTE EN ISOBATHES AU TOIT DU R2 DE LA ZONE 4 ET 7 DU CHAMP DE HASSI MESSAOU

Les cartes en isobathes au toit du D1 et D2 (Fig 12,13) :

Les carte en isobathes au toit du D1 et D2 représentent une structure monoclinale orientée vers le Nord – Est .

Les cartes montrent deux failles de direction NE – SW

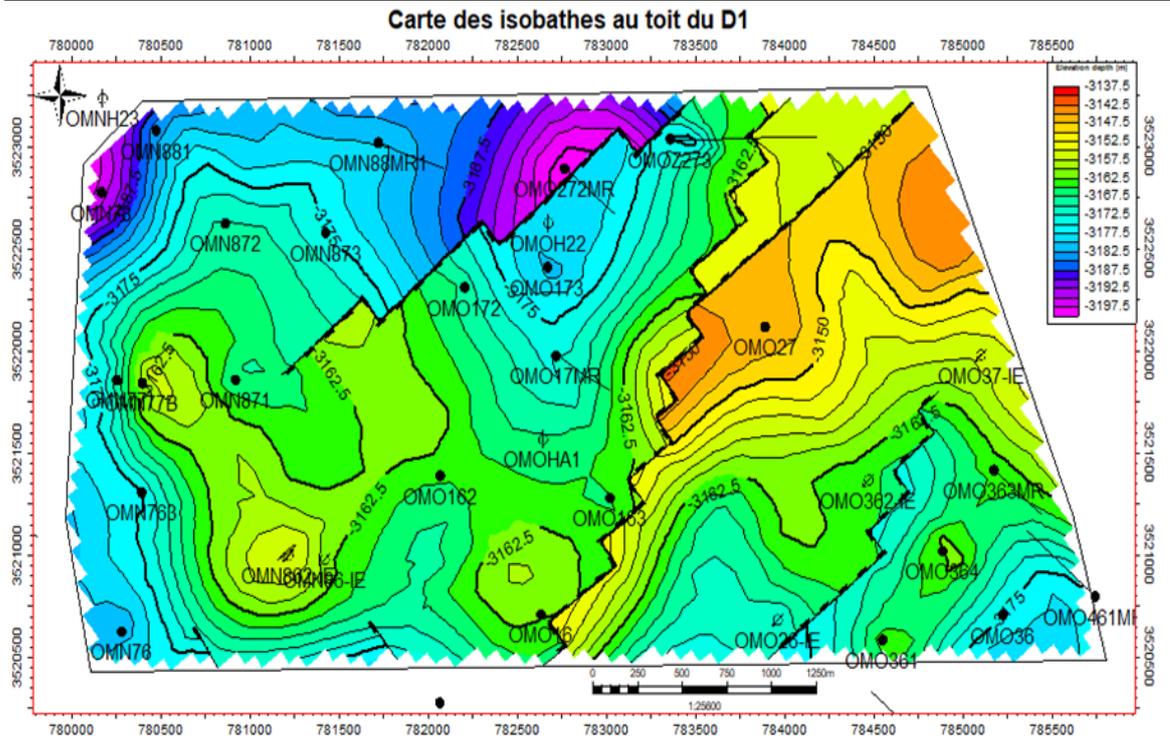


Fig 12 :CARTE EN ISOBATHES AU TOIT DU D1 DE LA ZONE 4 ET 7 DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD

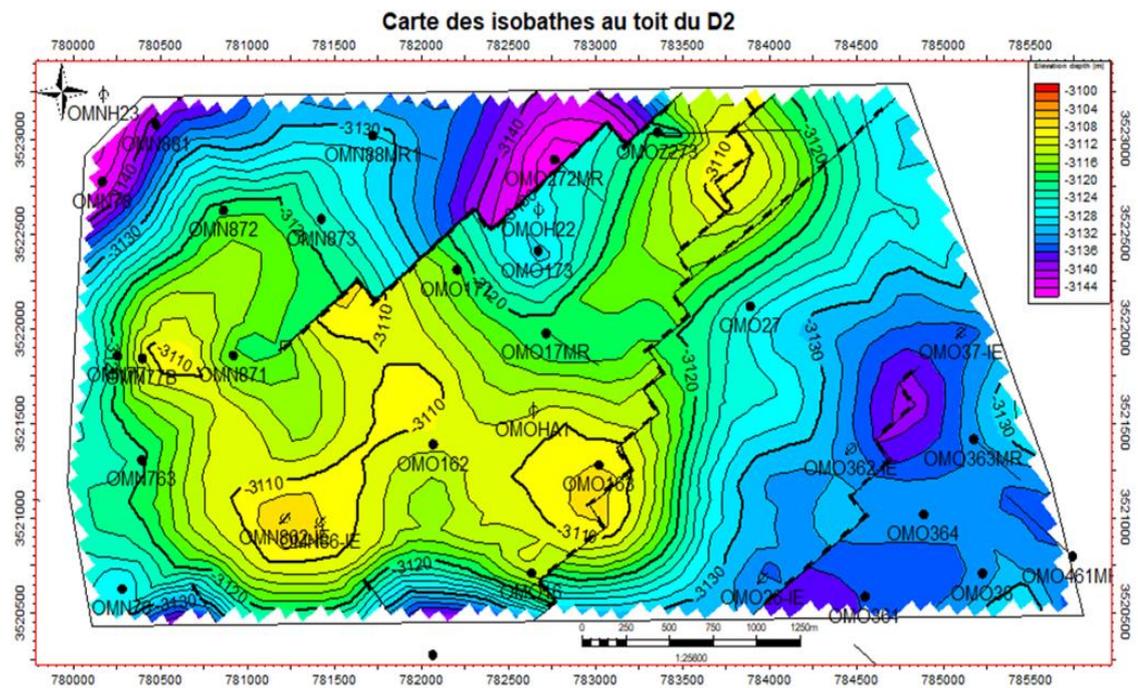


Fig 13 : CARTE EN ISOBATHES AU TOIT DU D2 DE LA ZONE 4 ET 7 DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD

LES Carte en isobathes de la discordance hercynienne (fig 14) :

La discordance hercynienne représente une surface de pénéplaine sur laquelle a eu lieu des transformations morphologiques importantes affectant une partie des réservoirs ; cette carte représente la paléotopographie en particulier d’importantes vallées résultant de l’érosion

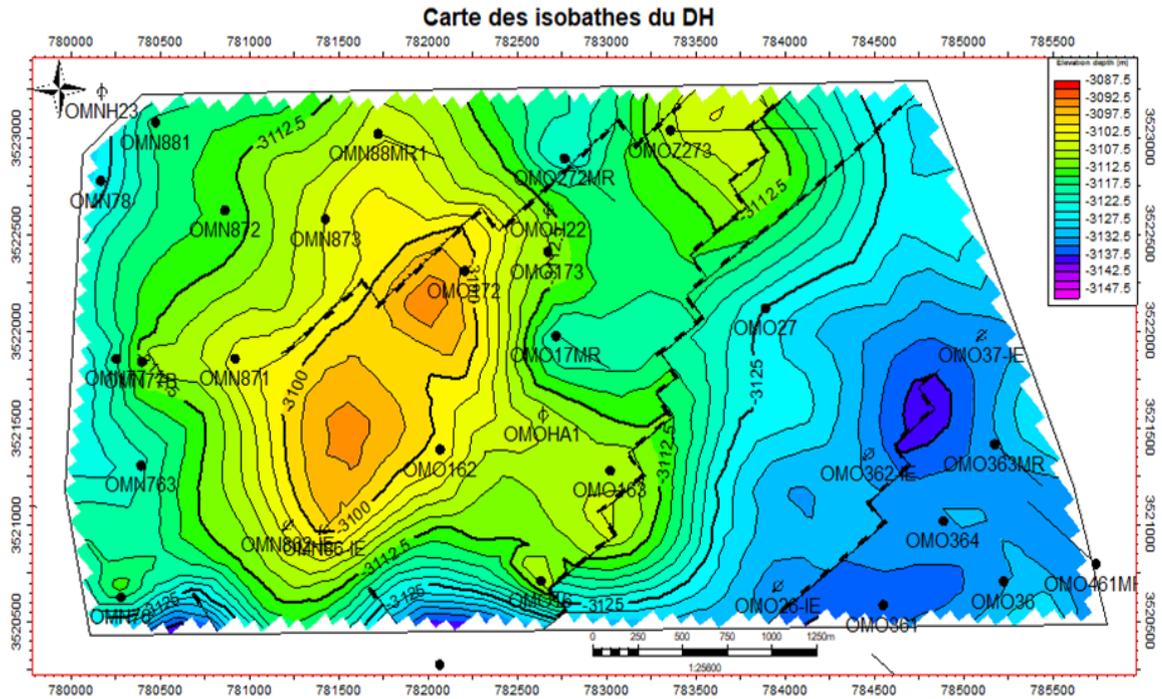


Fig 14 : CARTE EN ISOBATHES DE LA DISCORDANCE HERCYNIENNE DE LA ZONE 4 ET 7 DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD

les cartes isopaques en en eau du R2 , D1 , ID (fig 15,16,17)

Les cartes en isopaques en eau montrent une faible saturation en eau au centre variant aussi de 0 à 5 % en augmentant à l’Est et à l’Ouest de la zone

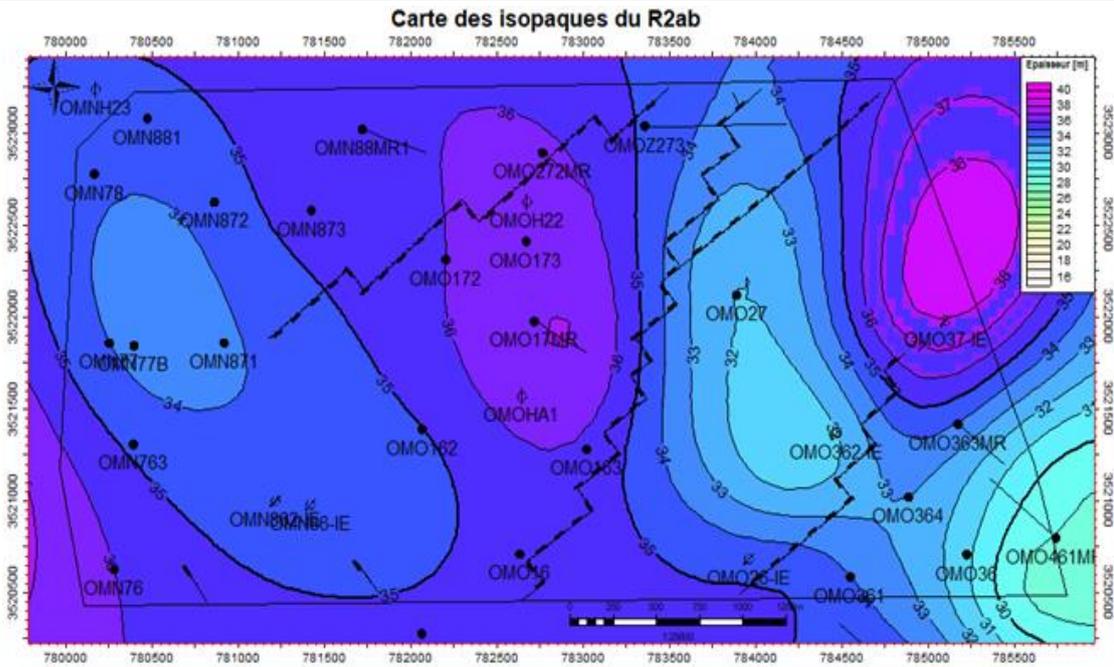


Fig 15 : CARTE EN isopaques EN EAU DU R2 DE LA ZONE 4 ET 7 DU CHAMP DE HASSI MESSAOU

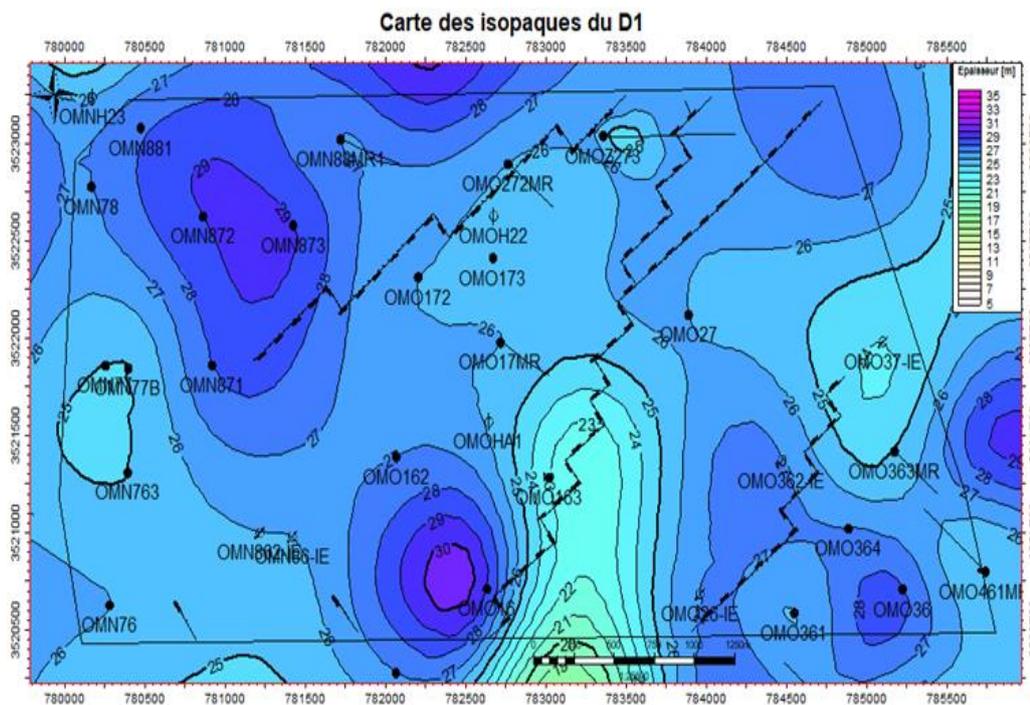


Fig 16 : CARTE EN isopaques EN EAU DU D1 DE LA ZONE 4 ET 7 DU CHAMP DE HASSI MESSAOU

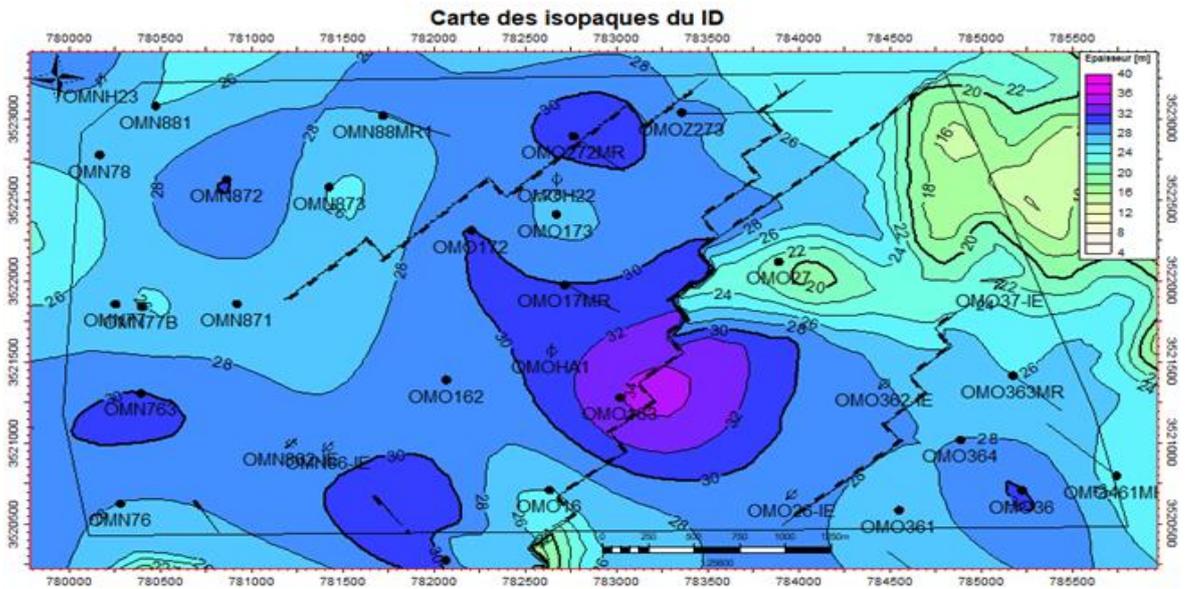


Fig 17 : CARTE EN isopaques EN EAU DU ID DE LA ZONE4 ET 7 DU CHAMP DE HASSI MESSAoud

les cartes isopaques en en eau du D2 :

La carte des isopaques du D2 montre qu'il y a discontinuité latérale du drain vers l'Est au-delà de la faille de direction NE-SW dont il est absent au niveau du OMO27 (érosion très prononcé).

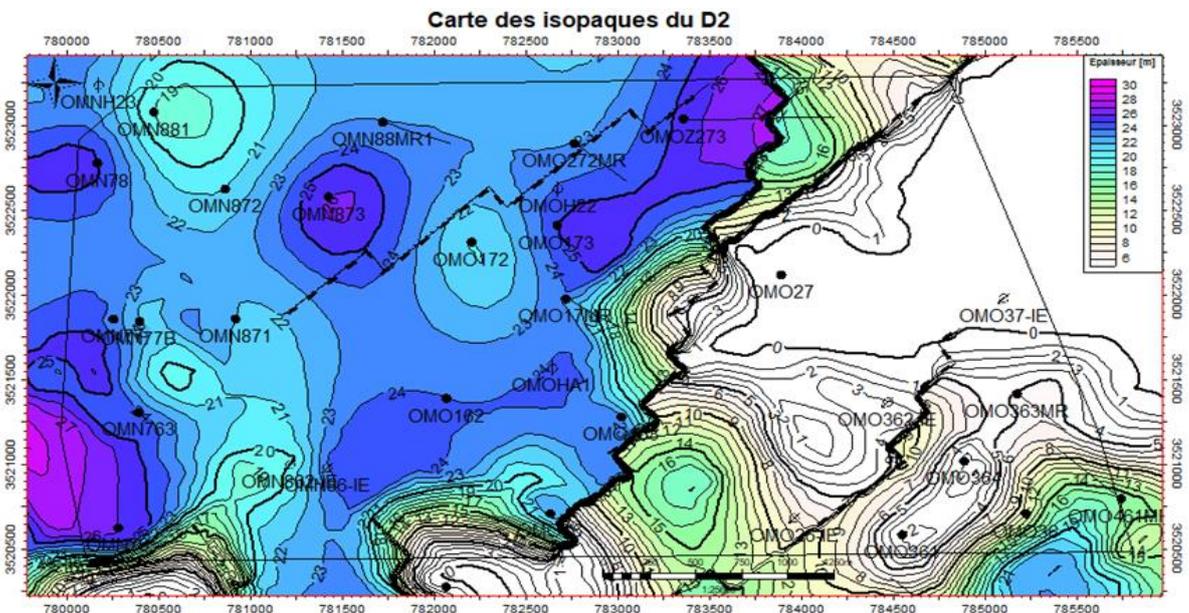


Fig 18: CARTE EN isopaques EN EAU DU D2 DE LA ZONE4 ET 7 DU CHAMP DE HASSI MESSAoud

les cartes isopaques en en eau du D3 :

La carte des isopaques de D3 montre qu'il y a discontinuité latérale du drain D3 vers l'Est où on note son absence totale au niveau du OMO17 (situé à 435m SSE du OMO173) et OMO27 (situé à 1249m à l'est du OMO633).

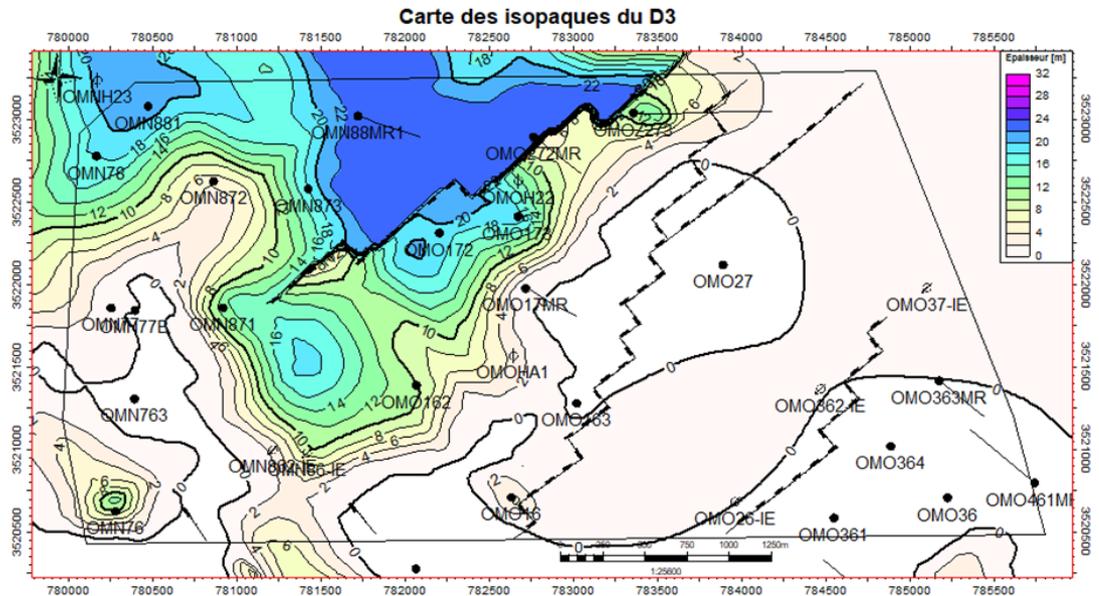


Fig 19: CARTE EN ISOPAQUE EN EAU DU D3 DE LA ZONE 4 ET 7 DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD

les cartes isopaques en en eau du D4 :

La carte des isopaques de D4 montre qu'il y a discontinuité totale latérale du drain D4 vers l'Est(omo17 et omoh22) où on note son absence totale et la éroder dans la puits (omo162)

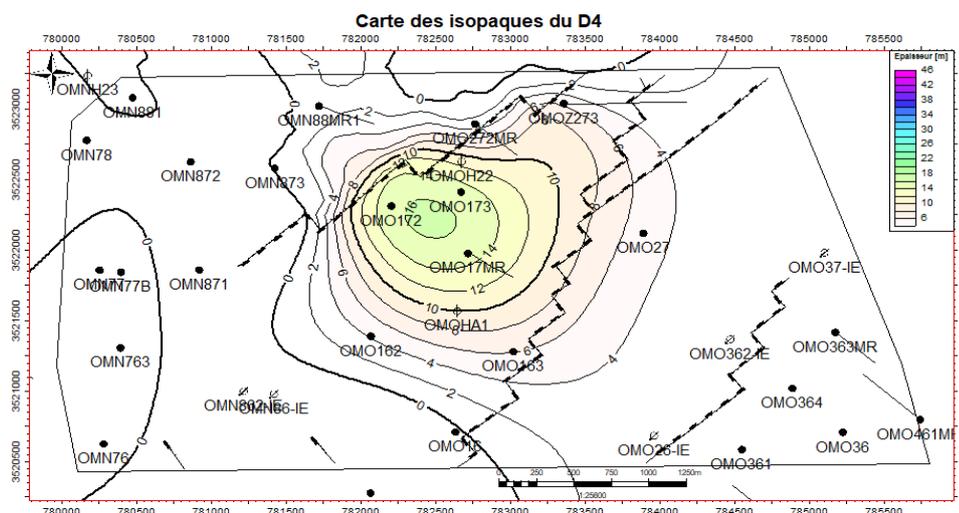


Fig 20: CARTE EN ISOPAQUES EN EAU DU D3 DE LA ZONE4 ET 7 DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD

Chapitre III:

Etude géostatistique

1) INTRODUCTION :

La géostatistique est en ce moment un domaine très sollicité dans l'industrie pétrolière, vu le besoin en caractérisation des réservoirs qui ne cessent d'augmenter d'année en année ; et ce pour l'évaluation des réserves en hydrocarbures.

Grâce à ce développement la recherche dans ce domaine est plus poussée et vise une plus large population de techniques plus précises les unes que les autres ; ainsi c'est devenu une partie intégrante du savoir faire des ingénieurs géologues et de production.

2) NOTION DE GEOSTATISTIQUE :

La géostatistique étudie les problèmes posés par des variables mesurées dans la nature telles que l'épaisseur d'une couche géologique, densité de végétation, pluviométrie...etc.

On distingue ces variables par leur caractère aléatoire ou bien régionalisé, dans le premier cas nous aurons à faire un caractère aléatoire du par exemple à un phénomène physique sous-jacent très complexe, par contre dans le second cas les caractères des données ne sont pas entièrement indépendantes de leur localisation.

Suite aux travaux de recherches de D.Krige sur l'estimation des teneurs dans les mines d'or sud africaines ; la géostatistique a connu un véritable bond en avant.

G.Matheron 1985, à l'école des mines de Paris, a développé le côté théorie et formalisme de la géostatistique ; ainsi cette science a vu le jour dans différents domaines y compris le domaine pétrolier.

3) ETUDE GEOSTATISTIQUE CLASSIQUE :**3.1) Introduction :**

Vue l'hétérogénéité du réservoir cambrien de Hassi Messaoud, l'étude du réservoir nécessite un traitement statistique qui pourrait mieux évaluer la qualité du réservoir.

Les caractéristiques fondamentales des roches réservoirs s'expriment principalement en terme de porosité et perméabilité, dont les caractéristiques et les relations entre eux sont fondamentales pour l'étude du réservoir. Elles résument toute l'histoire géologique des dépôts et surtout de toutes les conditions de sédimentation et de diagenèse qui leur succèdent.

Chaque couche magasin est caractérisée par différents paramètres tel que : la porosité, la perméabilité, l'épaisseur, la densité, l'argilosité, la saturation en huile...etc. Les plus importantes à étudier sont la perméabilité et la porosité.

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

Pour la sélection des puits en short radius et des meilleurs drains à visés, une étude des paramètres petrophysiques contrôlant les caractéristiques du réservoir est primordiale.

3.2) Méthodologie :

Pour une étude complète du secteur choisi, il est nécessaire d'établir une étude statistique des paramètres petrophysique du réservoir, pour cela on suit les étapes suivantes :

3.2.1) Traitement de la population de données :

Une population de volume N caractérisant un paramètre petrophysique X étudié tel que :

$$N = n_1 + n_2 + n_3 + n_4 + n_5 + \dots + n_k$$

Cette population sera divisée en intervalles appelées classe K avec une équidistance α , la fréquence dans ces intervalles est calculées comme suit :

$$F_i = n_i / N$$

$i=1, 2, 3, 4, \dots, k$ tel que $\sum F_i = 1$.

Avec ces fréquences on obtient une courbe en escalier qu'on appellera histogramme de fréquences .

La représentation des fréquences donne un histogramme de fréquences cumulées.

Cette somme est calculée selon la formule suivante :

$$C_k = F_k + F_{k-1} + \dots + F_1$$

Où C_k : valeur cumulée à la classe K.

F_k : fréquence de la classe K.

3.2.2) Calcul de la moyenne :

La moyenne pour la porosité est calculée arithmétiquement, c'est le rapport de la somme des valeurs sur le nombre d'échantillons.

$$\Phi \text{ moy} = \frac{\sum X_i}{N}$$

Avec :

$i=1 \dots n$.

$\Phi \text{ moy}$: moyenne arithmétique des valeurs observées en %

X_i : valeurs d'échantillons.

N : nombre d'échantillons.

Par contre celle pour la perméabilité, la moyenne est donnée géométriquement suivant cette relation :

$$K \text{ moy} = \sqrt[N]{\prod X_i} = (X_1 * X_2 * X_3 * \dots)^{1/N}$$

3.2.3) Calcul de standard de déviation (écart type) :

L'écart type d'une série statistique X_i est égale à la racine carrée de la variance.

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (X_i - X \text{ moy})^2}{n}}$$

Il s'exprime en même unité que le paramètre étudié, plus la déviation standard est petite plus les observations sont regroupées autour d'une valeur centrale X et plus l'intervalle d'échantillonnage est homogène.

3.2.4) Paramètre d'assymétrie (Skewness Sk) :

Il existe 3 types de distributions, conditionnées par les valeurs du Skewness qui est exprimé selon la formule suivante :

$$SK = 1 / n \times \sum ni \times (Xi - X \text{ moy})^3$$

Les types de distribution sont :

- ✓ Dissymétrie à gauche : $SK > 0$;
- ✓ Symétrie : $SK = 0$;
- ✓ Dissymétrie à droite : $SK < 0$.

3.3) Analyse des résultats géostatistiques :

Cette étude a pour but de traiter deux paramètres petrophysiques : la perméabilité K et la porosité Φ , sur la totalité du réservoir du secteur étudié.

Pour cela il a été réalisé des histogrammes de fréquence des paramètres cités ci-dessus.

Les valeurs de porosité et de perméabilité sont tirées de mesures effectuées sur des échantillons prélevés de carottes (plugs) tous les 25 cm, les moyennes prises sont :

- ✓ Moyenne arithmétique pour la porosité
- ✓ Moyenne géométrique pour la perméabilité

Ces moyennes sont calculées et représentées sur les tableaux (voir annexe).

4) PRINCIPE DE GRIDSTAT :

- ✓ Au niveau du logiciel, ramener les données de la databank : Cas étudié ici : Les perméabilités .
- ✓ Vérifier les données, à savoir, si les Kh ne dépassent pas certaines valeurs trop élevées. A HASSI MESSAOUD, les perméabilités ont une moyenne de 0.1md a 2md. Au delà de 50md, on peut penser a une fissuré. Au delà de 60md (valeur très approximative), cela peut être une cassure. Toute valeur dépassant les 900md sera a revoir selon le puits s'il est très fissure ou avec brèche tectonique .
- ✓ Au niveau de la fenêtre des variogrammes, vérifier la distribution de la population (Ici, les données de perméabilités). La population doit être assez réunie au niveau de la

fenêtre. Si elle ne l'est pas, cliquer sur le puits en question et revoir les données de perméabilités.

- ✓ Retourner à Data QC et selon les perméabilités, procéder à des cut-offs jusqu'à ce que la population soit assez centrée et que la courbe en cloche soit assez symétrique. La totale symétrie est impossible.
- ✓ Retourner vers les variogrammes et établir la direction générale des perméabilités en établissant le graphe des puits par rapport aux 4 points cardinaux. Prendre la direction où les puits sont le plus alignés selon la courbe « Fractal » qui est celle à prendre selon les modèles établis sur le champ de HASSI MESSAOUD par la géostatistique depuis 1999. Lorsque le trend est défini, faire des dernières variations au niveau de la fenêtre Options au cas où l'on aurait à redéfinir la direction.
- ✓ La fenêtre GridSize est à compléter avec les coordonnées de la zone à modéliser. Deux options sont à prendre en considération : Krigeage et Simulation Conditionnelle. Le krigeage est un modèle qui est fait de façon « smooth » et peut définir aisément des contours structuraux et prend au maximum 30 minutes de modélisation (selon puissance du PC : P4, P3 etc...). Concernant les perméabilités, elle nous donnera un aspect général du trend de ces dernières avant d'entamer la simulation conditionnelle. Les perméabilités doivent être étudiées avec précaution au voisinage des failles/selon les données de production et l'aspect structural.
- ✓ Lorsque le modèle est sur, lancer la simulation conditionnelle qui fera travailler le PC entre 8 et 13h selon puissance du PC. Le logiciel exécutera en 8h de travail 100 .
- ✓ probabilités et une des 100 sera retenues selon les lois mathématiques (Principe de Monte Carlo) et sera le modèle final)
- ✓ En ouvrant le fichier des perméabilités après avoir vu le modèle 3D, toutes sortes de « Slices » ou coupes peuvent être faites au niveau du bloc. En effet, on peut faire des coupes horizontales tous les mètres, par drain, par tranche donnée etc ...
- ✓ Des coupes de perméabilités (md) peuvent être ainsi réalisées passant par des puits que l'on choisira selon le but de l'étude.

5) HISTOGRAMME DE LA POROSITE

a) Drain D2 :

l'histogramme de répartition de la porosité (fig 21) réalisé avec 2546 échantillons montre une distribution gaussienne SKEW LEFT a une variation de la porosité entre 0,4 et 13,7 % .

- La moyenne arithmétique est de 10,20 % .

- Le skewness est de 0,019 qui traduit une assymétrie vers le petit pourcentage .

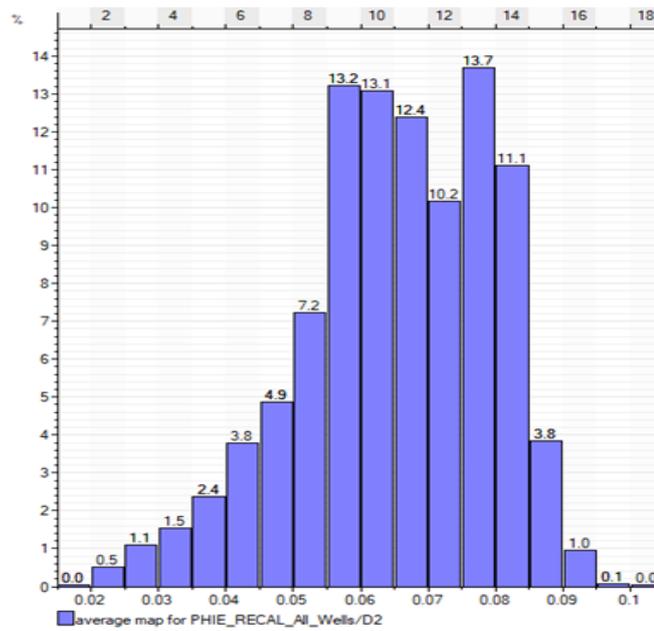


Fig 21 : Distribution de la porosité dans le drain D2

▲ La carte en isoporosité du D2 (fig 21 a) et La porosité au niveau du puits est faible (environ 6.5 à 7%) et on constate des améliorations vers le Nord (OMO272) ainsi qu’au vers le Sud (OMO163).

On note qu’il y a discontinuité latérale du D2 vers l’Est [OMO27_ OMO38 et OMO37] où il disparaît (érosion totale du drain).

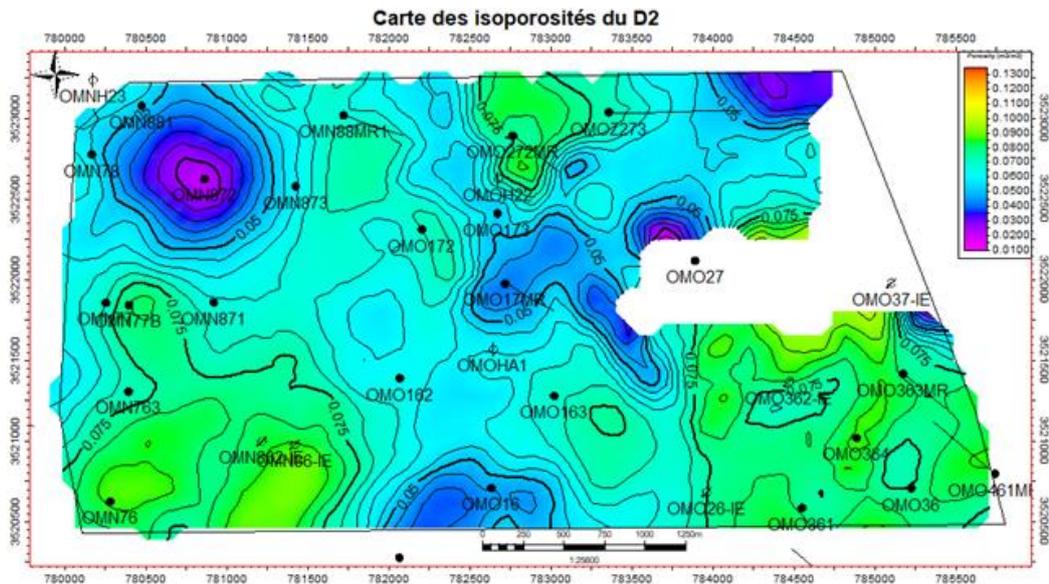


Fig 21a : CARTE EN ISOPOROSITE DU D2

b) L'interdrain :

l'histogramme de repartition de la porosité (fig 22) réalisé avec 5598 échantillons montre une distribution unimodèle a une variation de la porosité entre 0 et 19,07 % .

- La valeur moyenne de la porosité est de 11,92 % .
- Le skewness est de - 0,69 traduisant une assymétrie vers les grands pourcentages .

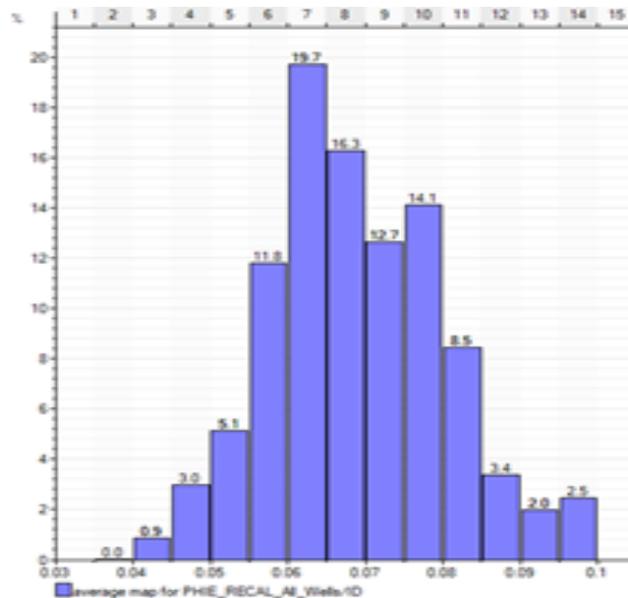


Fig 22 : Distribution de la porosité dans le drain ID

▲ La carte en isoporosité du ID (fig 22a) La porosité au niveau du puits est médiocre (au voisinage de 6%), les meilleures porosités se trouvent au SE (OMO364...).

- Au niveau du puits OM81 on a une faible porosité .

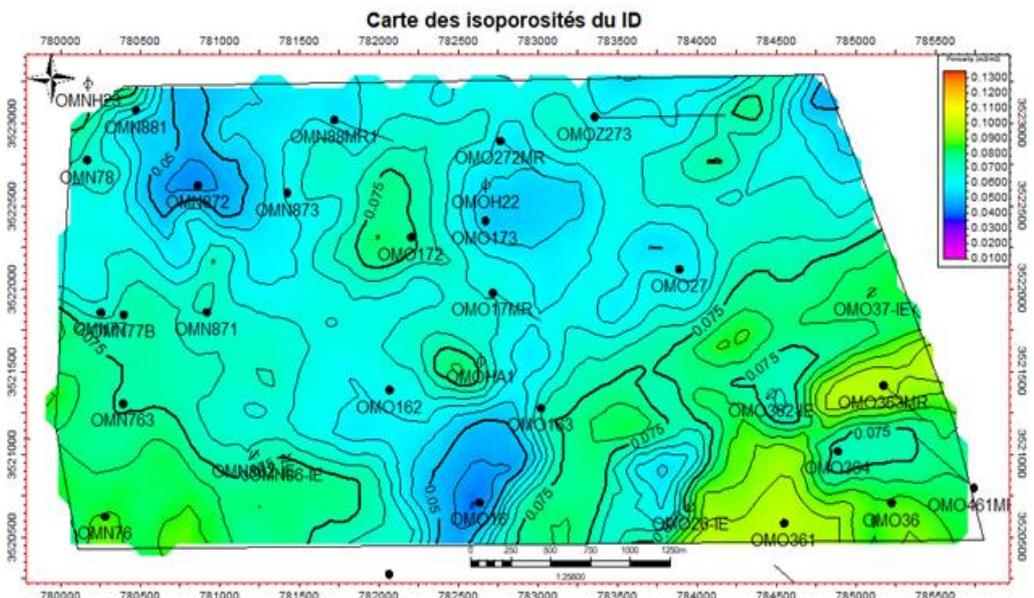


Fig 22a : CARTE EN ISOPOROSITE DE L'INTERDRAIN ID

c) Drain D1:

l'histogramme de répartition de la porosité (fig 23) réalisé avec 5208 échantillons montre une distribution gaussienne unimodèle a une variation de la porosité entre 0 et 23,00 % .

- La moyenne arithmétique est de 15,20% .

- Le skewness est de - 0,25 traduisant une assymétrie vers les grands pourcentages .

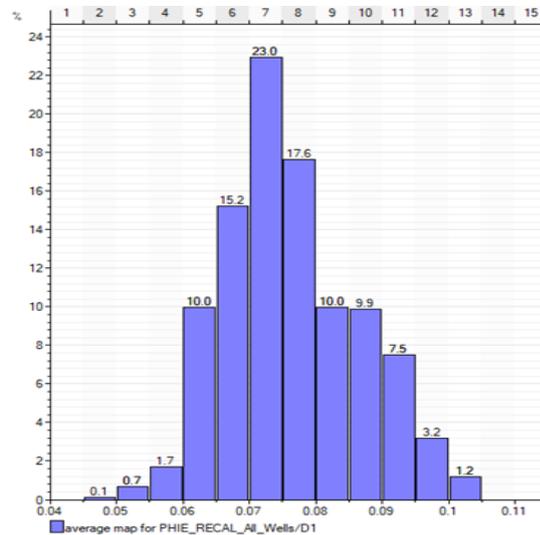


Fig 23 : Distribution de la porosité dans le drain D1

▲ La carte en isoporosité du D1 (fig 23 La porosité au niveau du puits OMO173 est médiocre (au voisinage de 6%) et constate des améliorations vers le Sud (vers OMO17).

Les bonnes porosités dans le secteur d'étude se trouvent au Sud-est (vers OMO364

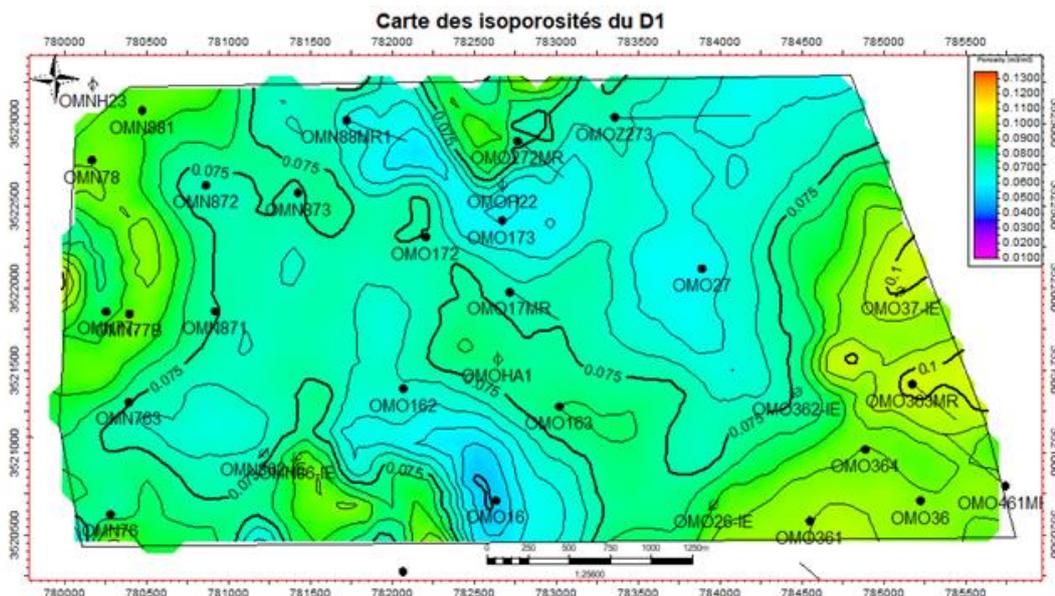


Fig 23a : CARTE EN ISOPOROSITE DU D1

e) **Reservoir R2:**

l'histogramme de répartition de la porosité (fig 25) réalisé avec 7318 échantillons montre une distribution gaussienne unimodèle avec une variation de la porosité de 0 ,1 à 22,00% .

- La moyenne arithmétique est de 13,2% .

- Le skewness est de 0,28 indiquant une asymétrie vers les petits pourcentages .

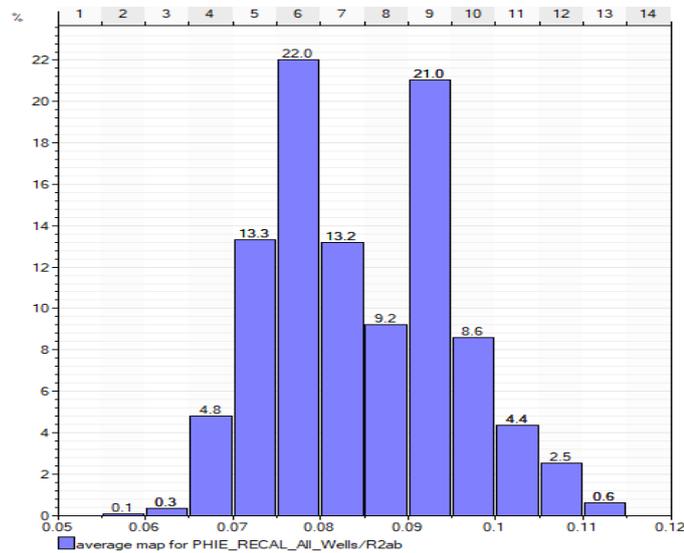


Fig 25 : Distribution de la porosité dans le réservoir R2

▲ La carte en isoporosité du R2 (fig 25a) , montre une bonne porosité au centre et à l'Ouest , la faible porosité se trouve au Nord – Est de la structure .

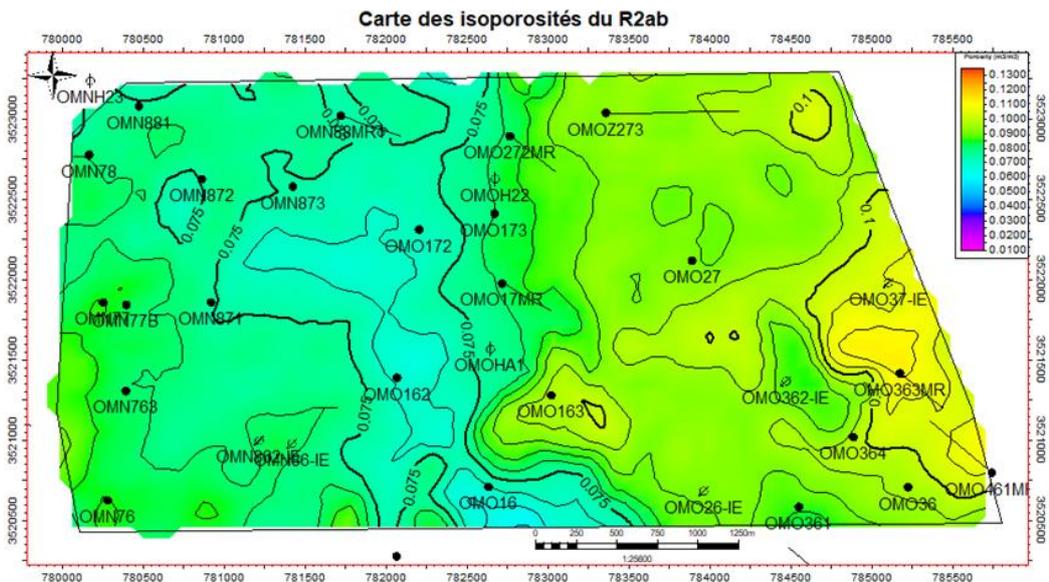


Fig 25a : CARTE EN ISOPOROSITE DU R2ab

f) Drain D3:

l'histogramme de répartition de la porosité (fig 26) réalisé avec 7318 échantillons montre une distribution gaussienne unimodèle avec une variation de la porosité de 0 ,1 à 20,00% .

- La moyenne arithmétique est de 11,2% .

- Le skewness est de 0,28 indiquant une asymétrie vers les petits pourcentages

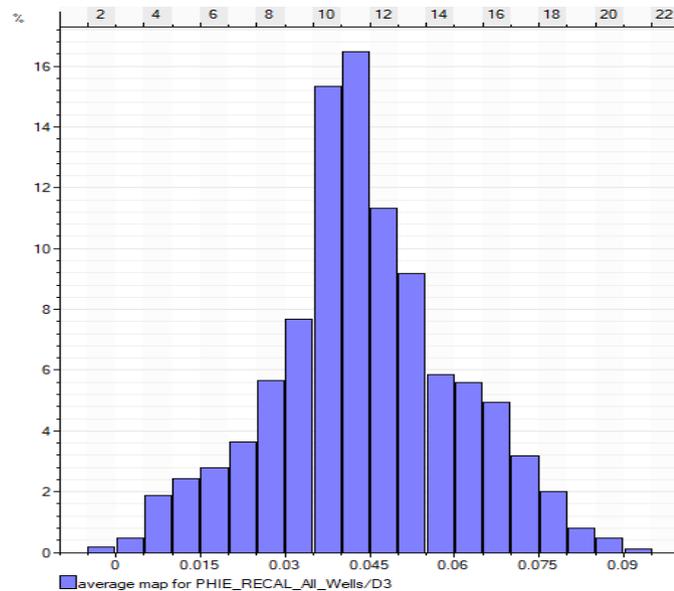


Fig 26: Distribution de la porosité dans le réservoir D3

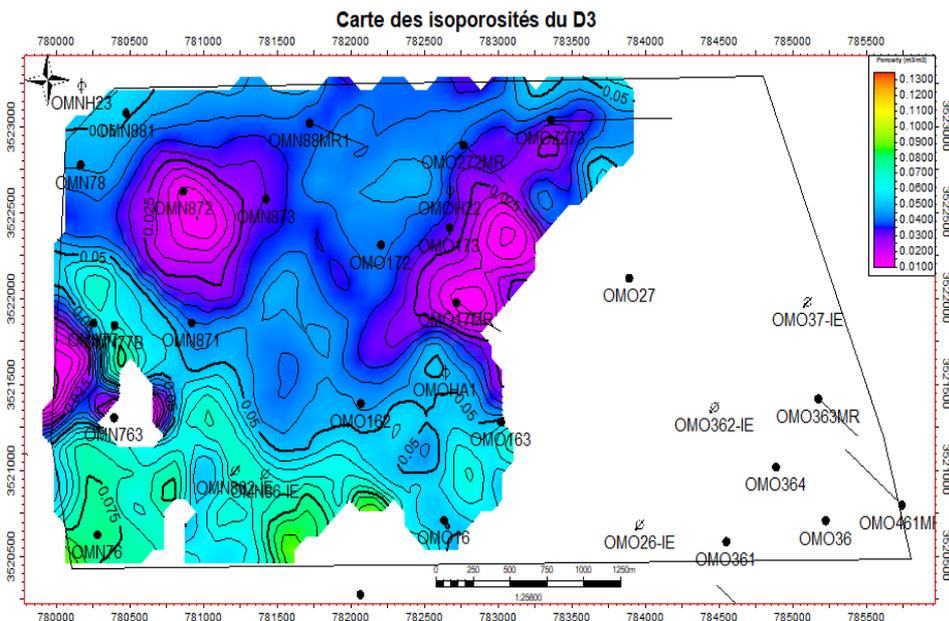


Fig 26a : CARTE EN ISOPOROSITE DU D3

g) Drain D4:

l'histogramme de répartition de la porosité (fig 27) réalisé avec 7318 échantillons montre une distribution gaussienne unimodèle avec une variation de la porosité de 0 ,1 à 13,00% .

- La moyenne arithmétique est de 6% .

- Le skewness est de 0,28 indiquant une assymétrie vers les petits pourcentages

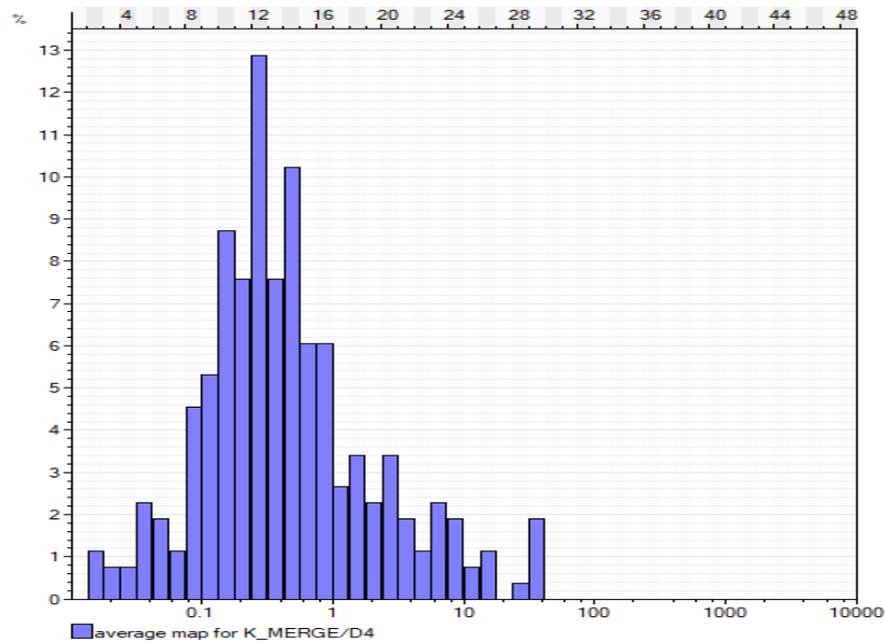


Fig 27: Distribution de la porosité dans le réservoir D3

La carte en isoporosité d4 asubi une forte érosion omo27 et omoh22 dont on constate un discntinute laterale du drain vers le sud tst et l'ouest il est faible prosite

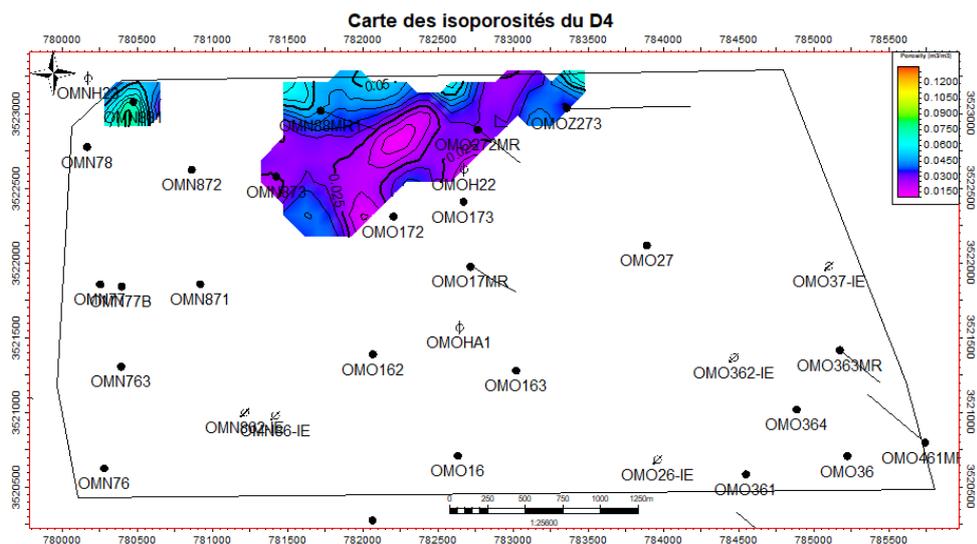


Fig 27a : CARTE EN ISOPOROSITE DU D4

6) HISTOGRAMME DE LA PERMEABILITE :

a) Drain D2 :

L'historgramme de répartition de la perméabilité (fig 27) effectué sur 1601 échantillons montre une distribution gaussienne plurimodal avec une variation de perméabilité de 0,01 à 24 md .

- La moyenne géométrique est de 6,32md .

- Le skwness est de 2,22 qui montrant une assymétrie vers le petit pourcentage .

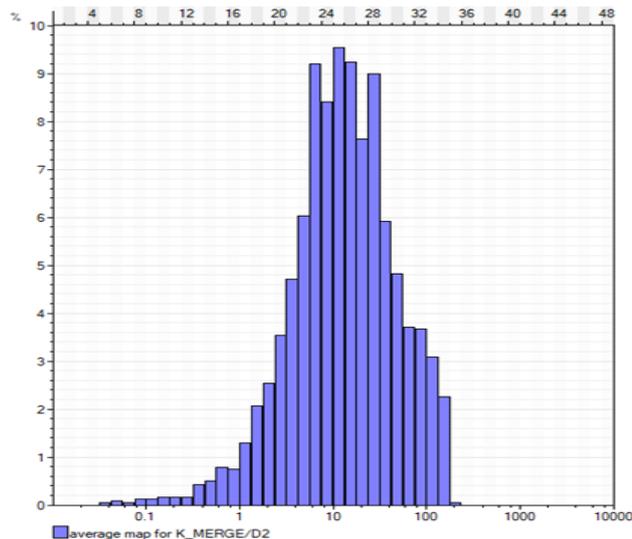


Fig 28 : Distribution de la perméabilité dans le drain D2

▲ La carte en isoperméabilité du D2 (fig 27) La perméabilité au niveau du OMO173 est faible à moyenne, on note des améliorations vers le Nord

On note qu'il y a discontinuité latérale du D2 vers l'Est [OMO27_ OMO38 et OMO37] où il disparaiss (érosion totale du drain).

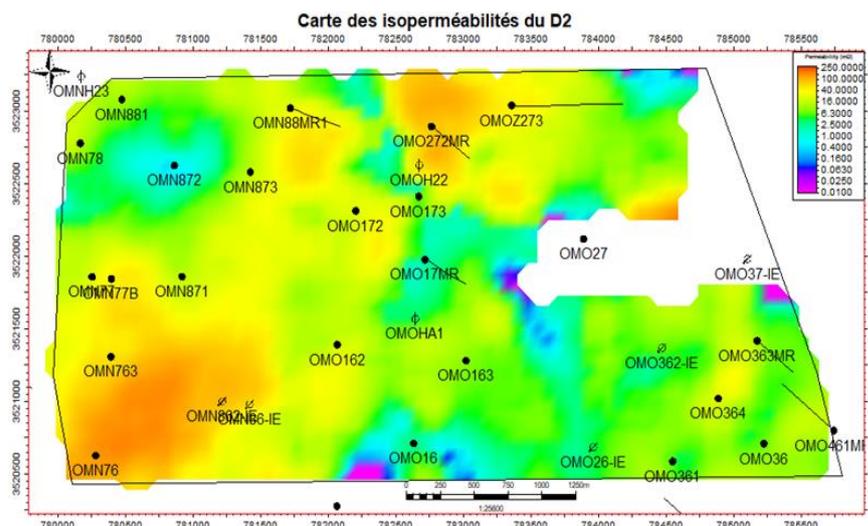


Fig 28b : CARTE EN ISOPERMEABILITE DU D2

b) L'interdrain ID :

L'histogramme de répartition de la perméabilité (fig 28) effectué sur 3495 échantillons montre une distribution gaussienne plurimodal avec une variation de perméabilité de 0,01 à 1970md .

- La moyenne géométrique est de 11,80 md .

- Le skewness est de 9,18 montrant une assymétrie vers le petit pourcentage .

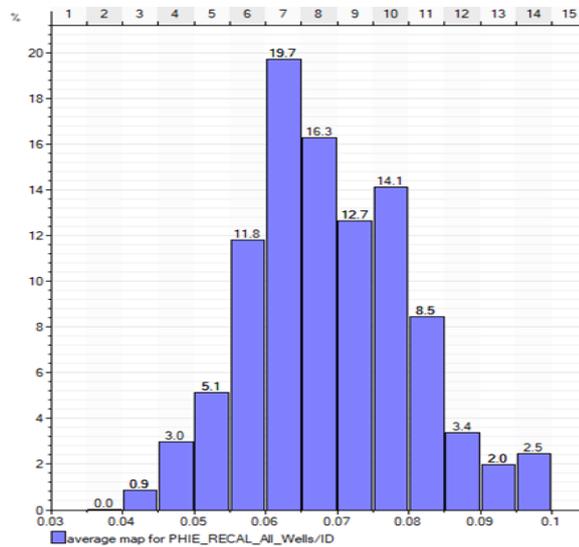


Fig 29 : Distribution de la perméabilité dans l'inter drain ID

▲ La carte en isoperméabilité du ID (fig 28) la perméabilité au niveau du puits OMO173 est faible et on note des améliorations légères vers le Sud (vers le puits OMO17).

Les bonnes perméabilités se trouvent à l'Est du secteur d'étude.

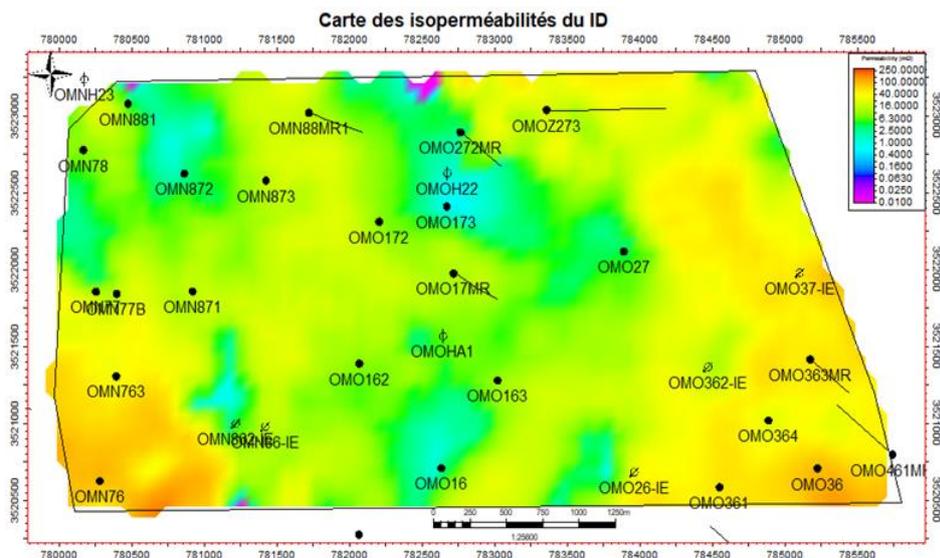


Fig 29b : CARTE EN ISOPERMEABILITE DE L'INTER DRAIN

c) Drain D1 :

- L'histogramme est établie a partir de 3287 échantillons (fig 29) .
- l'histogramme est de forme gaussienne bimodal avec une variation de 0,01 à 238 md.
- La moyenne géométrique est de 15,42 md .
- Le skwness est de 1,21 montrant une assymétrie vers le petit pourcentage .

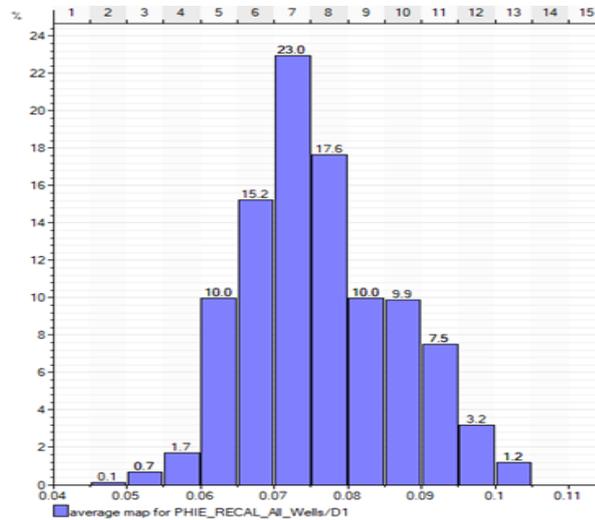


Fig 30: Distribution de la perméabilité dans le drain D1

▲ La carte en isoperméabilité du D1(fig 29b) , La perméabilité au niveau du OMO173 est médiocre et on constate des améliorations vers le Sud (vers le puits OMO17).

Les meilleures perméabilités se trouvent au SE du secteur d'étude

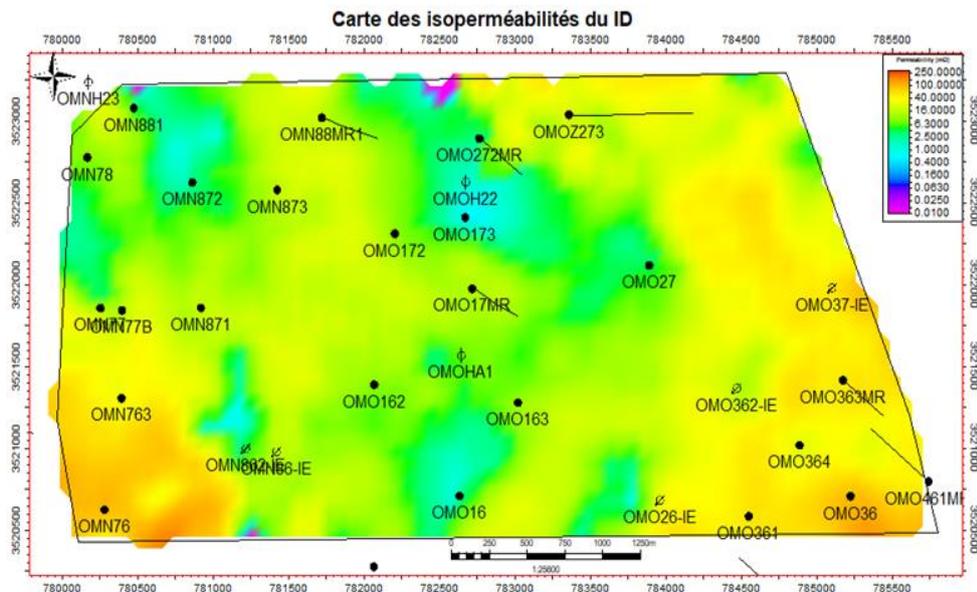


Fig 30b : CARTE EN ISOPERMEABILITE DU D1

d) Zone de passage :

l’histogramme effectué sur 629 échantillons (fig 30) montre une distribution gaussienne unimodel avec une variation de la perméabilité de 0,01 à 274 md .

- La moyenne géométrique est de 16,63 md.

- Le skewness est de 2,53 montrant une assymétrie vers le petit pourcentage .

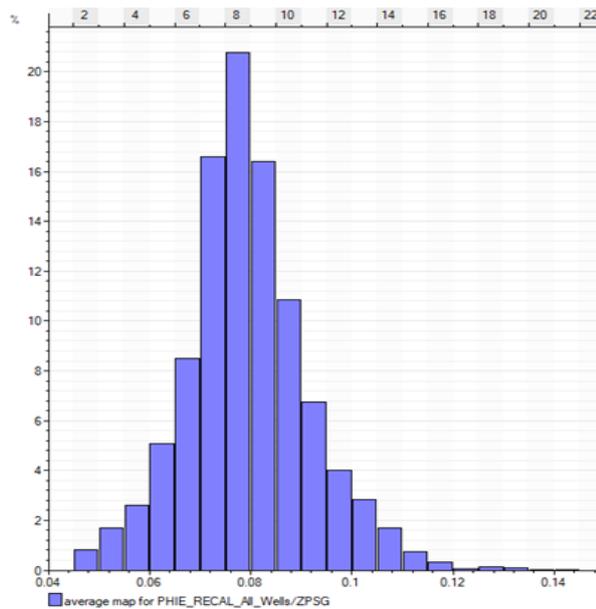


Fig 31 : Distribution de la perméabilité dans la zone de passage

▲ La carte en iso-perméabilité de la zone de passage (fig 30b) montre une faible perméabilité au centre , par contre du côté Est et Ouest de la structure nous avons de bonne perméabilité .

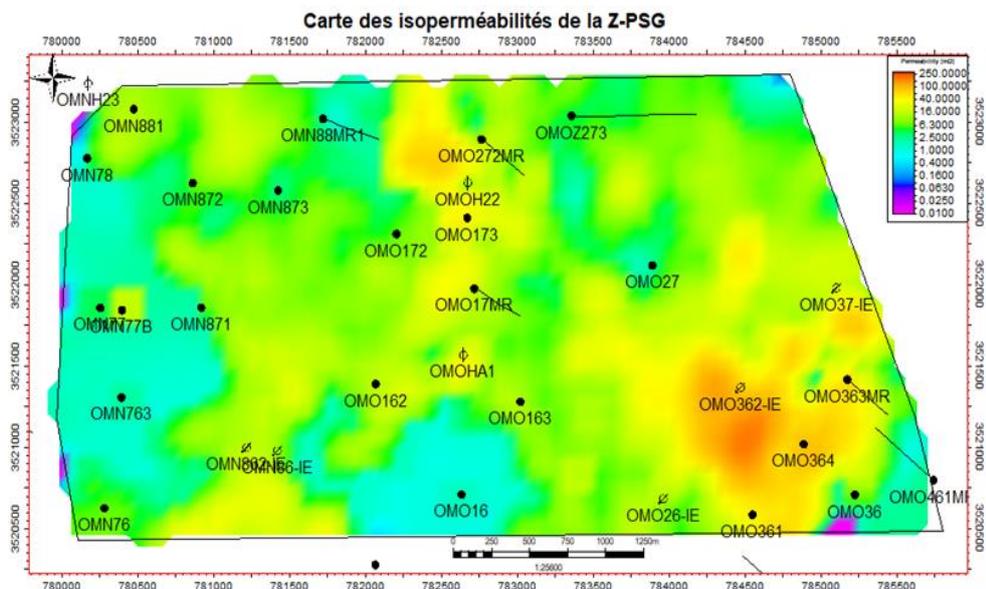


Fig 31b : CARTE EN ISOPERMEABILITE DE LA ZONE DE PASSAGE

e) Reservoir R2:

l'histogramme de répartition de la perméabilité (fig 31) réalisé avec 5742 échantillons montre une distribution gaussienne unimodèle avec une variation de la perméabilité de 0 ,01à 299 md.

- La moyenne géométrique est de 3,377 md .

- Le skewness est de 7,69 indiquant une assymétrie vers les petits pourcentages .

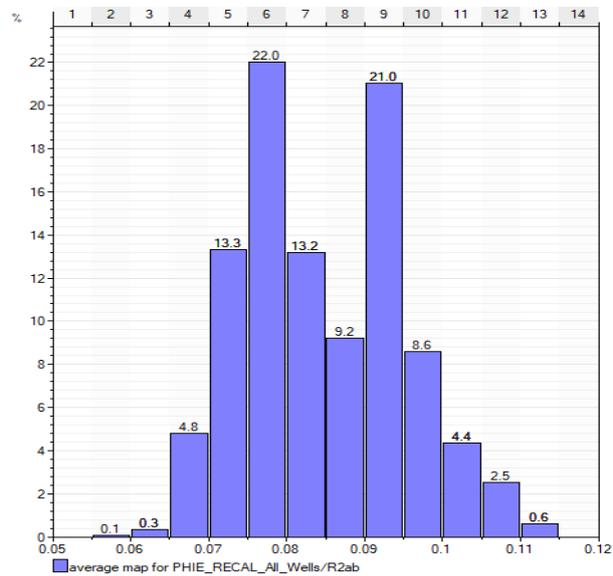


Fig 32: Distribution de la perméabilité dans le réservoir R2

▲ La carte en isoperméabilité du R2 (fig 31b) montre une faible perméabilité sauf au niveau du puits OM81 où il y'a une bonne perméabilité .

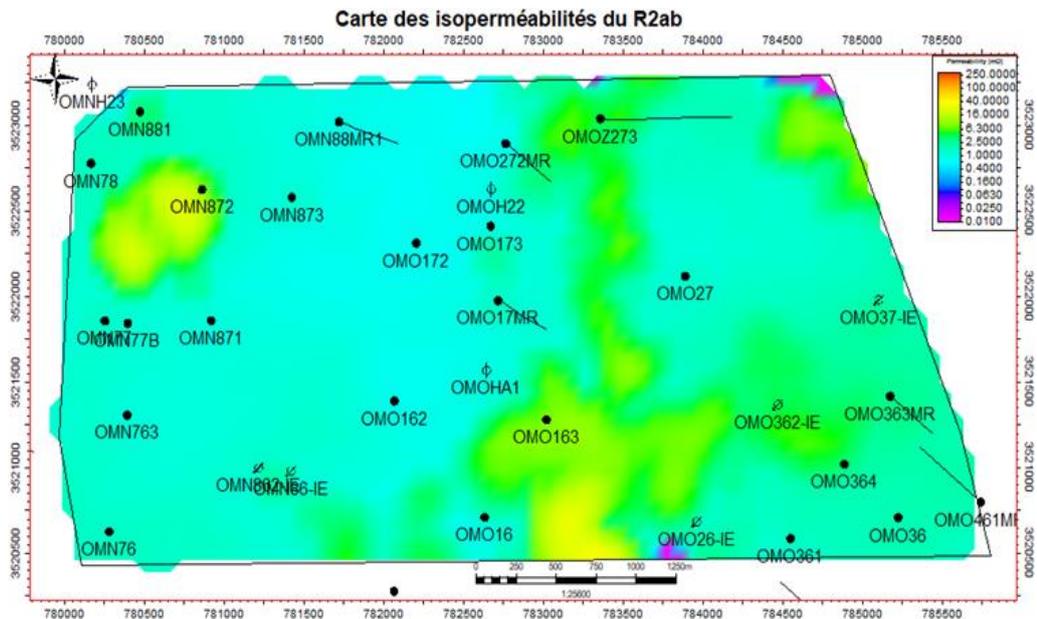


Fig 32b : CARTE EN ISOPERMEABILITE DU R2

7) CORRELATION ENTRE LA POROSITE ET LA PERMEABILITE :

La carte de corrélation entre la porosité et la perméabilité du Ra et R2 (fig 32 et 33) montre une faible corrélation .

- Le coefficient de corrélation du Ra est de 0,2342
- Le coefficient de corrélation du R2 est de 0,1093

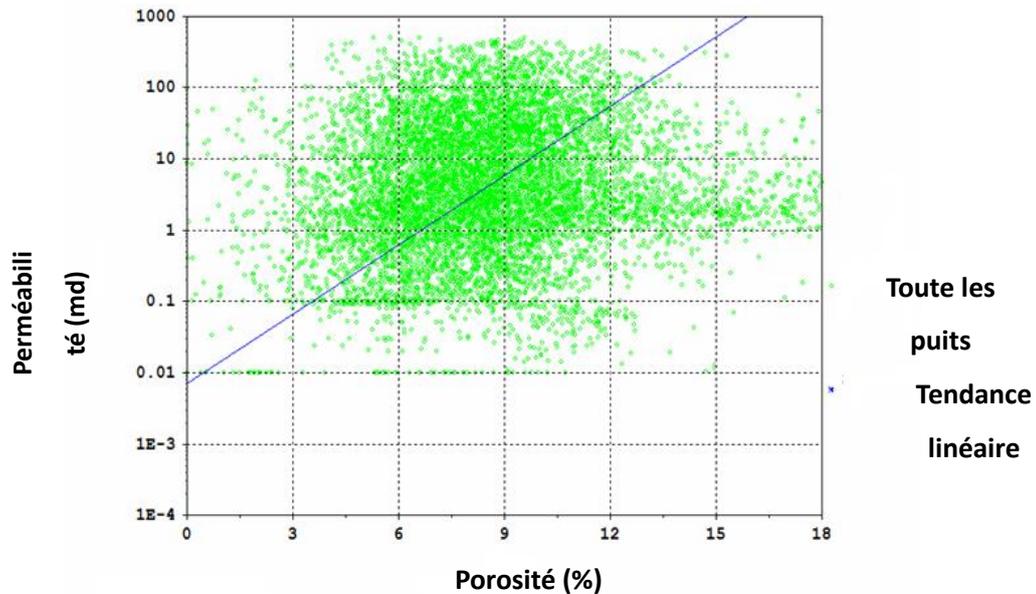


Fig 34: Corrélation entre la porosité et la perméabilité du réservoir R2

8) NOUVELLE METHODE GEOSTATISTIQUE :

Soit trois localisations X0, X1 et X2 que l'on promène dans le gisement , on mesure la teneur en chacun de ces points .

X1..... X0..... X2

La teneur au point X1 devrait ressembler plus (en moyenne) à celle observée en X0 qu'à celle en X2 .

On a peut être intérêt à utiliser l'information contenue en X1et X2 pour fournir un meilleur estimé de X0 que si l'on n'utilisait que X1 .

Notion de continuité de la minéralisation : implicitement toutes les méthodes d'estimation reposent sur ce concept plus au moins défini, en géostatistique on cherche à quantifier cette continuité préalablement à tout calcul effectué sur le gisement.

Soit deux point x et $x+h$ séparés d'une distance h



La teneur en x est une variable aléatoire $Z(x)$

La teneur en $x+h$ aussi, $Z(x+h)$

Les différences entre les deux valeurs prises par ces deux variables aléatoires est $Z(x) - Z(x+h)$ c'est également une variable aléatoire dont on peut calculer la variance.

Cette variance devrait être plus petite lorsque les points sont rapprochés et vis versa.

La géostatistique compte sur un formalisme probabiliste qui fait intervenir le concept de fonction aléatoire.

Si on se basait sur la définition de la variable aléatoire qui est une famille de valeurs numériques auxquelles est associée à chacune une probabilité, on peut dire qu'une fonction aléatoire est une famille de fonctions complexes dont lesquelles sont associée des probabilités.

En d'autre terme une fonction aléatoire apparaît comme un ensemble de variable aléatoires, elle est définie en chaque point X_i du réservoir R .

$$Z(x) = \{Z(x_i), \forall X_i, X_i \subset R\}$$

Les variables aléatoires $Z(x_i)$ sont corrélées entres elles.

Cette corrélation dépend à la fois du vecteur h séparant deux points X_i et $X_i + h$ et de la variable considérée.

Le résultat d'un tirage au sort est une fonction $t(x)$ (où x est la position dans l'espace) de la famille, qu'on appelle réalisation de la fonction aléatoire.

Dans l'étude d'une variable régionalisée ; qu'on ne connaît que par le positionnement de quelques points dans l'espace (puits), la géostatistique considère que cette variable suit une fonction de l'espace $t(x)$ et que $t(x)$ est une réalisation particulière d'une fonction aléatoire $T(x)$, le problème concret de la cartographie de $t(x)$ se ramène ainsi à l'étude des propriétés de $T(x)$.

L'étude de $T(x)$ suppose l'acceptation de l'hypothèse de stationnarité ; qui veut dire :

$T(x)$ est homogène dans l'espace, c'est-à-dire qu'on peut considérer les données numériques connues $t(x_1), t(x_2), \dots, t(x_n)$ comme autant de réalisations non indépendantes d'une même variable aléatoire $T(x)$, cette hypothèse permet donc l'inférence statistique de certains éléments de la loi de probabilité de $T(x)$.

En géostatistique linéaire, les éléments utilisés pour caractériser $T(x)$ sont :

- ✓ la loi de probabilité de la variable aléatoire $T(x)$; estimée grâce à l'histogramme empirique des données.
- ✓ le variogramme (espérance mathématique des variables continues) de la fonction aléatoire $T(x)$ définie par :

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

Ce variogramme n'est pas utilisable dans la répartition des paramètres géologiques car celles-ci possèdent des valeurs X discontinues ce qui nous pousse à utiliser la forme discrète d'un variogramme appelé aussi semivariogramme.

Il existe deux types de semivariogrammes, vertical et horizontal, déterminés par la formule suivante :

$$N(h)$$

$$2\gamma(h) = [1 / N(h)] * \sum [Z(X_i) - Z(X_i+h)]^2.$$

$$i=1$$

Où : $Z(X_i)$ est la mesure des données à la position X_i ; $i=1, 2, 3, \dots, n$, où n indique le nombre de mesures,

$N(h)$ donne le nombre des emplacements de données séparées par un vecteur de distance h ou nombre de paires.

Chaque phénomène géologique possède un variogramme qui lui est propre ainsi :

- ✓ un gisement d'or présentera un variogramme erratique avec un fort effet pépité et une faible portée.
- ✓ Un gisement de cuivre porphyrique montrera un variogramme linéaire à l'origine avec faible effet de pépité et grande portée.
- ✓ Un gisement sédimentaire de fer présentera une portée plus grande parallèlement à la stratification que perpendiculairement à celle-ci

- ✓ La topographie pourra présenter un variogramme très continu et absence d'effet de pépité.

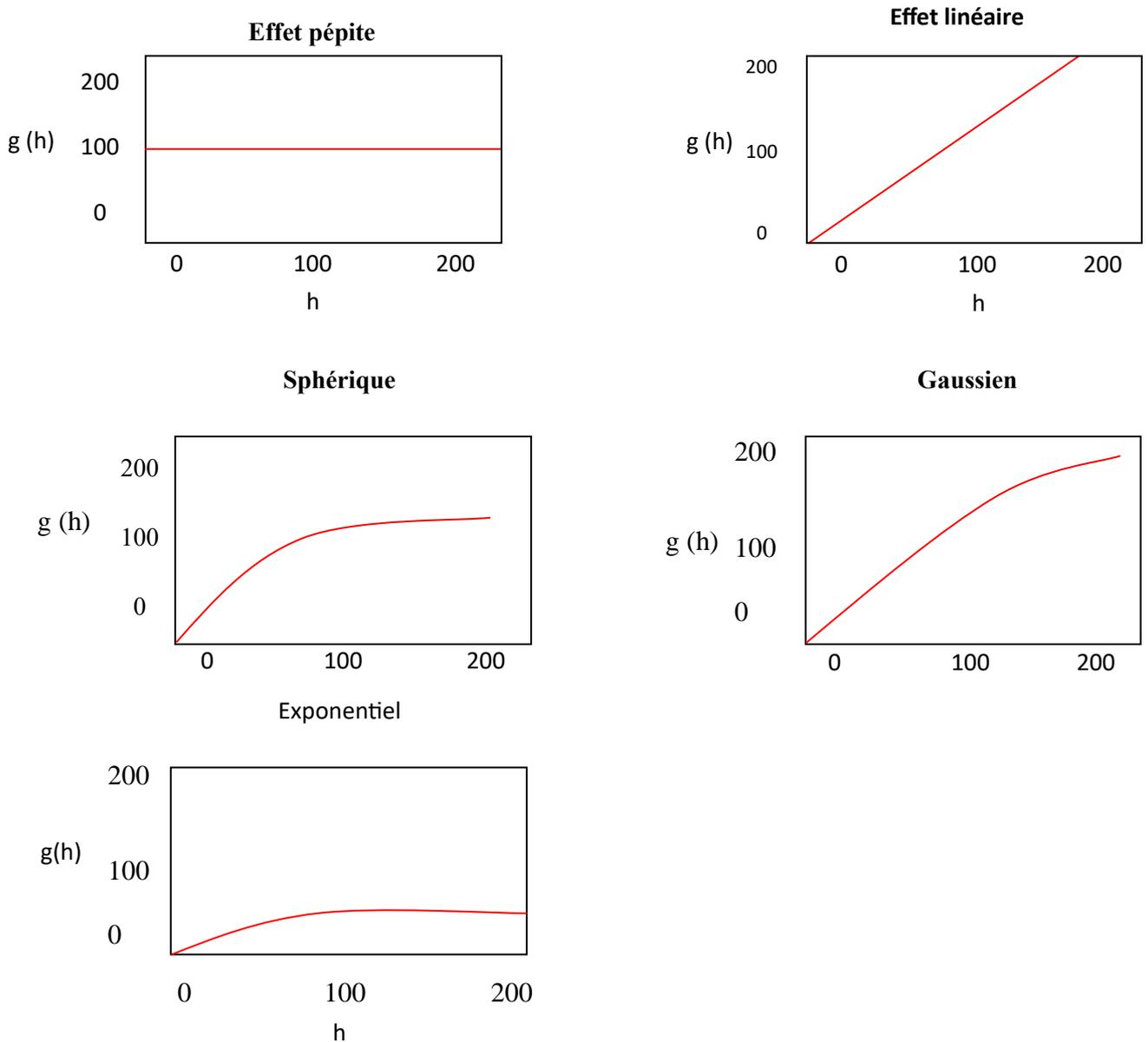
Il est à noter que :

Effet pépité : c'est une discontinuité à l'origine du variogramme. L'effet de pépité peut représenter des erreurs d'analyse, de réelles microstructure ou / et des structures d'une certaine tailles détectées 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 structure isotropes et anisotropes de le variabilité.

En géologie les models les plus courants sont :

- ✓ Effet de pépité
- ✓ Puissance (cas particulier linéaire)
- ✓ Sphérique
- ✓ Gaussien
- ✓ Exponentiel



9) ETUDE DU VARIOGRAMME :

a) variogramme de la porosité du D2 (fig 35) :

le variogramme horizontal et le variogramme vertical se présente sous forme théorique 0,5fractal.

- le rayon maximal R_{max} est égal à 1000 m .
- le rayon minimal R_{min} est égal à 500m .
- le rayon vertical est de 5,48 m .

On remarque une bonne corrélation de la porosité dans la direction Nord-Est – Sud-Ouest avec une azimute de 77° .

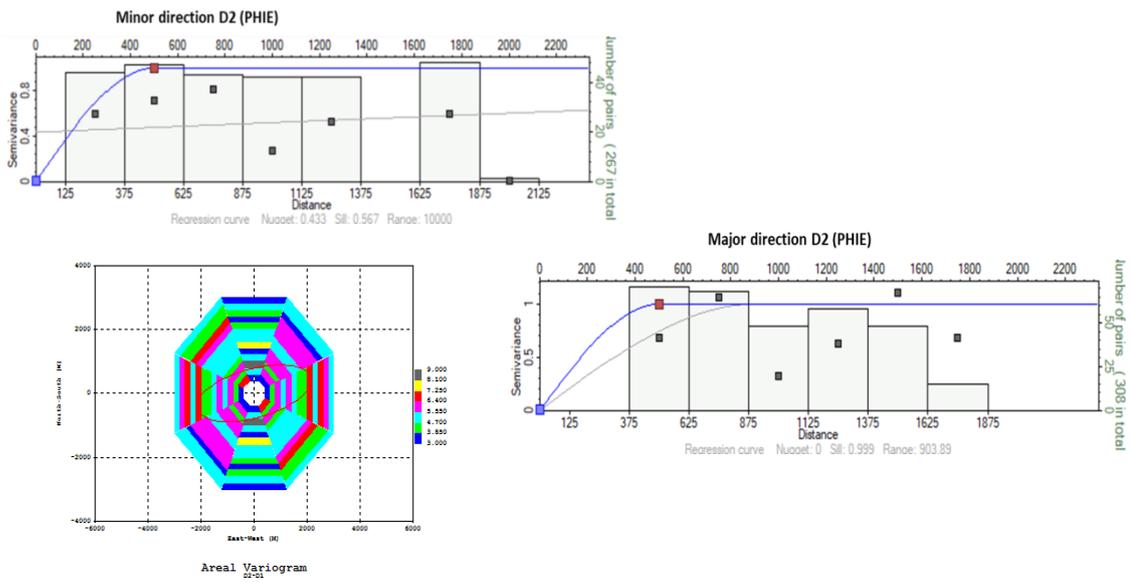


Fig 35 : Variogramme de la porosité duD2

b) variogramme de la porosité du D1 (fig 36) :

le variogramme horizontal et le variogramme vertical se présente sous forme théorique 0,5fractal.

- le rayon maximal R max est égal à 8750 m .
- le rayon minimal R min est égal à 931 m .
- le rayon vertical est de 9 m .

On remarque une bonne corrélation de la porosité dans la direction Nord- Ouest – Sud-Est avec une azimute de 50°.

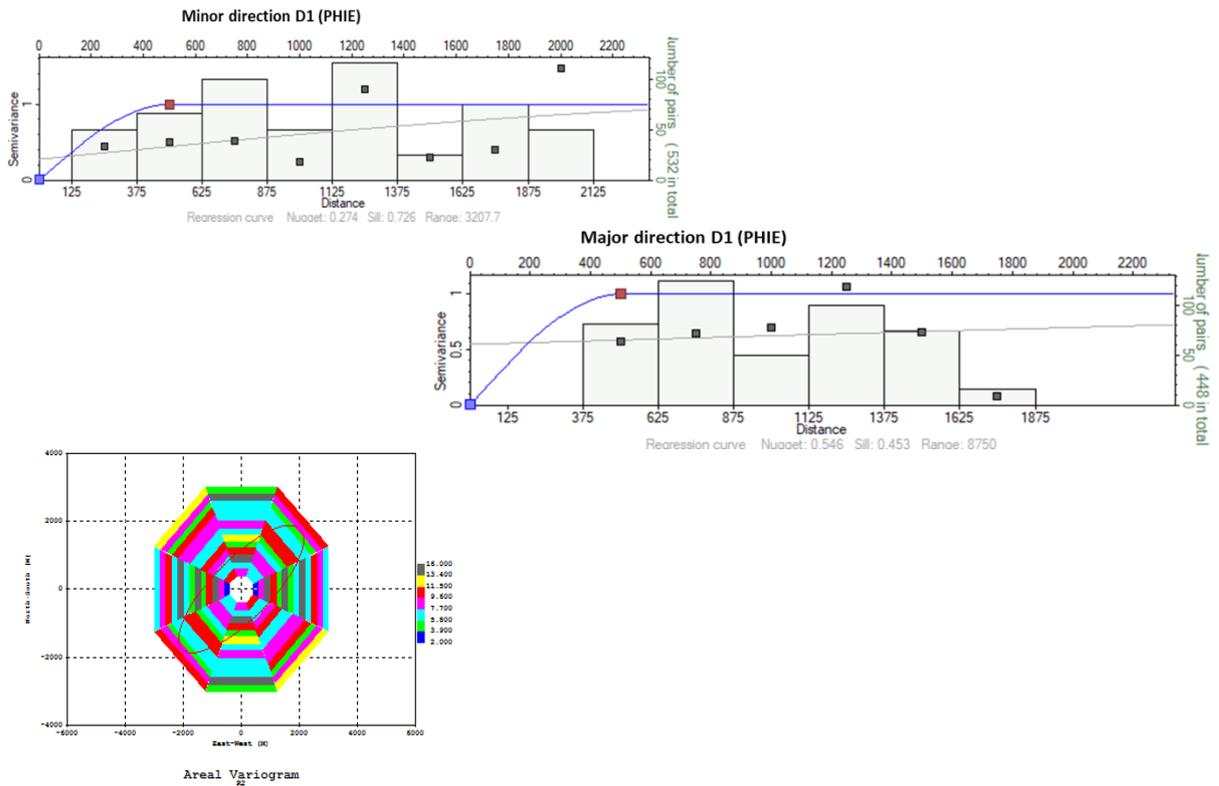


Fig 36 : Variogramme de la porosité du D1

c) variogramme de la perméabilité du D1 (fig 37) :

le variogramme horizontal et le variogramme vertical se présente sous forme théorique 0,5 fractal.

- le rayon maximal R_{max} est égal à 2400m .
- le rayon minimal R_{min} est égal à 844 m .
- le rayon vertical est de 30 m .

On remarque une bonne corrélation de la perméabilité dans la direction Est – Ouest avec une azimute de 90° .

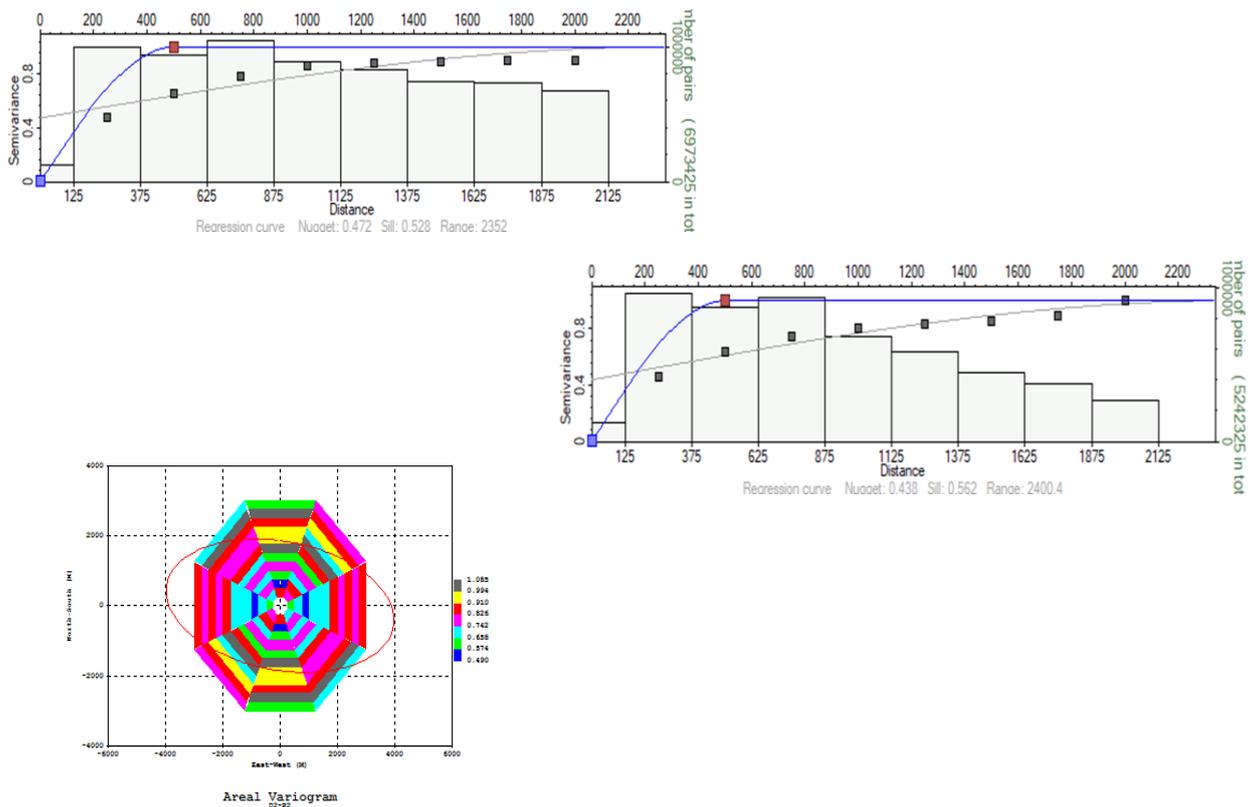


Fig 37 : Variogramme de perméabilité du D1

d) variogramme de la perméabilité du R2 (fig 38) :

le variogramme horizontal et le variogramme vertical se présente sous forme théorique 0,5fractal.

- le rayon maximal R max est égal à 6000m .
- le rayon minimal R min est égal à 2700 m .
- le rayon vertical est de 36 m .

On remarque une bonne corrélation de la perméabilité dans la direction Nord- Est – Sud- Ouest avec une azimute de 50° .

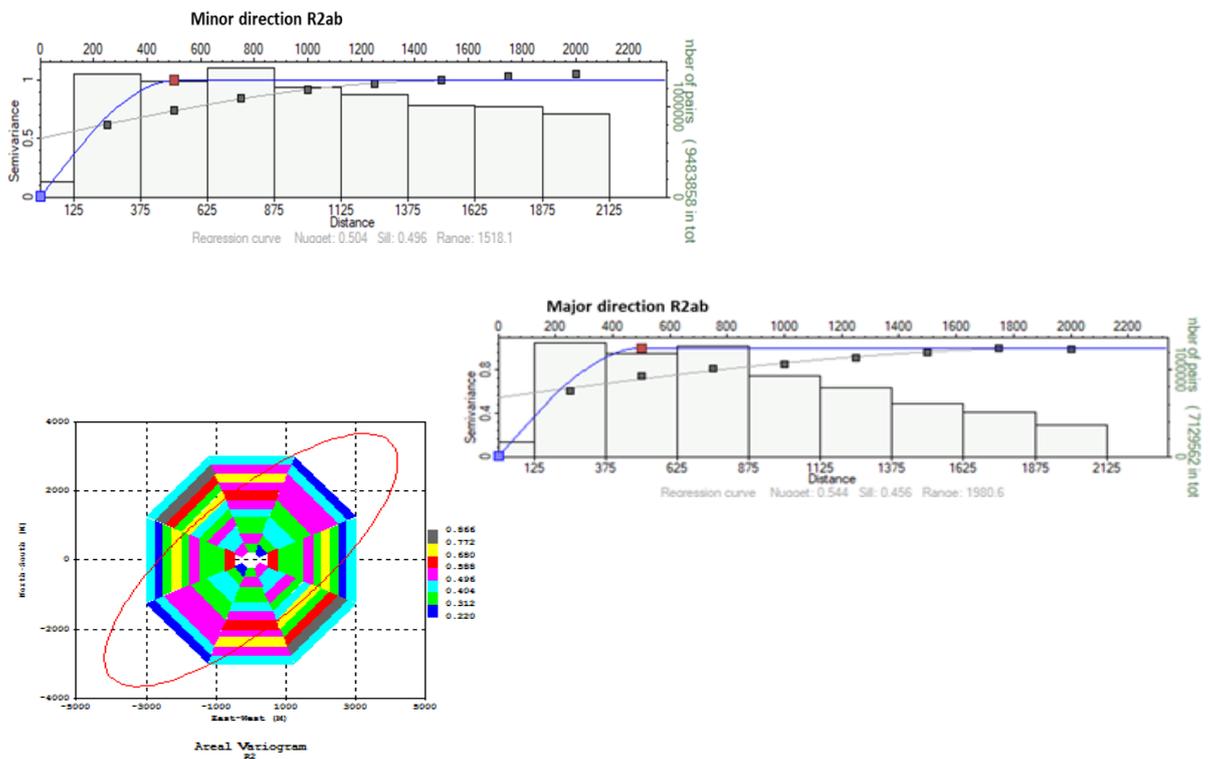


Fig 38 : Variogramme de perméabilité du R2

10) CONCLUSION :

La porosité est généralement faible à l'Est et à l'Ouest du bloc de la faille ($< 6.5\%$), mais en profile (fig 39 et 40 et 41) la porosité est généralement supérieur dans le D1 et le D2 . Donc le volume du réservoir est maximum au centre du bloc de la faille .

Les cartes de la perméabilité pour le ID et le R2 montrées les surfaces à perméabilité zéro indiquent le drain n'existe pas par l'effet de l'érosion . Une haute perméabilité ($> 15\text{md}$) existe sur la majorité des drains au centre de la zone et 4 et 7 , toutes les drains ont de bonnes perméabilité mais la perméabilité du R2 est légèrement basse ($= 4\text{md}$) . En profile (fig 42, 43 et 44) on a les bonnes perméabilités dans le D3 et le D2 .

- Les D1 et D2 montrent les meilleurs caractéristiques petrophysiques .

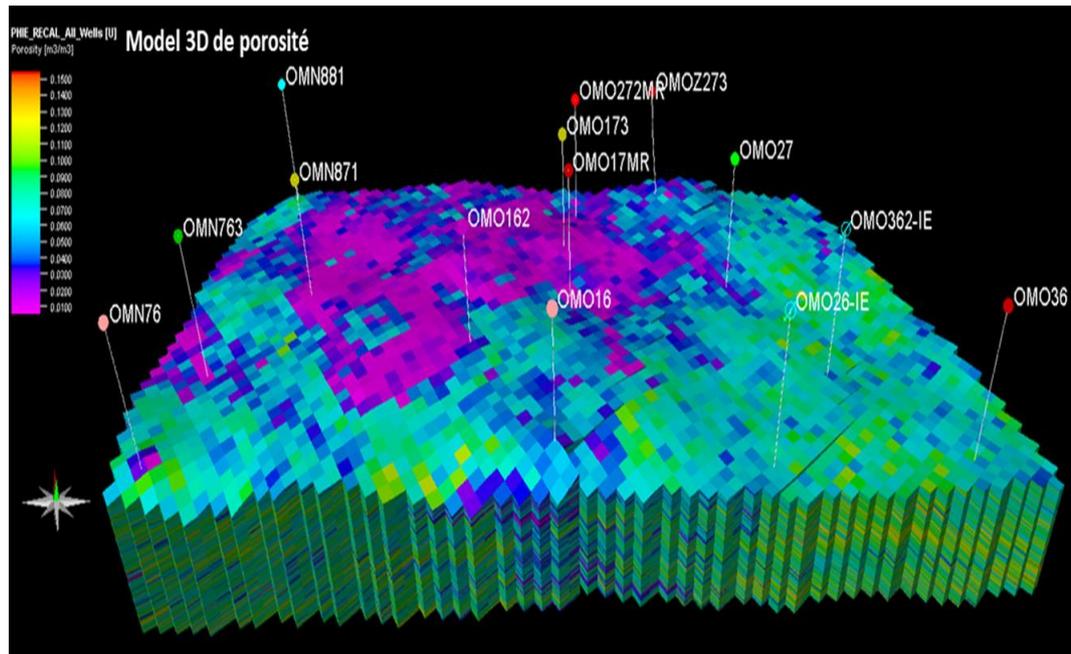


Fig 39 : Profil de porosité passant par les puits de la partie Est de la

Zone 4 et 7 du champ de HASSI MESSAOUD (%)

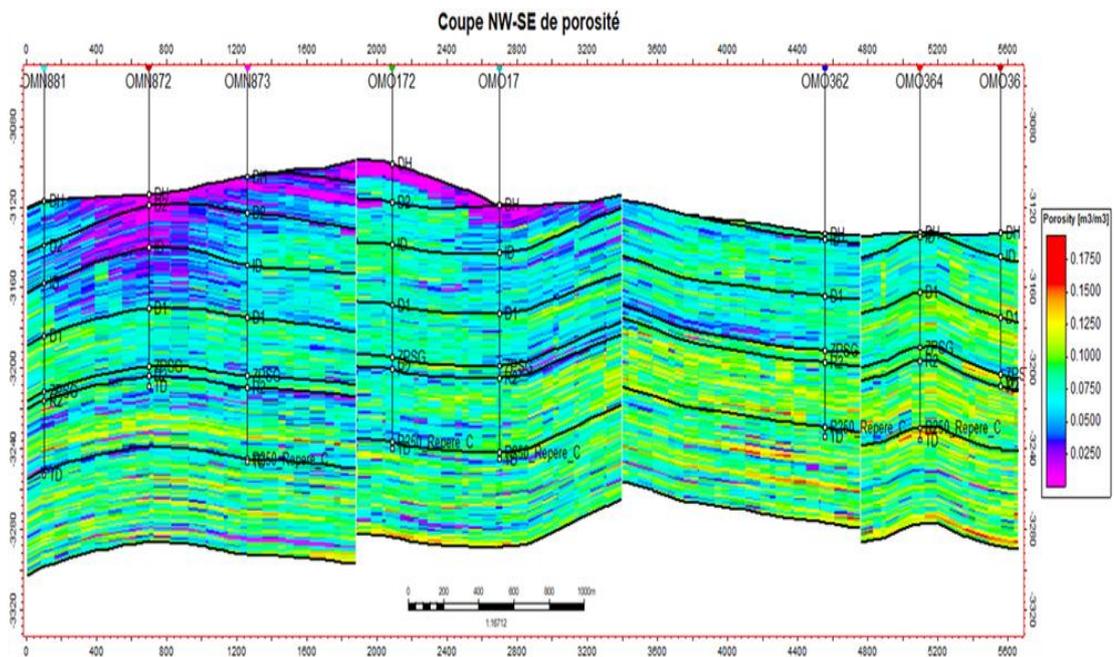


Fig 40: Profil de porosité passant par les puits de la partie Centrale de la zone 4 et 7 du champ de HASSI MESSAOUD (%)

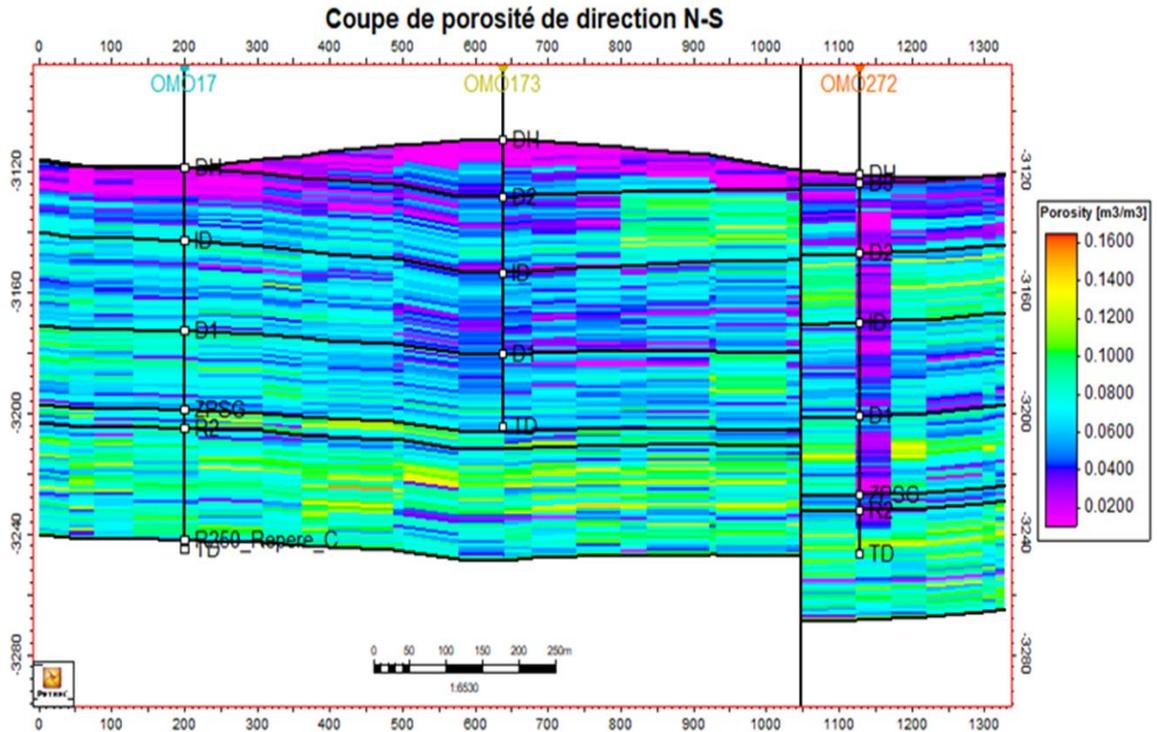


Fig 4 1 : Profil de porosité passant par les puits de la partie Ouest de la Zone 4 et 7 du champ de HASSI MESSAOUD (%)

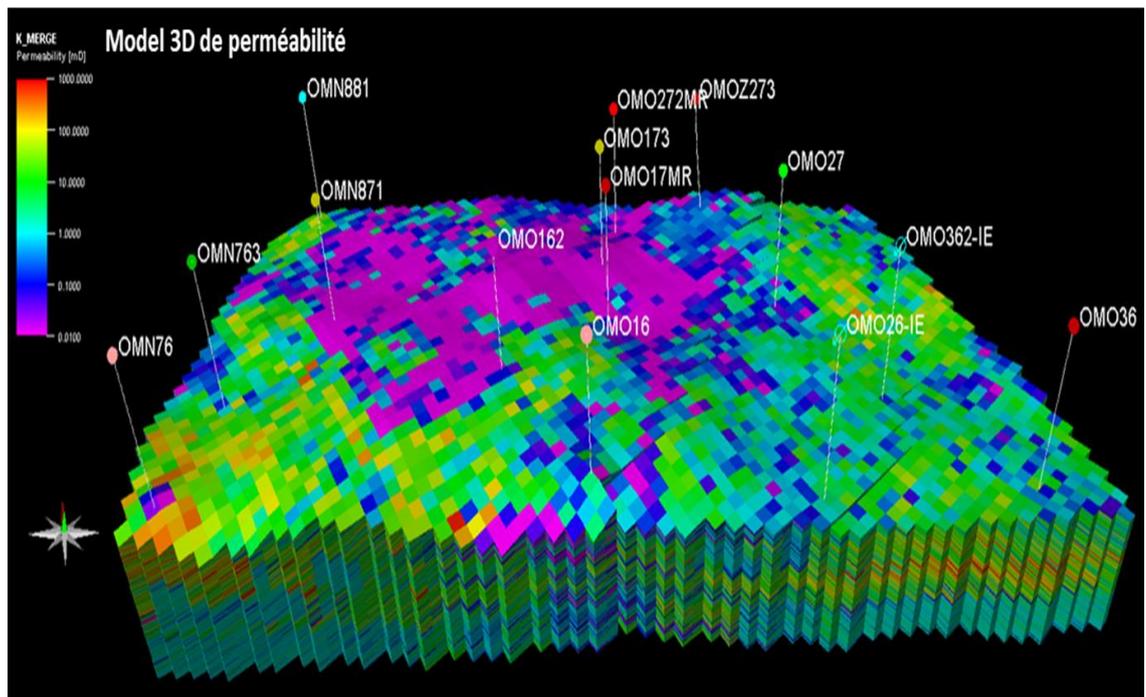


Fig 42 : Profil de perméabilité passant par les puits de la partie Est de la zone 4 et 7 du champ de HASSI MESSAOUD (md)

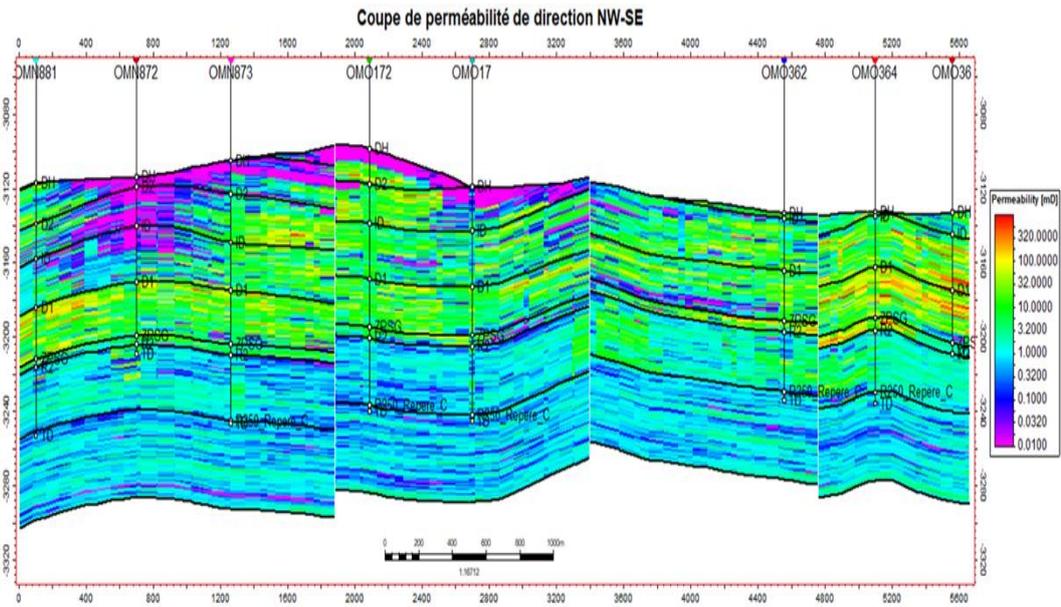


Fig 43 : Profil de perméabilité passant par les puits de la partie Centrale de la zone 4 et 7 du champ de HASSI MESSAOUD (md)

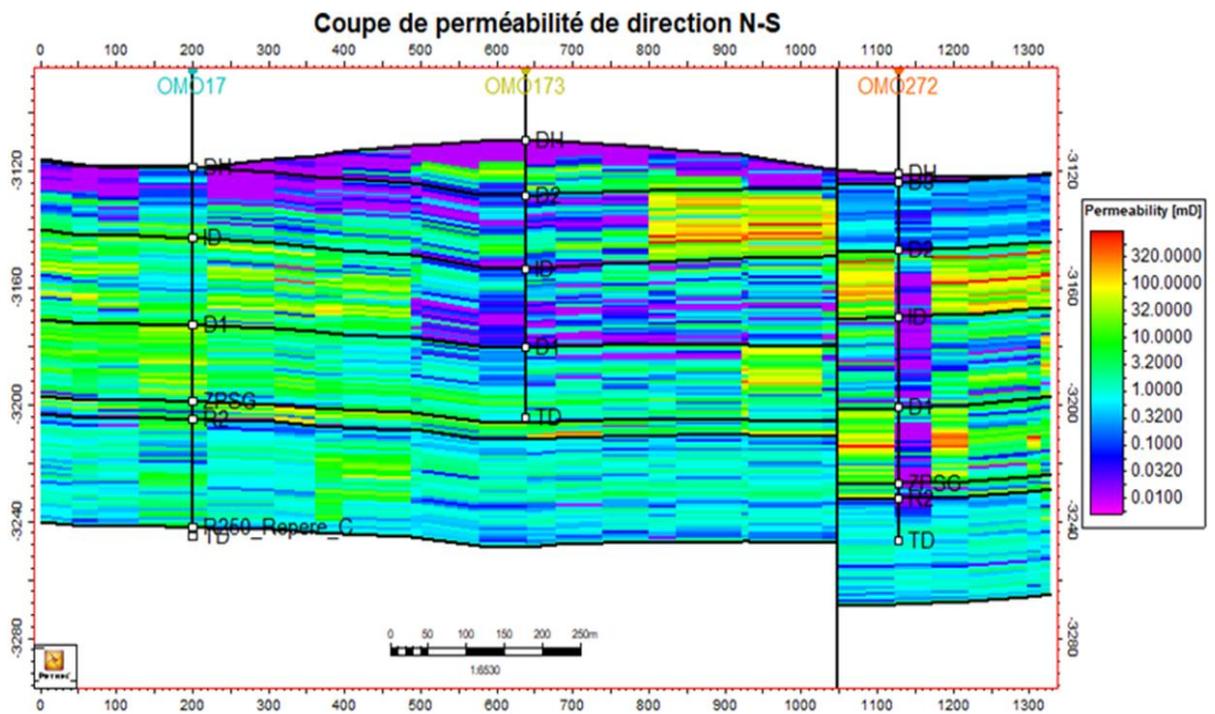


Fig 44 : Profil de perméabilité passant par les puits de la partie Ouest de la zone 7 du champ de HASSI MESSAOUD (md)

Chapitre IV :
Application du Short Radius

I) INTRODUCTION DE FORAGE HORIZONTAL :

Le forage horizontal est réellement né en juin 1980 avec le forage du puits ELF aquitain Laque-90 dans le sud de France. Il est probable que quelques puits avait été forés avant cette date, entre autre en Russie, mais sans réel succès jusqu'aux années 80.

A la fin des années 80 des centaines puis des milliers des puits horizontaux étaient forés chaque année.

Un tel succès ne s'explique que par des résultats excellents obtenus grâce à la technique du forage horizontal, malgré quelques ratés, surtout aux début. Ce succès a été rendu possible par une rapide évolution technologique des équipements.

- Développement des outils de mesure en temps réel.
- Développement d'une nouvelle génération de moteurs de fond.
- Evolution des fluides de forage et développement de nouveaux équipements de contrôle de solide.
- Meilleure compréhension du comportement du train de tiges

1) Applications des puits horizontaux :

Dans beaucoup de réservoirs, le forage horizontal permet d'augmenter la production et aussi d'améliorer le taux de récupération, ceci par un meilleur drainage et en retardant l'arrivée d'eau et de gaz.

Les applications des puits horizontaux sont très nombreuses et nous ne mentionnons ici après que les plus intéressants :

1.1) Réservoirs fracturés :

Les réservoirs fracturés sont parmi les meilleurs candidats au développement par forage horizontal. Les fractures de ces réservoirs étant sub-verticales, le meilleur moyen d'en intercepter le plus grand nombre est de forer un puits horizontal perpendiculairement à leur direction principale.

1.2) Réservoirs multicouches :

Dans la plus part des réservoirs multicouches un puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux ou déviés.

1.3) Réservoirs à basse perméabilité :

Le forage horizontal dans des tels réservoirs est une alternative à la fracturation hydraulique. Le drain horizontal se comporte comme une fracture avec plusieurs avantages, car il est plus facile de forer un long drain horizontal plutôt que de créer une fracture équivalente.

1.4) Formations non consolidées (contrôle des sables) :

La production des sables non consolidés présente un sérieux problème dans les puits à grands débits car elle dépend des forces de viscosité à la paroi

Un drain horizontal forer dans un tel réservoir permet de réduire la vitesse d'écoulement à la paroi du puits et en conséquence la production de sable.

1.5) Conning de gaz et de l'eau :

Les puits horizontaux aident énormément la production de tels réservoirs en augmentant la distance entre le drain et le contact huile/eau, et aussi en améliorent la productivité en dispersant le soutirage donc qui fait que la vitesse d'écoulement soit faible. Et le même principe pour la venue de gaz.

2) Classification des puits horizontaux (Fig 44) :

On appelle puits horizontal tous puits se terminant par un drain ayant une inclinaison comprise entre 80° et 100°. Parmi les types de puits horizontaux qui peuvent être distingués on cite :

2.1) Les puits à long rayon :

Ces puits ont un rayon de courbure $>200m$, et permettent l'utilisation de toutes les procédures de forage conventionnelles, forage avec rotary, carottage, tubage, etc....et ceci avec des équipements standards et pour des puits sans restriction de diamètre ou de longueur de drain. La longueur de ces puits peut atteindre plus de 1000m.

2.2) Les puits à moyen rayon :

Ces puits ont un rayon de courbure entre 50m et 200m, et nécessitent des équipements adaptés tels des moteurs de fond coudés et ajustables en surface.

Avec un tel rayon de courbure on peut aller jusqu'à 600m de drain horizontal si la trajectoire est bien réalisée (affinée).

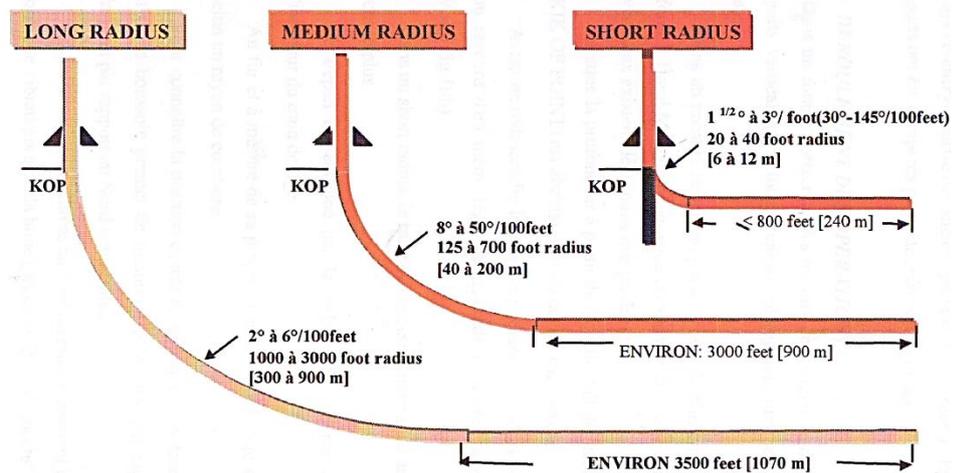


Fig. 10 Principe du Short Radius

(Fig 45) :Classification des puits well horizontaux

Avec un tel rayon de courbure on peut aller jusqu'à 600m de drain horizontal si la trajectoire est bien réalisée (affinée).

2.3) Les puits à rayon court ou ultra court :

Ces puits ont un rayon de courbure < 50 m et peuvent atteindre même 5 m, et nécessitent des équipements spécifiques tels que des moteurs articulés et des garnitures articulées. En raison de difficultés de contrôle de la trajectoire la longueur de drain est limitée à environ 300m, et de tels puits sont difficiles à compléter, limitant l'utilisation de cette technique.

2.4) Les puits en ré-entrée (short radius) :

Ces puits sont une autre séquelle du forage horizontal et consiste à repartir d'un puits déjà existant qui est alors abandonné et bouché afin de forer un drain latéral se terminant à l'horizontal.

2.5) Les puits multilatéraux :

La technique du puits multilatéral consiste à forer plusieurs branches à partir d'un drain primaire qui peut être vertical, dévié ou même horizontal.

II) LES PUITS EN SHORT RADIUS :**1) Introduction :**

Après tant d'années de production, la pression du gisement et les réserves en place ont considérablement chuté ainsi que la remonté du plan d'eau et les percés de gaz. La quantité des

hydrocarbures restante empiégée dans des niveaux dont la récupération demande des études très poussées et des techniques de haute précision.

La reprise des puits en Short Radius est une nouvelle technique à Hassi Messaoud. Elle s'applique surtout aux puits (secs ou à faibles productions) et consiste à traverser horizontalement les intervalles contenant encore des hydrocarbures.

2) Historique du short radius :

Cette technique a été appliquée pour la première fois en Algérie au champ de HASSI MESSAOUD.

Le premier puits repris est le MD218 en 1995.

La réalisation d'un drain horizontal dans une partie du réservoir vient par la suite d'un programme détaillé d'une équipe pluridisciplinaire ou se côtoie l'ingénieur réservoir, le géologue, le producteur, le foreur, et les prestataires de service pour les équipements de mesure.

3) Définition du short radius :

La reprise des puits en Short Radius est une nouvelle technique A HASSI MESSAOUD. Elle s'applique surtout aux puits (secs ou à faibles productions) et consiste à traverser horizontalement les intervalles contenant encore des hydrocarbures en évitant les zones de mauvaises caractéristiques pétrophysiques.

Des études géologiques et de réservoir ont été faites et se font encore, pour les puits secs ou à faible production afin de bien choisir les puits candidats, la position idéale pour les drains cibles et l'orientation favorable à leur donner

Les puits en short radius ont une inclinaison très rapide 1.5° à 3° par 0.3 m. Ils peuvent atteindre 90 ° pour 2 - 3 m .

Sonatrach a adopté la technique short radius pour pouvoir atteindre le meilleur drain rapidement et faire produire uniquement le voisinage du puits sec (anciens puits).

4) Intérêt du short radius a Hassi Messaoud :

Les buts essentiels de la reprise des puits en short radius sont :

- ✓ Remédier aux problèmes de percé d'eau ou de gaz.
- ✓ Optimiser le nombre des puits de développement.

- ✓ Baisser la pression d'abandon.
- ✓ Augmenter la récupération totale.
- ✓ Drainer la partie qui présente de meilleures caractéristiques pétro physiques
- ✓ Produire à débit plus élevé pour un même ΔP (faible draw down).

Les puits reconvertis en short radius doivent obéir aux conditions suivantes :

- ✓ Eviter le plan d'eau.
- ✓ Eviter les zones à gaz ou les rayons des puits injecteurs d'eau ou de gaz
- ✓ Eviter les rayons de zone sèche.
- ✓ Eviter la zone à eau pour les puits situés en flanc de structure, ou en zone d'injection d'eau.
- ✓ Eviter la zone à gaz pour les puits à fort GOR.

5) Sélection (puits / drain / azimuth) :

Cette sélection se fait à partir des études géologiques et tient en compte trois critères :

- 1) Sélection des puits candidats
- 2) Choix des drains à cibler
- 3) Choix de l'azimut (l'orientation à donner aux drains).

5.1) Sélection des puits :

Pour reprendre un puits en Short Radius il doit obéir aux conditions suivantes :

- Etre un puits sec ou mauvais producteur (sélection primaire)
- Etre loin des puits injecteurs (eau et gaz)
- Etre dans une zone à faible GOR.
- Etre dans une zone non tectonisée (éviter les failles).
- Le plan d'eau doit être le plus bas possible.

5.2) Choix des drains à cibler :

Le choix du drain est basé sur une analyse des caractéristiques pétro physiques (Φ , K et SW) le long du réservoir afin de déterminer l'intervalle le plus poreux et perméable, on doit aussi tenir compte du plan d'eau pour éviter les percés.

5.3) Choix de l'azimut :

L'amélioration des caractéristiques pétrophysiques correspond à une direction géographique qui sera l'azimut de forage.

Les caractéristiques pétrophysiques de la direction choisie déterminent au préalable la capacité et la durée de production du puits.

D'autres paramètres conditionnent le choix de l'azimut tel que la direction des contraintes et l'orientation des structures sédimentaires ; on développera ce côté ultérieurement.

Concernant l'orientation des structures sédimentaires, sa détermination reste difficile. Après la reprise d'un certain nombre de puits la direction N135-N315 semble la plus favorable.

Cependant, la complexité du champ ne peut permettre la détermination d'une variation préférentielle systématique pour tous les puits.

Cette direction est imposée par l'orientation générale des caractéristiques petros physiques.

Ainsi il est préférable de forer perpendiculairement à la direction des contraintes maximales.

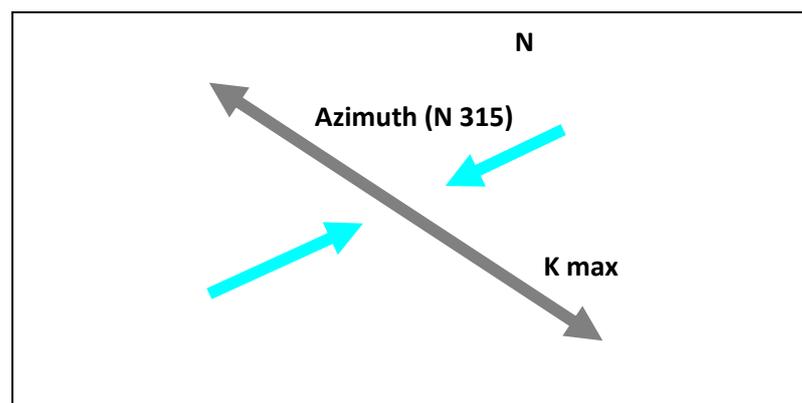
D'un autre cote, l'azimut dépend des paramètres intra puits et des paramètres extra puits.

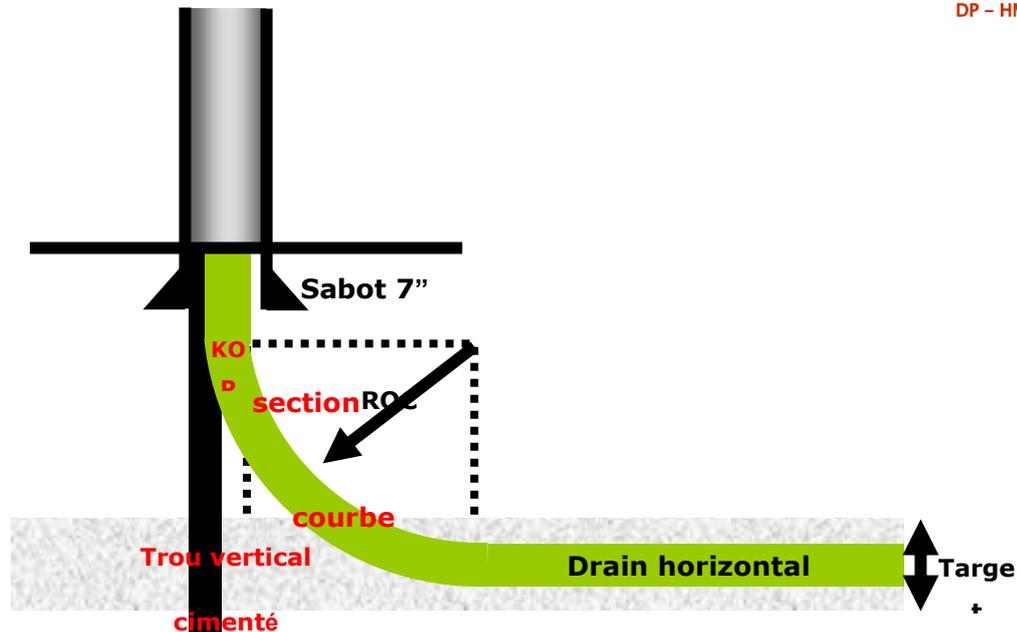
* les paramètres intra puits :

Il faut que le forage soit dirigé perpendiculairement à la direction des perméabilités horizontales maximales.

* les paramètres extra puits :

- ✓ Présence de barrière de perméabilité latérale (faille, changement latéral de faciès)
- ✓ Présence de puits injecteurs de gaz ou d'eau



6) ARCHITECTURE D 'UN SHORT RADIUS (Fig 46) :

KOP : point d'amorce de la déviation en générale pris 10m sous le sabot 7''

Section courbe : (longueur de 60 à 70 m) c'est la partie incliné du puits (Inc 0° à 90°)

ROC : rayon de courbure (± 40 m)

BUR : taux de montée en inclinaison

(7 à 15° /10m)

Drain horizontal: (L de 300 à 500 m) c'est l'objectif du Puits il est foré

horizontalement à l'intérieur du drain cible avec une tolérance déterminée en profondeur

Verticale appelée **Target**.

7) Détermination du profil de la trajectoire :**7-1) Critère du choix du profil :**

Plusieurs critères doivent être pris en considération lors du planning d'un profil :

✓ **Longueur du drain horizontal :**

Théoriquement, Il est certain que plus la longueur du drain augmente, plus le profil est productif, mais pratiquement les difficultés du forage augmentent (frottement, tirage, coincement, mauvaise transmission du poids sur l'outil, perte d'azimut)

✓ Position de la cible et tolérance admise :

Le Target est défini comme étant la cote de maintien du drain horizontal.

✓ Les caractéristiques des formations :

Le pendage des couches et des drains et les frottements ont des impacts importants dans le choix de profil.

En effet le pendage nous donnera l'inclinaison finale au niveau du Target.

La suite du forage se fera sous un angle de 90° pour éviter la perte d'inclinaison d'azimut.

Cependant, si le puits est en slanted (incliné), l'angle de cette inclinaison dépassera les 90° . On tiendra compte de ce cas classiquement lorsqu'il y a problème de venues d'eau et /ou gaz.

L'étude de la formation a traversée s'avère nécessaire.

✓ Position du kick off point KOP

Le choix du KOP se fait à partir de :

*la distance entre le 7" et la cible (2 - 3 m)

*les dog leg les plus adéquats pour pouvoir réaliser le puits dans les meilleures conditions possibles (dureté de la formation traversée et la distance à parcourir entre le point de départ de la déviation KOP et le drain cible).

✓ L'aspect économique

L'aspect économique doit être présent dans tout calcul, il devra intervenir dans la longueur totale forée et dans les moyens des matériaux à utiliser

Mais théoriquement, la récupération des puits avec cette technique est économique car la longueur du forage est très courte, la conservation de la verticale du puits qui a déjà été foré et tubé.

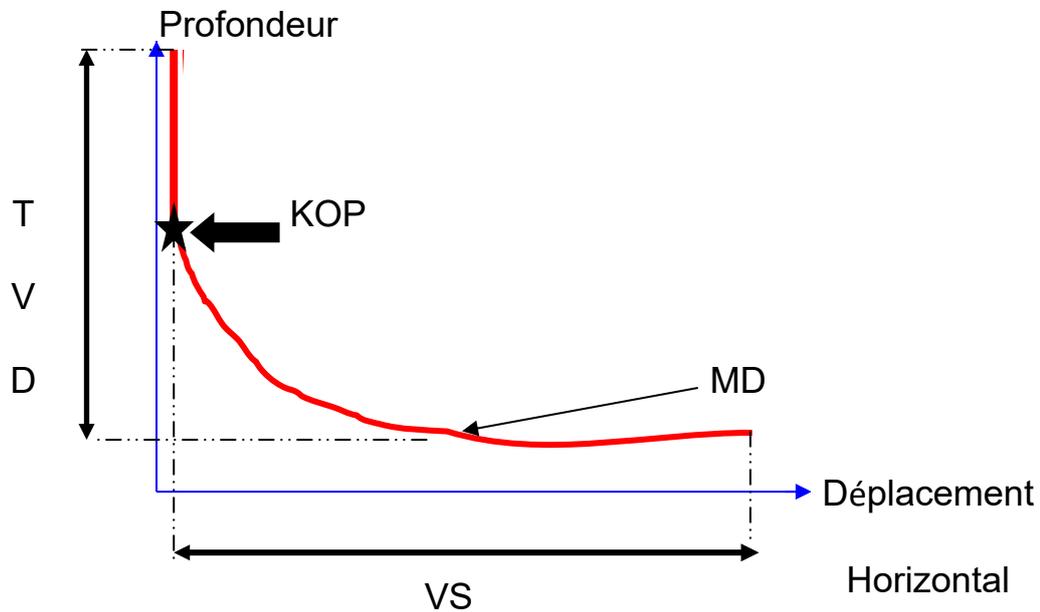
7-2) Détermination des principaux termes d'un short radius**❖ Géométrie du puits (Fig 47) :**

La caractéristique d'un forage dirigé est le déport du puits qui signifie la distance horizontale prise à partir de l'axe du puits (inclinaison 0°)

Le chemin suivi par l'outil pour relier la tête du puits à la cible s'appelle trajectoire.

La distance verticale séparent la tête du puit de la cible sera appelée cote ou total vertical depth TVD, alors que la longueur de la trajectoire réellement forée par l'outil sera appelée profondeur ou longueur forée VS.

MD est la longueur total du forage : partie reprise (verticale) + partie forée (horizontale)



❖ **Cible :**

En général, la cible à atteindre est définie par les coordonnées d'un point prenant en compte des données géologiques dont la précision est souvent très relative.

La définition des coordonnées de réalisation de l'objectif doit être complétée par un niveau de tolérance sur la position du fond.

❖ **Trajectoire théorique :**

La déviation est amorcée au point KOP

L'inclinaison est ensuite montée régulièrement, c'est la phase de monte en angle build up caractérisée par un gradient de déviation : gradient de build up .

Généralement le gradient de déviation est maintenu constant (d'après le plan théorique), la trajectoire décrit un arc de cercle dont le rayon est donné par la formule :

$$R = 3600 / 2 \pi i$$

Où

I : gradient de build up (en °/10m)

R : rayon de courbure de la trajectoire (en m)

Une fois l'inclinaison du puit atteint 90° la trajectoire sera poursuivie de façon rectiligne en maintenant l'inclinaison constante jusqu'à la fin du drain sélectionne.

8) Choix de l'azimute :

Le choix de l'azimute dépend de plusieurs facteurs qui sont :

- ✓ La perméabilité
- ✓ La porosité
- ✓ La saturation
- ✓ La production
- ✓ Les contraintes
- ✓ L'argilosité

8-1 la perméabilité :

La perméabilité est un paramètre très important dans le choix de l'azimute et l'orientation du drain.

Ceci en rapport avec la caractéristique anisotropie du réservoir sur le plan horizontal $K_x - K_y$

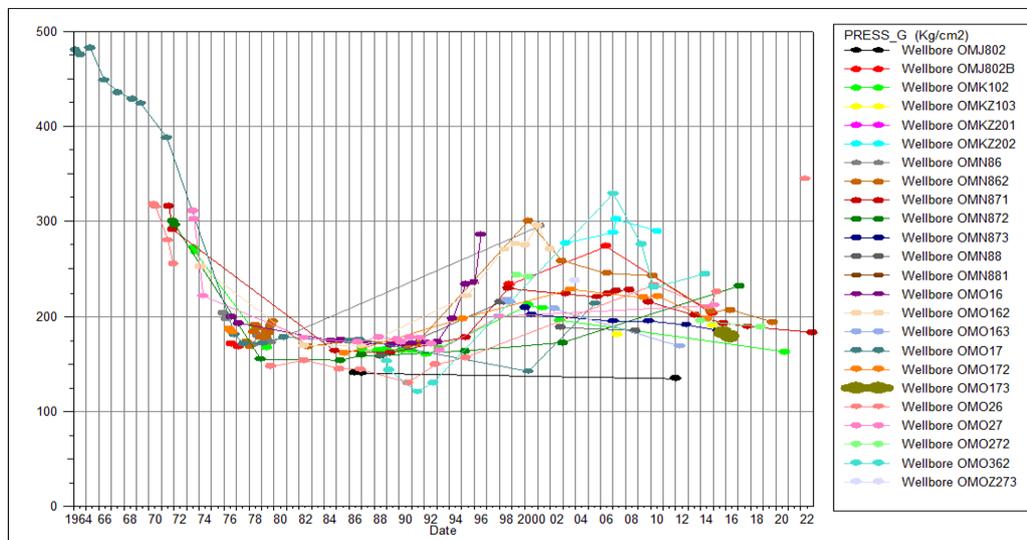


Fig 48 : drainage d'un puit horizontal

Pour un meilleur drainage, la section horizontale devra être perpendiculaire à la direction de la perméabilité élevée (K_y), c'est pour cela que l'étape de mesure de la perméabilité est importante avant le commencement du forage horizontal.

La perméabilité caractérise l'aptitude des roches à laisser passer des fluides ; que ça soit gaz, huile ou eau.

Il existe trois types de perméabilité :

- ✓ La perméabilité absolue : est celle qui s'applique à une formation donnée et au mouvement d'un fluide unique et homogène.
- ✓ La perméabilité efficace : décrit le mouvement d'une phase de fluide dans un environnement à plusieurs fluides.
- ✓ La perméabilité relative

Son unité est le Darcy. Un Darcy correspond à un flux de 1 cm³ de fluide par seconde (s), pour un fluide de viscosité égale à 1 centpoise (cp) travers une section transversale de 1 cm², sous un gradient de pression de 1 atmosphère (atm) par centimètre, mais on utilise souvent le sous multiple de darcy c'est le milli Darcy.

Elle est mesurée à partir des essais de puits

$$K = Q \times \mu \times h / (S (P1 - P2))$$

K : perméabilité en md.

Q : débit en cm³/s

μ:viscosité du fluide en centpoise

S : surface à travers laquelle se produit l'écoulement Cm²

h:épaisseur du matériaux à travers lequel se produit l'écoulement cm

ΔP : différence de pression en amont et en aval de l'échantillon atmosphère

Une étude géostatistique de la perméabilité du champ de HMD a été réalisée par BEICIP-FRANLAB à partir des valeurs du build up de chaque puits. Il en ressort que les meilleurs perméabilités suivent d'une manière générale la direction des failles principales du champ.

Il existe deux méthodes de mesure de la perméabilité :

- ✓ Mesure de la perméabilité au laboratoire.
- ✓ Mesure de la perméabilité à partir des essais de puits .

8-2) La porosité :

C'est la première qualité que doit présenter une roche réservoir autrement dit c'est la faculté d'une roche de contenir des fluides.

Elle est définie aussi comme étant le rapport du volume du vide V_p sur le volume total de la roche V_t , elle est désignée par le symbole Φ , elle est exprimée en %.

Il existe la porosité primaire ou intergranulaire, elle dépend de la forme et de la taille des grains, leur arrangement et le ciment.

Quant à la porosité secondaire constitue la porosité de cavité, elle produite par dissolution.

L'étude de ce paramètre joue un rôle assez important dans le choix de l'azimute et du drain ; grâce à ce paramètre nous pourrions connaître le potentiel du réservoir en huile gaz et eau.

Si on prend en considération la sédimentation qui est transgressive, de direction nord –sud ; on a une évolution de la porosité de direction perpendiculaire c'est-à-dire est-ouest.

En fonction de la disposition des pores dans la roche on distingue :

- ✓ La porosité utile ou connectée : c'est le rapport du volume des pores qui sont reliés entre eux et susceptibles de contenir et de communiquer entre eux .
- ✓ Porosité résiduelle : c'est une porosité dont les pores ne communiquent pas entre eux.
- ✓ Porosité totale : c'est la somme des deux porosités résiduelles et utiles, elle est atteinte par les procédés de diagraphie électriques ou nucléaires.

Dans le cadre de l'exploitation on s'intéresse uniquement aux porosités utiles susceptibles de contenir des fluides.

Selon l'évolution antérieure du sédiment, on distingue deux types de porosités :

- ✓ Porosité primaire : acquise au moment de la sédimentation, elle est connue sous le nom de porosité inter granulaire.
- ✓ Porosité secondaire : liée au phénomène diagénétique, c'est la porosité inter cristalline.

La porosité est mesurée par deux méthodes, elles sont différentes suivant la nature de l'échantillon et ses dimensions :

- Mesure directe :

Cette méthode consiste à mesurer les volumes solides et totaux d'un échantillon de roche (plug) à l'aide d'un appareillage appelé porosimètre à immersion dans le mercure de type CORELAB, au niveau du centre de recherche et de développement CRD.

- Mesure indirecte :

Ces méthodes sont basées sur l'utilisation des procédés diagraphiques électriques et Nucléaires.

La méthode des diagraphies électriques est basée sur la formule d'Archie qui lie la porosité au facteur de formation.

8-3) la saturation :

C'est le pourcentage d'un liquide ou d'un gaz contenu dans 100 % de pores. La saturation en huile est un facteur important ; car sa connaissance nous permet de délimiter les zones à injection d'eau et/ou de gaz ; dont les percées sont nuisibles à la production des puits.

Il faut aussi tenir compte des saturations des puits voisins du candidats à la re-entry ; pour cela il est indispensable d'éviter les puits à fort GOR en s'éloignant le plus possible.

8-4) l'argilosité :

Aussi important que les précédents, étant donné que l'argilosité touche de très près la qualité de perméabilité et réduit automatiquement la production des puits.

Elle est calculée à partir des valeurs du Gamma Ray :

$$V_{sh} \% = (GR_{lue} - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min})$$

Vsh : volume d'argile % .

GR : les valeurs de Gamma Ray

GR min : la plus petite valeur du Gamma Ray

GR lue : à une profondeur X

GR max : la plus grande valeur du Gamma Ray.

8-5) la production :

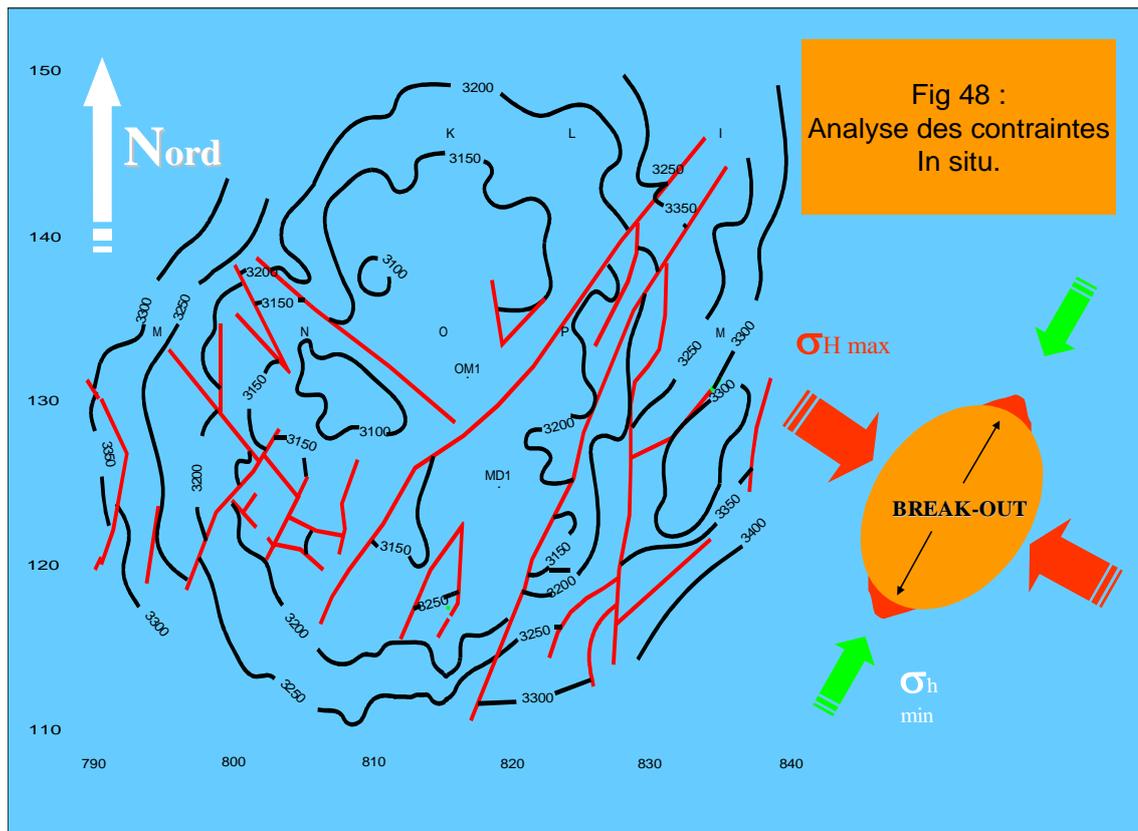
Le but principal du short radius étant d'augmenter la production. Il est évident que le choix de la direction du drain doit se faire dans le sens des aires de la meilleure productivité.

8-6) les contraintes IN –SITU (Fig 49) :

On n'utilise pas de tubage dans le short radius à HASSI MESSAOUD (le réservoir reste en open hole), ce qui nous pousse à vérifier les contraintes in-situ en vue d'éviter la fermeture des puits.

Le champ de HASSI MESSAOUD est soumis théoriquement et régionalement à des contraintes représentées par deux directions : la direction N-E/S-O pour la contrainte horizontale minimale

$\sigma_h \min$, et la direction N-O/S-E pour la contrainte horizontale maximale $\sigma_h \max$. Pour éviter la fermeture du trou on doit choisir la direction parallèle à la contrainte maximale.



9) PARTICULARITES DE REALISATION LIEES AUX DOUBLES DRAINS :

Pour en profiter davantage des nouvelles techniques du forage directionnel et des performances apportées aux équipements, une nouvelle option de reprise de puits en short radius est adoptée dans le champ de Hassi Messaoud qui est la technique de reprise en double drains (dual latéral).

Cette technique est débutée dans le champ par le forage du premier puits double latéral OMN 21 en avril 1999, ensuite 12 autres puits ont été repris en double drain jusqu'à l'année 2001.

La reprise d'un puits en doubles drains consiste à réaliser deux drains à partir d'un même puits, ces drains ont des profondeurs différentes, un drain inférieur qui est réalisé le premier, et un drain supérieur réalisé après la complétion du premier drain.

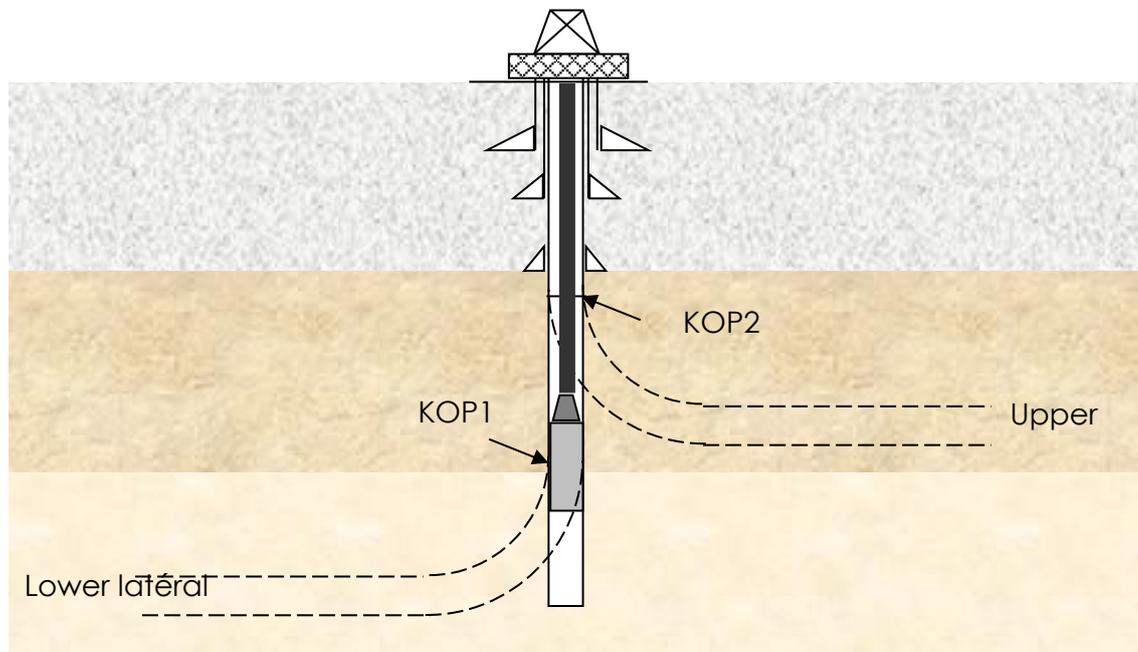


Fig 50 : Schéma d'un puits double drains

10) Les puits candidats en SHORT RADIUS DANS LA ZONE 4 ET 7 :

1) OMO 36

1) Introduction :

Puits de la zone 7. Foré en juillet 71. Producteur au gaz lift. Fermé en septembre 2001 pour GOR élevé.

Coordonnées :

X= 814930.5

Zs=166 m

Y=138659.78

Z t=169 m.

2) Caractéristiques du réservoirs :

a) Caractéristiques pétrophysiques :

Drain	Epaisseur(m) Tot. / Interpr.	Porosité(%)	K (mD)	Sw (%)
ID	/13	7.22	34.40	.
D1	34	8.49	76.1	.
R2	26/	10.88	3.50	.

Remarque : Elan non fait faute de résistivité.

b) Principaux résultats :

➤ EP_BU du 26/09/99:

- PG = 222 kg/cm²
- PFD = 17 kg/cm²
- IP = 0.042
- Qh = 3 m³/h.

➤ BU du 06/10/2002:

- PG=95 kg/cm²
- PFD= 33.6 kg/cm²
- IP=0.02
- Qh= 1.33 m³/h
- Duse=14.3 mm.

➤ Jaugeage du 27/04/06:

- PT =1 7.8 kg/cm²
- GOR = 1795
- Qh = 2.37 m³/h

- ❖ Autres fluides récupérés: Gaz = 4442 m³, Eau = - l/h.
- ❖ Cumul au dernier jaugeage = 314595 m³.

3) Caractéristiques des puits voisins :

- **OMOZ472** : puits horizontal situé au nord ouest. Foré en septembre 2005. -
 - Azimute = 290° par rapport l'interdrain ID et D1.
 - Producteur huile. Fermé le 19/09/07.
 - BU du 07/03/08:
 - PG = 224.3 kg/cm²
 - PFD = 156.5 kg/cm²
 - IP = 0.187
 - Qh = 7.57 m³/h
 - Duse = 12 mm.
 - PFD du 04/04/08:
 - PG = 224.3 kg/cm²
 - PFD = 173.42 kg/cm²
 - IP = 0.2
 - Qh = 7.76 m³/h
 - Duse = 12 mm.
 - Jaugeage du 31/05/10:
 - PT = 32 kg/cm²
 - GOR = 155
 - Qh = 6.3 m³/h.
- ❖ Autres fluides récupérés: Gaz = 978 m³ , Eau = - l/h.
- ❖ Cumul au dernier jaugeage = 116886.36 m³.
- **OMO16** : puits ouvert situé au nord. Foré en décembre 2005. Producteur huile au gaz lift. Repris en Short Raduis en février 2006 dans la zone 4
 - Azimute 134 °par rapport D1 et R2 et 269° par rapport R2.(Deux drains).
 - DST du 14/12/76:
 - PG = 358.6 kg/cm²
 - PFD = 265.7 kg/cm²
 - IP = 0.073
 - Qh = 6.47 m³/h
 - Duse = 9mm.

➤ DST du 09/01/05:

- PG = 265.7 kg/cm²
- PFD = 229.5 kg/cm²
- IP = 0.364
- Qh = 10.28 m³/h
- Duse = 12.7mm.

➤ Jaugeage du 03/07/07:

- PT = 23.8 kg/cm²
- GOR = 152
- Qh = 3.38 m³/h,

❖ Autres fluides récupérés: gaz = 515 m³/h. Eau = - l/h .

❖ Cumul au dernier jaugeage = 178480.77 m³.

• **OMOZ273** : puits horizontal situé vers l'est. Foré en mai 2007 .

- Producteur d'huile.
- Fermé le 19/09/07.
- Azimute = 097 ° par rapport D1.
- Aucune autre information n'est encore disponible en DataBank.

DST du 01/02/01:

- PG = 184.75 kg/cm²
- PFD = 155.22 kg/cm²
- IP = 1.23
- Qh = 6.27m³/h
- Duse = 12.7 mm.

➤ BU du 29/02/04:

- PG = 187.77 kg/cm²
- PFD = 132.36 kg/cm²
- IP = 0.258
- Qh = 8.27 m³/h
- Duse = 15.88 mm.
-

- Jaugeage du 30/05/07:
 - $PT = 35 \text{ kg/cm}^2$
 - $GOR = 428$
 - $Qh = 4.31 \text{ m}^3/\text{h}$.
 - ❖ Autres fluides récupérés: Gaz = 1847 m³, Eau = 2000 l/h.
 - ❖ Cumul au dernier jaugeage = 353167.51 m³.

- **OMO462** : puits situé au sud ouest. Foré en janvier 1989
 - Producteur d'huile. Fermé

 - Repris en Short Radius en janvier 2006

 - Azimute 017 °par rapport D1.

 - Actuellement fermé .

- DST du 03/02/1989:
 - $PG = 124.12 \text{ kg/cm}^2$
 - $PFD = 118 \text{ kg/cm}^2$
 - $IP = 0.134$
 - $Qh = 0$
 - test non éruptif.

- BU du 20/0191:
 - $PG = 119.8 \text{ kg/cm}^2$
 - $PFD = 76.85 \text{ kg/cm}^2$
 - $IP = 0.258$
 - $Qh = 0.014 \text{ m}^3/\text{h}$
 - Duse = 12.5 mm.

- ❖ Aucune autre information, après sa reprise en Short Radius, n'est encore disponible en DataBank.

- **OMO37** : puits situé à l'ouest. Foré en juillet 1962. Producteur d'huile. Transformé en 1997 en puits injecteur d'eau.

➤ DST du 11/07/1962:

- PG = 465 kg/cm²
- PFD = 433.2 kg/cm²
- IP = 0.185
- Qh = 14 m³/h
- Duse = 9mm.

➤ BU du 22/08/1997:

- PG = 215 kg/cm²
- PFD = 118 kg/cm²
- IP = 0.016
- Qh = 1.38 m³/h
- Duse = 18mm.

➤ Jaugeage du 18/05/97:

- PT = 29 kg/cm²
- GOR = 1360
- Qh = 1.78 m³/h

❖ Autres fluides récupérés: gaz = 2580 m³/h. Eau = 4800 l/h.

❖ Cumul au dernier jaugeage = 2715634 m³.

4) Commentaire structural et tectonique :

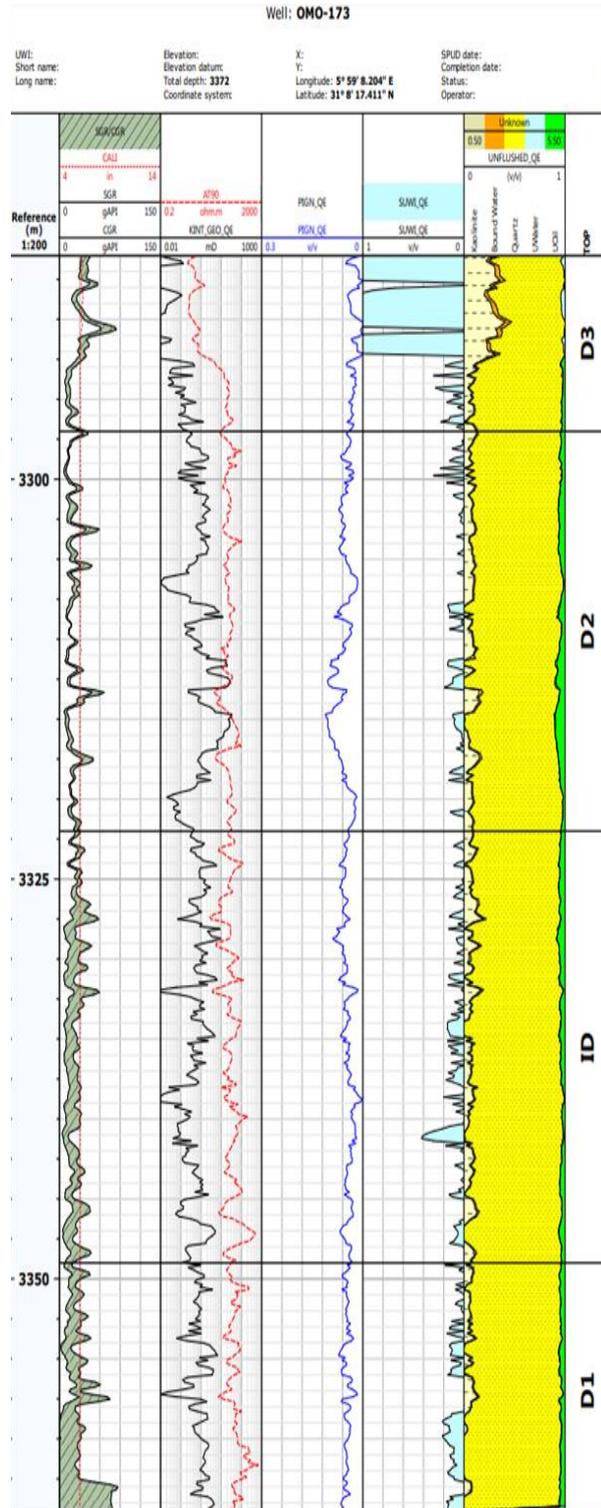
Au toit du D1 le sondage OMO47 se situe sur un monoclinal plongeant vers le Sud - Ouest.

Il est affecté au Nord Ouest et au Sud - Est, par un réseau de failles parallèles, d'orientation Sud-Ouest – Nord-Est et de rejet assez faible .

Sous la discordance hercynienne le forage a rencontré directement l'Inter-Drain, lui-même érodé au 2/3. L'érosion s'intensifie encore davantage vers l'Est où elle atteint le R2. (le cas de OM81).

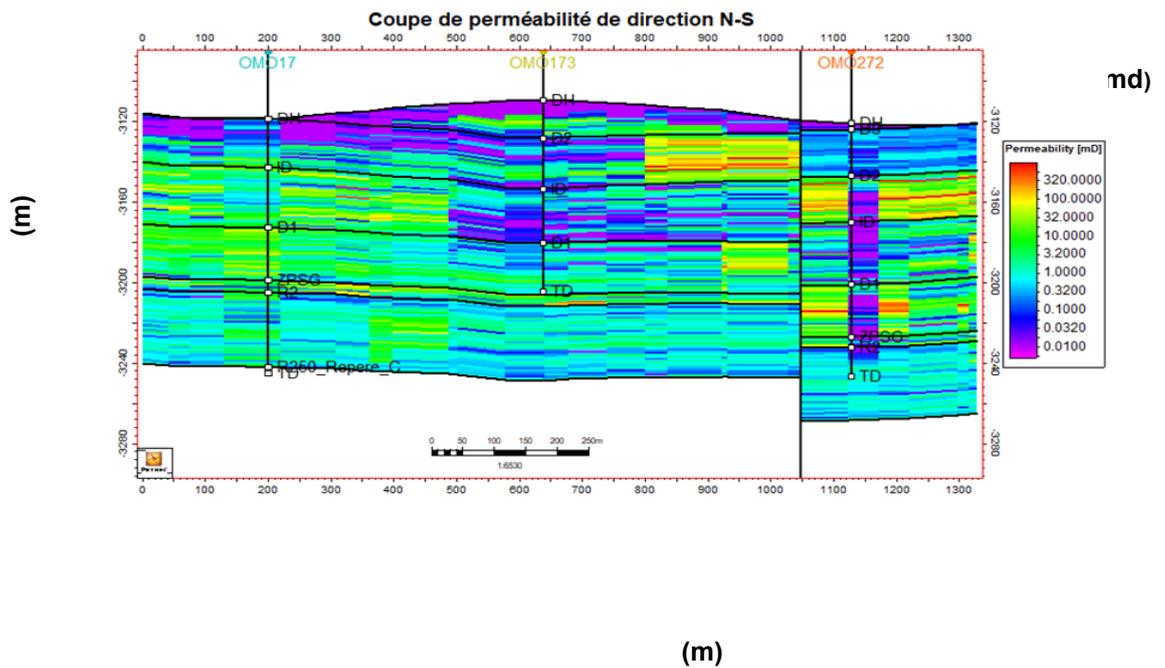
- L'arrêt du forage a eu lieu après pénétration de quelque 24 mètres du R2.

- Le réservoir Ra possède de bonnes caractéristiques pétrophysiques : K moy = 70 md, Ø moy = 8 % . A noter que la Sw n'a pu être évaluée faute de log de résistivité. Celle des puits voisins demeure faible du côté Ra .



FIGER 51

Fig (52) : Profil de la distribution de la perméabilité du puits OMO173



II) OMO 361 :

1) Introduction :

Puits de la zone 7. Foré en 19 / 02 / 1999 . Producteur au gaz lift. Fermé pour GOR élevé.

Coordonnees :

$$X= 813129.38$$

$$Z_s=166.66 \text{ m}$$

$$Y=137367.34$$

$$Z \text{ t}=174 \text{ m.}$$

2) Caractéristiques du réservoirs :

a) Caractéristiques pétrophysiques :

Drain	Epaisseur(m)	Porosité(%)	K (mD)	Sw (%)
ID	25	9	-	0.14
D1	32	10	-	0.13
ZPG	45	10	-	0.21

b) Principaux résultats :

➤ DST du 24/02/99 :

- PG = 217.37 kg/cm²
- PFD = 116.63 kg/cm²
- IP = 0.565
- Qh = 2.1 m³/h.

➤ Jaugeage du 26/10/2007:

- Qh = 0.5 m³/h .
- GOR = 5406.
- Eau récupérée est de 440 l/h .

3) Caractéristiques des puits voisins :

- **OMO362** : Puits injecteur d'eau ouvert foré en 1988.

➤ DST du 28/12/1988:

- PG = 153 kg/cm²
- PFD = 145.21 kg/cm²
- IP = 0.19

❖ Test non éruptif

- **OMO26** : Puits injecteur ouvert foré en 27/05/1970 .

➤ DST du 28/12/1988:

- PG = 318.1 kg/cm²
- PFD = 297.22 kg/cm²
- IP = 0.535

- $Q = 8.34 \text{ m}^3/\text{h}$
- Jaugeage du 29/10/1999 :
 - $Q_h = 1.38 \text{ m}^3/\text{h}$.
 - $GOR = 2218$.
 - Eau récupérée est de 1600 l/h .

- **OMO352 :** Puits au gaz lift ouvert foré en 19/02/1989 .
 - DST du 24/02/1989 :
 - $PG = 134.95 \text{ kg/cm}^2$
 - $PFD = 124.95 \text{ kg/cm}^2$
 - $IP = 0.069$
 - Test non éruptif .
 - Jaugeage du 29/03/2008 :
 - $Q_h = 1.2 \text{ m}^3/\text{h}$.
 - $GOR = 3817$.
 - Eau récupérée est de 0 l/h .

- **OMO354 :** Puits au gaz lift foré en 09/02/2001 repris en Short Radius le 12/01/2003 .
 - DST du 10/07/2001 :
 - $PG = 105.33 \text{ kg/cm}^2$
 - $Q = 2.8 \text{ m}^3/\text{h}$.
 - Jaugeage du 02/05/2008 :
 - $Q_h = 3.17 \text{ m}^3/\text{h}$.
 - $GOR = 941$.
 - Eau récupérée est de 294 l/h .

- **OMO36 :** Puits au gaz lift ouvert foré en 21/10/1970 .
 - DST du 23/10/1970 :
 - $PG = 298.57 \text{ kg/cm}^2$
 - $PFD = 287.5 \text{ kg/cm}^2$

- $IP = 3.64$
- $Q = 8.2 \text{ m}^3/\text{h}$.
- Jaugeage du 29/03/2008 :
 - $Q_h = 6.94 \text{ m}^3/\text{h}$.
 - $GOR = 418$.
 - Eau récupérée est de 0 l/h .

CONCLUSION

CONCLUSION :

La zone 4 et 7 se présente structuralement comme un monoclinale peu prononcé d'axe sensiblement Nord-Est – Sud-Ouest et se localise sur la périphérie Nord du champ de HASSI MESSAOUD où les effets de la discordance due à l'érosion sont très fortes et les drains sont successivement érodés jusqu'à la surface de la discordance où il ne reste que le D3 .

La zone 4 et 7 subdivisée en trois blocs où la porosité est généralement faible à l'Est et à l'Ouest, mais elle est bonne au centre de la zone ; la perméabilité est meilleure d'Est en Ouest à travers la zone 4 pour le Ra.

La perméabilité dans le champ de HASSI MESSAOUD a un trend général Nord-Est – Sud-Ouest. Il a été supposé que la nature accidentée de la zone 4 avait établi des contraintes inhabituelles qui avaient mené à ces caractéristiques anormales de perméabilité.

On peut dire que le ID et le D3 montrent de meilleures caractéristiques pétrophysique dans la zone 4 et 7.

La reprise des puits en Short Radius est une technique adaptée pour optimiser la productivité du puits par un drainage adéquat. Le but du Short Radius à HASSI MESSAOUD est d'éviter :

- les secteurs de mauvaises caractéristiques pétrophysique .
- les drains en percées d'eau.
- les drains en percées de gaz.

RECOMMANDATION :

- La porosité et la perméabilité contrôlent la production d'un réservoir ou d'un puits . les mesures sur carottes restent le seul moyen de caractérisation direct de ces deux paramètres ; afin d'appuyer l'efficacité de ces mesures il faut recommander pour les futurs études :
 - la correction des mesures prises dans les conditions ambiantes à des conditions de fond .
- Pour le problème de la percée d'eau il faut tester l'idée de stopper l'injection d'eau :
 - stopper l'injection dans une aire définie .
 - observer l'augmentation et la diminution de la production .
- Comme alternative à l'injection d'eau :
 - convertir les puits adéquats à des Short Radius .
 - forer de nouveaux puits horizontaux si nécessaire .
 - Mettre des puits en gaz lift si nécessaire .

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE :

- 1) ANDRE HASS. (2008) - Cours de géostatistique, Total Professeurs Associés Boumerdés.
- 2) ARIF T. (1999) - Diagnostic et analyses en Short Radius, Mémoire d'induction < SONATRACH >.
- 3) ASSES A. (2008) - Cours de province petrogaziefères, Université de Boumerdés.
- 4) BEICIP / FRANLAB. (1995) - Champ de HASSI MESSAOUD révision du model géologique et structural.
- 5) BELAHMEUR S et RETMI L. (2002) - Analyses des tendances de la porosité et de la perméabilité dans le champ de HASSI MESSAOUD < Application sur la zone 1b >, Mémoire d'induction < SONATRACH > .
- 6) BOUDJEMAA A. (1978) - Evolution structural du bassin pétrolier «Triasique» du Sahara Nord oriental, Thèse Doctorat Université ORSAY (Paris).
- 7) CHAOUCHI R. (2007) - Cours de géostatistique, Université de Boumerdés.
- 8) COSSE R . (1988) - Techniques d'exploitation pétrolière «Le gisement» .
- 9) FOUCAULT A et RECOULT J F. (2001) - Dictionnaire géologique, 5eme éditions.
- 10) GUEDDARI DARRAGI F. (2004) - Cours de géologie «Livre».
- 11) GUILLEMOT J (1968) - Eléments de géologie «Livre».
- 12) HADJ AISSA K et KERMAND N. (2002) - Performances des Short Radius Et intérêt du double drain sur le champ de HASSI MESSAOUD , Mémoire D'induction < SONATRACH >.
- 13) HALIMI A. (2004) - Initiation à la statistique, OPU 5eme éditions.
- 14) HAMDANI H. (2001) - Statistique descriptive, OPU.
- 15) LOUIFI F . (2006) - Analyse de la fracturation du champ de HASSI MESSAOUD et les implications pétroliers dans la zone 9, Mémoire de fin D'études.
- 16) Rapports de fin des sondages des puits.

- 17) TOUDJI K. (2005) - Etude géostatistique des paramètres petrophysique pour l'évaluation des Short Radius Secteur Sud de la zone 4 champ de HASSI MESSAOUD, Mémoire de fin d'études.

Résumé

Le champ de HASSI MESSAOUD est connu pour l'hétérogénéité faible de la distribution des ses paramètres petrophysiques (ISOPOROSITE et ISOPERMEABILITE) et pétrographiques LES méthodologie de l'étude géostatistique classique but de traiter deux paramètres petrophysiques à savoir la perméabilité et la porosité ET histogrammes ET cartes en isoporosité et isopérmeabilité accompagneront . La perméabilité dans le champ de HASSI MESSAOUD a un trend général bloc de la faille ($< 16\%$), mais sr le profile la porosité est généralement supérieur dans le D1 et le D2. Nord-Est – Sud-Ouest. Il a été supposé que la nature accidentée de la zone 4 et 7 avait établi des contraintes inhabituelles qui avaient mené à ces caractéristiques anormales de perméabilité On peut dire que le ID et le D2 montrent de meilleures caractéristiques petrophysiques dans la zone 4 et 7.

La reprise des puits en Short Radius est une technique adaptée pour optimiser la productivité du puits par un drainage adéquat. Le Short Radius à HASSI MESSAOUD est d'éviter :

les drains id en percées d'eau. les drains d3 en percées de gaz Les drains D1 et D2 reflètent les meilleurs caractéristiques petrophysiques Le réservoir au niveau du puits OMO173 occupe une position structurale intermédiaire, La structure est élevée au NE (OMO38) et plonge vers le NW (OMK102 Les meilleures perméabilités se trouvent au D2basal et D1. Les meilleures porosités se trouvent dans le D2 basal. La résistivité est bonne le long du réservoir sauf une chute au D3 central dû probablement à l'argilosité.

The HASSI MESSAOUD field is known for the low heterogeneity of the distribution of its petrophysical parameters (ISOPOROSITY and ISOPERMEABILITY) and petrographic THE methodology of the classic geostatistical study aims to treat two petrophysical parameters namely permeability and porosity AND histograms AND isoporosity and isopermeability maps will accompany Permeability in the HASSI MESSAOUD field has a general fault block trend ($< 16\%$), but on the profile porosity is generally higher in D1 and D2. North-East – South-West. It was assumed that the rugged nature of Zones 4 and 7 had established unusual stresses that led to these abnormal permeability characteristics. It can be said that ID and D2 show better petrophysical characteristics in zone 4 and 7. The recovery of Short Radius wells is a technique adapted to optimize the productivity of the well through adequate drainage. The Short Radius in HASSI MESSAOUD is to avoid drains id in water breakthrough..d3 drains in gas breakthroughs D1 and D2 drains reflect the best petrophysical characteristics, the reservoir at well OMO173 occupies an intermediate structural position. The structure is elevated to the NE (OMO38) and plunges towards the NW (OMK102) (The best permeabilities are found at D2basal and D1-The best porosities are found in basal D2).The resistivity is good along the reservoir except for a drop at central D3 probably due to clay.

يُعرف حقل حاسي مسعود بانخفاض و عدم التجانس في توزيع اباره المختلفة الخصائص البتروفيزيائية التي تحتوي على النفاذية والمسامية والبتروغراف التي تتمثل في دراسة الخرائط الفجوة (D1 D2 D3 ID D4 DH). حيث تهدف منهجية الدراسة الجيو إحصائية الكلاسيكية على معالجة معلمتين بتروفيزيائيتين هما النفاذية والمسامية والرسم البياني وخرائط المسامية وقابلية النفاذية المتساوية. النفاذية في حقل حاسي مسعود لها اتجاه عام لكتلة الصدع ($> 16\%$)، لكن المسامية في الجانب الجانبي للخريطة تكون أعلى بشكل عام في D1 و D2. و في شمال و شرق جنوب و غرب. حيث الطبيعة الوعرة للمنطقتين 4 و 7 قد خلقت ضغطاً غير عادية أدت إلى خصائص النفاذية غير الطبيعية و مجموعة من الفوالق الكبيرة حيث هذه دراسة اكدت انه يمكن القول أن ID و D2 يظهران خصائص بتروفيزيائية أفضل في المنطقتين 4 و 7. إن استعادة الأبار ذات نصف القطر القصير هي تقنية تم تكييفها لتحسين إنتاجية البئر من خلال الصرف المناسب. نصف القطر القصير في حاسي مسعود هو تجنب واخذ احتياطات لي تجنب اختراقات المصارف المياه حيث لدينا D3 يستنزف في اختراقات الغاز تعكس المصارف D1 و D2 أفضل الخصائص البتروفيزيائية حيث قما بي دراسة الخزان الموجود في البئر OMO173 موقعاً هيكلياً متوسطاً، ويرتفع الهيكل إلى الشمال الشرقي (OMO38) وينخفض نحو الشمال الغربي (OMK102) حيث تم العثور على أفضل النفاذية في D2 و D1. أفضل المسامية توجد في D2 القاعدي. المقاومة جيدة على طول الخزان باستثناء الانخفاض في مركز D3 ربما بسبب الطين. وبعض المشاكل الاخرة.