

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

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

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



Mémoire de Master

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie Pétrolière

THEME

**Evaluation de l'effet de Gaz injecté à partir d'un modèle géologique
et les données de PLT sur les puits producteurs de la zone 9 (champ
HMD)**

Présenté par

SOTI Mounira

TAIBAOUI Ali

BENNACER Sarah

Soutenu publiquement le 25/06/2018

Devant le jury :

Président :	Mr. BELKSEIR Med Saleh	M.A.A. Univ. Ouargla
Promoteur :	Mr. CHETTI Djamel Eddine	M.A.A. Univ. Ouargla
Examineur :	Mr. LAOUINI Hamza	M.A.A. Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2017/2018

Remercîment

En premier lieu, nous tenons à remercier DIEU, notre créateur pour nous avoir donné la force pour accomplir ce travail.

Nous présentons nos chaleureux remerciements à notre encadreur Mr.CHETTI à tous nos enseignants du département pour leurs aides et orientations durant nos études surtout Dr.KCHICHED, Mr.MAZOUZI Dr.ZATOUT Mr.REMITA ainsi que Monsieur le président du jury MR, BELKSIER, Et l'examineur MR, LAOUINI.

Nous adressons nos vifs remerciements à nos consultants : Mr.BAKERI EDDINE Mr.BOULAKLAZaid Mr.FAROUK Mr.SATOUH AMMAR Mr.ABDELKADER ABDOU Mr.BENCHIKH KHALID Mr.BENALI BRAHIM Mr.BOUDIF SAID à tout le staff du service diagraphies et service études pour leur compréhension, leur patience, et leurs remarques qui nous ont été très précieuses.

Nos derniers remerciements et non les moindres, vont à tous ceux qui nous ont aidé de près ou de loin à réaliser ce modeste travail et ont contribué à son aboutissement.

Dédicaces

J'ai l'honneur à dédier ce modeste travail

A l'homme de ma vie mon héro mon cher papa

Tu as su m'inculquer le sens de la responsabilité et de la confiance en soi. Tes conseils ont toujours guidé mes pas vers la réussite. Ta patience sans fin, ta compréhension et ton encouragement sont pour moi le soutien indispensable que tu as toujours su m'apporter. Je ferai toujours de mon mieux pour rester ta fierté et ne jamais te décevoir.

A ma raison de vivre, l'amour de mon cœur ma chère maman Tu m'as comblé avec ta tendresse et affection tout au long de mon parcours. Tu n'as cessé de me soutenir et de m'encourager durant toutes les années de mes études, tu as toujours été présente à mes côtés pour me consoler quand il fallait.

A mes chers sœurs : Nouna et Leïla.

A mon petit cher frère adoré : Abdelouhabe. Pour toute l'ambiance dont tu m'as entouré, pour toute la spontanéité, Je te dédie ce travail

A mes chers tantes : Koki Dida ,Abla , Abina et son mari tantôt abdelbasset .

A mon oncle : Azzeddine.

A toute la famille Soti et Rahmani.

A mes chers copines :Daha Hala, Bennacer Sarah, Angar Mima, Lanani Ferial, HeizziNoudjoud ,Mansouri Amel

A mon meilleur ami : Mahdi

A mes binômes : Bennacer Sarah et Taibaoui Ali

A mes collègues de promotions 2018 : Hamida Yakout Baker Walid Aissa Issam Amir

En fin je remercie vraiment toute personne qui m'ont encouragé qui m'ont jamais laissé

SOTI MOUNIRA

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A la lumière des mes jours, la source de mes efforts, la femme de mon cœur, ma vie et mon bonheur ; maman que j'adore.

A mon cher frère Mahdi et à mon petit chat adoré Alfredo.

A mes copines : Aziza, Saliha, Khaoula, Bessma, Amina, Amel

A tout la famille Bennacer et Nait atman

A mes binômes : Soti mounira et Taibaoui Ali.

En fin à toute personne qui m'ont encouragé ou aidé du proche ou du loin au long de mes études, a tous mes camarades promotion 2018.

BENNACER SARAH

Dédicaces

Je profite cette occasion pour demander pardon à ma langue Arabe « Excuse-moi ma langue maternelle, ils m'ont forcé d'utiliser la langue du colonisateur ...je suis vraiment désolé. »

En fin J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail à mon cher père, ma chère mère, mes frères, mes sœurs, mes amis, toute la famille TAIBAOUI et tous les enseignants et les personnes qui m'ont encouragé pour continuer mes études et faire cette formation inoubliable à la meilleure université en Algérie « Université Kasdi Merbah Ouargla »

TAIBAOUI ALI

Table des matières

Table des matières.....	i
Table des figures	iv
Liste des tableaux.....	v
Les abreviations	vi
Introduction générale	1

Chapitre1 : Généralités sur le Champ de HMD

1. Situation du Champ de HassiMessaoud.....	2
1.1.Cadre géographique	2
1.2. Cadre géologique:	3
2. Stratigraphie du champ :	4
2.1. Socle :.....	4
2.2. Paléozoïque :	5
2.2.1. L'infraCambrien:	5
2.2.2. Le Cambrien :.....	5
2.2.3. L'Ordovicien:.....	5
2.3. Le mésozoïque :	5
2.3.1.Le Trias :	5
2.3.2. Le Jurassique :.....	6
2.3.3. Le Crétacé :	6
2.4. Le cénozoïque :	7
3. Aspect structural et tectonique:.....	9
3.1. Tectonique du champ :.....	9
3.2. Structuration du champ de Hassi-Messaoud :	9
3.2.1. Structuration anté-triasique :	9
3.2.2.Structuration Post-triasique :.....	10
3.2.3. Structuration actuelle :	11
4. Aspect pétrolier du champ :	11
4.1. Roche mère : (Silurien).....	11
4.2. Roches couvertures :	12

4.3. Pièges :	12
4.4 Migration des hydrocarbures:.....	12

Chapitre2 : Modélisation géologique de la zone 9 (champ HMD)

1. Introduction :	13
2. Présentation de la zone d'étude :	14
3. Carte isobathe au R2ab:	15
4. Les cartes isopaques :	16
4.1. Carte isopaque du drain D1 :	16
4.2. Carte isopâque de l'inter drain :	17
5. Les coupes géologiques de la zone 9 :	18
6. Les cartes Iso porosité :	20
6.1. Carte isoporosité du drain D4 :	20
6.2. Carte isoporosité du drain D3 :	21
6.3. Carte isoporosité du drain D2 :	22
6.3. Carte isoporosité de l'inter drain ID :	22
6.4. Carte isoporosité du drain D1 :	23
7. Les cartes Iso perméabilité :	24
7.1. Carte isoperméabilité du drain D4 :	24
7.2. Carte isoperméabilité du drain D3 :	24
7.3. Carte isoperméabilité du drain D2 :	25
7.4. Carte isoperméabilité de l'inter drain ID :	26
7.5. Carte isoperméabilité du drain D1 :	27

Chapitre3 : Généralités sur le PLT

1. Diagraphie de production (PLT) :	28
1.1. Définition du PLT :	28
1.2. Objectifs du PLT :	28
1.2.1. Evaluation du réservoir :	28
1.2.2. Monitoring (traitement du puits) :	28
1.2.3. Diagnostique les défauts qui empêchent le bon fonctionnement du puits :	29
2. Les mesures du PLT :	29
3. Le train de PLT pour écoulement polyphasique :	29
3.1. La tête du câble :	29

3.2. La télémétrie connexion :	31
3.3. Gamma ray :	31
3.4. Casing Colar Locator (CCL) :	32
3.5. Mesure de débit (SPINNER) :	32
3.6. Mesure de température (Thermomètre) :	33
3.7. Mesure de pression (Manomètre) :	34
3.8. Densité de fluide :	34
3.9. Diamètreur (CALIPER) :	34
3.10. Détecteur des gaz (Gaz Hold-up tool) :	35
3.11. Détecteur d'eau (Water Hold-up):	35
4. Déroulement et méthode d'interprétation d'un PLT :	37
4.1. Montage et décente PLT :	37
4.2. Acquisition en puits fermé en surface :	37
4.3. les passages :	37
4.4. L'enregistrement :	37
4.5. Acquisition en puits ouvert vers séparateur :	38
4.6. Remontée et démontage PLT.	38
5. Méthode d'interprétation PLT :	38
5.1. Interprétation qualitative :	39
5.2. Interprétation quantitative :	39

Chapitre4 : L'analyse de l'historique de la production et données du PLT

1. Aperçu sur le logiciel OFM:	40
2. L'objectif de l'étude:	41
2.1. Evolution de la pression de la zone 9 en fonction de l'effet de l'injection :	41
3. Historique de production et d'injection des puits étudiés :	43
4. Les rapports de PLT :	46
4.1. Interprétation des resultats du PLT : puits oml852 :	46
4.2. Interprétation des résultats du PLT : Puits OMP572 :	48
CONCLUSION GENERALE :	50
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUE:	51
ANNEXES:	52
RESUME:	57

Table des figures

Chapitre 1

Figure 1. 1 Situation géographique du champ de HASSI MESSAOUD..	2
Figure 1. 2 . Situation géologique du champ de HASSI MESSAOUD.....	4
Figure 1. 3.. Log stratigraphique synthétique de la région de Hassi Messaoud.	8

Chapitre 2

Figure 2. 1. Carte de zonation du champ de Hassi Messaoud.	14
Figure 2. 2. Carte structurale du R2ab.....	15
Figure 2. 3. Carte d'épaisseur du drain 1.	16
Figure 2. 4. Carte d'épaisseur de l'inter drain (ID).	17
Figure 2. 5. Coupe géologique de la zone 9 du N au S.....	18
Figure 2. 6. Coupe géologique de la zone 9 du NE au SO.	19
Figure 2. 7. Carte isoporosité du drain D4.....	20
Figure 2. 8. Carte isoporosité du drain D3.....	21
Figure 2. 9. Carte isoporosité du drain D2.....	22
Figure 2. 10. Carte isoporosité de l'inter drain ID.....	23
Figure 2. 11. Carte isoporosité du drain D1.....	23
Figure 2. 12. Carte isoperméabilité du drain D4.....	24
Figure 2. 13. Carte isoperméabilité du drain D3.....	25
Figure 2. 14. Carte isoperméabilité du drain D2.....	25
Figure 2. 15. Carte isoperméabilité de l'inter drain ID.....	26
Figure 2. 16. Carte isoperméabilité du drain D1.....	27

Chapitre 3

Figure 3. 1. La tête du câble.....	30
------------------------------------	----

Figure 3. 2. Le Train du PLT.....	30
Figure 3. 3. La télémétrie connexion.....	31
Figure 3. 4. L’outil Gamma ray.....	31
Figure 3. 5. Casing Collar Locater.....	32
Figure 3. 6. Le débitmètre.....	33
Figure 3. 7. Le Thermomètre.....	33
Figure 3. 8. L’outil Fluid Density Differential.....	34
Figure 3. 9. Le dimètreur.....	35
Figure 3. 10. L’outil Gas Hold Up Tool.....	35
Figure 3. 11. Water Hold Up Tool.....	36
Figure 3. 12. Schéma explique le Hold-up.....	36

Chapitre 4

Figure 4. 1 : Carte de pression de la zone 9 en 1976.....	41
Figure 4. 2 : Carte de pression de la zone 9 en 1988.....	41
Figure 4. 3 : Carte de pression de la zone 9 en 2008.....	42
Figure 4. 4 : Carte de pression de la zone 9 en 2018.....	42
Figure 4. 5. Graphes représentent l’historique de production et de l’injection.....	43
Figure 4. 6. Graphes de l’évolution de PG /PF/Wcut / GOR.....	43
Figure 4. 7. Graphes représentent l’historique de production et de l’injection.....	44
Figure 4. 8. Graphes de l’évolution de PG /PF/Wcut / GOR.....	45
Figure 4. 9. Plot représentatif des résultats de PLT.....	46
Figure 4. 10. Plot représentatif des résultats de PLT.....	47

Liste des tableaux

Tableau 4. 1 Contribution par phase.....	47
Tableau 4. 2 Répartition de la production par l’interprétation quantitative.....	47
Tableau 4. 3 représente la contribution par phase.....	49

Les abbreviations

PLT: Production Logging Tools.

CCL: Casing Colar Locater.

GOR: Gas Oil Ratio (m^3/m^3).

CFS: Continuous Flow Meter.

FBS: Full Bore Storage.

Q: Le débit (m^3/h).

V: Vitesse (m/s).

S: Section (m^2).

Qw: Le debit Water.

Qo: Le debit Oil.

Qg: Le debit gas.

GHT: Gas Hold-up Tool.

WHT: Water Hold-up Tool.

Pg: La pression du gisement.

Pf : La pression du fond.

Introduction générale

Au cours de la durée de vie du puits la pression du gisement chute et à un moment données la pression sera insuffisante pour forcer la migration des hydrocarbures vers la surface, dans ce cas on opte pour la récupération secondaire en injectant du gaz ou bien de l'huile afin d'augmenter la pression du gisement et le taux de production.

L'objectif principal de notre travail est d'évaluer l'injection du gaz sur les puits producteurs dans la zone 9 en utilisant :

- Un modèle géologique qui va nous aider à localiser les zones les plus favorables pour l'implantation des puits injecteurs.
- L'analyse de l'historique de production.
- Les données de PLT qui vont nous fournir des idées sur l'effet de cette injection sur la cellule étudiée.

On a limité notre étude sur deux puits producteurs le premier situé au nord et le deuxième au sud de la zone.

Notre travail est réparti en quatre chapitres :

Des généralités sur le champ de HMD sont exposées dans le premier chapitre. La modélisation géologique est présentée dans Le deuxième chapitre. L'analyse de l'historique de la production et de l'injection sont exposés dans le troisième chapitre. L'interprétation des données de PLT est détaillée dans le chapitre quatre.

Une conclusion générale et des recommandations seront présentées à la fin de ce mémoire.

Chapitre 1

Généralités sur le Champ de HMD

1. Situation du Champ de Hassi Messaoud

1.1. Cadre géographique

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 650 km au Sud-est de la capital Alger et à environ 350 km de la frontière Algéro-tunisienne (Fig.01).

Sa localisation en coordonnées LAMBERT et GEOGRAPHIQUE est la suivante :

X = 790.000 – 840.000 Est et X = 31°32'49,72 – 31°53'36,12" Est.

Y = 110.000 – 150.000 Nord et Y = 5°45'9,84" - 6°17'36,34" Nord.

La ville de Hassi Messaoud est limitée au Nord par Touggourt et Djamaa, et au Sud par Gassi-Touil, et l'Ouest par Ouargla, et l'Est par Elborma.

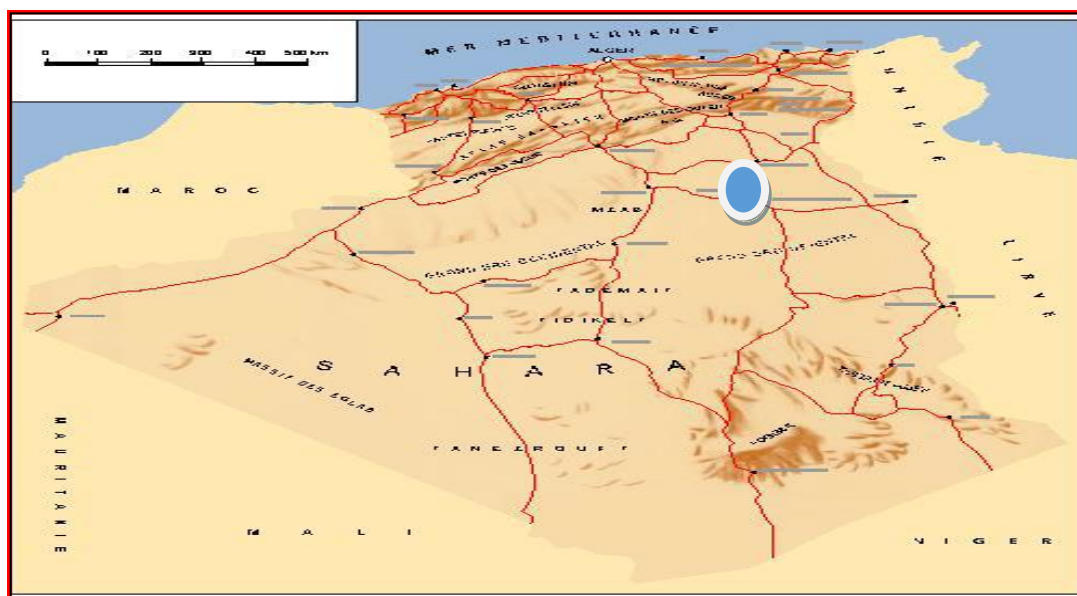


Figure 0.1 Situation géographique du champ de HASSI MESSAOU.

1.2. Cadre géologique:

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. 1.2**). Par rapport aux autres gisements. Le champ de Hassi Messaoud est limité :

- Au Nord-Ouest par les gisements d'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.

Le dôme de Hassi Messaoud est le résultat d'une histoire paleotectonique 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 d'Oued Mya.
- Au Sud se prolonge le mole 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.

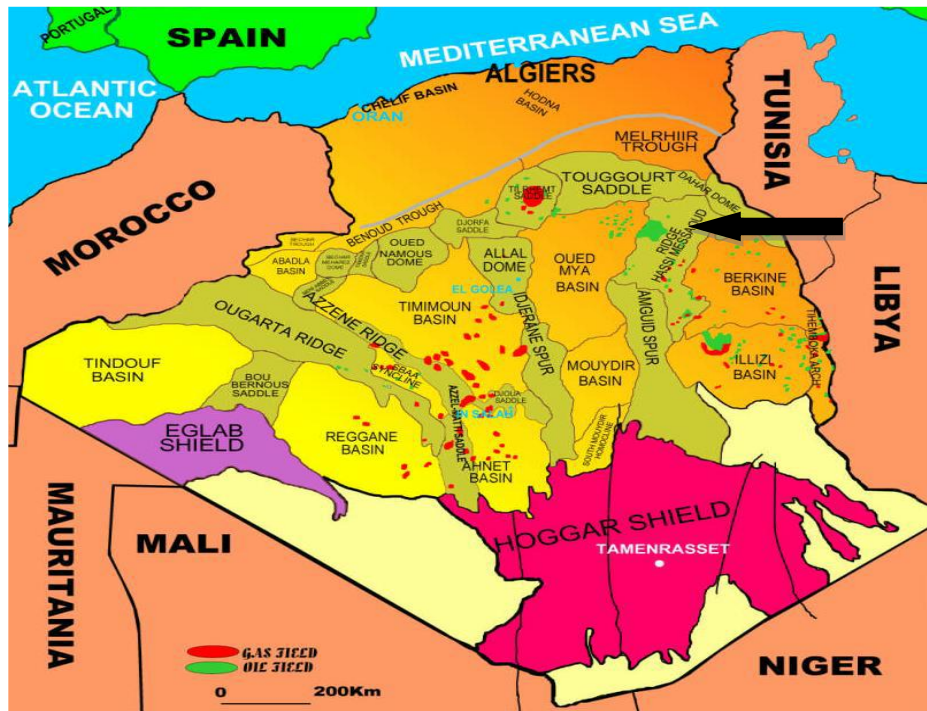


Figure 0.2 L'emplacement géologique du champ de HASSI MESSAOU D.

2. 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 :

2.1. Socle :

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

2.2. Paléozoïque :**2.2.1. L'infracambrien:**

C'est l'unité lithologique la plus ancienne .Il est constitué de grès argileux rouge.

Sur le socle, les formations paléozoïques reposent en discordance panafricaine.

2.2.2. Le Cambrien :

Essentiellement constitué de grès hétérogènes

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

2.2.3. L'Ordovicien:

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

- **Zone des alternances** : Son épaisseur moyenne est de 20 mètres. Désignée par des passages d'argiles avec des bancs quartzites.
- **Argile d'El Gassi** : Son épaisseur moyenne est d'environ 50 mètres. Il est constitué d'argile schisteuse, Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.
- **Les grés d'El Atchane** : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres. Cette formation est constituée de grès fin à très fin.
- **Les quartzites de Hamra** : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres. Ce sont des grès quartzitiques fins, à rares intercalations d'argiles.

2.3. Le mésozoïque :**2.3.1. Le Trias :**

Le Il repose en discordance sur le Cambrien, au centre et sur l'Ordovicien un faciès très varié résultant de la transgression .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 son épaisseur varie de 0 à 75 m.
- **Le Trias argileux :** Il est constitué d'argiles plus au moins silteuses, 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 argiles légèrement silteuses et dolomitiques, son épaisseur moyenne est de 340m.

2.3.2. Le Jurassique :

Le Jurassique est un ensemble argilo-gréseux à intercalations de calcaire au sommet. Son épaisseur moyenne est 844 mètres.

- **Le Lias :** Son épaisseur moyenne est de 300 mètres. Le passage du Trias au Lias est caractérisé par une zone de marne dolomitique.
- **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.

2.3.3. 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 constitué de grès, au sommet représenté par des argiles.
- **Le Barrémien :** Son épaisseur moyenne est de 280 mètres. Il est formé de grès fins à moyens.
- **L'Aptien :** Son épaisseur est de 25 mètres.

Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux.

- **L'Albien :** Son épaisseur moyenne est de 350 mètres. Constitué de grès et sable fin, avec des intercalations d'argile silteuses.

Le Cénomaniens : Son épaisseur moyenne est de 145 mètres. Alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brune, de marnes grises et de dolomie.

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

Alternance de calcaire argileux, calcaire dolomitique; Au sommet apparaissent les bancs de calcaire.

- **Le Sénonien :** Son épaisseur moyenne est de 230 mètres. A la base, une série 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.

2.4. Le cénozoïque :

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.

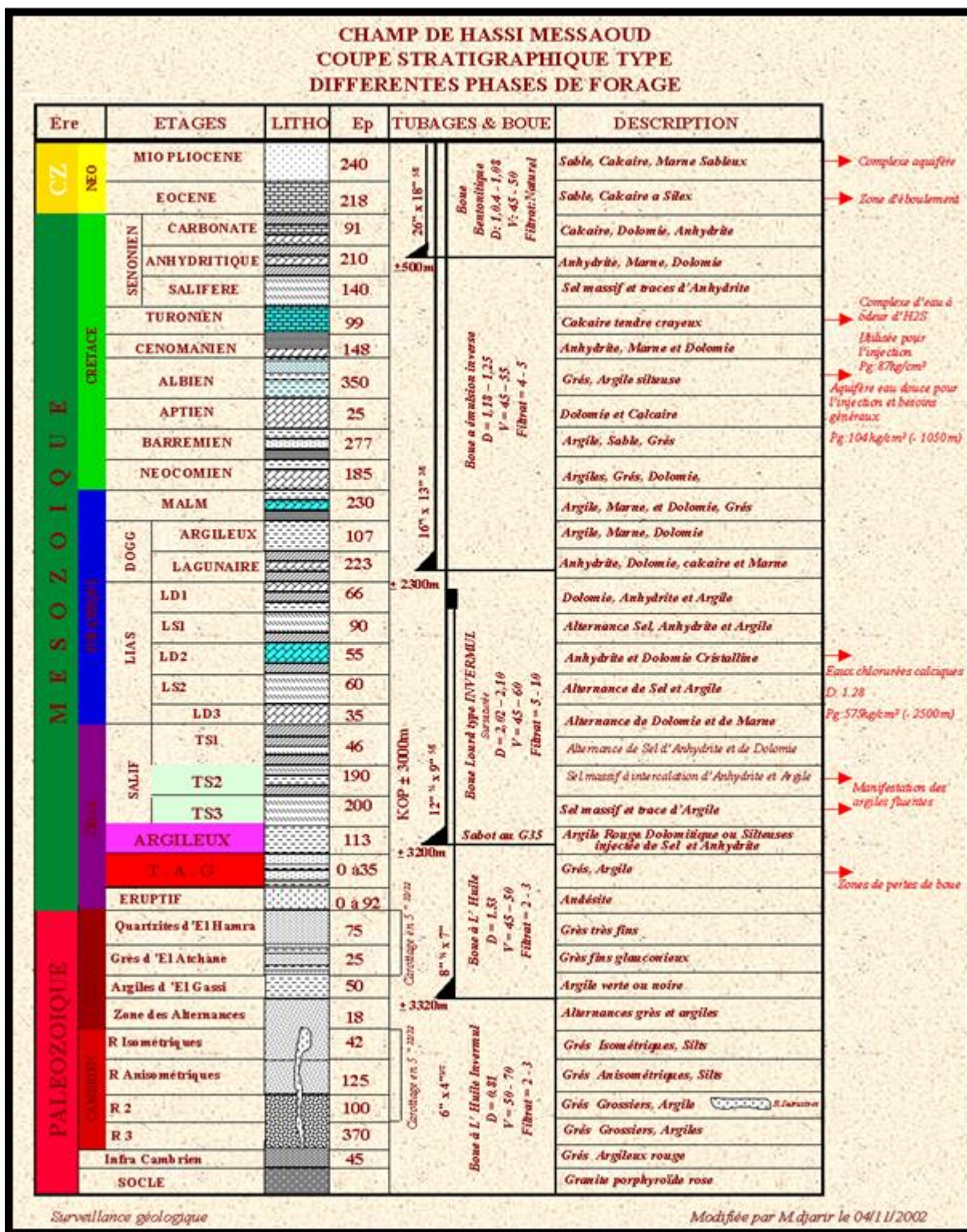


Figure 0.3 Log litho-stratigraphique synthétique de la région de Hassi Messaoud.

3. Aspect structural et tectonique:**3.1. 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.

3.2. 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 :

3.2.1. Structuration antétriasique :

- **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.

Cette collision a provoqué 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 a 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 croute 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).

- **Phase Eo-Calédonienne précoce ou phase Antramadocienne :**

Datée d'environ 500 millions d'années, cette phase est marquée par la transgression des grès 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 orientation, qui compartimentent le réservoir en blocs ayant leur comportement propre (Horsts et Grabens).

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.

3.2.2. 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 débute 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 a la formation des hydrocarbures, donc elle est probablement a l'origine des barrières de perméabilité dues à un décalage des niveaux réservoirs.

3.2.3. 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 subit un faible réajustement épirogénique.
- Cette dernière à 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.

4. Aspect pétrolier du champ :

4.1. Roche mère : (Silurien)

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

4.2. 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'âge triasiques ou jurassiques.

4.3. Pièges :

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 tel que les lentilles gréseuses, les biseaux etc....
- **Pièges mixtes :** Au niveau du bassin d'Oued Mya et le Nord-Est de Hassi Messaoud les pièges reconnus jusqu'à présent sont de type stratigraphique et structural (mixtes).

4.4 Migration des hydrocarbures :

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

Chapitre 2

*Modélisation géologique de la
zone 9 (champ HMD)*

1. Introduction :

La représentation de la géologie d'une région de façon tangible consiste à créer des modèles géologiques qui simplifient la réalité pour montrer les aspects importants du système étudié.

Dans le cadre de notre mémoire la modélisation géologique nous fournit des idées qui nous permettent de localiser les zones les plus favorables à l'implantation de puits injecteurs.

L'outil de modélisation :

La compagnie de service pétrolier Schlumberger a développé un logiciel de grande performance Pétrel basé sur Windows pour la visualisation 3D, cartographie 2D et 3D, la modélisation et la simulation du réservoir 3D. (Schlumberger.2009)

Le développement du logiciel Pétrel a commencé en 1996, afin de faciliter les tâches aux géophysiciens spécialisés.

Procédures de travail :

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

- Import Data.
- construction du modèle structural.
- propriété modeling.

Import Data : Les données nécessaires pour le développement du modèle se trouvent dans des rapports existants. Les données utilisées ont été obtenues à partir de la Sonatrach DP HMD.

Construction du model structurale : La modélisation structurale est l'une des parties les plus importantes de ce chapitre. Elle constitue l'assise à toute modélisation géologique.

Chapitre2 : Modélisation géologique de la zone 9 (champ HMD)

Modélisation : La modélisation des propriétés est les processus de remplissage des cellules de la grille avec des propriétés discrètes (faciès) ou continus (péetro physique). Ces processus sont dépendants de la géométrie de la grille existante.

2. Présentation de la zone d'étude :

En fonction de la production, le champ de Hassi-Messaoud a été subdivisé en 25 zones. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble des puits qui communiquent entre eux et se comportent de la même manière du point de vue pression de gisement.

Notre zone d'étude est la zone9, elle est située dans la partie Nord-est du champ Hassi Messaoud où l'effet de la discordance hercynienne est très sévère, Le nombre total actuel des puits est 51 puits

Les Cordonnées UTM de la zone :

X min = 797330.00

Y min = 3521692.00

X max = 803132.0

Y max = 3533094.00

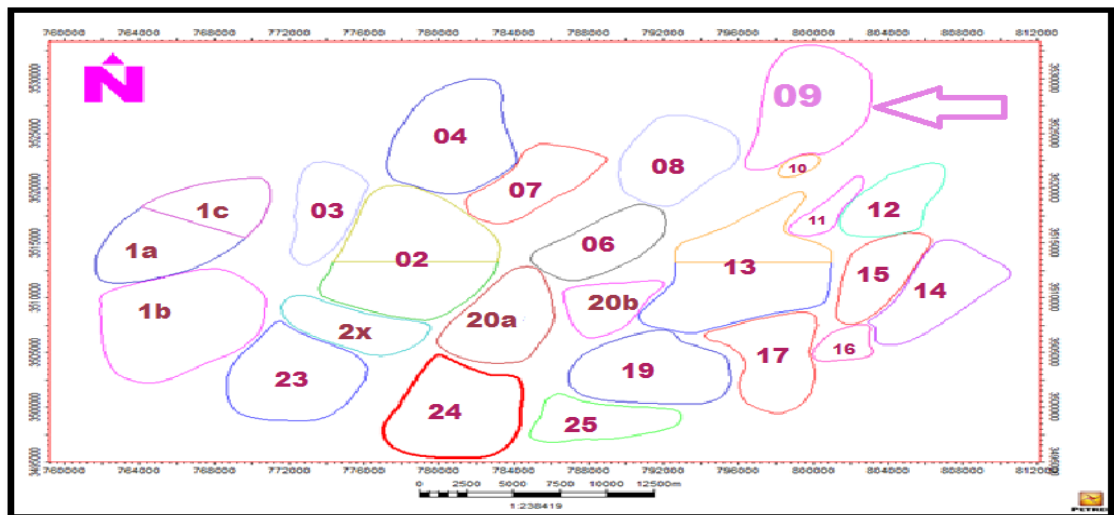


Figure 2. 1. Carte de zonation du champ de Hassi Messaoud.

4.2. Carte isopaque de l'interdrain ID

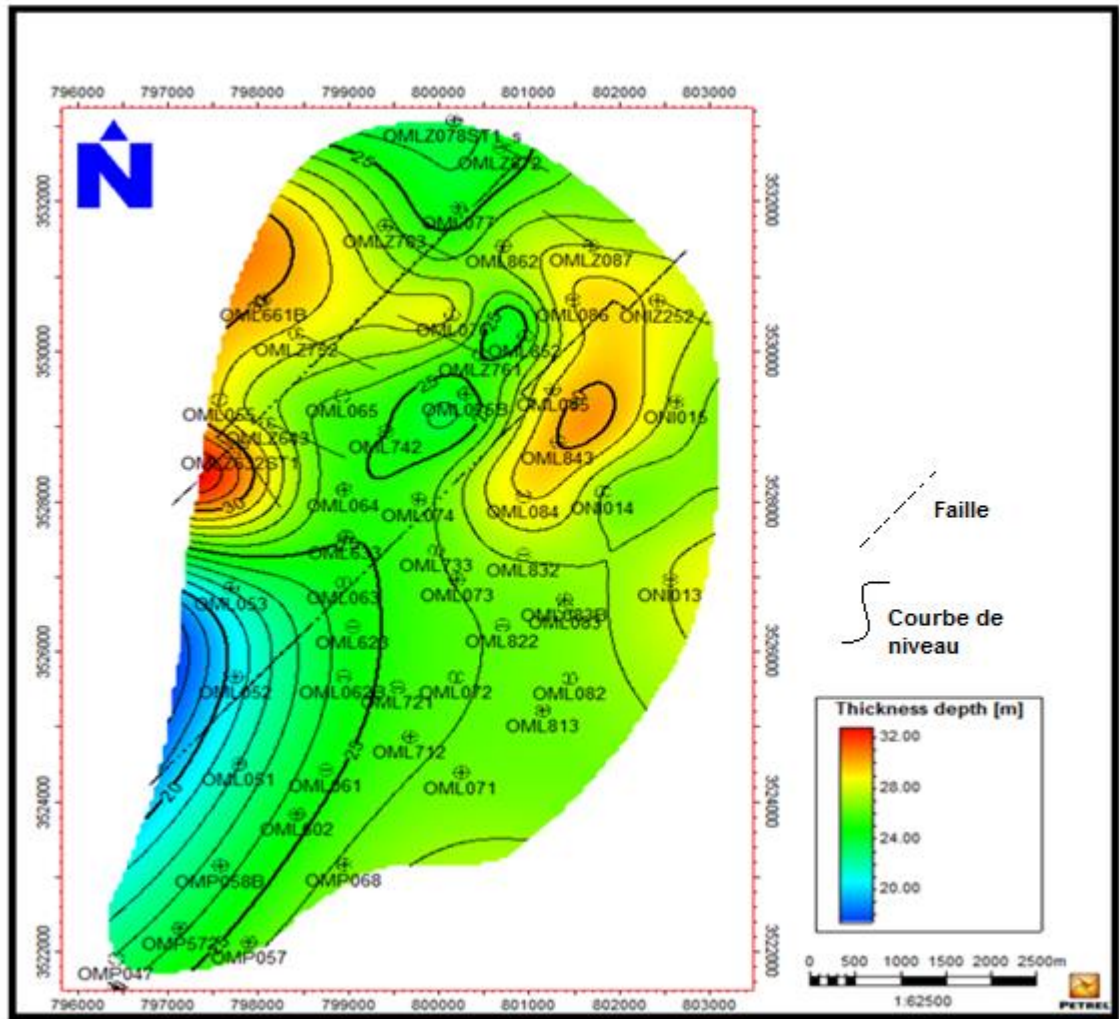


Figure 2. 4. Carte en isopaque d'ID.

La partie Sud est partiellement érodée, l'épaisseur de la partie Nord est variée entre (26m-24m) sauf l'entourage des puits OML661b OML843 OMLz643 qui montre une épaisseur maximale entre (30m-32m)

5. Les coupes géologiques de la zone 9

5.1 Coupe géologique du Nord-est au Sud-ouest :

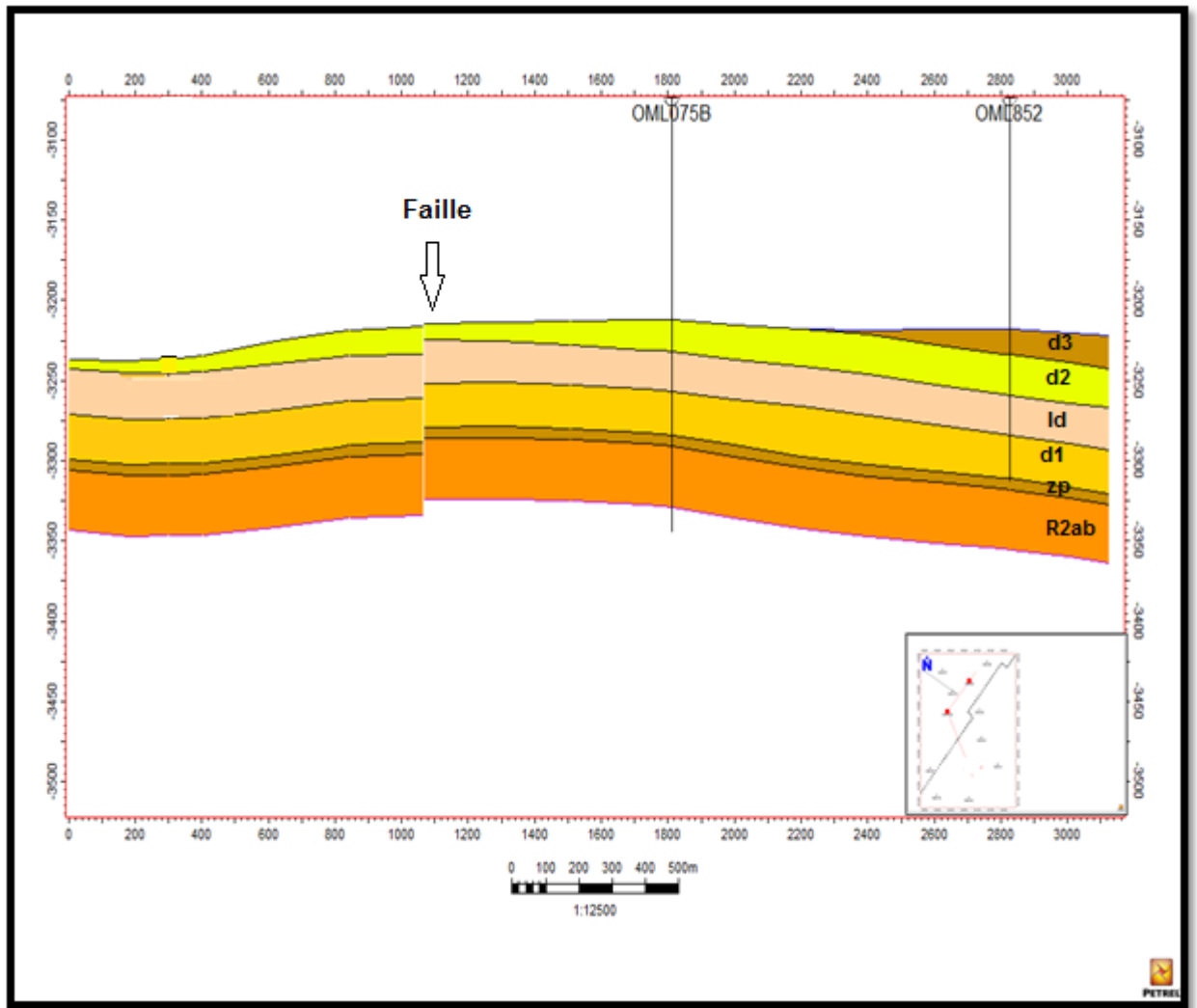


Figure 2. 5. Coupe géologique de la zone 9 du N au S.

La première coupe recoupe la zone 9 avec une direction (Nord-Sud), au nord de la zone et montre l'existence de deux blocs structuraux dans cette direction, l'érosion joue un rôle considérable au bloc sud ou' on observe l'absence totale de D3 et D4, on trouve aussi l'absence de D4 dans le bloc nord.

5.2. Coupe géologique du Nord-est au Sud-ouest :

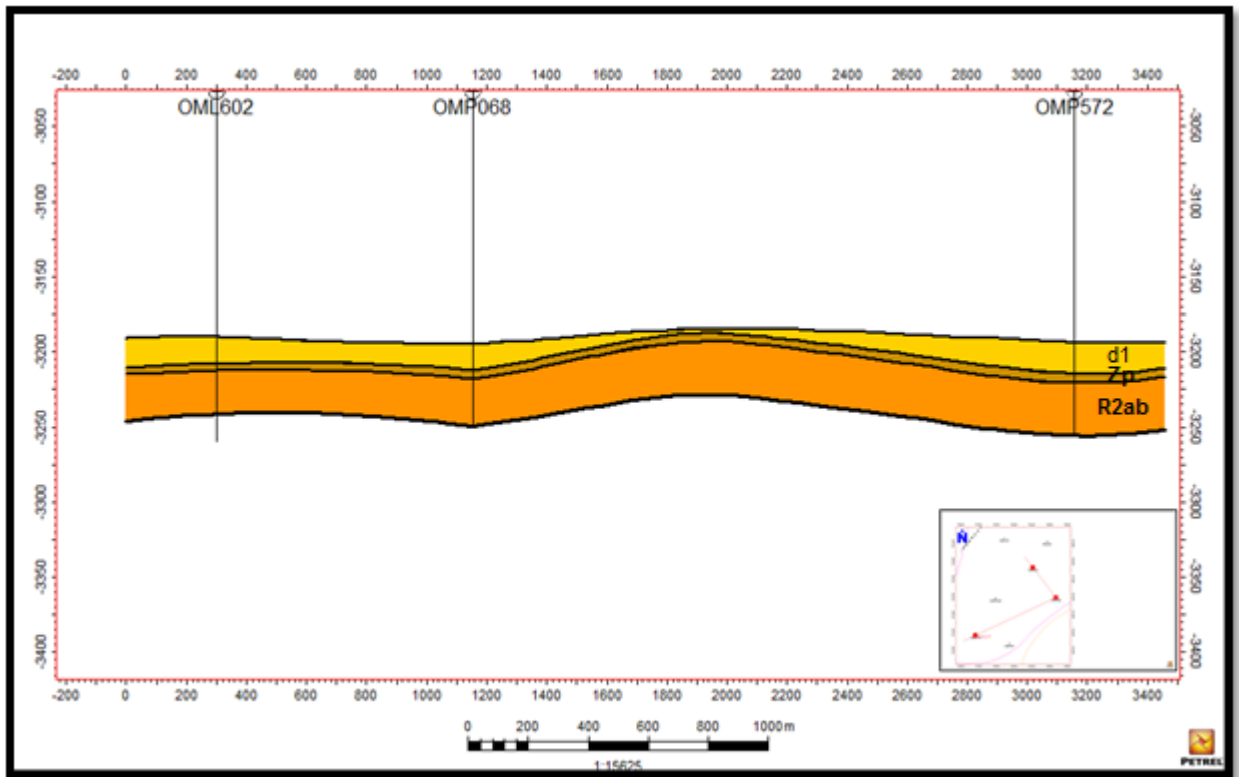


Figure 2. 6. Coupe géologique de la zone 9 du NE au SO.

La deuxième coupe située au Sud de la zone 9, recoupe les structures avec une direction (NE-SO), la coupe montre l'existence d'un seul block dans cette direction.

Les drains D4, D3, D2 sont complètement érodés. Une forme anticlinale est observée au centre de la zone.

6.2. Carte isoporosité du drain D3

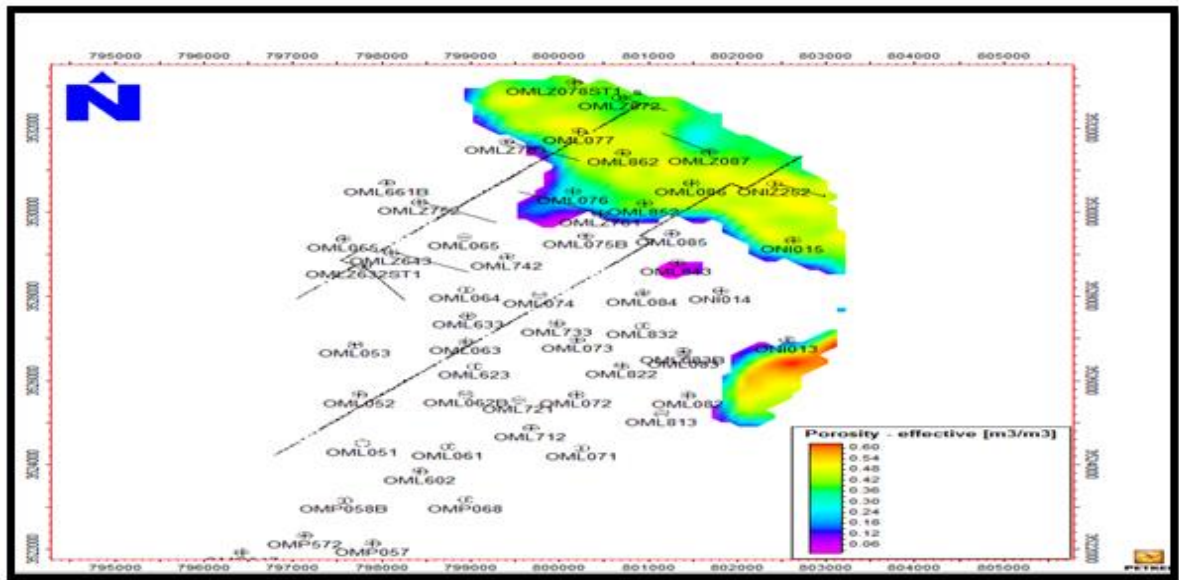


Figure 2. 8. Carte en isoporosité du drain D3.

Cette carte montre que L'érosion touche d'une façon intense le centre et la partie Sud de ce drain, le reste de la zone est caractérisé par des valeurs moyennes de porosité, une augmentation des valeurs de porosité est observée en se dirigeant vers l'Est du secteur au niveau du puits (ONI013).

7. Les cartes isoperméabilité :

7.1. Carte isoperméabilité du drain D4

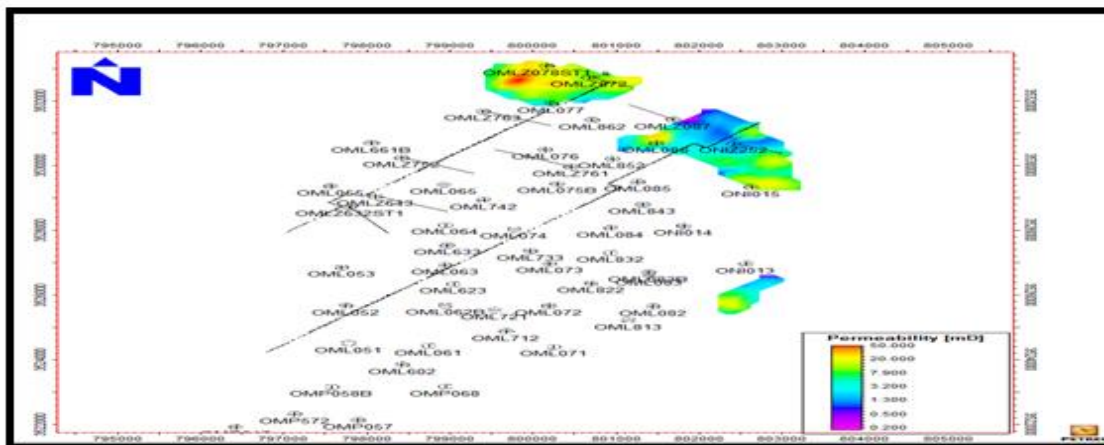


Figure 2. 12. Carte isoperméabilité du D4.

La plus grande partie du drain D4 est érodée, une très forte perméabilité est constatée au niveau du puits OMLZ078ST, le reste de drain contient des moyennes perméabilités.

7.2. Carte isoperméabilité du drain D3

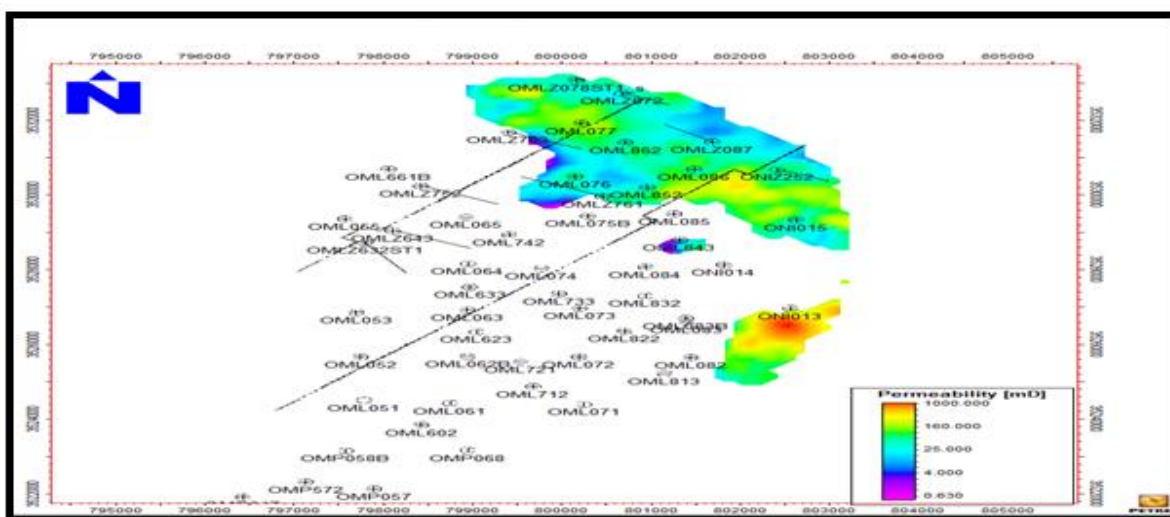


Figure 2. 13. Carte isoperméabilité du D3.

Ce drain contient une moyenne perméabilité dans la partie Nord et une très bonne perméabilité au niveau de l'ONI013.

7.3. Carte isoperméabilité du drain D2

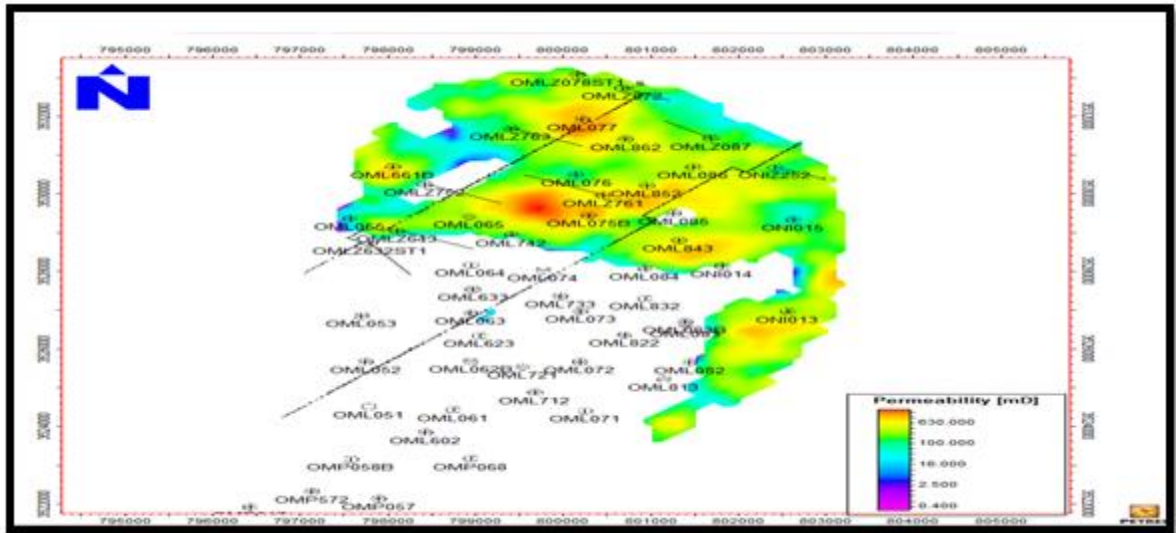


Figure 2. 14. Carte isoperméabilité du D2.

Dans ce drain La partie nord est marquée par une excellente perméabilité qui dépasse 100md, la partie sud est complètement érodée.

7.4. Carte isoperméabilité de l'inter drain ID

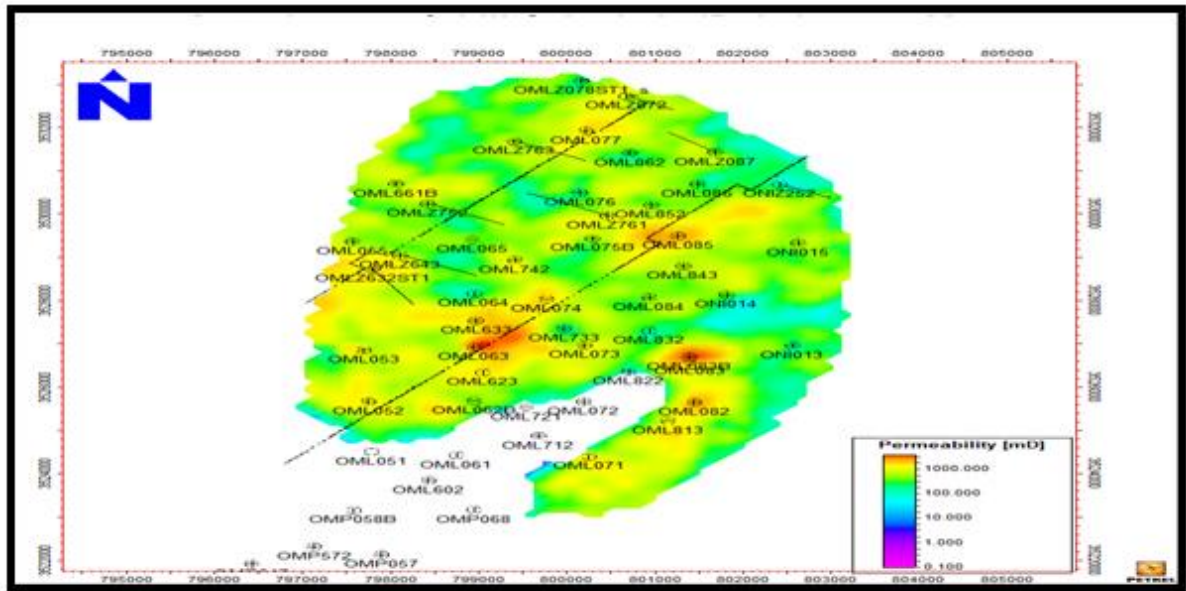


Figure 2. 15. Carte isoperméabilité de l'inter drain ID.

La perméabilité est forte et homogène au Nord et au centre du drain ID surtout au niveau des puits (OML063/OML083B/OML085), la partie sud a été complètement érodée.

Chapitre 3

Généralités sur le PLT

1. Diagraphie de production (PLT) :

L'évaluation et la caractérisation d'un réservoir consiste à mesurer plusieurs paramètres par différents enregistrements, dans ce chapitre on se base sur les diagraphies de production qui rassemblent les 4 mesures importantes pour l'analyse quantitative par lecture débit, densité et qualitative par température et pression afin de déterminer les propriétés de débit et localiser les venues de fluide dans le puits.

1.1. Définition du PLT :

Le PLT est l'ensemble des outils combinés pour exécuter les enregistrements de la diagraphie de production.

Les outils de PLT apportent un diagnostic d'information point par point sur les venues de fluides tels que l'eau, l'huile et le gaz et ils donnent une indication sur l'efficacité des perforations. Il s'impose dans les prévisions comme un outil indispensable.

1.2. Objectifs du PLT :

1.2.1. Evaluation du réservoir :

- Établissement des profils de production et d'injectivités.
- Connaissance du potentiel d'un puits et l'augmenter par la recherche des niveaux qui n'intervient pas à la production.
- Mesurer les débits de chaque zone.

1.2.2. Monitoring (traitement du puits) :

- changement du profil de la production.
- changement de débit des fluides : gaz ou eau.

1.2.3. Diagnostique les défauts qui empêchent le bon fonctionnement du puits :

- percées de gaz.
- venues d'eau.
- Cross flow.

On met en mesure les paramètres suivants : le débit la densité la température et la pression pour arriver au but. On accomplit aussi des mesures auxiliaires comme le diamètre.

Enfin on prélève des échantillons de fond pour les études P.V.T dans laboratoire.

2. Les mesures du PLT :

L'étude de l'opération du PLT est effectuée soit sur un puits soit sur un ensemble des puits. Elle permet d'obtenir les renseignements suivants :

- Les enregistrements de la vitesse d'écoulement à l'aide de la rotation de l'hélice
- Les enregistrements de la densité du fluide à l'aide de la pression différentielle et l'atténuation du Gamma Ray.
- Les mesures de la température dans le puits à l'aide de la variation des résistances
- Les mesures de la pression dans le puits à l'aide des jauges à contraintes et les jauges cristallines.

3. Le train de PLT pour écoulement polyphasique :**3.1. La tête du câble :**

La tête du câble est placée au début des équipements, elle permet de donner une connexion mécanique et électrique entre le train des outils et le câble d'enregistrement.



Figure 3. 1. La tête du câble.

Après la tête de câble, on place la chaîne des outils du PLT qui est constituée de plusieurs capteurs, parmi les lesquels :

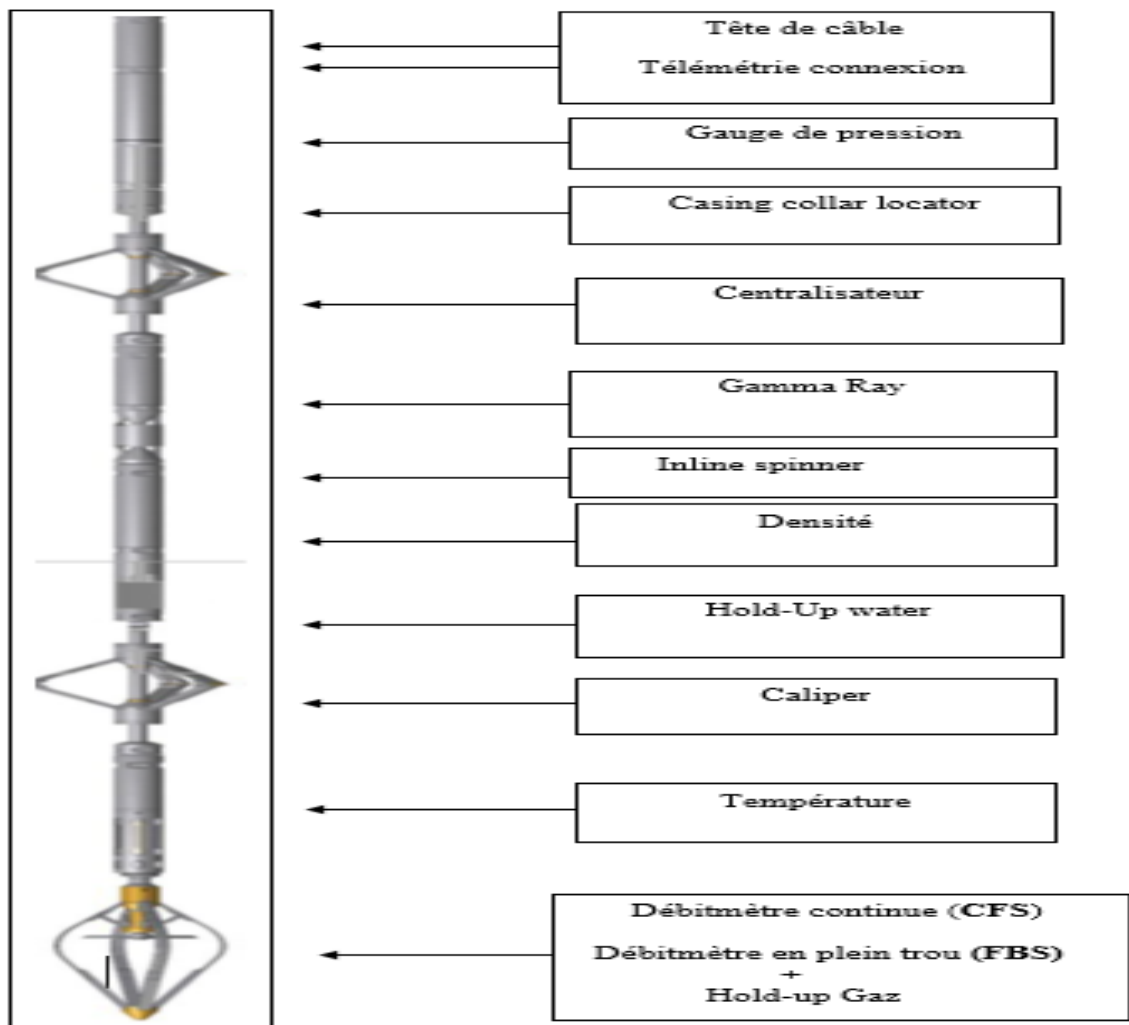


Figure 3. 2. Le Train du PLT.

3.2. La télémétrie connexion :

Elle est généralement utilisée par wireline, elle transmet les données à partir du fond de puits jusqu' au système d'acquisition en temps réel.

La télémétrie contient des multi-fiches connecteurs qui permirent la communication avec des différents outils du PLT.



Figure 3. 3. La télémétrie connexion.

3.3. Gamma ray :

L'outil Gamma ray mesure les rayons gamma naturelle émis par les formations traversés par le forage.



Figure 3. 4. L'outil Gamma ray.

Application:

- Identifier les radioactivités naturelles de la formation.
- Estimer le pourcentage d'argile.
- Les corrélations entre les sondages.

3.4. Casing Colar Locator (CCL) :

Cette diagraphie est utilisée pour positionner les joints entre les casings.



Figure 3. 5. Casing Collar Locater.

Application:

- Faire signe aux lieux endommagés dans le tubing ou tubage.
- Rassembler avec d'autres outils de diagraphie.

3.5. Mesure de débit (SPINNER) :

Le débitmètre contient une hélice très sensible, qui est en contact avec le fluide. La rotation de l'hélice génère un courant électrique mesuré par des équipements en surface (la transmission est assurée par un câble électrique) et le transforme en rotation par seconde «RPS». La valeur du RPS nous permet de déterminer la vitesse du fluide.

Le spinner est caractérisé par une vitesse critique appelée Seuil :

$$Q = V \times S \text{ (m}^3 \text{ /h)}$$

Au moindre de cette vitesse l'hélice ne peut pas tourner

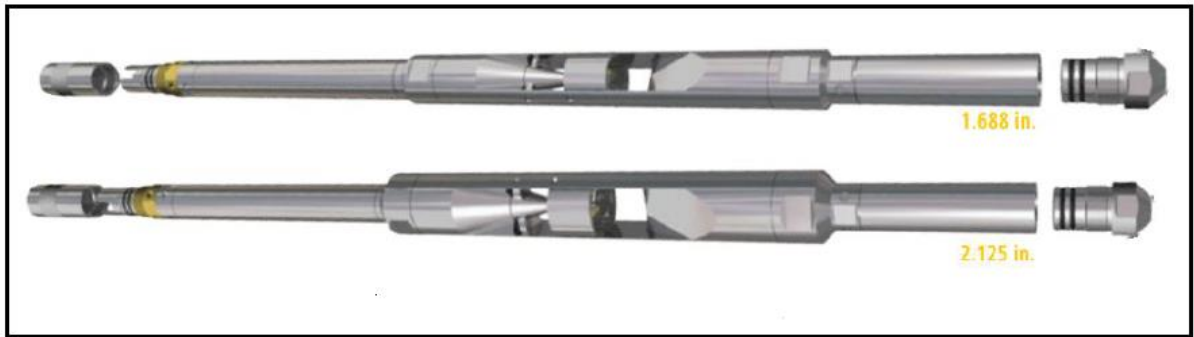


Figure 3. 6. Le débitmètre.

Application :

- La détection des zones de production.
- Détermination et évaluation du programme de stimulation.
- Etablir un bilan de débit pour la récupération secondaire.

3.6. Mesure de température (Thermomètre) :

En remonté ou en décente on mesure la température a chaque moment par la combinaison d'un thermomètre avec l'outil PLT.



Figure 3. 7. Le Thermomètre.

Application :

- Mesurer le gradient de la température.
- Détection de la nature du fluide derrière le casing.
- Détection d'entrée du gaz.

3.7. Mesure de pression (Manomètre) :

C'est la mesure de la pression le long de casing.

Application :

- La détection de très faibles variations de pression.
- La recherche des fuites dans les tubings et tubages.

3.8. Densité de fluide :

On mesure le gradient de pression différentiel des fluides dans le puits.



Figure 3. 8. L'outil Fluid Density Differential.

Application :

- Profile de production multi phase.
- Les puits de fort débit.

3.9. Diamètreur (CALIPER) :

C'est un outil qui mesure le diamètre et la forme du trou. Il peut posséder 2, 4 ou même plus extensibles bras.



Figure 3. 9. Le diamètreur.

3.10. Détecteur des gaz (Gaz Hold-up tool) :

On fait une coupe transversale après on détermine le pourcentage de chaque fluide (eau, gaz, huile) par rapport à la surface total de fluide. La mesure est binaire :

Si la lecture est égale 1 ca veut dire qu'une gouttelette d'eau passe dans le probe (Eau conducteur).

Si la lecture est égale 0 ca veut dire qu'une gouttelette d'hydrocarbure passe dans le probe (Hydrocarbure non conducteur).



Figure 3. 10. L'outil Gas Hold Up Tool.

3.11. Détecteur d'eau (Water Hold-up):

C'est un outil basé sur la différence des constantes diélectriques entre l'eau et les hydrocarbures.

Cet outil fournira des mesures correctes quand le holdup de l'eau est plus moins de 40%. La réponse d'outil, donnée comme courbe d'étalonnage, est unique et fortement non linéaire.



Figure 3. 11. Water Hold Up Tool.

Water hold-up est une mesure de fond.

Water-cut est une mesure de surface.

$$\text{Water hold-up} = \frac{\text{water area}}{\text{total}}$$

$$\text{Water-cut} = \frac{\text{volume of water}}{\text{total liquid}}$$

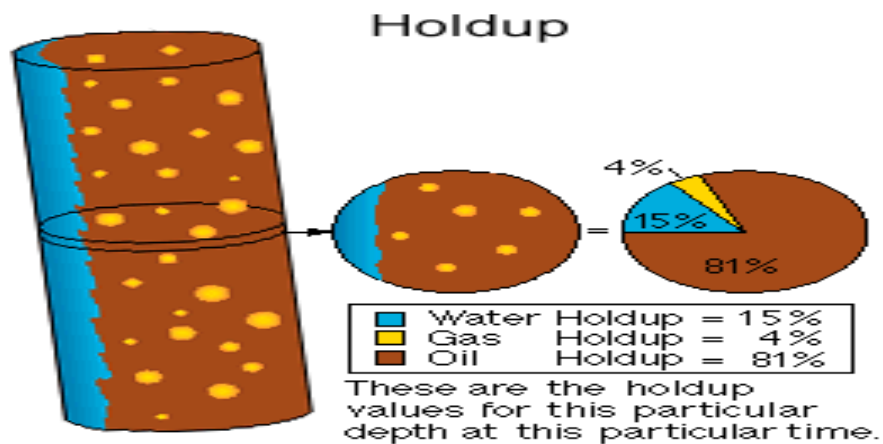


Figure 3. 12. Schéma explique le Hold-up.

Remarque :

Au cours de la production monophasique et même en injection on ne combine pas les détecteurs de gaz et d'eau.

4. Déroulement et méthode d'interprétation d'un PLT :**4.1. Montage et décente PLT :****4.2. Acquisition en puits fermé en surface :**

Faire un balayage de tous le réservoir avec une vitesse constante $v = 10\text{m/mn}$ pour les quatre passages au cours de la remonté et la descente

Le but de cet enregistrement pour déterminer les niveaux de fluide, détecter le Cross-flow, et calibration de spinner.

4.3. Les passages :

Lorsque le puits est stable, effectuer des passages d'enregistrement :

- Log Down at 10m/min from **TLI** to **BLI**.
- Log Up at 10m/min from **BLI** to **TLI**.
- Log Down at 20m/min from **TLI** to **BLI**.
- Log Up at 20m/min from **BLI** to **TLI**.
- Log Down at 30m/min from **TLI** to **BLI**.
- Log Up at 30m/min from **BLI** to **TLI**.
- Log Down at 40m/min from **TLI** to **BLI**.
- Log Up at 40m/min from **BLI** to **TLI**.

4.4. L'enregistrement :

Effectuez d'enregistrement des déférentes stations :

- 10 min d'enregistrement au-dessus de la perforation la plus haute.
- 10min d'enregistrement entre chaque zone de perforation.
- 10 min d'enregistrement sous la perforation la plus basse.

4.5. Acquisition en puits ouvert vers séparateur :

Le but pour déterminer les intervalles d'intérêt, profile de production, et les zones de production ou d'absorption.

a. Placez l'outil PLT 50 m sous les outils DST avant d'ouvrir le puits (l'outil PLT peut être levé et bloqué dans le train DST).

b. Ouvrir le puits sur choc manifold vers la Torche.

c. Faire une station pour voir la stabilité de puits.

d. Lorsque le puits est stable, faire le Passage sur séparateur et compter des débits (sur les duses fixes 24/64"-32/64"-40/64"), au même temps effectuer des passages d'enregistrement suivant pour chaque duse :

- Log Down at 10m/min from **TLI** to **BLI**.
- Log Up at 10m/min from **BLI** to **TLI**.
- Log Down at 20m/min from **TLI** to **BLI**.
- Log Up at 20m/min from **BLI** to **TLI**.
- Log Down at 30m/min from **TLI** to **BLI**.
- Log Up at 30m/min from **BLI** to **TLI**.
- Log Down at 40m/min from **TLI** to **BLI**.
- Log Up at 40m/min from **BLI** to **TLI**.

e. Effectuez d'enregistrement des différentes stations pour chaque duse :

- 10 min d'enregistrement au-dessus de la perforation le plus haut.
- 10 min d'enregistrement entre chaque zone de perforation.
- 10 min d'enregistrement sous la perforation le plus bas.

4.6. Remontée et démontage PLT.**5. Méthode d'interprétation PLT :**

On peut réaliser deux méthodes d'interprétations : Interprétation qualitative et Interprétation quantitative.

5.1. Interprétation qualitative :

Cette interprétation basé sur la qualité de l'enregistrement des outils PLT, et recherche dans les logs d'enregistrement les intervalles à stable débit, les intervalles de la production, et les zones à problèmes (cross-flow, venu d'eau, percé gaz...).

5.2. Interprétation quantitative :

Dans cette interprétation basé sur calcul le débit de chaque intervalle de perforation et leur fluide (gaz, l'eau, huile) et conclusion final de l'interprétation.

Chapitre4

*L'analyse de l'historique de
production et des données du
PLT*

1. Aperçu sur le logiciel OFM:

OFM (**Oil Field Manager**) est logiciel d'analyse des réservoirs offrant un plan de surveillance de la production et de puissants outils de prévision de cette dernière pour gérer et améliorer les performances des gisements de pétrole et de gaz tout au long de leur cycle de vie.

OFM fournit une interface intuitive pour voir, modifier, et analyser la production et les données du réservoir. OFM permet la détection précoce des problèmes de production et leur cause, permettant aux ingénieurs de gérer plusieurs puits en moins de temps et produire ainsi à plein régime.

Parmi les tâches qui peuvent être exécutées à l'aide de l'OFM, on peut citer :

- Visualiser, relier et analyser les données de réservoir et de production avec des outils complets, y compris les cartes interactives avec les tendances de production, graphiques à bulles, parcelles de diagnostic.
- L'analyse des courbes de déclin.
- Déterminer les réserves d'huiles et de gaz produites en surface.
- Suivre l'historique des puits producteurs et de ceux injecteurs.
- Effectuer des analyses complexes pour des complétions individuelles ou multiples, un champ entier, ou plusieurs champs.

L'OFM (Oil Field Manager) est un software qui permet l'analyse des paramètres de production des puits. On l'a utilisé en première partie comme outil de base pour tracer la courbe de production et la courbe de déclin des puits.

En utilisant la courbe de production mensuelle de puits, on a filtrée les données pour avoir Juste la courbe de déclin à analyser.

3. Historique de production et d'injection des puits étudiés :

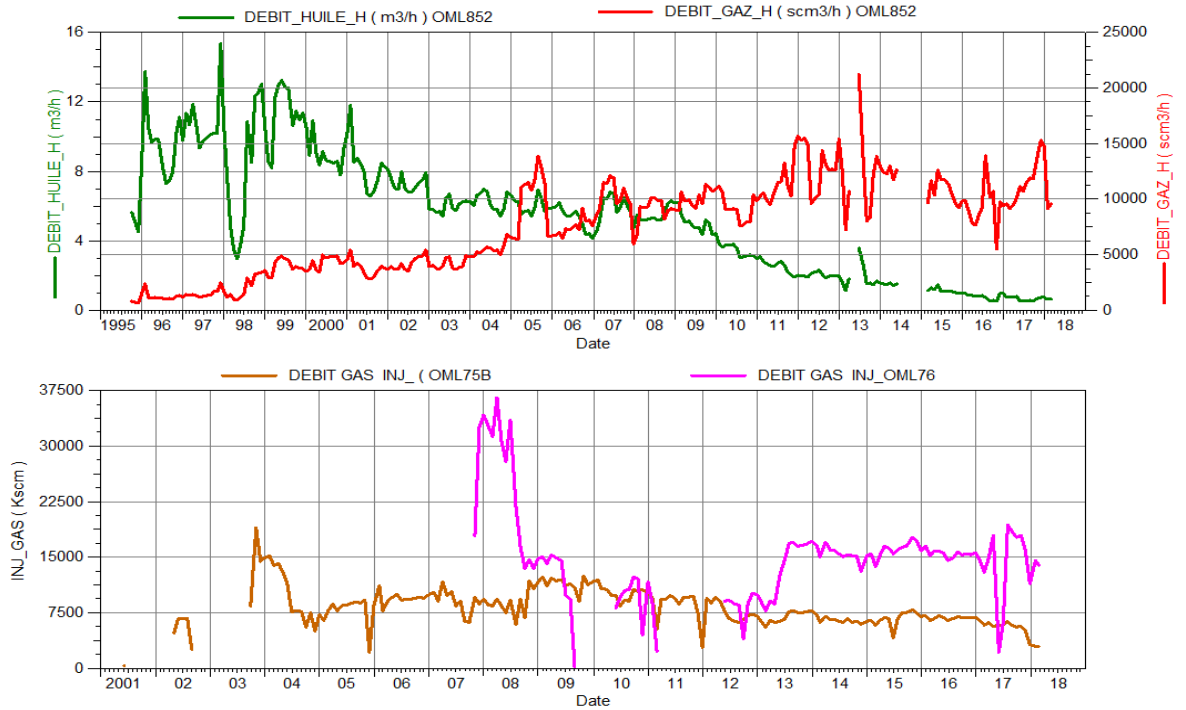


Figure 4. 5. Historique de la production et de l'injection.

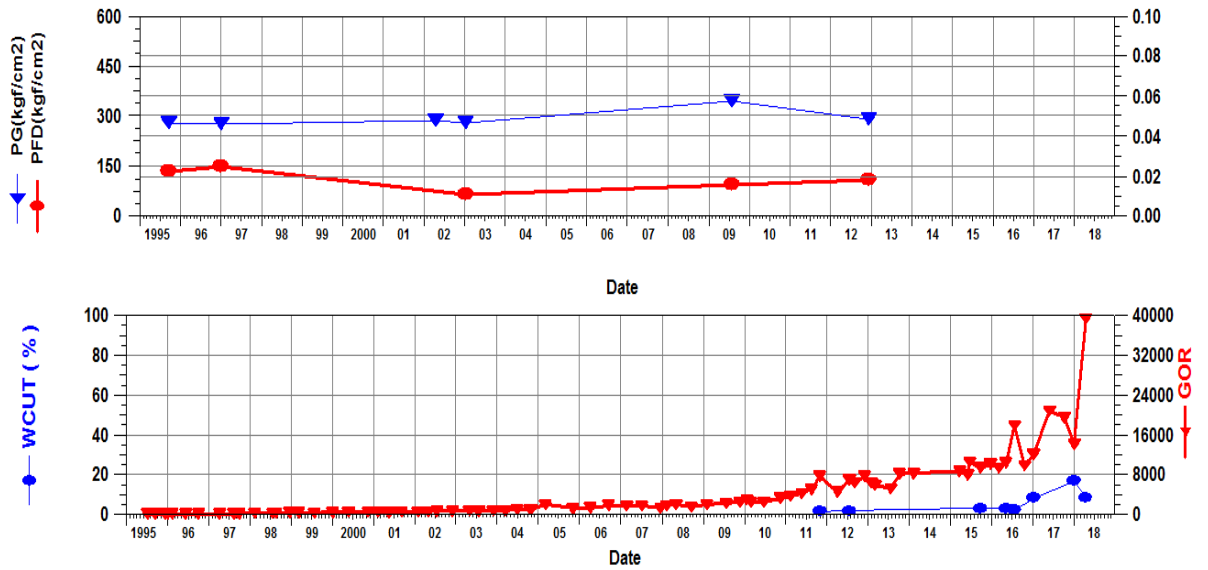


Figure 4. 6. Evolution de PG /PF/Wcut / GOR.

Le puits OML852 a été mis en production en 1995 avec un débit d'huile moyen de 10 m³/h ; la période entre 1995 et 2003 est caractérisé par la récupération naturelle en absence de puits injecteurs dans la cellule d'étude.

En 2003 ; le puits OML75b a été converti en injecteur de gaz avec pour objectif de maintenir la production, la période entre 2003 et 2007 est caractérisé par la récupération assistée sous l'effet de l'injection de ce puits avec une production de gaz très importante.

La mise en injection du puits injecteur de gaz OML76 dans le même secteur a causé une chute brutale du débit d'huile sur le puits OML852 ; le débit de gaz produit ne cesse d'augmenter comme le montre le graphe traduit par l'augmentation de la valeur du GOR.

L'interprétation précédente nous a permis de conclure que l'injection du gaz avait un effet négatif sur le puits OML852 surtout après la mis en injection du deuxième puits injecteur ; la quantité de gaz injecté était trop élevée.

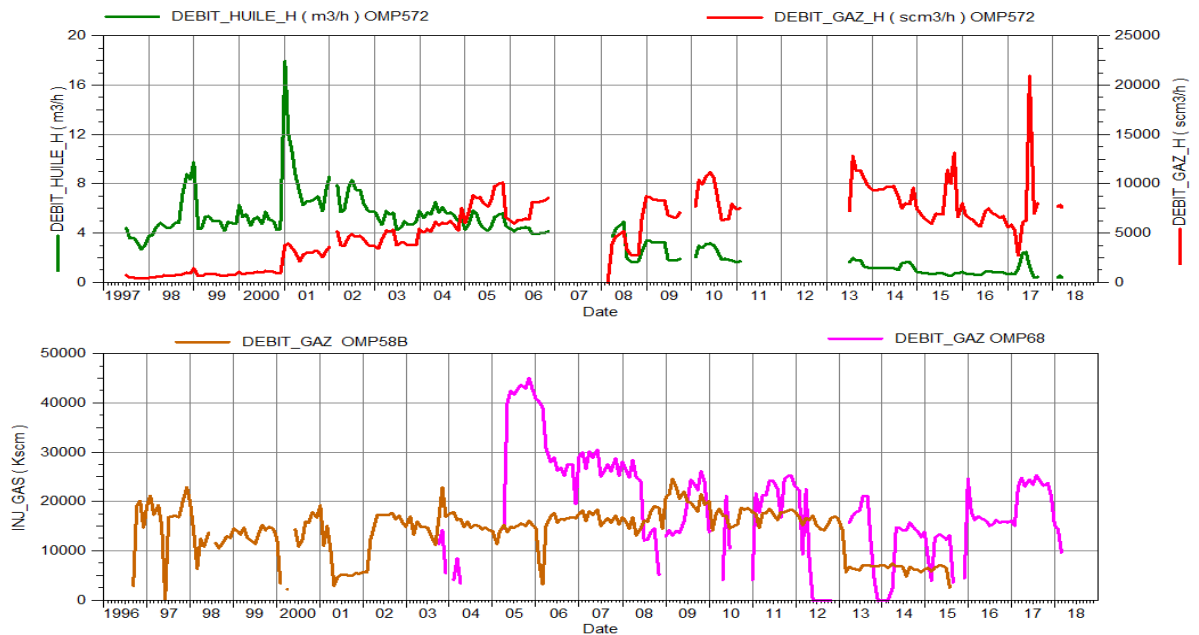


Figure 4. 7.Historique de la production et de l'injection.

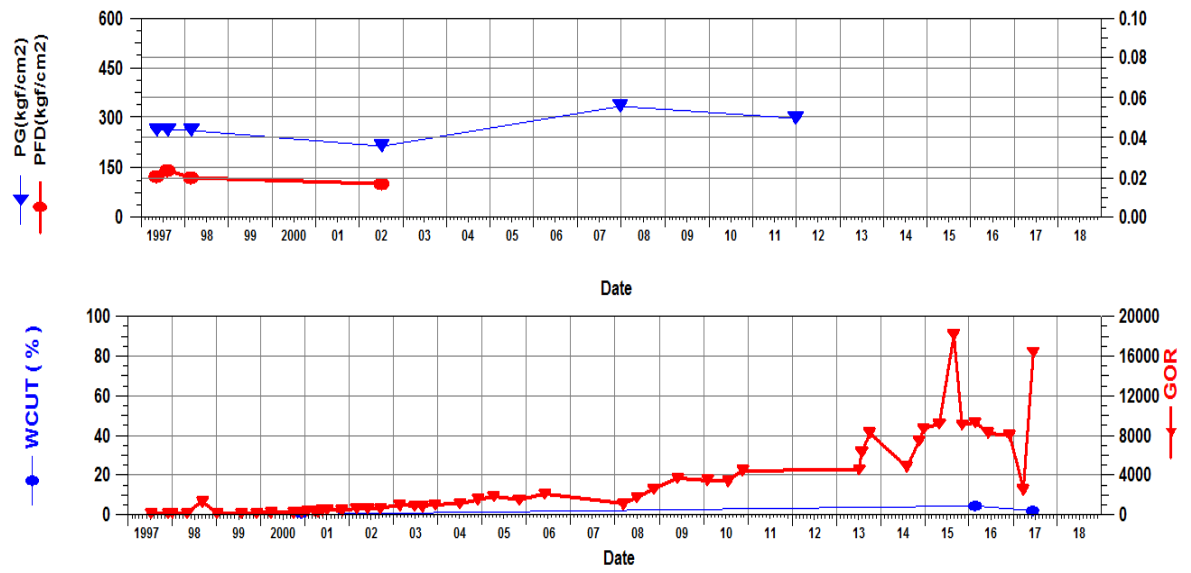


Figure 4. 8. Evolution de PG /PF/Wcut / GOR.

Le puits OMP572 a été mis en production en 1997 avec un débit d'huile moyen de 5 m³/h ; la période entre 1997 et 2003 est caractérisé par la récupération assistée sous l'effet de l'injection du puits injecteur de gaz OMP58b.

En 2003 ; un autre puits injecteur de gaz OMP68 a été mis en injection avec pour objectif de maintenir la pression de gisement dans le secteur et augmenter la production.

L'effet de l'injection de ce dernier sur le puits producteur d'huile OMP572 a été négatif, le débit produit de gaz ne cesse d'augmenter comme le montre le graphe, traduit par l'augmentation de la valeur du GOR.

L'interprétation précédente nous a permis de conclure que l'influence du deuxième puits injecteur de gaz a été négative sur le puits OMP572. La quantité de gaz injecté était trop élevée.

A partir de l'interprétation de ces graphes on a vu que le débit d'huile a chuté après la mise en place des puits injecteurs dans les cellules choisies .cela signifie que l'injection a une mauvaise influence sur la production. On peut expliquer cette chute par :

- la mobilité de gaz peut empêcher l'huile de s'écouler vers la surface.
- la variation des paramètres thermodynamiques du gaz et d'huile peut provoquer les dépôts des asphaltènes.

4. Les rapports de PLT :

4.1. Interprétation des résultats du PLT (puits OML852) : [3]

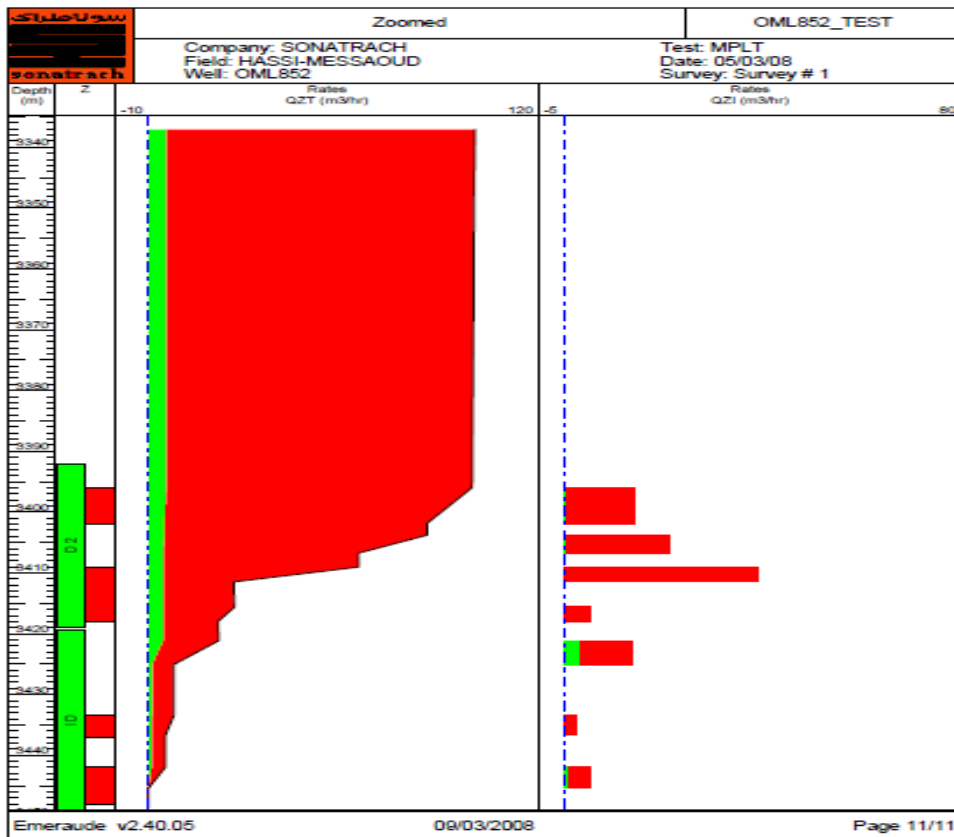



Figure 4. 9. Les enregistrements du PLT dans le puits OML852.

Tableau 4. 1. Contribution par phase.

Zones m	Qw res. m3/hr	Qo res. m3/hr	Qg res. m3/hr	
3396.0-3401.9	0.00	0.58	13.39	
3403.8-3406.8	0.00	0.37	20.98	
3409.0-3411.5	0.00	1.93E-2	38.92	
3415.6-3418.0	0.00	9.91E-3	5.08	
3421.2-3425.1	0.00	3.46	10.35	
3433.5-3436.7	0.00	0.12	2.48	
3442.0-3445.4	0.00	1.05	4.12	

Le but de cette opération est de localiser la percée de gaz et établir un profil de production.

L'enregistrement est d'une qualité moyenne du a l'instabilité de la production durant l'opération visible surtout sur les courbes de pression et de température.

Le calipper montre un endommagement très important du liner dans l'intervalle 3420-3430m, confirmé par une légère production visible sur la courbe du débitmètre.

L'interprétation quantitative du MPLT montre la répartition de la production selon le tableau ci-dessous.

Tableau 4. 2. Répartition de la production par l'interprétation quantitative.

Perforations		Zones de production	Oil m3/hr	% Oil	Gaz m3/hr	% Gaz
3396.00	3402.00	3396.00 - 3402.00	0.46	10.31%	1112.82	14.05%
Non Perforée		3403.80 - 3406.80	0.30000	6.72%	1718.10	21.69%
3409.00	3418.00	3409.00 - 3411.50	0.00814	0.18%	3142.92	39.68%
		3415.60 - 3418.00	0.00482	0.11%	401.31	5.07%
Non Perforée		3421.20 - 3425.10	2.75000	61.64%	979.64	12.37%
3433.50	3437.00	3433.50 - 3437.00	0.09820	2.20%	196.28	2.48%
3442.00	3448.00	3442.00 - 3445.50	0.84000	18.83%	369.60	4.67%
Total			4.46116	100.00%	7920.68	100.00%

Les zones représentées en couleur jaune, sont des zones non perforées qui produisent à travers les ouvertures (fissures) du liner décelées par le calipper.

Cet endommagement est probablement causé par la fracturation hydraulique réalisée sur ce puits.

4.2. Interprétation des résultats du PLT (Puits OMP57) : [4]

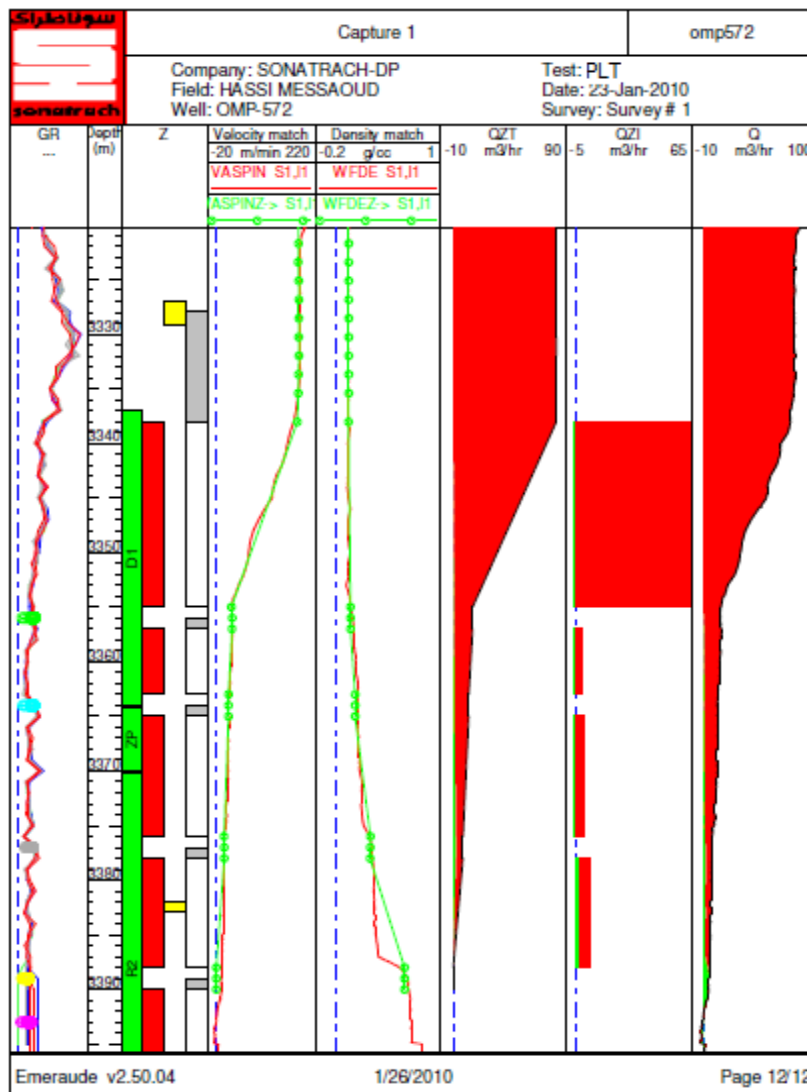


Figure 4. 10. Les enregistrements du PLT dans le puits OMP572.

Tableau 4. 3. contribution par phase.

Zones m	Qw res. m ³ /hr	Qo res. m ³ /hr	Qg res. m ³ /hr	Legend
3338.0-3355.0	0.00	-0.73	67.54	■ O ■ G
3357.0-3363.0	0.00	-0.53	3.74	
3365.0-3376.0	0.00	-0.91	5.52	
3378.0-3388.0	0.00	2.23	5.59	
3390.0-3398.0	0.00	0.00	0.00	

L'interprétation quantitative du PLT a montré que le puits ne produit presque que du gaz avec une très faible quantité d'huile (négligeable), comme suit;

3388-3378m ;

8% du gaz (correspond au milieu de R2)

3376-3365m ;

8% du gaz (correspond au top de R2 et ZP)

3363-3357m ;

4% du gaz (correspond a la partie inferieur de D1).

3355-3338m ;

80% du gaz (correspond au a la partie supérieur D1).

NB; l'intervalle perforé 3395-3390m ne donne aucune production (huile stagnante).

*Conclusion et
recommandations*

Conclusion Générale et Recommandations

A travers notre étude des cartes géologique, des données de PLT et des résultats d'analyse de l'historique de la production, nous pouvons déduire que l'effet de l'injection des puits injecteurs OML75, OML76, OMP68 et OMP58B était néfaste sur les deux puits producteurs OML852 et OMP572 dans la zone 9.

Et à la fin de ce travail et pour éviter ce genre des problèmes nous recommandons de :

- ❖ Prévoir un casing patch en face des perfos qui produisent une quantité importante de gaz pour bloquer les venues de gaz.
- ❖ Reprendre les puits producteurs en short radius.
- ❖ Diminuer la quantité de gaz injecté.
- ❖ Fermer les puits injecteurs.
- ❖ Mettre des puits en gaz Lift si nécessaire.
- ❖ Faire un PLT dans tous les puits.

Références bibliographique

Livre :

[1]. Desbrand,R.,1982.Diagraphies dans les sondages .Edition Technique.

Rapports :

[2]. Documentation de Group Expro. 2002. Production LoggingTools

[3]. Documentation de Sonatrach DP. 2008. Département géologie (service diagraphies).

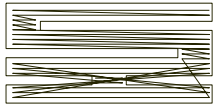
[4]. Documentation de Sonatrach DP. 2010. Département géologie (service diagraphies).

[5]. Documentation de Sonatrach DP. Département technique de puits (service essai de puits 2016).

[6].Documentation de Sonatrach DP.2008.Département géologie (service diagraphies).

[7]. Documentation de Sonatrach DOE. 2017. Département de l'évaluation de réservoir. Rapport d'interprétation PLT de puits, Juin 2017.

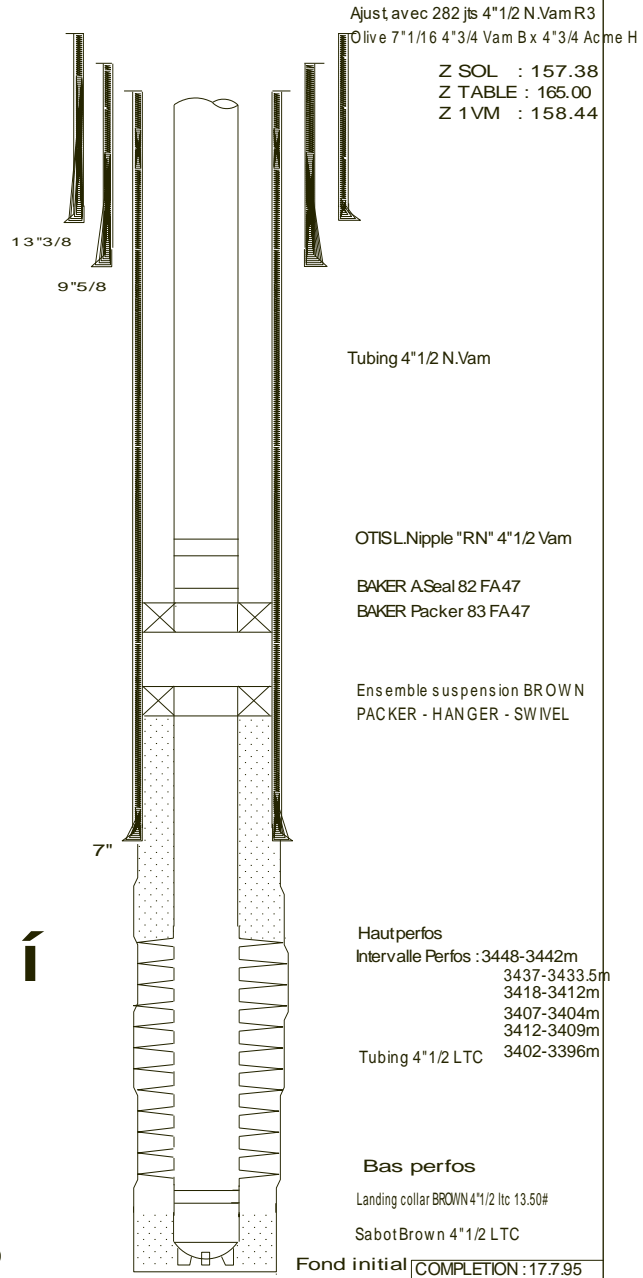
Annexes



**SONATRACH
DIVISION PRODUCTION
REGION HASSI-MESSAOUD
D.E.P**

COMPLETION 4"1/2 NEW VAM ANCRE | OML 852

M M		COTES	
OD	ID	ELEC/MM	SOND/TR
			396.00
			2333.00
114.30 122.00	99.57 96.39		
126.20	87.78	3329.40	3335.46
139.60 144.10	103.20 101.60	3340.74 3341.64	3346.80 3347.70
		3342.94	3349.00
			3392.00
114.30 122.00	99.57 96.39		
127.00	100.00	3468.14 3469.14	3474.00 3475.00



Fiche technique de puits OML852.

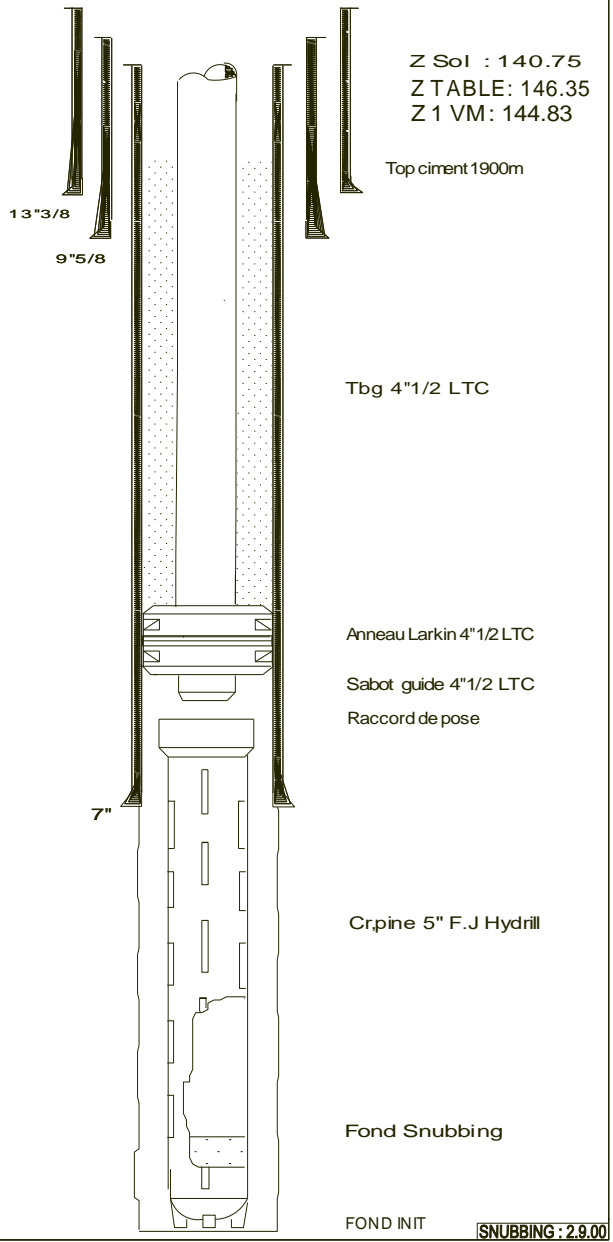


**SONATRACH
DIVISION PRODUCTION
REGION HASSI-MESSAOUD
D.E.P**

COMPLETION 4"1/2 LTC CIMENTE

OML 75

M M		COTES	
OD	ID	ELECMM	SOND/TR
			255.50
			2479.00
114.30	99.57		
122.00	96.39		
		3341.20	3345.30
		3342.40	3346.50
138.00	106.00	3345.40	3349.50
			3363.00
177.80	154.79		
127.00	108.60		
		3393.59	
		3395.40	3399.80



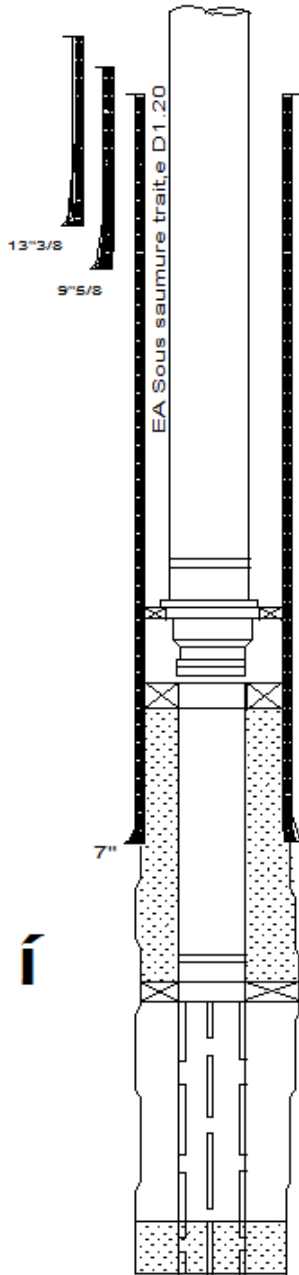
Fiche technique de puits OML75.



**SONATRACH
DIVISION PRODUCTION
REGION HASSI-MESSAOUD
D.E.P**

COMPLETION 4"1/2 NEW VAM ANCREE OML 76

M M		COTES	
OD	ID	ELE C/VM	SOND/TR
			253.00
			2341.00
114.30	99.57		
122.00	96.39		
126.20	93.67	3217.78	3217.53
139.60	103.20	3227.66	3227.41
144.10	101.80	3228.56	3228.31
		3231.06	3230.81
126.20	87.78	3233.12	3232.87
		3233.75	3233.50
		3234.25	3234.00
114.30	99.57		
122.00	96.39		
			3275.00
		3369.36	3369.11
114.30	99.57		
		3432.85	3432.60
		3437.25	3437.00



Olive CIW Taraud, e 4"1/2NV B, x 4"3/4 Acme H
Ajust avec 230 Jts +3PJ2.07+256+346 m4"1/2NV
Csg 7" Coup. ... 11.6Cm
Tbg Head 11" 5M x 7"1/16 10M (CIW)
Adapteur CIW 7"1/16 x 4"1/16 10M
1re VM + 2me VM (CIW) 4"1/16 10M
Croix 4"1/16 x 4"1/16 10 000
*ET Tbg Head/Partie sup de la gorge non test, suite 7" Coup/11.50m

Z SOL : 146.00
Z TABLE : 151.60
Z 1VM : 146.95
H.T : 5.60m

*METT 7" (anomalies 797-832m, 2500-2525m)
*Test EA 4"1/2" ... 2500psi ok-Test EA 7" x 9"5/8 ... 1500psi ok
*Test EA 9"5/8 x 13"3/8 N.gatif

Tbg 4"1/2NV P110 13.5# R2
Pds train:56T(Saum D1.05)-CS:6370#-test:7000psi

OTIS L.Nipple "R" 4"1/2NV L:0.41m
Hallib Ratch Latch 4"1/2New Vam L:0.90m
Hallib TWR 7" 32-38# (Comp:20T)
1 Millout Extension 5"Vam L:1.6m
1 Red 4"1/2NV M x 5"Vam F L:0.21m
1 Pup Joint 4"1/2NV N80 L:1.85m
OTIS L.Nipple "RN" 4"1/2NV L:0.41m
Sabot Guide 4"1/2Vam L:0.22m
Ensemble suspension Baker 4"1/2LTC
Swivel-Liner Hanger-Liner Packer

Tubing 4"1/2 LTC (14 Jts L=135.6m)

Landing Collar 4"1/2 LTC

Anneau Larkin 4"1/2 LTC

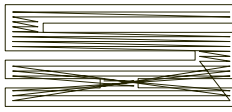
Cr. pin, 4"1/2 LTC (7Jts L=82.5m)

Fond Actuel

Fond initial

WORK OVER: 2007.10

Fiche technique de puits OML76.



**SONATRACH
DIVISION PRODUCTION
REGION HASSI-MESSAOUD
D.E.P**

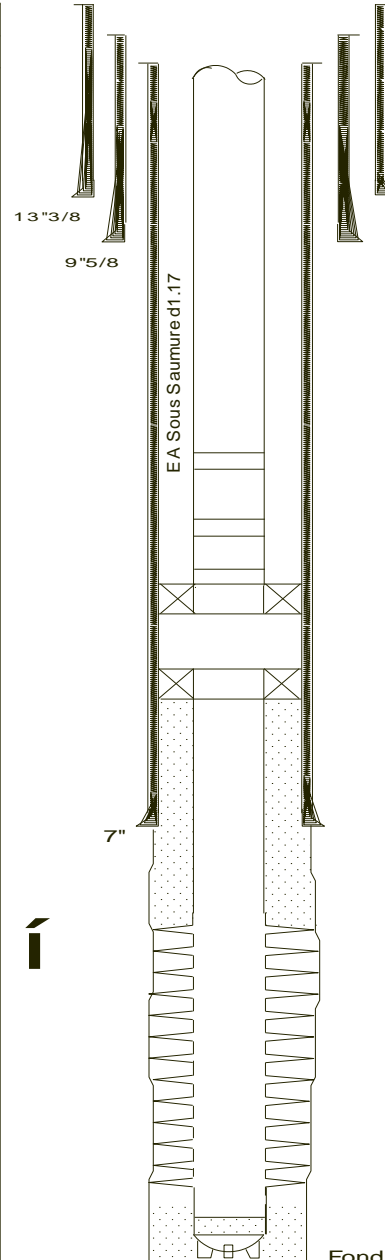
COMPLETION 3"1/2 NEW VAM ANCRE

OMP572

X : 825 500,06
Y : 133 299,71

Clive Crown 7"1/16 Taraud, e 3"1/2 V B x 4"1/4 Acme H
Ajustage avec 341 Jts + 3RJ(3+1+1) 3"1/2 NV
Tbg Head Crown 4" X 3" 5000
Adapteur Crown 6" x 3" 5000
Croix Goujonne 3" x 3"
1.re VM + 2.me VM + VC + VL 3"5M Crown
Porte Duse réglable CIW 3"5000

M M		COTES	
OD	ID	ELECMM	SOND/TR
			506.00
			2289.00
88.9 96.4	76.00 72.8		
98.20	69.85	3251.00	3258.39
98.00	66.90	3260.97	3268.37
127.00	76.80	3271.00	3278.40
144.10	101.60	3271.60	3279.00
		3272.60	3280.00
			3325.00
114.30 122.00	99.57 96.39		
127.00	100.00	3385.00 3398.60 3399.60	3406.00 3407.00



Z SOL : 135.06
Z TABLE : 142.71
Z 1VM : 136.22
H T : 7.65m

Tubing 3"1/2 N.Vam 920#
Pds Train : 45T

OTISL Nipple "X" 3"1/2 Vam

OTISL Nipple "XN" 3"1/2 N.Vam

BAKER A. Seal 80 - 40
BAKER Packer 83 F1 40
(Compression-16T)

Ensemble suspension BR OWIN2 V
PACKER - HANGER - SWIVEL

Hautperfos

Tubing 4"1/2 LTC (10 Jts L=125.75m)

Bas perfos

Fond Snubbing

Sabot Brown 4"1/2 LTC

Fond initial **SNUBBING : 01.11.09**

Fiche technique de puits OMP572.

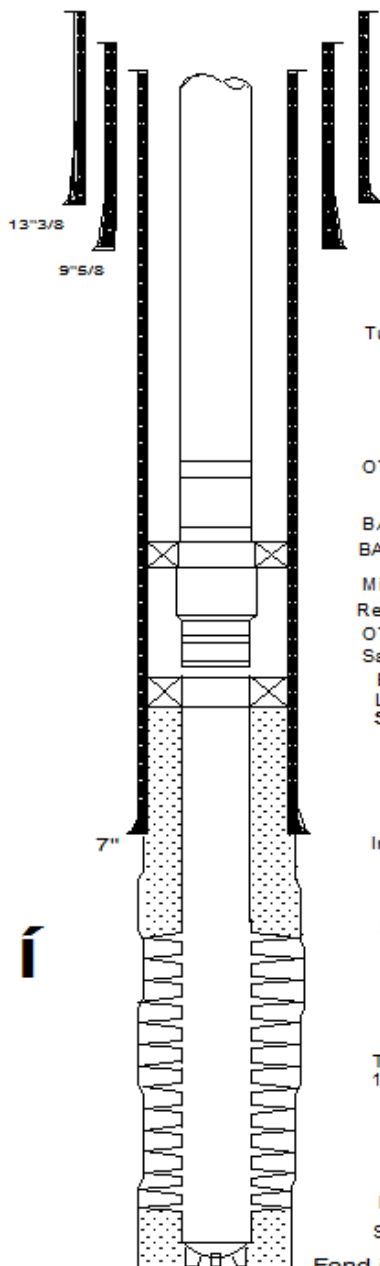


**SONATRACH
DIVISION PRODUCTION
REGION HASSI-MESSAOUD
D.E.P**

COMPLETION 4"1/2 NEW VAM ANCRE | OMP58B

Olive 7"1/16 Filet, 4"1/2 N.Vam B x 4"3/4 Acme H
Ajust, avec 389 Jts 4"1/2 +3 PU 4"1/2 .

M M		COTES	
OD	ID	ELEC/VM	SOND/TR
			514.00
			2307.00
114.30	99.57		
122.00	96.39		
		3180.86	3183.27
126.20	93.67		
139.60	103.20	3192.13	3195.43
144.10	101.60	3193.02	3196.33
127.00	108.61		
141.00	99.90	3195.27	3198.58
126.20	87.78	3195.80	3199.11
126.00	100.00	3196.69	3200.00
		3197.69	3201.00
			3270.00
114.30	99.57		
122.00	96.39		
		3406.74	3410.00
127.00	100.00	3407.74	3411.00



Z SOL : 139.87
Z TABLE : 147.52
Z 1VM : 141.21

Tubing 4"1/2 New Vam

OTIS L.Nipple "R" 4"1/2 Vam

BAKER A.Seal 82 FA 47
BAKER Packer 83 FAB 47(Comp-10)

Millout Extension 5" Vam M x M
Red 5" Vam F x 4"1/2 Vam M
OTIS L.Nipple "RN" 4"1/2 Vam
Sabot Guide 4"1/2 Vam

Ensemble Suspension Baker 4"1/2 Vam
Liner Packer-Liner Hanger "Hyflo3"
Swivel "I"

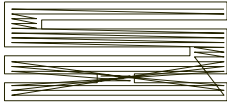
Alpha Jet 2"3/4 6St/ft
Intervalle Perfos 3340-3377m
3402-3395m
3395-3389m
Haut perfos 3389-3383m
3383-3377m

Tubing 4"1/2 N.Vam
18 Tubing 4"1/2 L=210.05m

Bas perfos
Sabot Guide "K" 4"1/2 N.Vam

Fond initial COMPLETION : 25.3.96

Fiche technique de puits OML58.



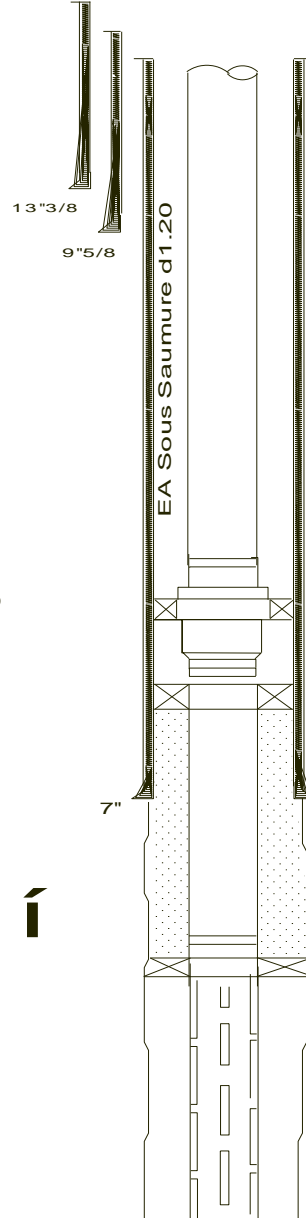
**SONATRACH
DIVISION PRODUCTION
REGION HASSI-MESSAOUD
D.E.P**

COMPLETION 4"1/2 NEW VAM ANCRE OMP 68

X : 827 801.188
Y : 140 003.094

Olive 7"1/16 CIW 4"1/2NV b x 4"3/4 Acme H
Ajust avec 337 Jts 4"1/2NVP110 13.5#

M M		COTES	
OD	ID	ELEC/M	SOND/TR
			240.00
			2303.00
114.30	99.57		
122.00	96.39		
126.20	93.20	3182.90	3190.90
139.60	103.20	3192.70	3200.70
144.10	101.60	3193.60	3201.60
126.20	87.78	3198.35	3206.35
		3199.00	3207.00
		3200.00	3208.00
114.30	99.57	3246.00	3254.00
122.00	96.39		
		3323.22	3331.22
		3328.15	3336.15
		3369.00	3377.00



Csg 7" Coup... 108mm
Tbg Head CIW 11" 5M x 4"1/16 10M
Adapteur CIW 7"1/16 x 4"1/16 10 000
1.re VM + 2.me VM (CIW) 4"1/16 10M
Vanne Curage + Vanne Latérale 4"1/16 10M(CIW)
Croix Goujonne 4"1/16 x 4"1/16 10M
Z SOL : 132.15
Z TABLE : 139.16
Z 1VM : 132.84
H.T : 7.10
Zone : 9

METT Csg 7" (RAS)
Test EA 7" x 9 5/8 ... 1200psi ok-Test EA 9 5/8 x 13 3/8 ok
Test Csg 7" ... 2500psi ok

Tbg 4"1/2 NV P110 13.5# R2
Pds train:66T(Saum D1.05)-CS:6370#-test:7000psi

OTIS L.Nipple "R" 4"1/2 Vam L0.40m
Hallib Ratch Latch 4"1/2 New Vam L:0.9m
Hallib Packer TWR 7" 23-32# (Comp:20T)
1 Millout Extension 5" Vam L:1.87m
1 Red 4"1/2NV x 5" Vam L:0.4m
1 Pup Joint 4"1/2NV L:1.6m
OTIS L.Nipple "RN" 4"1/2NV L:0.45m
Sabot guide 4"1/2NV L:0.20m
TIW Ensemble suspension
Liner Packer TIW
Liner Hanger TIW
Swivel TIW

Tbg 4"1/2 LTC (13 Jts L=123.71m)

Larking Collar 4"1/2 LTC

Anneau Larkin 4"1/2 LTC

Cr.pin, 4"1/2 LTC (5Jts L=41.9m)

Fond Initial WORK OVER: 25.02.10

Fiche technique de puits OML68.

Résumé

Résumé

Dans ce travail nous nous sommes intéressés à évaluer l'effet d'injection de gaz dans la zone 9 à HMD. Pour réaliser cet objectif on a fait une modélisation géologique de la zone, ensuite on a analysé les données de PLT qui ont pour but d'étudier l'origine et les causes de la percée de gaz. Les résultats obtenus montrent que les drains D1 et D2 produisent plus du gaz que les autres.

On a pris comme cas d'étude deux puits producteurs le premier situé au nord et le deuxième au sud de la zone. L'analyse de l'historique de production de ces deux puits montre que la production n'a pas augmenté malgré l'implantation des puits injecteurs dans les cellules étudiées.

Mots clés : Injection de gaz, Modélisation, PLT, Code OFM, Code Pétrel.

Summary

In this work we were interested to evaluate the gas injection in the zone 9, and to achieve our objective we did a geological modeling of the zone, after this step we analyzed the data of PLT which is made to locate the intervals that produce the gas, the results obtained show that the D1 and D2 drains produce more quantity of gas

We took two production wells as a case study, the first located in the north and the second in the south of the zone. The analysis of the production history of these two wells shows that the production did not increase after having implanted wells injectors in the cells studied.

ملخص

في هذا العمل كنا مهتمين بتقييم عملية حقن الغاز في المنطقة 9 ولانجاز هذه الدراسة قمنا بعمل نمذجة جيولوجية للمنطقة, ثم قمنا بتحليل نتائج تسجيل "الدياغرافي للإنتاج" لتحديد المناطق المنتجة للغاز بكثرة, تظهر النتائج التي تم الحصول عليها أن الأجزاء D1 و D2 تنتج الغاز بكميات أكبر من نظيراتها.

قمنا بأخذ بئري إنتاج كعينة, يقع الأول في الشمال والثاني في جنوب المنطقة. يبين تحليل تاريخ الإنتاج الخاص بهذين البئرين أن الإنتاج لم يزد بعد زرع أبار حقن في المنطقة المدروسة.