

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 Professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie Des Hydrocarbures

THEME

**L'optimisation de la production de puits work over par le
technique short radius dans le champ Hassi Messaoud
« zone 1B »**

Présenté par

**OUDDANE TOUFIK
GHIABA RACHID
TOUMI NASREDDINE**

Soutenu publiquement le

Devant le jury :

Président :	M. BOUTRIKA Rabah	M.C. B Univ. Ouargla
Promoteur :	M. DRAOUI Abdelmalek	M. A. A Univ. Ouargla
Examineur :	M. ZATOUT Merzouk	M. C. B Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2018/2019

Remerciements

Mes spirituelles gratitudes s'adresse au tout puissant ; à Allah.

**nous tiens à remercier tout d'abord Mr «Draoui Abdelmalek», d'avoir accepté de m'encadrer, de m'avoir guidé tout au long de l'élaboration de nos travail, et aussi sa gentillesse, sa compréhension, la pertinence de Ses orientations et pour ses encouragements.*

**nous remercions également les membres de jury pour avoir accepté de lire et d'évaluer ce travail.*

**nous tiens à remercier tout spécialement tous les enseignantes
Qui m'ont enseigné
Pour finir, nous remercions de tout cœur tous mes amis, et toutes les personnes qui ont su m'écouter et me conseiller et qui m'ont aidé pour préparer ce mémoire.
Merci infiniment*

Nassro & Rachid & Toufik

Liste des figures

Figure.1: localisation de bassin de l'Oued Mya et le champ de Hassi Messoud.....	6
Figure.2: Coupe structurale de l'anticlinal de Hassi Messaoud	8
Figure.3: Carte des Zones Champ de HMD avec modèle de failles (Sonatrach, <i>doc.indét</i>)	9
Figure.4: le principe de forage en rotary (Aliane et <i>al</i> , 2016)	19
Figure.5 : représente les différentes phases de forage et tubages.....	19
Figure.6 : forage horizontale.....	20
Figure.7 : classification des forages Horizontales (Sonatrach, <i>doc inédit</i> ,2000)	23
Figure.8: Choix de l'azimut par rapport à l'anisotropie (Kh/Kv) (Aliane et <i>al</i> , 2016) ...	25
Figure .9: Architecture d'un puits en Short Radius ((Sonatrach, <i>doc inédit</i> ,2000)	26
Figure.10: Système Moteur-LWD "Geo-steerable" avec mesures avancées.....	35
Figure.11: Localisation de la Zone 1B (Sonatrach, <i>doc inédit</i> , 2000)	39
Figure.12 : représente l'implantation de puits MD306.....	40
Figure.13 : Carte structurale au toit de D4.....	42
Figure.14 : coupe géologique de direction NW-SE	43
Figure.15 : Log composite	44
Figure.16 : Carte de perméabilité de D4.....	45
Figure.17 : Carte de porosité de D4.....	46
Figure.18: Profile de puits MD306 avant Short radius.....	47
Figure.19 : Nouveau profil verticale du puits MD306.....	49
Figure.20: Nouveau profil en plan du puits MD306	49

Liste des tableaux

Chapitre II : Méthodes et Matériels

Tableau.1: Equipements spécifiques pour la réalisation d'un puits en SR.....	27
Tableau.2: Phases et garnitures de réalisation d'un puits en Short Radius.....	31

Chapitre III : Résultat et discussion de l'application de Short Radius

Tableau.3: Les formations traversées	41
Tableau.4 : les données pétrophysique des drains.....	45
Tableau.5 : les objectifs du repris en Short radius.	47

Sommaire

Introduction générale	2
Chapitre I : Généralité	
1. Contexte générale Bassin d'Oued Mya	5
2. Contexte générale Champ de Hassi Messaoud	7
2.1. Aspect structurale	7
2.2. Aspect stratigraphiques:	9
2.2.1. Socle cristallin de précambrien:	9
2.2.2. Infracambrien :	9
2.2.3. Paléozoïque.....	10
2.2.3.1 .Cambrien	10
a. Litho-zone R3 :	10
b. Litho-zone R2 :	10
c. Litho-zone Ra :	10
d. Litho-zone Ri :	10
2.2.3.2. Ordovicien :	10
a. Zone d'alternance :	10
b. Argiles d'El-Gassi :	11
c. Grès d'EL Atchane :	11
d. Quartzites de Hamra :	11
2.2.4. Mésozoïque :	11
2.2.4.1. Trias :	11
a. Trias gréseux:	11
b. Trias argileux :	11
c. Trias salifère :	11
2.2.4.2. Jurassique:	11
a. Lias :	12
b. Dogger :	12
c. Malm :	12
2.2.4.3. Crétacé :	12
a. Néocomien.....	12
b. Barremien:	12

c. Aptien :	12
d. Albien :	13
e. Cénomaniens :	13
f. Turonien :	13
g. Sénonien :	13
2.2.5. Cénozoïque :	13
a. Eocène :	13
b. Mio-paléocène :	13
2.3. Aspect pétrolière:	13
2.3.1. La Roche mère:	13
2.3.2. La Roche couverture:	14
2.3.3. Les Pièges:	14
a. Pièges structuraux:	14
b. Pièges stratigraphiques:	14
c. Pièges mixtes:	14
2.3.4 Migration des hydrocarbures:	14

Chapitre II: Matériels Et Méthodes

1. Introduction sur les techniques de forage pétrolier:	17
2. Le Forage horizontale:	18
2.1. Application des forages horizontale:	19
2.1.1. Réservoirs fracturés:	20
2.1.2. Réservoirs multicouches:	20
2.1.3. Réservoirs à basse perméabilité:	20
2.1.4. Formations non consolidées (contrôle des sables):	20
2.1.5. Coning de gaz et de l'eau:	20
2.2. Classification des forages horizontaux:	20
2.2.1. Long radius:	20
2.2.2. Medium radius:	21
2.2.3. Short radius:	21
3. Les puits en short radius de Hassi Messaoud:	23
3.1. Historique de short radius :	23
3.2. L'intérêt de short radius en Hassi Messaoud :	23
3.3. La Sélection (puits / drain / azimuth) :	23

3.3.1. Sélection des puits:	23
3.3.2. Choix des drains:	23
3.3.3. Choix de l'azimut:	24
a. L'anisotropie (kv/kh)	24
b. Influence des contraintes.....	24
3.3.4. Architecture d'un short radius.....	25
4. Les équipements utilisés dans la technique Short Radius:	26
5. Les Phases et garnitures d'un puits en Short Radius.....	29
6. Equipements de mesure:	32
6.1. Outils de mesures en temps différé:	33
6.2. Outils de mesures en temps réel.....	33
6.2. 1. MWD (Measurement While Drilling) et LWD (Logging While Drilling).....	34

Chapitre III: Résultat et discussion de l'application de Short Radius

1. Historique de puits MD306	37
2. Localisation de zone 1B	37
3. Position de puits MD306	38
4. Les données géologiques et pétro-physiques du puits reprise	39
4.1. Les données géologiques	39
4.2. Aspect structural	40
4.3. Caractéristiques Pétro-physiques	42
4.3.1. la Perméabilité	44
4.3.2. La porosité.....	44
4.4. Determination Du Plan D'eau	45
5. Critère de choix de shorts radius:	45
6. Les objectifs ciblés de la reprise de short radius	46
7. Reprise de short radius	46
8. Application du programme de la reprise du puits en short radius.....	49
8.1. Préparations du puits.....	49
8.2. La reprise proprement dite.....	49
9. Conclusion	51
Conclusion générale	53

Introduction

Générale

Introduction Générale

Le forage pétrolier est un ouvrage d'exploitation des hydrocarbures qui s'appuie sur un ensemble de principes, hérités de la longue expérience de cette industrie, mise à jour régulièrement, pour une meilleure récupération des hydrocarbures. L'ensemble des opérations permettant d'atteindre les roches poreuses et perméables du sous-sol, susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux. L'implantation d'un forage pétrolier est décidée à la suite des études géologiques et géophysiques effectuées sur un bassin sédimentaire.

Après plusieurs années de production, la pression du gisement et les réserves en place ont considérablement chuté. La quantité des hydrocarbures restant piégés dans des niveaux dont la récupération demande des études très poussées et des techniques de haute précision demeurant inexploitable. Short Radius est une nouvelle technique de la reprise des puits, elle s'applique surtout aux puits secs, bouché et abandonnés ou à faibles productions. Cela consiste à traverser les intervalles contenant encore des hydrocarbures horizontalement en évitant les zones de mauvaises caractéristiques pétro-physiques. Cette technique a été appliquée pour la première fois en Algérie au champ de Hassi Messaoud. Le premier puits repris est le MD 218 en 1995. Elle s'applique surtout aux puits secs ou peu producteurs localisés.

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie, et subdivisé en 25 zones. La zone 1B est l'un des zones située à l'extrémité Ouest du gisement de Hassi Messaoud, comporte 66 puits forés dans le réservoir cambro-ordovicienne (Ra+Ri).

Le but de ce modeste travail est la reprise de puits MD306 par la réalisation de la technique de short radius et leur étapes pour améliorer la production par un drainage adéquat de ce puits.

Ce travail comporte une introduction générale, trois chapitres et une conclusion générale.

Chapitre 1 :

Consacré pour une présentation générale de la région d'étude ; le cadre géographique, géologique régional et locale du bassin d'Oued Mya. et représentation géographique et géologique du champ de Hassi Messaoud.

Chapitre 2 :

Dans ce chapitre on cite les différents matériels, les et les méthodes réalisées dans le technique short radius.

Chapitre 3 :

Consacré pour montre les Résultat et discussion de l'application de Short Radius dans la zone 1B exemple le puits de MD306.

Chapitre I: Généralités

1. Contexte générale Bassin d'Oued Mya :

Le bassin d'Oued Mya est situé au nord de la plate-forme saharienne et à environ 600 km au sud d'Alger (Fig.1). Il fait partie des bassins les plus riches d'Algérie et renferme plusieurs gisements d'huile et de gaz dans les grès du Trias (WEC, 2007) qui constituent le principal objectif pétrolier. Le gisement géant de Hassi R'mel renferme du gaz à condensat avec un anneau d'huile et les champs de Berkaoui, Benkahla et Guellala renferme de l'huile. Plusieurs autres découvertes d'huile ont été faites dans le bassin, principalement dans les grès du Trias, mais aussi dans des grès quartzitiques de l'Ordovicien et des grès du Dévonien inférieur.

Le bassin est limité par le haut fond de Djemaa Touggourt au nord, le bassin du Mouydir au sud, le haut structural d'Amguid-Messaoud à l'est, et la voûte d'Allal à l'ouest.

Le bassin de l'Oued Mya est un bassin intra-cratonique dans lequel se développent les séries types de la province triasique : une mince section moi-pliocène (0 à 400 m) et une épaisse série mésozoïque pouvant dépasser 4 000 m. Cette dernière s'épaissit vers le NE du bassin et repose en discordance angulaire sur des formations paléozoïques fortement affectées par l'érosion hercynienne (WEC, 2007)

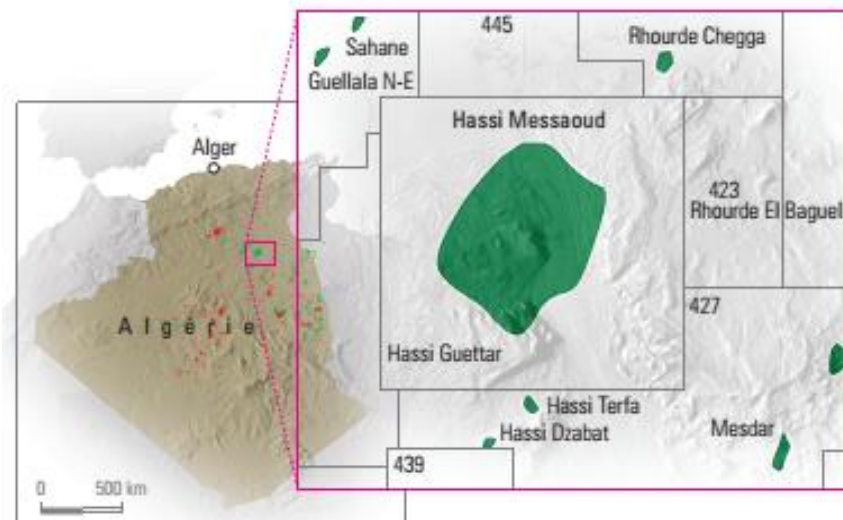
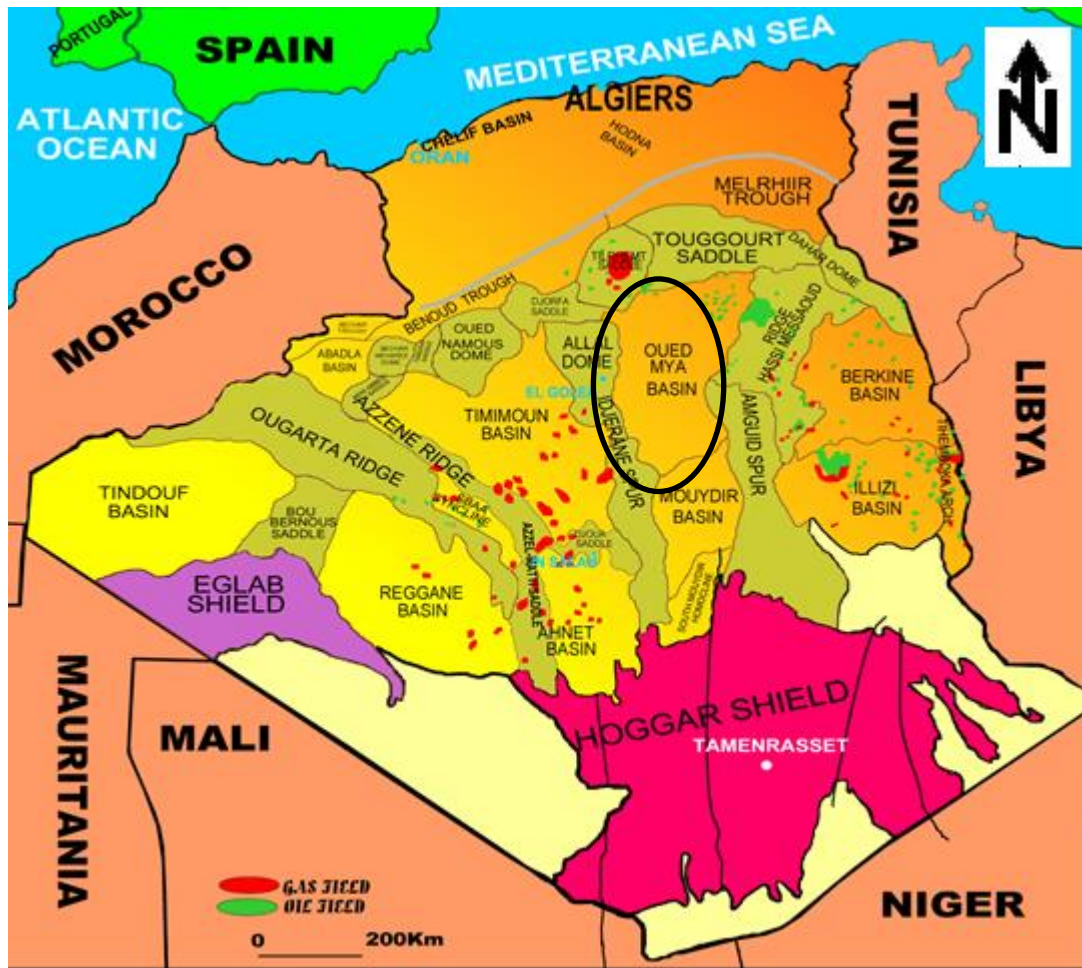


Figure.1: localisation de bassin de l'Oued Mya et le champ de Hassi Messaoud

2. Contexte générale Champ de Hassi Messaoud :

Le champ de Hassi Messaoud est situé à environ 850 km au Sud-est d'Alger, à 280km au Sud-est du gisement du gaz de Hassi R'Mel et à 350km à l'Ouest de la frontière Tunisienne, Il s'étend sur une superficie de 2500 Km². Il est limité au Nord par Touggourt et au sud par Gassi-Touilet à l'ouest par Ouargla, et à l'est par EL Bourma (Fig.1) Il se localise, en Coordonnées Lambert (**LSA**) entre :

X = [790.000 - 840.000] Est,

Y = [110.000 - 150.000] Nord.

Le champ de Hassi Messaoud est limité :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès.

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa Superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie. Il est limité:

- Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla tels Guellala, 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

2.1. Aspect structurale :

La structuration du champ de Hassi Messaoud est fortement complexe à analyser est difficile à cerner du fait de ses dimensions et des phénomènes tectoniques et surtout l'interférence entre sa structure proprement dite et l'érosion hercynienne se superposant aux conditions de dépôts des grés cambro-ordoviciens.

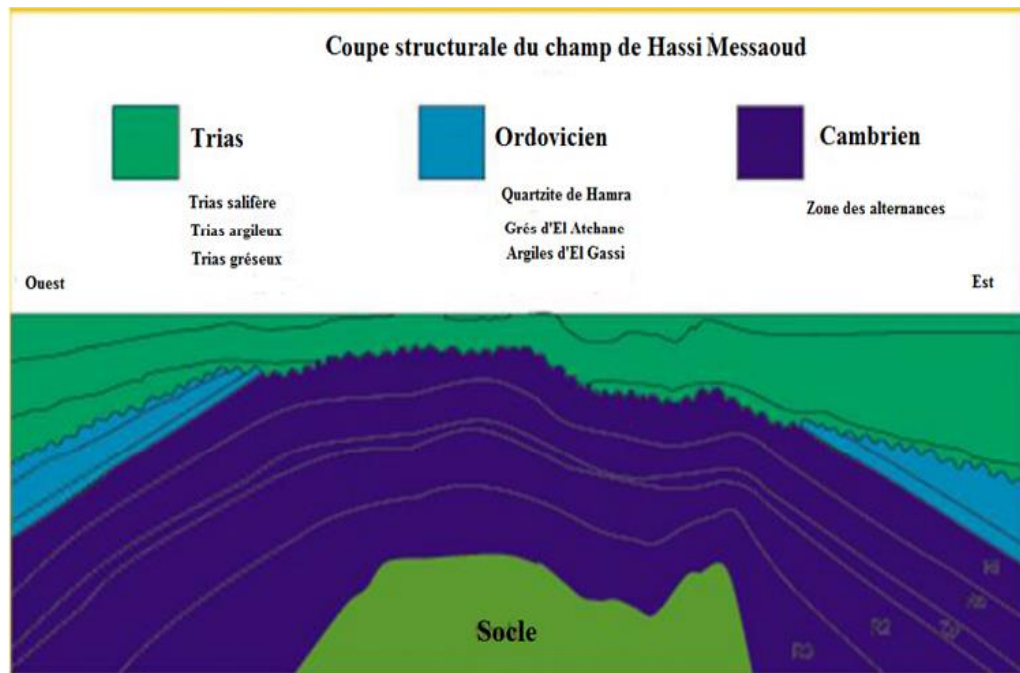


Figure.2: Coupe structurale de l'anticlinal de Hassi Messaoud

Le paléo-mole de Hassi Messaoud présente une topographie très marquée soumise à l'érosion pendant une très longue période qui à :

- Fait disparaître les unités supérieures des réservoirs dans les parties les plus hautes au centre de gisement ;
- Largement entaillé les réservoirs par le creusement de vallées profondes et étroites à la faveur des failles majeures. Ces zones topographiquement basses sont remplies par des roches volcaniques.
- Le gisement est intensément compartimenté par des réseaux de failles très complexes les directions sont :
 - Nord Est-Sud-Ouest à Nord Nord Est - Sud Sud Ouest par les failles régionales (échelle du champ) ;
 - Est-Ouest, Ouest Nord-Ouest -Est Sud Est, Nord Nord Ouest – Sud, Sud Est pour les failles de plus faibles échelle. (Sonatrach, *doc.indét*)

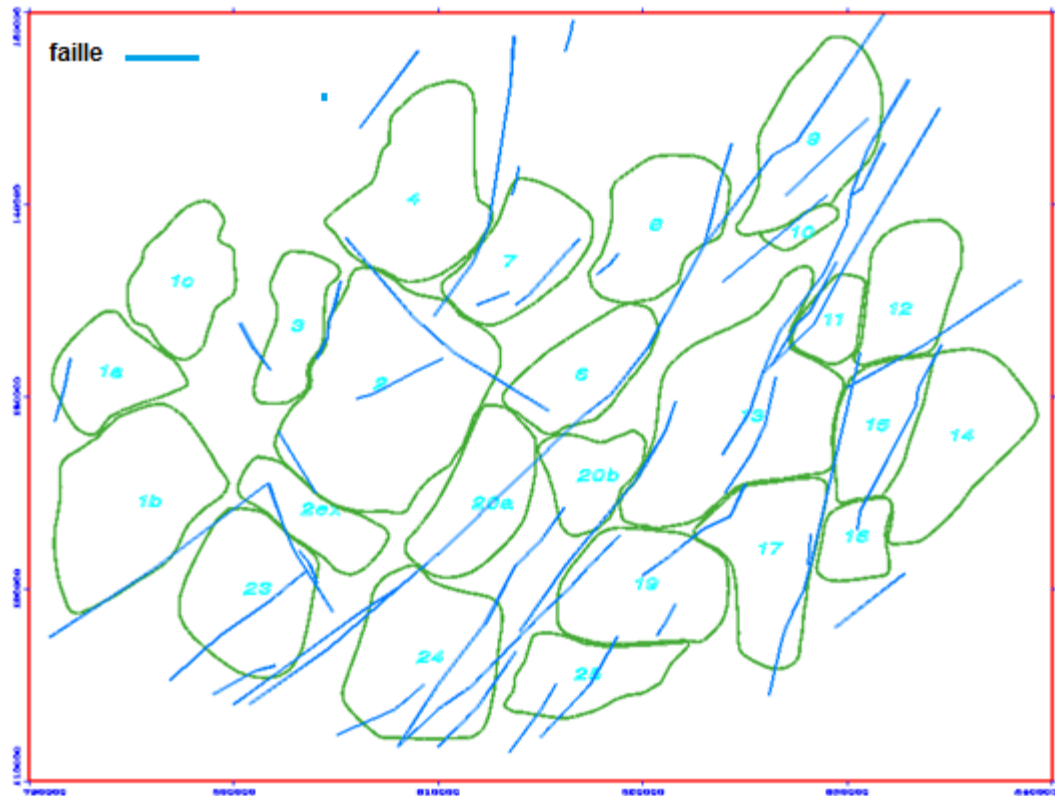


Figure.3: Carte des Zones Champ de HMD avec modèle de failles (Sonatrach, *doc.indét*)

2.2. Aperçus stratigraphiques :

Sur la dorsale de Hassi Messaoud une bonne partie de la série stratigraphique est absente. Ce sont des dépôts du paléozoïque reposant sur un socle granitique (WEC, 2007), 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 :

2.2.1 Socle cristallin de précambrien:

Rencontré aux environs de 4000 mètres de profondeur, il est formé essentiellement de granite porphyroïde rose.

2.2.2. Infracambrien :

C'est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée dans les forages de la région, notamment au Nord de la structure. Il est constitué de grés argileux rouges.

2.2.3. Paléozoïque:

Les formations ordoviciennes ne sont présentes que sur la périphérie du champ ou elles ont subi une érosion différentielle.

2.2.3.1. Cambrien:

Essentiellement constitué par des grés hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés par des passées de siltstones argileux, micacés. On y distingue quatre (04) litho-zones Ra, Ri, R2 et R3.

a. Litho-zone R3 :

Son épaisseur moyenne est de 370m. Il se compose de grés feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grés ferrugineux et d'argiles silteuses.

b. Litho-zone R2 :

Il est d'épaisseur moyenne de 88m. Il se compose de grés moyens à grossiers micacés, mal classés à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations des niveaux de silts. Les stratifications sont souvent obliques.

c. Litho-zone Ra :

L'épaisseur moyenne de cette litho-zone est de 125m. Il se compose de grés à grés quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de silt stones centimétriques et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ.

d. Litho-zone Ri :

Son épaisseur moyenne est de 42m. Il se compose de grés quartzitiques, isométriques fins, bien classés, glauconieux à ciment argileux et siliceux, avec l'abondance de tigillites.

2.2.3.2. Ordovicien :

Les formations ordoviciennes sont présentées sur la périphérie Ouest et Sud-ouest du champ. On distingue de la base au sommet quatre (04) unités lithologiques :

a. Zone d'alternance :

Son épaisseur moyenne est de 20 mètres. Désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternant avec des bancs quartzitiques fins isométriques.

b. Argiles d'El-Gassi :

Elle est d'épaisseur moyennement environ 50 m. Cette formation est constituée par d'argiles schisteuses, indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge. Ces argiles peut être glauconieuses ou carbonatée présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôts marins.

c. Grès d'EL Atchane :

Son épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres. Cette formation est constituée de grès fins à très fins, gris beige à gris sombre. Ces grès peuvent être argileux ou glauconieux admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses.

d. Quartzites de Hamra :

Elle est d'épaisseur moyenne varie de 12 à 75 m. Ce sont des grès quartzitiques fins, à rares intercalations d'argile.

2.2.4. Mésozoïque :

Il est subdivisé comme suit :

2.2.4.1. Trias :

Il repose en discordance sur le cambrien au centre et, sur l'Ordovicien sur les flancs de la structure. IL est subdivisé en trois (03) unités:

a. Trias gréseux:

Il est d'épaisseur de 0 à 75m. Il est constitué le premier remplissage du relief paléozoïque, se subdivise en plusieurs unités différent selon leurs lithologies et leurs réponses diagaphiques. Il repose, localement, sur une coulée éruptive remplissant les vallées d'érosion hercynienne profondes.

b. Trias argileux :

Son épaisseur moyenne est de 113m. Il est constitué d'argiles plus ou moins silteuses, brun rouges à bariolées, dolomitiques et anhydritiques et des bancs d'argiles légèrement silteuses et dolomitiques.

c. Trias salifère :

De 844m d'épaisseur, il est constitué de bancs de sel massif, au sommet présentant des intercalations d'anhydrite et d'argile légèrement silteuse et dolomitique.

2.2.4.2. Jurassique :

Le Jurassique est un ensemble argilo gréseux à intercalations de calcaires au sommet (Malm) et à alternances de faciès lagunaires marins à la base (Dogger et Lias). Son épaisseur moyenne est de 340mètres

a. Lias :

Il est de 300mètres d'épaisseur. 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 (05) niveaux bien distincts s'alternant entre eux sur toute l'épaisseur (LD3, LS2, LD2, LS1, LD1).

LD3:argile set marnes grises à intercalation de calcaires (d'épaisseur moyenne 30m).

LS2:Sels massifs à fine passes d'argile (55m)

LD2:alternance d'anhydrite et de sel massif avec des niveaux d'argiles et de dolomies argileuses ou vacuolaires.

LS1:alternance de sel massif et anhydrite avec des niveaux d'argiles (100m)

LD1:anhydrite avec des passes d'argiles et de dolomie.

b. Dogger :

Son épaisseur moyenne est de 320m. Il est Lagunaire, à la base formé par des alternances de dolomies marneuse et d'anhydrite, il devient argileux à des rares passes des grés au sommet.

c. Malm :

Il est d'épaisseur moyenne de 225m, il est caractérisé par les dépôts d'argiles et de marnes avec des intercalations de bancs de calcaires et de dolomies accompagnées de quelques traces d'anhydrite.

2.2.4.3. Crétacé :

Il est de 1670m d'épaisseur. Il est Argilo-gréseux à la base avec des passées de marnes et de dolomies, il devient tous à tous lagunaire et carbonaté au sommet, il comprend :

a. Néocomien :

Il comprend deux termes avec une épaisseur de 182m, A la base un terme gréseux constitué de grés et de quelques passées d'argile avec des passées des grés. Au sommet un terme argileux représenté par des argiles avec de nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.

b. Barremien:

Son épaisseur moyenne est de 280 m. Il est formé de grés fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.

c. Aptien :

Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux, de 25m d'épaisseur. La limite Aptien-Barremien coïncide avec la barre Calcaire-Dolomitique comme un bon repère sismique.

d. Albien :

Il est de 350m d'épaisseur, Constitué par des grés et de sable fin, avec des intercalations d'argiles silteuse, il représente une immense nappe aquifère.

e. Cénomanién :

Il représente par une alternance d'anhydrite et d'argile brun-rouge, de marne grise et de dolomie, Son épaisseur moyenne est de 145 m. La limite Cénomanién-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.

f. Turonien :

Le Turonien présente une nappe d'eau salée, son épaisseur moyenne varie de 70 à 150 m. il est constitué par une alternance de calcaire dolomitique et calcaire argileux, calcaire dolomitique et calcaire crayeux, au sommet apparaissent les bancs de calcaire.

g. Sénonien :

Il est d'épaisseur moyenne de 450m. il est représenté à la base par 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.

2.2.5. Cénozoïque :**a. Eocène :**

Epaisseur moyenne 118m, il correspond au calcaire dolomitique à silex.

b. Mio-paléocène :

(épaisseur moyenne 230m) il s'agit des sable continu avec des alternances d'argiles, de marnes sableuses, grés sombre ou brun rouge et sable grossiers.

2.3. Aspect pétrolier:**2.3.1. La Roche mère :**

Les argiles du silurien et celle du frasnién 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'West (dans le bassin d'oued Mya), au SW (bassin de Moydir) et à l'Est (bassin de Ghadamès).

2.3.2. La Roche couverture :

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

2.3.3. Les 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 (Perrodon,1985). Il existe trois types de pièges :

a. Pièges structuraux :

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

b. Pièges stratigraphiques :

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

c. Pièges mixtes :

Ils sont à la fois structuraux et stratigraphiques, comme par exemple la structure de HMD (anticlinal tronqué par la discordance hercynienne). Au niveau du bassin de oued Mya et le NE de Hassi Messaoud les pièges reconnus jusqu'à présent sont de type stratigraphique et structural (mixtes).

2.3.4 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 s'est effectuée au cours du Silurien, en suite à travers les niveaux gréseux triasiques au contact de discordance Hercynienne (migration secondaire).

Les réservoirs Cambro-ordoviciens affleurant à la discordance hercynienne sont alimentés à partir des grés triasiques et la surface d'érosion qui sont en au Nord et NW par rapport au chemin de migration.

Chapitre II: Matériels Et Méthodes

1. Introduction sur les Techniques de forage pétrolier :

Le Forage rotary est une technique de forage relativement récente, dont la première utilisation remontent à 1920, il est utilisé spécialement les machines légères pour les terrains sédimentaires non consolidés et les machines puissantes pour les terrains durs.

Le principe de forage rotary consiste à mettre en rotation un outil sur lequel s'applique une force orientée dans la direction d'avancement (figure 4). Ce procédé permet de creuser un trou de rayon égal à celui de l'outil. Les déblais (cutting) générés au fond du trou suite à la destruction de la roche par l'outil remontent en continu à la surface grâce à la circulation du fluide de forage (Aliane et *al*, 2016).

Une fois foré, le puits est couvert par des tubes appelés « tubages » pour empêcher les parois de s'effondrer et pouvoir continuer le forage sans problèmes. Le choix des tubages, aussi bien en ce qui concerne leur diamètre que leur résistance, est conditionnée par plusieurs facteurs, dont les principaux sont :

- ✓ la profondeur prévue.
- ✓ les pressions attendues.
- ✓ le type d'effluent attendu : huile ou gaz.
- ✓ les risques de corrosion.

La cimentation d'une colonne de tubage consiste à mettre en place un laitier de ciment dans tout ou une partie de l'espace annulaire entre le tubage et le trou foré. Ce laitier, après Sa prise, assurera la liaison entre le tubage et la formation.

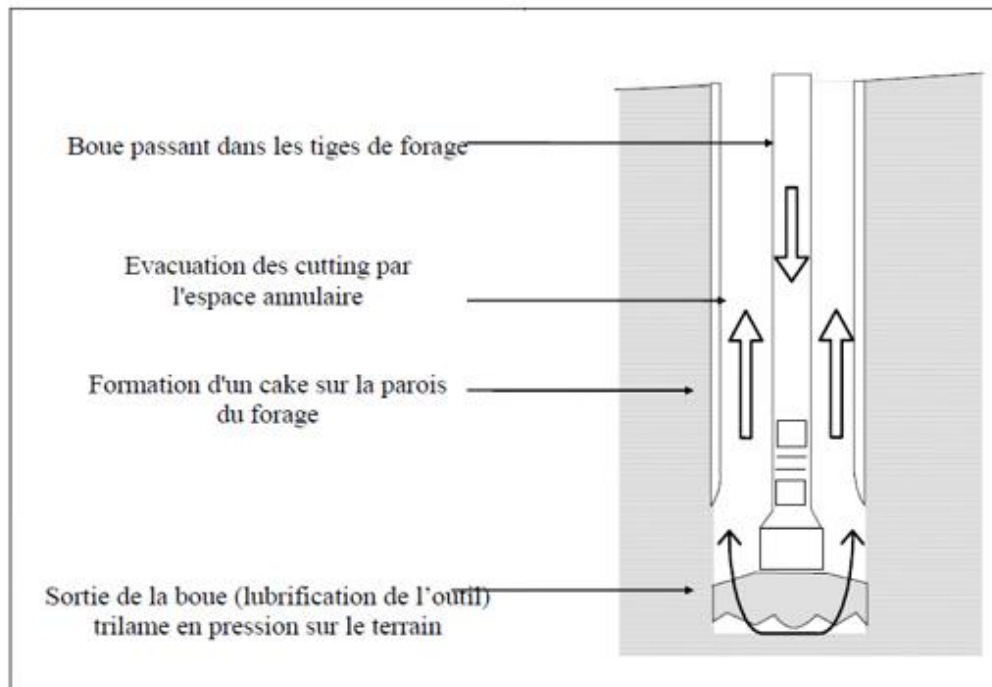


Figure.4: le principe de forage en rotary (Aliane et al, 2016).

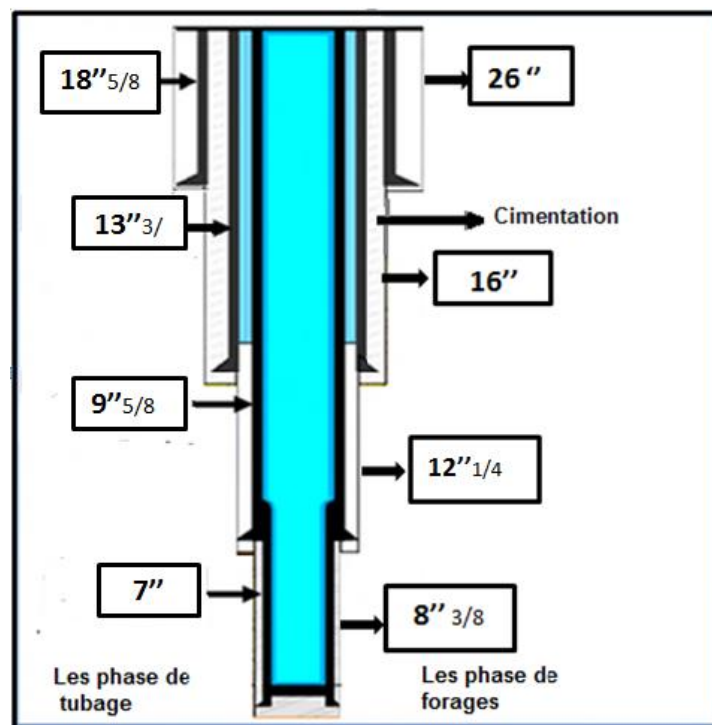


Figure.5: représente les déférentes phases de forage et tubages

2. Le Forage Horizontale :

Le succès d'un forage horizontal dépend de la réussite de son implantation et du positionnement du drain dans le réservoir. Pour réussir cette implantation il faudrait

disposer de données géologiques complètes (structure, lithologie, caractéristiques pétro-physiques) et réaliser des études de simulation appropriées pour permettre de calculer l'index de productivité d'un puits horizontal par rapport au puits vertical (Aliane et *al*, 2016). La seconde étape consiste à déterminer l'azimut du drain horizontal. L'azimut est l'angle évalué à partir du Nord magnétique dans le sens des aiguilles d'une montre de 0 à 360 °.

Les puits horizontaux sont forés dans des réservoirs minces ou épais ayant une bonne perméabilité latérale. Le profil théorique d'un forage horizontal est défini par quatre paramètres selon :

- ✓ Profondeur verticale de l'objectif (Trou vertical Depth : TVD)
- ✓ Déplacement horizontal (Vertical Section : VS)
- ✓ Azimut
- ✓ Côte d'amorce de la déviation

Le drainage d'un puits horizontal idéal a une configuration ellipsoïdale qui est en fonction de la longueur de la section verticale, de la perméabilité horizontale et verticale.

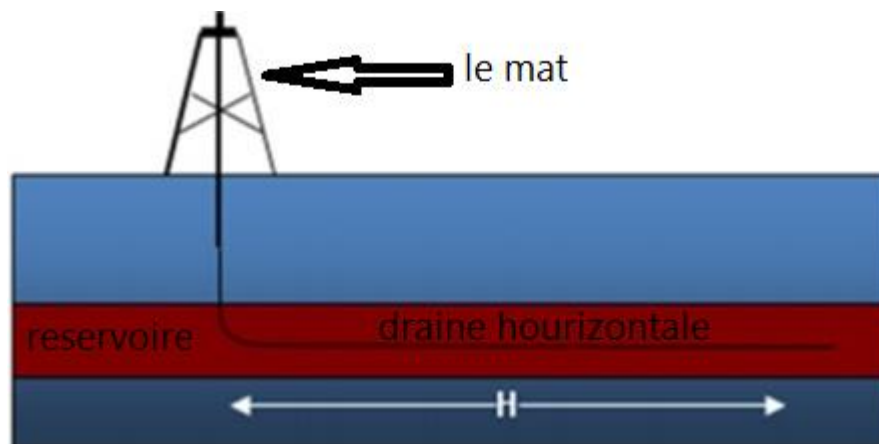


Figure.6 : forage horizontale

2.1. Application des forages horizontale :

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 dans le fluide récupéré. Les applications des puits horizontaux sont très nombreuses et nous ne mentionnons ici que les plus intéressantes :

2.1.1. 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 (Yahiaoui al, 2010).

2.1.2. Réservoirs multicouches :

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

2.1.3. Réservoirs à basse perméabilité :

Le forage horizontal dans de 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 (Yahiaoui al, 2010).

2.1.4. 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 à 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.

2.1.5. Conning de gaz et de l'eau :

Les puits horizontaux aident énormément la production de réservoirs affect par les phénomènes du conning d'eau ou de gaz. Il en déroule une augmentation de la distance entre le drain et le contact Huile/Eau. L'amélioration de la productivité est obtenue par la dispersion du soutirage entraînant une faible vitesse d'écoulement. Le même principe s'applique dans le cas des venues de gaz.

2.2. Classification des forages horizontaux:

En fonction du degré de courbure, les forages horizontaux peuvent être classés en plusieurs catégories (Yahiaoui al, 2010) (**figure 7**):

2.2.1. Long radius :

Ces puits ont un rayon de courbure supérieur à 200m, et permettent d'utilises toutes les procédures de forage conventionnelles, forage rotary, carottage, 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 1000 m.

2.2.2. Medium radius :

Ils ont un rayon de courbure qui varie entre 50 m et 200 m, et nécessitent des équipements adaptés tels que 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).

2.2.3. Short radius :

La reprise des puits en Short Radius est une nouvelle technique, elle s'applique surtout aux puits secs, bouché et abandonnés ou à faibles productions. Cela consiste à traverser horizontalement les intervalles contenant encore des hydrocarbures en évitant les zones de mauvaises caractéristiques pétro-physiques.

Des études géologiques 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 ciblés 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.

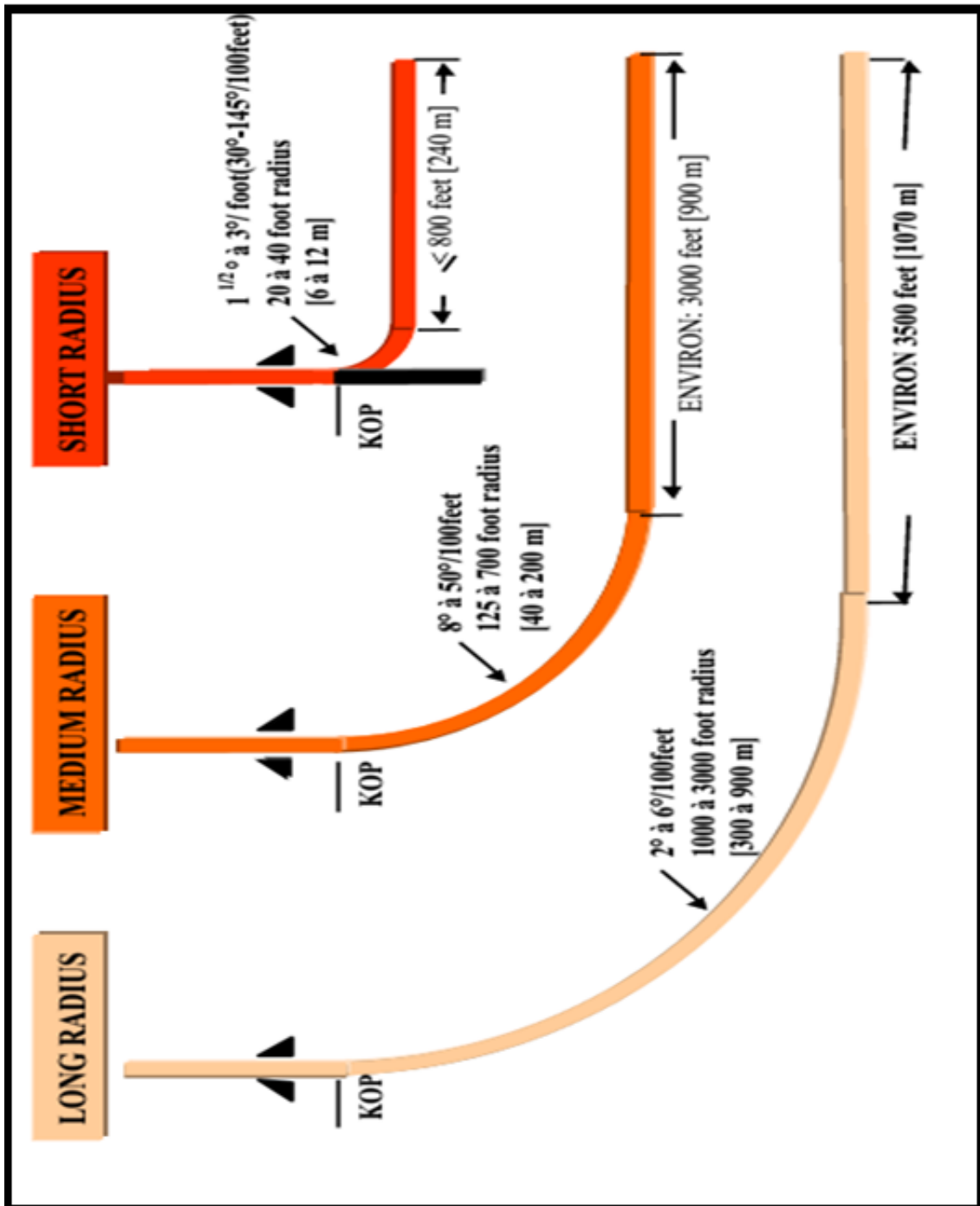


Figure.7 : classification des forages Horizontales (Sonatrach, doc inédit, 2000)

3. Les puits en short radius de Hassi Messaoud :

3.1. Historique de short radius :

Cette technique a été appliquée pour la première fois en Algérie au champ de Hassi Messaoud. Le premier puits repris est le MD 218 en 1995. La réalisation d'un drain horizontal dans une partie du réservoir a été effectuée à la suite d'un programme détaillé d'une équipe pluridisciplinaire où se côtoient l'ingénieur de réservoir, le géologue, le producteur, le foreur, et le prestataire de service pour les équipements de mesure. Sonatrach a adopté la technique Short Radius pour pouvoir atteindre le meilleur drain rapidement et faire produire uniquement le voisinage du puits sec (ancien puits) (Hahiaoui *al*, 2010)

3.2. L'intérêts de short radius en Hassi Messaoud :

Les objectifs de la reprise des puits en Short Radius sont :

- ✓ Remédier aux problèmes de percée d'eau ou de gaz.
- ✓ Optimiser le nombre des puits de développement.
- ✓ Augmenter les productivités des puits qui sont déjà dans les régions de bonnes perméabilités.
- ✓ 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).

3.3. La Sélection (puits / drain / azimuth) :

3.3.1. Sélection des puits :

Pour reprendre un puits en Short Radius en présence les conditions suivantes :

- ✓ Etre un puits sec ou mauvais producteur (sélection primaire).
- ✓ Etre loin des puits injecteurs (d'eau et de gaz).
- ✓ Etre dans une zone à faible GOR (gas oil rich).
- ✓ Etre dans une zone non tectonisée. Il est à noter que les fissurations horizontales améliorent la production des puits en Short Radius.
- ✓ Le plan d'eau doit être le plus bas possible.
- ✓ Puits sec, mauvais producteur.

3.3.2. Choix des drains :

Le choix du drain dépend des paramètres pétro-physiques propres de la formation traversée par le forage :

- ✓ La saturation en eau S_w .
- ✓ La Porosité \emptyset .
- ✓ La Perméabilité K .
- ✓ L'épaisseur du réservoir (au moins 5 m).

3.3.3. Choix de l'azimut :

L'amélioration des caractéristiques pétro-physiques correspond à une direction géographique qui sera l'azimut de forage. L'orientation de opération qui 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 permet pas de déterminer la variation systématique préférentielle pour tous les puits.

Les caractéristiques petro-physiques de la direction choisie déterminent au préalable la capacité et ainsi la durée de production d'un puits. Donc le choix de l'azimut est en fonction d'un certain nombre de paramètres propres à l'intervalle de réservoir et les plus importants sont les suivants:

- ✓ L'anisotropie (k_v/k_h).
- ✓ Influence des contraintes.

a. L'anisotropie (k_v/k_h) :

Le choix de l'azimut est très important, il faut le choisir de telle façon à ce que le drain soit bien orienté par rapport à l'anisotropie sur le plan horizontal ($k_v - k_h$) pour assurer un meilleur drainage et il est préférable d'orienter le drain perpendiculairement à la direction de la perméabilité horizontale maximale (Yahiaoui et al, 2010). (Figure.8)

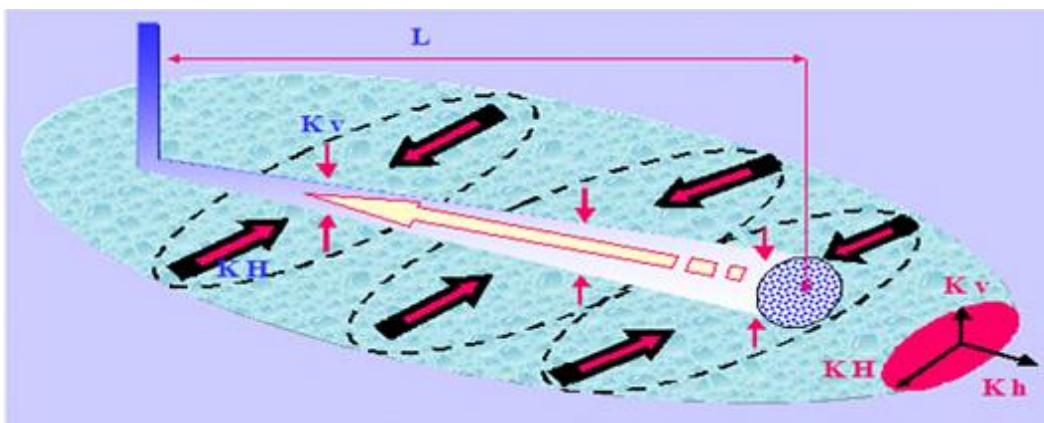


Figure.8: Choix de l'azimut par rapport à l'anisotropie (K_h/K_v) (Alian et al, 2016).

b. Influence des contraintes:

Le champ de Hassi Messaoud est soumis à un champ de contrainte représenté par deux directions :

- ✓ La contrainte horizontale maximale σ_{\max} .
- ✓ La contrainte horizontale minimale σ_{\min}

La perméabilité de fissuration dans la formation est contrôlée par la direction des contraintes; ceci amène à supposer que la direction de la perméabilité de fissuration maximale soit parallèle à la direction de contrainte maximale pour faciliter la pénétration et éviter l'éboulement.

3.4. Architecture d'un short radius :

La figure ci-dessous montre les composants principales de l'architecture d'un puits en Short radius où on site :

- ✓ **KOP** : Point d'amorce de la déviation prise en générale a 10 m sous le sabot de tubage.
- ✓ **Section courbe** : C'est la partie inclinée du puits (Longueur 60 à 70 m et l'inclinaison 0 à 90°).
- ✓ **ROC** : Rayon de courbure (± 40 m)
- ✓ **BUR** : Taux de montée en inclinaison (7 à 15° /10m).
- ✓ **Drain horizontal** (Longueur 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 le profondeur verticale appelée drain.

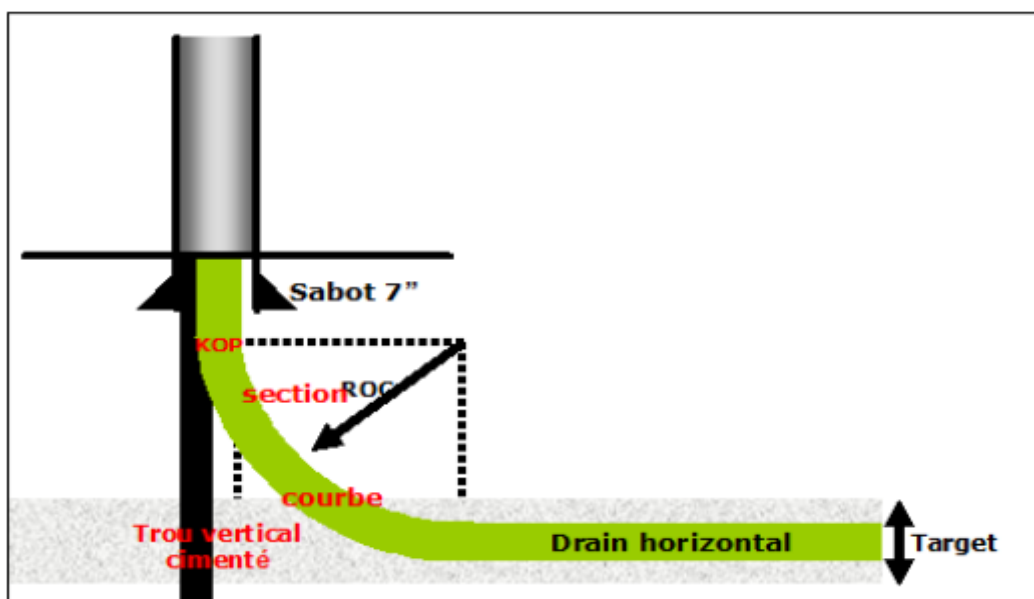




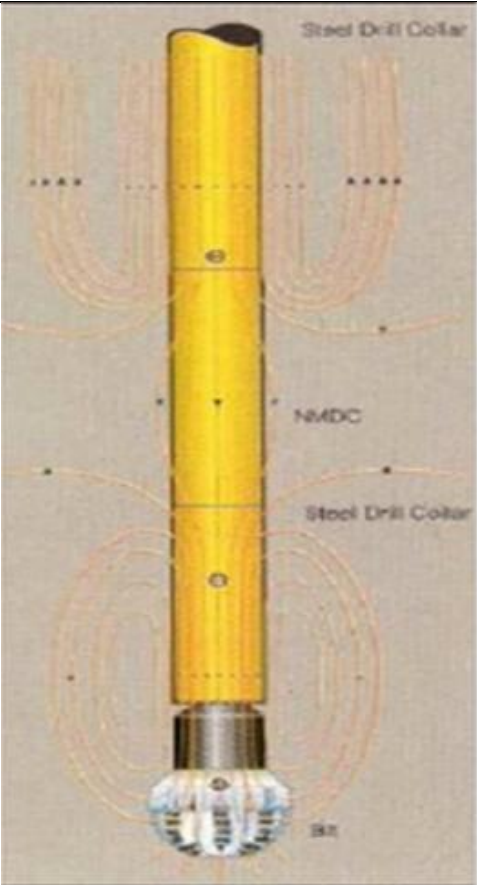
Figure .9 : Architecture d'un puits en Short Radius ((Sonatrach, *doc inédit*, 2000)



4. les équipements utilisés dans la technique Short Radius :

Équipements utilisés en forage dirigé, les équipements standards dans leur utilisation en forage dirigé puis les équipements spécifiques au forage dirigé. Il présente ensuite les équipements de mesure ainsi que les "nouveaux" équipements de navigation.

- ✓ Moteurs de fond.
- ✓ Stabilisateurs.
- ✓ Équipements amagnétique.
- ✓ Raccords d'orientation.
- ✓ Raccords coudés.
- ✓ Outils de déflexion.

Équipement	Description	Schéma
Moteurs de fond	Les moteurs de fond aussi appelé moteurs à déplacements positifs sont devenus les outils sans lesquels le forage dirigé n'aurait plus évolué aussi rapidement dans ces dernières années.	 <p>Le schéma illustre un moteur de fond complet. À l'extrémité supérieure se trouve le Rock Bit. En dessous se trouve le Mud Motor, qui fait partie de l'ensemble du Motor assembly. Plus bas, on trouve le PWD Sub/ Non-Mag Collar (ParaTrack-2) et l'Orienting Sub (pressure module & probe inside).</p>

<p>Stabilisateurs</p>	<p>Stabilisateurs sont utilisé pour suivre et contrôler l'inclinaison du puits. Il constitué des lames installées sur des corps tubulaires équivalents aux masse- tiges de la même phase, et contrôlé et évité la déformation de BHA.</p>	
<p>Équipements amagnétique</p>	<p>L'acier des éléments du train de tiges perturbe les lignes du champ magnétique terrestre. Pour la bonne utilisation d'instruments de mesures magnétiques il est nécessaire d'éloigner ces derniers des éléments perturbants. Ceci est réalisé en utilisant des matériaux dits non-magnétiques ou amagnétiques au voisinage des capteurs de mesure</p>	

<p>Raccords d'orientation</p>	<p>Les raccords d'orientation sont conçus pour recevoir une chemise dans laquelle viendra se loger l'extrémité inférieure de l'outil de mesure. Ils sont habituellement fabriqués en acier amagnétique en raison de leur proximité par rapport au compas ou aux magnétomètres. La chemise peut être positionnée et bloquée dans une position permettant d'indexer l'orientation de l'outil de déviation par rapport à l'outil de mesure.</p>	
<p>Raccords coudés</p>	<p>Les raccords coudés sont utilisés en combinaison avec un moteur de fond pour le désaxer par rapport à l'axe du puits et donc désaxer l'outil de forage. Ils sont installés immédiatement au-dessus du moteur. Ils sont fabriqués soit en acier standard, soit en acier amagnétique.</p>	

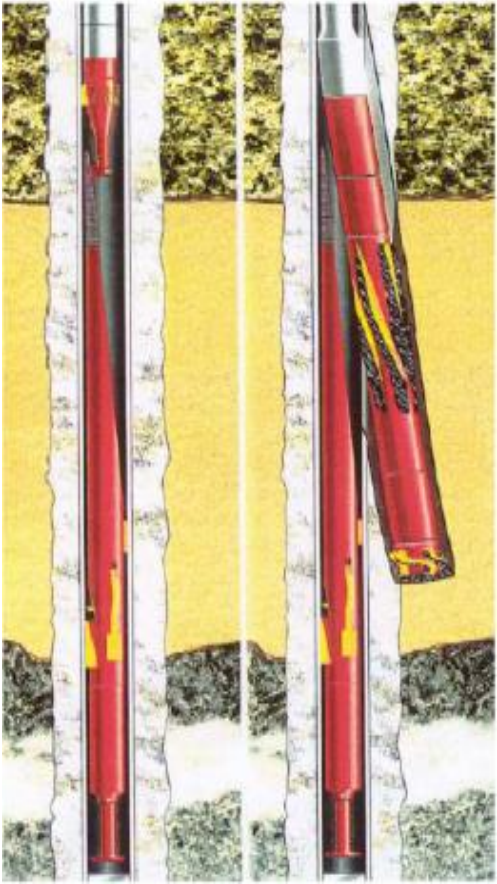



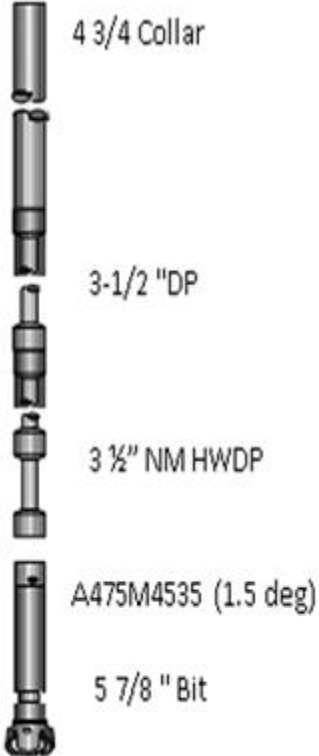
<p>Outils de déflexion</p>	<p>Les outils de déflexion sont souvent appelés "Whipstock" du nom de leur inventeur. Un Whipstock est un sabot d'acier dont la surface intérieure est concave et sur laquelle viendra s'appuyer l'outil de forage, ainsi obligé de riper vers la paroi et de sortir du puits initial.</p> <p>Ils peuvent être utilisés en trou ouvert, pour effectuer un side-track ou démarrer un drain latéral ; dans un tubage, pour y ouvrir une fenêtre</p>	
----------------------------	---	---

Tableau.1 : Equipements spécifiques pour la réalisation d'un puits en SR
(Sonatrach, *doc inédit*, 2000)

5. les Phases et garnitures d'un puits en Short Radius :

Les puits repris en short radius sont réalisés en quatre phases, chaque phase est effectuée avec une garniture spécifique (tableau 2). Les différentes phases de la réalisation d'un puits en Short Radius et leurs garnitures sont résumées dans le tableau ci-dessous (Aliaen et al, 2016).

Phase	Outil	BHA
<p>kick off</p>	 <p>Outil de type ST de diamètre 6", assemblé avec des moteurs à fort AKO</p>	 <p>4 3/4" Collar</p> <p>UBHO Sub</p> <p>A475M4535 (2.12 deg)</p> <p>6" ST Rit</p> <p>Cette BHA permet de sortir de la verticale en forage contrôlé à raison de 10 cm / heure sur une profondeur de 3 à 5 m (taux de formation le confirmera)</p>

<p>La section build up</p> <p>Le forage de la section build up permet d'augmenter l'inclinaison jusqu'à 90°. Pour réaliser cette partie on choisit un gradient de build up de valeur déterminée en °/30m, son choix dépend de plusieurs facteurs dont on cite :</p> <ul style="list-style-type: none"> -Diamètre de forage -Angle d'inclinaison souhaité -Déplacement horizontal -Nature de formation, car dans les formations tendres qui ont tendance à caver rend difficile l'accroissement de l'angle d'inclinaison -Pendage des terrains 		
---	--	--





<p>landing</p>	 <p>Ti3184P SDBS</p>	 <p>4 3/4" Collar 3-1/2 "DP UBHO Sub 3 1/2"NM HWDP A475XC7820 (3.06 deg) 5 7/8 " Bit</p>
<p>La section horizontale Le drain horizontal est généralement foré à 90° en mode Rotary. La vitesse d'avancement en mode rotary est plus grande qu'en mode orienté.</p>	 <p>S281(HCC)</p> <p>Les outils imprégnés sont les plus économiques en termes de réduction de nombre de manœuvres et vitesse d'avancement.</p>	 <p>4 3/4" Collar 3-1/2 " DP G105 3 1/2" HWDP A475M4535 (1.15 deg) 5 7/8 " Bit</p> <p>Elle permet le forage du drain en rotary mode tout en permettant de corriger la trajectoire en sliding mode avec son bendhoising (1.15°)</p>

Tableau 2. Phases et garnitures de réalisation d'un puits en Short Radius.

6. Equipements de mesure :

Le besoin de connaître la position de la trajectoire d'un puits dévié conduit au besoin de mesurer régulièrement l'inclinaison et l'azimut du puits. En mode orienté ces mesures

permettent de plus de contrôler le tool face du moteur et donc la direction du puits. Ces mesures peuvent être effectuées par des instruments de mesures en fond de trou.

Ils diffèrent par le type des capteurs utilisés mais surtout par leur type de transmission de l'information qui peut être:

- en temps différé: l'information est remontée avec l'outil lui-même
- en temps réel: l'information est transmise du fond vers la surface par l'intermédiaire d'un système de télémétrie.

6.1. Outils de mesures en temps différé :

Les outils de mesures en temps différé sont conçus pour effectuer une ou plusieurs mesures de l'inclinaison et de l'azimut du puits, les enregistrer et les conserver jusqu'à leur lecture après remontée de l'outil en surface. Ils sont descendus dans le trou soit par l'intermédiaire d'un câble ou jetés à travers les tiges "go-devil" puis récupérés au câble ou lors de la manœuvre de remontée. Ils sont composés:

- d'un ensemble de capteurs de mesures.
- d'un système d'horlogerie capable de déclencher les mesures et leur enregistrement après un délai programmé.
- d'un système d'enregistrements.

On distingue les:

- Inclinomètres.
- Single shots magnétiques.
- Multi-shots magnétiques.
- Gyroscopes.

6.2. Outils de mesures en temps réel :

Les outils de mesures en temps réel sont conçus pour effectuer une ou plusieurs mesures de l'inclinaison et de l'azimut du puits et les transmettre vers la surface. Les outils les plus sophistiqués ont de plus des capteurs permettant la mesure, la transmission et le stockage des paramètres d'évaluation des formations. Ils sont composés :

- d'un ensemble de capteurs de mesures.
- d'une électronique de contrôle.
- d'un système de télémétrie.

On distingue les:

- Steeringtools.

- MWD et LWD.
- Gyroscopes.

6.2. 1. MWD (Measurement While Drilling) et LWD (Logging While Drilling):

Les premiers MWD sont apparus dans les années 70, apportant au forage dirigé l'un des instruments qui allait lui permettre une évolution sans précédent, en particulier le développement du forage horizontal et de ses conséquences. Ils mesurent et transmettent l'inclinaison, l'azimut et le tool face, à l'aide de capteurs ultrasensibles, accéléromètres et des magnétomètres, leur conférant une précision inégalée par les instruments de mesure classiques. Diverses mesures d'évaluation des formations peuvent être ajoutées, transformant les MWD en LWD (Logging While Drilling) et permettant un contrôle de la déviation tenant compte de la nature de la formation forée et/ou évitant les mesures électriques toujours difficiles à mettre en œuvre en forage horizontal.

Les paramètres mesurés sont transmis vers la surface après avoir été codés sous forme binaire.

Deux systèmes de transmission sont utilisés:

- ✓ la transmission par impulsions à travers le fluide de forage (mud pulses).
- ✓ la transmission électromagnétique.

Les composants d'un MWD sont:

- ✓ l'étage de mesure- l'étage de télémétrie.
- ✓ l'étage de puissance.

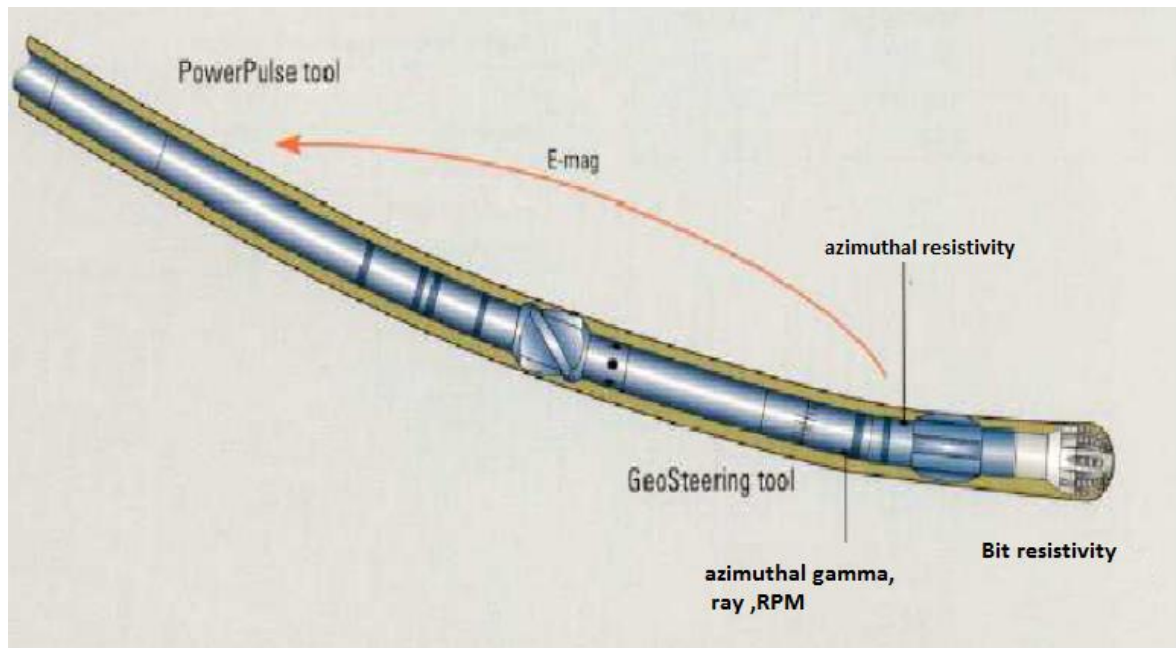


Figure .10: Système Moteur-LWD "Geo-steerable" avec mesures avancées

Les paramètres mesurés à l'outil sont transmis au MWD (mud pulse) à l'aide d'une onde électromagnétique.

**Chapitre III:
Résultats et
discussion de
l'application de
Short Radius**

1. Historique de puits MD306 :

Le puits MD306 fermé depuis 1992 après redémarrage négatif au gaz-lift suite bouchage des vannes latérales (SPM, CCV et DIV) en place depuis le dernier Work-Over du 08/08/1992. Il est à noter que ce puits est équipé d'une complétion parallèle double (AVA). depuis le 30.07.1992 avec réservoir complété en liner 4''1/2, cimenté perforé (LCP) et exploité par injection d'eau en continue pour dessalage depuis 1983, puis mis en gaz-lift en 1992.

Le puits était caractérisé par un débit de production qui avoisine les 2.5 m³/h avec une production d'eau de gisement de 0.808 m³/h (DST du 22/07/1992) entraînant les dépôts de sel sur les parois des vannes, entravant ainsi leurs fonctionnement normal et leurs remise en place en cas d'intervention de rechange ou de nettoyage. D'où nécessité d'intervenir en work-over pour changement de complétion et investigation dans le fond du puits pour rétablir la liaison couche trou (Blocage des venues d'eau (Water Shut Off) après interprétation des résultats PLT.

2. Localisation de zone 1B :

La zone 1B est située à l'extrémité Ouest du gisement de Hassi Messaoud (figure. 11) Elle est limitée:

- ✓ Au nord, par la zone 1a
- ✓ Au Sud Est, par la zone 23
- ✓ A l'Est, par la zone 2 eX, et la zone 2.

La zone 1B comporte 66 puits forés dans le réservoir (Ra+Ri) de la série cambro-ordovicienne. Elle est constituée de deux réservoirs principaux :

- ✓ Le réservoir isométrique (Ri).
- ✓ Le réservoir anisométrique (Ra).

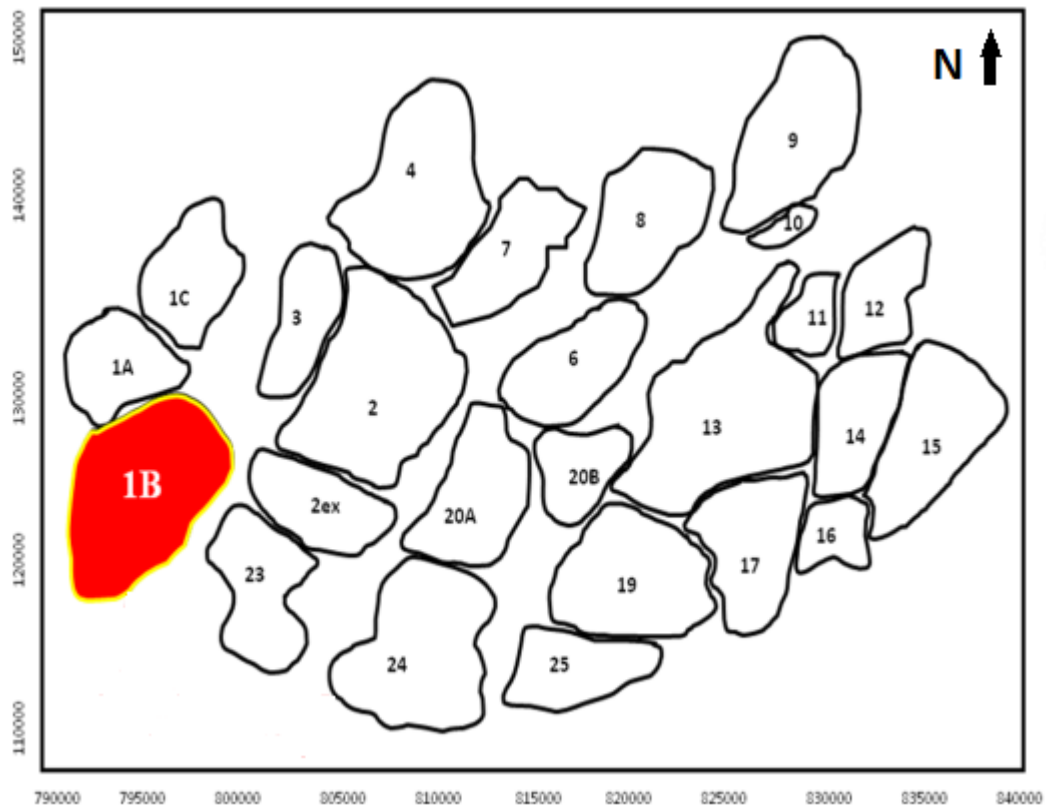


Figure.11: Localisation de la Zone 1B (Sonatrach, *doc inédit*, 2000)

3. Position de puits MD306 :

Le puits MD306 situé sur le flanc sud-ouest du champ Hassi Messaoud (zone 1B), il est implanté dans la partie complexe du champ (figure.12)

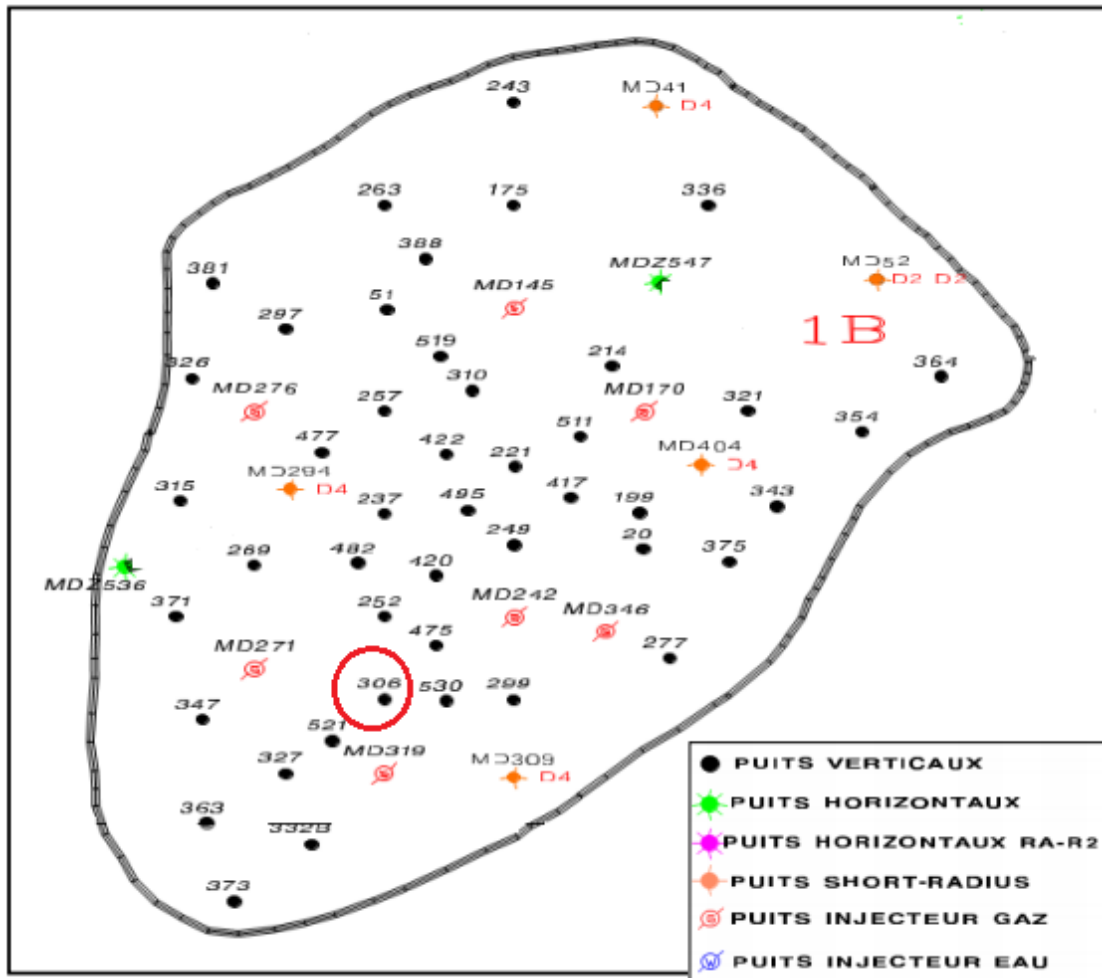


Figure.12 : représente l'implantation de puits MD306

4. Les données géologiques et pétrophysiques du puits reprise :

4.1. Les données géologiques :

Le gisement de Hassi Messaoud est formé de trois réservoirs gréseux d'âge Cambrien comme on a vu dans le chapitre I, mais en raison de la situation de la zone 1B à la périphérie du gisement, les deux réservoirs les plus profonds (R3, R2) sont aquifères, donc dans cette zone les réservoirs producteurs se limitent au R1(Ra + Ri). Les puits produisent à partir de la partie inférieure du R1. Le Ra présente de bonnes caractéristiques pétro-physiques, tandis que le Ri n'est pratiquement pas érodé.

Dans cette partie du gisement, on distingue dans la constitution du réservoir trois types de zone différents :

- Les silts, ou niveau argilo-silteux.
- Les drains ou unités réservoirs à bonnes caractéristiques avec des perméabilités supérieures à 10 md.

- Les zones inter drain de perméabilité 2 à 3 md dans le quelle sont repartis les drains et les silts.

Formation	Toit	L'épaisseur
T, Argileux	3206	73
T, Grés eux	3279	11
T, Erptif	/	/
Q. Hamra	3290	3
G.E.A	3293	16
A.E.G	3309	54
Z. ALT	3363	18
CmRi	3381	41
CmRa	3422	Fait 57
CmR2 extra	3573	/
Fond	3479	/

Tableau.3: Les formations traversées

- Albien: 1049m A 1449m CS.
- LIAS LD2: 2621m A 2685m CS.
- Densité de boue (phase réservoir): 1.41--1.43.

4.2. Aspect structural :

La structure de la zone 1B est relativement régulière caractérisée par un pendage assez prononcé descendant d'Est en Ouest. Deux failles majeures viennent rompre la régularité de cette structure :

- La faille Nord-Sud située a l'Ouest de la zone et qui la sépare d'un panneau affaissée de plus de 20 m. Les puits MD334 et MD337 forés dans cette zone sont des puits sec.
- Une faille inclinée de 45° vers l'Ouest et qui limite la zone au SE de la zone 23, cette faille qui passe au Sud des puits MD72, MD277 et MD309 a également un rejet de 20 à 30m.

Au Sud de la zone, deux failles à faible rejet délimitent un panneau légèrement sur élevé au tour du puits MD299.

Le réservoir Ri est également présent sur toute la zone et n'est érodé qu'à l'extrémité ENE de la zone (au niveau du puits MD52). On constate également une

érosion très localisée du Ri au niveau du puits MD175. L'épaisseur du Ri est comprise entre 45 à 50 m, celle du Ra est d'environ 145 m.

La structure du réservoir qui plonge vers l'Ouest, NW et SW du puits MD306 (Fig.14&13). Il y a décalage du réservoir vers le bas du Cambrien (Ri, Ra). On note qu'il y a un décalage du D4 vers le bas de 23 m au niveau du MD271 (fig.13). Il faut qu'il y a une surveillance rigoureuse pendant le forage du Short Radius, pour qu'on rate pas la cible (D4).

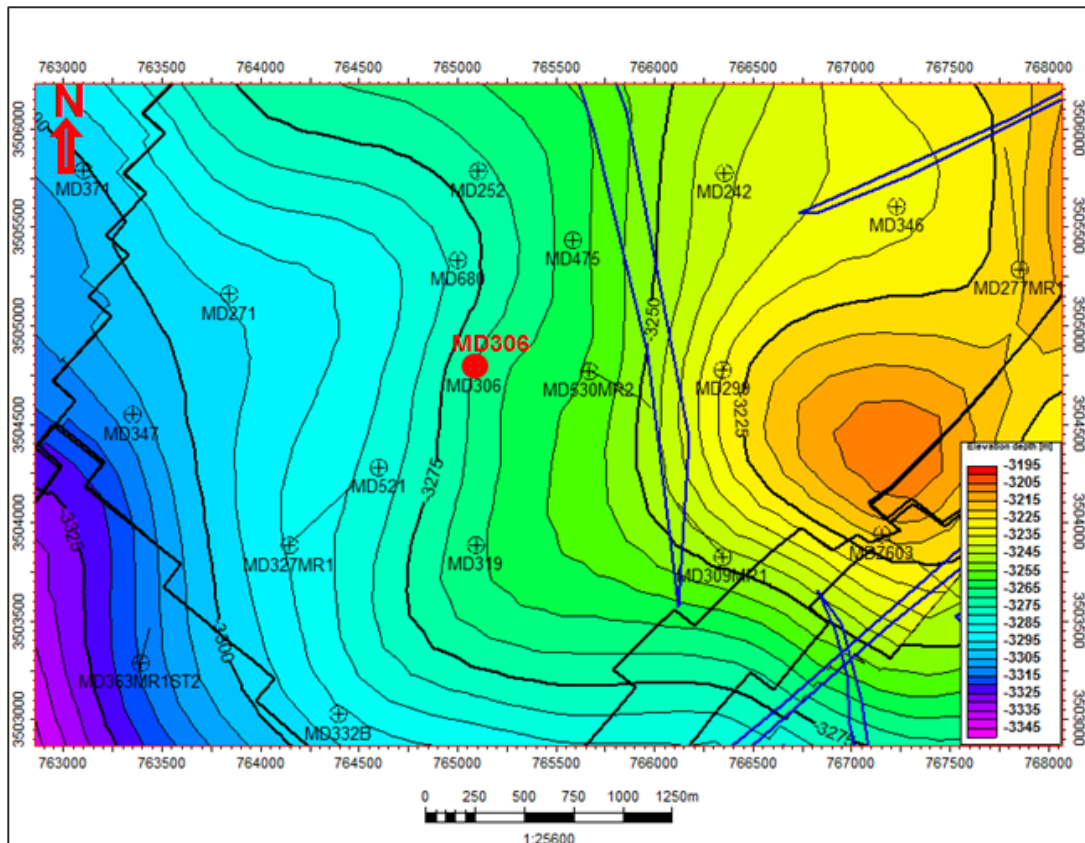


Figure .13 : Carte en isobathe au toit de D4

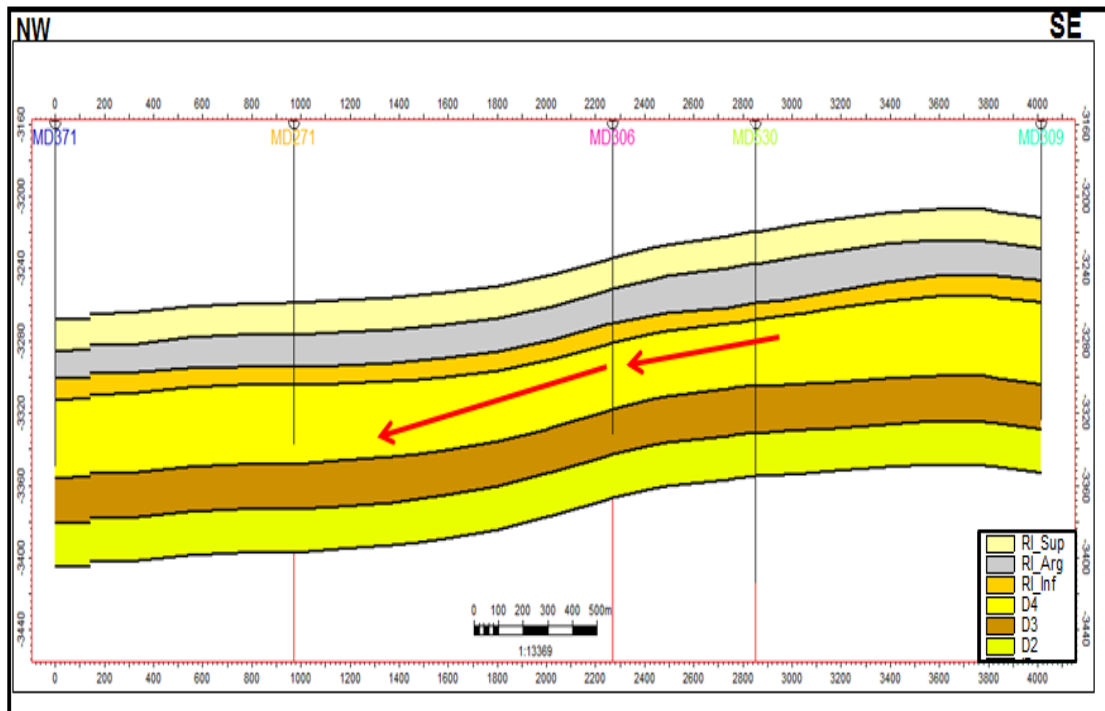


Figure.14 : coupe géologique de direction NW-SE

4.3. Caractéristiques Pétro-physiques :

Les paramètres pétro-physiques sont des conditions nécessaire pour choisi le meilleur drain ciblé. Les paramètres du log diagraphique représente les zone de meilleur caractéristiques pétro-physiques (Fig.15, Tab.4).

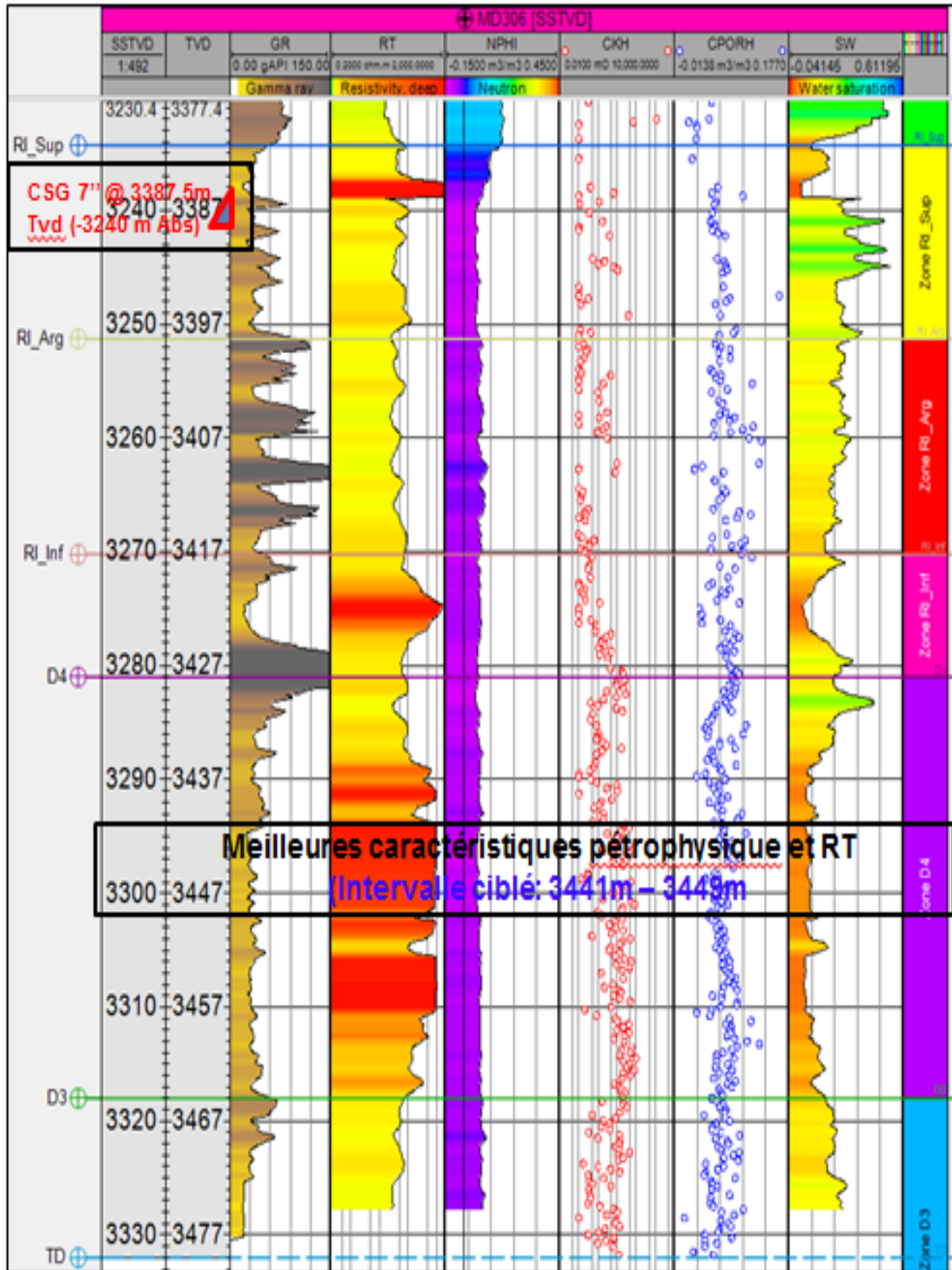


Figure.15 : log composite

Découpage				Résultats – Carottes					
Drain	Top (m)	Btm (m)	Ep(m)	Ep Eff (m)	K (md)	Ø(%)	So(%)	Sw(%)	Silt(m)
D5	3381	4228	47	43,5	0,43	6,16	19,56	43,18	2,17
D4	3428	3465	37	37	5,65	6,82	56,76	18,01	1,3
D3	3465	3479	17	14	3,71	6,01	34,7	23,29	0,76

Tableau.4 : les données pétrophysique des drain

4.3.1. la Perméabilité : d'après la carte de perméabilité K au toit du D4, on remarque que la K au niveau du MD306 au toit du D4 est moyenne et note des améliorations surtout vers le Nord-ouest (NW) du puits en question (Fig.16).

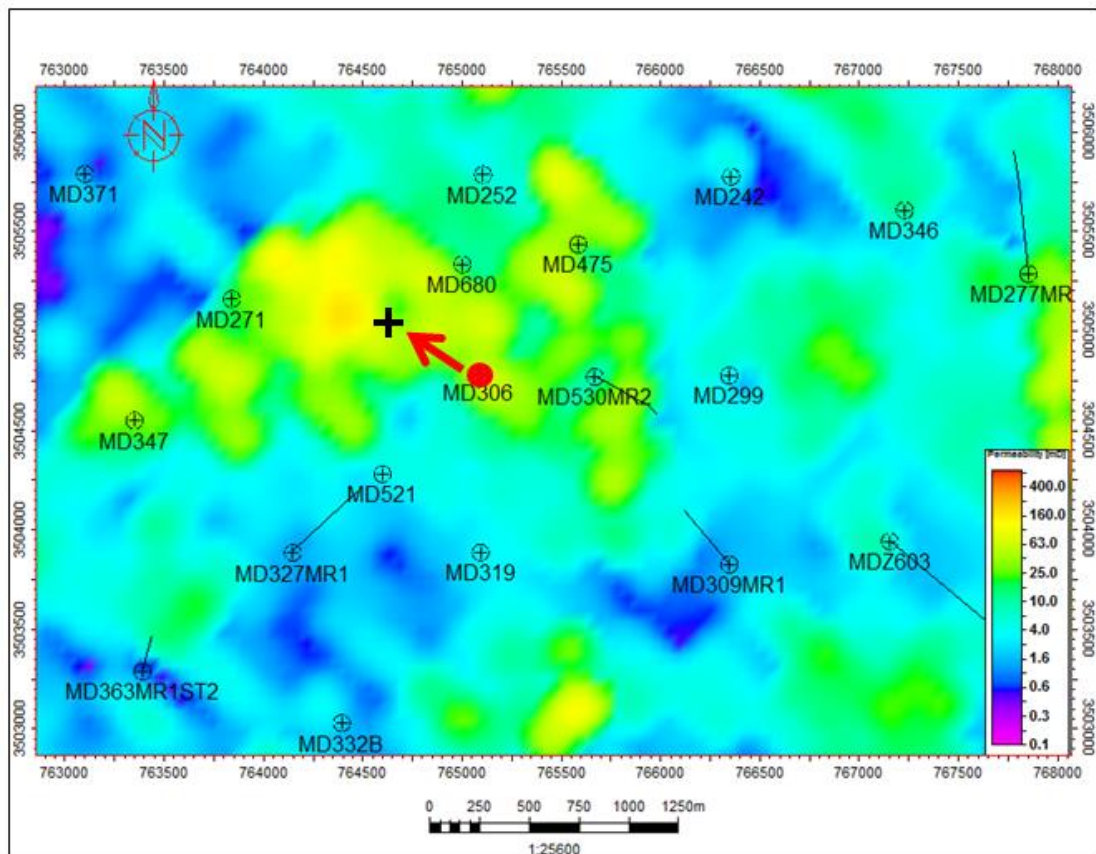


Figure.16 : Carte de perméabilité au toit de D4

4.3.2. La porosité:La porosité au toit du D4 est moyenne (6.8%) et on remarque des légères améliorations au NW du puits MD306 (Fig.17).

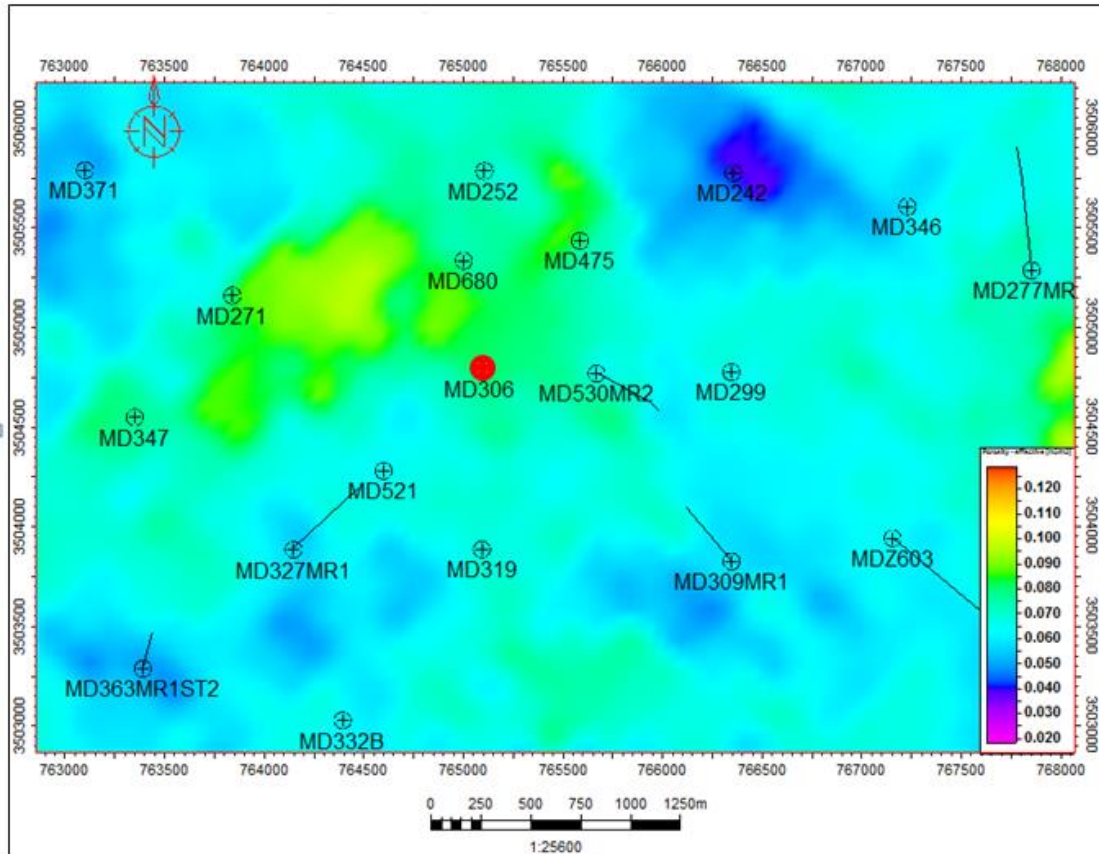


Figure.17 : Carte de porosité au toit de D4

4.4. Determination Du Plan D'eau :

Le plan d'eau théorique est situé en moyenne à la côte 3380 m, mais pratiquement il est situé entre les côtes 3360 et 3365 m dans la plupart des puits de la zone 1B.

5. Critère de choix de shorts radius:

- Les meilleures caractéristiques pétro-physiques sont dans le drain **D4**,
- Les meilleures résistivités sont au niveau du drain **D4**.
- La saturation en eau (S_w) au niveau du **D4** est faible.
- Plan d'eau théorique est à: 3527m TVD (-3380m Abs).
- Plan d'eau réel non rencontré.
- Améliorations du **K** vers le NW du puits MD306.
- Draincible:**D4**.
- Intervalle Ciblé:3441m -3449m (TVD).

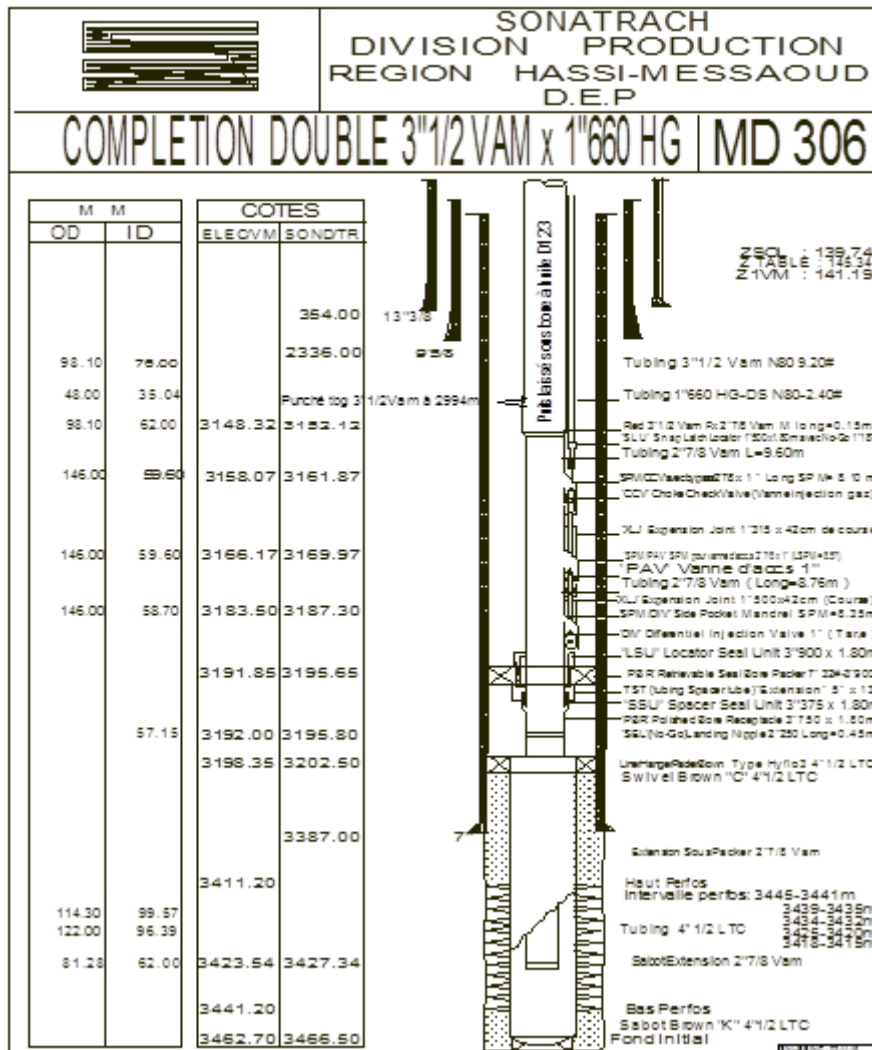


Figure.18: Profile de puits MD306 avant Short radius.

6. Les objectifs ciblés de la reprise de short radius :

Les objectifs ciblés pour la reprise sont représenté dans le tableau ci-dessous (Tab.4) :

Short radius	Objectif	Azimut	VS	Target
	D4	N 310°	400 m	3443-3448m

Tableau.5 : les objectifs du repris en Short radius.

7. Reprise de short radius :

Puits neutralisé avec une boue à huile de densité 1.23 .2016, date du dernier snnubing.

- Remonter la colonne de production Tbg 3 »1/2 x 2’’7/8 + SPM (02) + CCE 1’’660.
- Nettoyage et contrôle de fond du puits (Liner 4’’1/2 LTC), soit la côte @3466 m/TR.

- Enregistrement **METT Log 7''**.
- Contrôler et tester l'état et l'intégrité des tubages.
- Réparer les communications éventuelles.
- Effectuer un **DST+ PLT** :
- Opérations électriques **GR/CAL** pour localiser le sabot **7''** et recalages des côtes

Selon résultats PLT, deux cas pourront se présenter :

- Isolation de la zone en percée d'eau par la mise en place d'un bouchon de ciment.
- compléter le puits en tubing 4''1/2

- TOP DTM.
- Mise en place Bouchon de ciment qui servira d'abandon de l'ancien trou et d'assise pour amorcer la déviation sous le sabot **7''**.
- Ajuster le bouchon de ciment à +/- **10m** sous le sabot **7** », soit à +/-**3397m/TR** (Côte KOP pour le Side Track).
- Forage en Side Track jusqu'à +/-**3465 m/TR**

- Contrôler et nettoyer le découvert jusqu'à la côte TD.
- Enregistrement Opérations Electriques :
 - GR/CAL
 - Résistivité
 - Densité, Neutron,
 - Orientation.
- Effectuer un DST+ PLT.
- Descendre un Liner 4''1/2 et cimentation + CBL/VDL.
- Compléter le puits en tubing 4''1/2(Les perforations seront réalisées dans des intervalles déterminés à base de données PLT).
- TOP DTM.

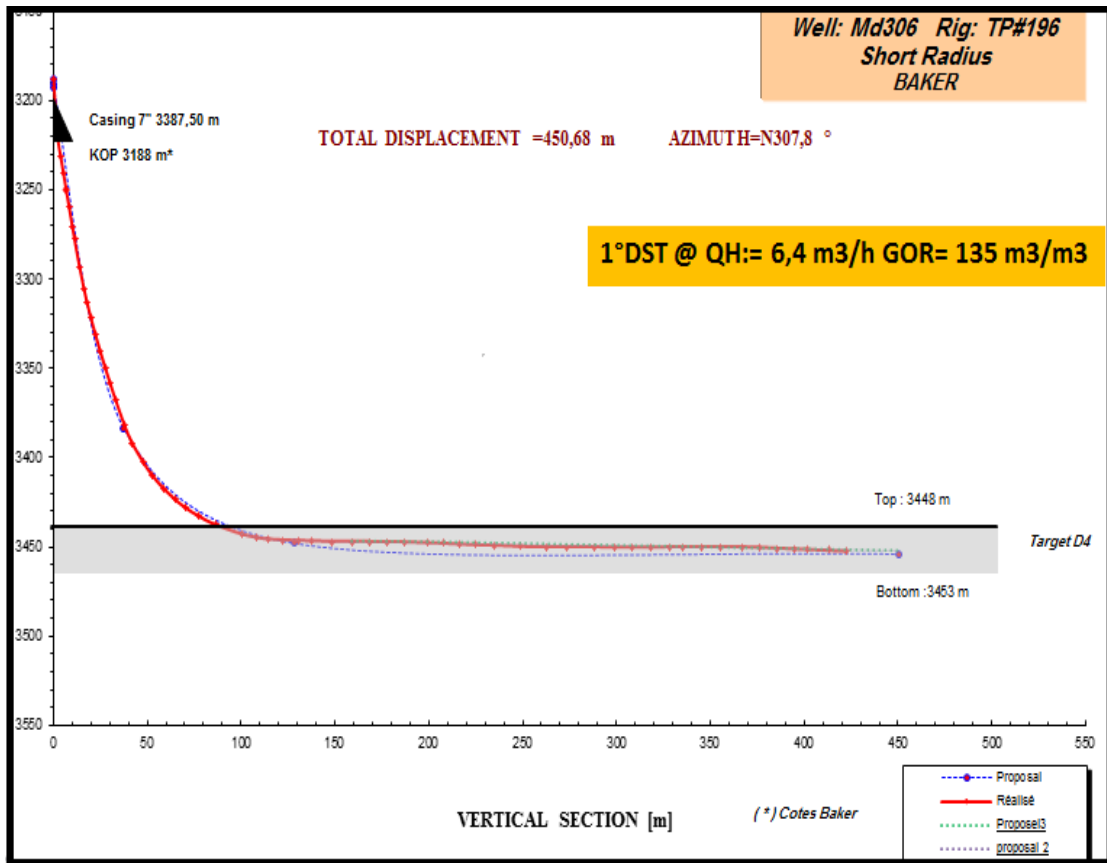


Figure.19 : Nouveau profil verticale du puits MD306

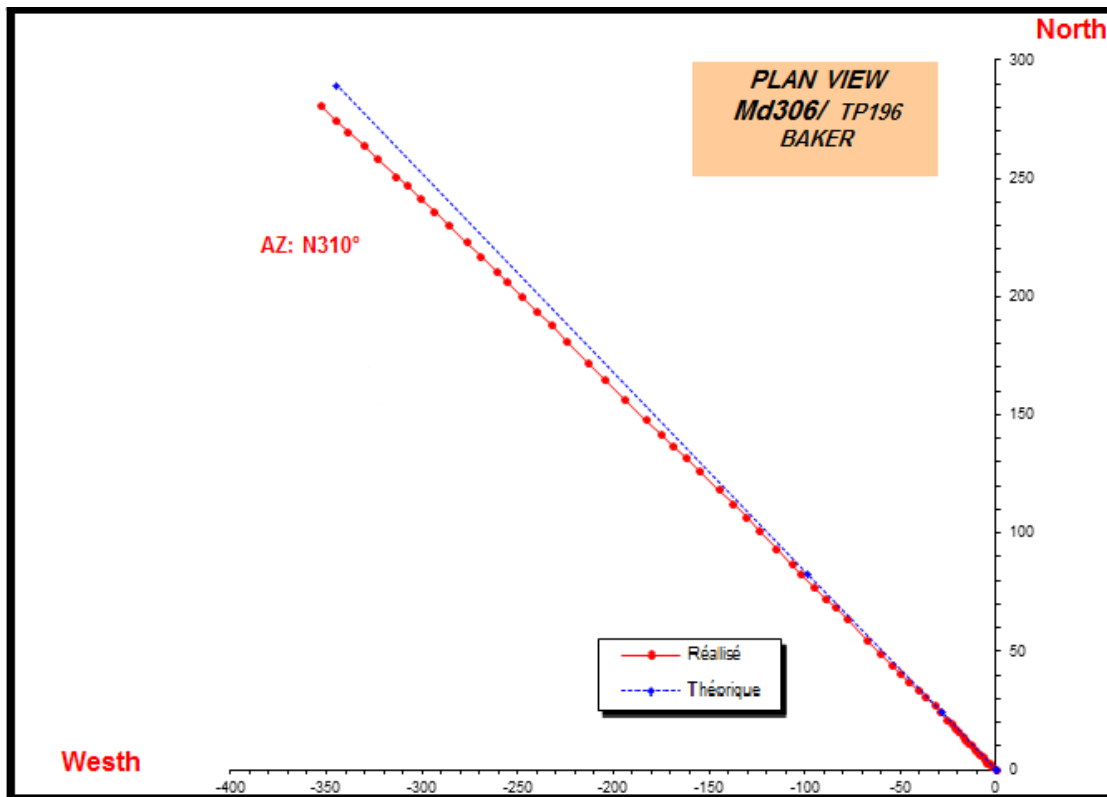


Figure.20: Nouveau profil en plan du puits MD306

8. Application du programme de la reprise du puits en short radius

La réalisation de cette reprise comporte deux principales étapes :

- ✓ Préparations du puits.
- ✓ Reprise proprement dite.

8.1. Préparations du puits

- Neutralisation de puits par 15m³ eau traiter.
- Remonter la complétion existante.
- Fraisage et repêchage du packer de production.
- Contrôler et tester les tubages.
- Contrôler et nettoyer l'open hole et enregistrer le caliper.
- Enregistrer le GR avec le MWD pour localiser le sabot 7".

8.2. La reprise proprement dite

La reprise du puits comporte les étapes suivantes

- Pose bouchon de ciment ;
- Forage du side track ;
- Forage du build up ;
- Forage du drain horizontal.

Well: Md306 Rig: TP#196--Baker								
Date début de forage:05/02/2018 -- Date fin de forage: 06/05/2018								
Zone:01B log de référence GR								
/Neuton ALDIA								
Zsol: 142,12m Zt: 150 m								
Casing 7" @ 3387,5 m (CE)								
Casing 7" recalé @ 3190 * m*								
Target en D4 de : 3443 m -3448 m								
Target recalée: 3448 m*-3453 m*								
Obs: (DH)QH : 3295 m* GEA 3298 m AEG: 3314m* ZAT : 3368 m* D5 :3386 m* D4: 3427 m*								
1^{er} Trou								
N°	M, D (m)	Incli (°)	Azim, -	T,V,D (m)	Coord, Rectan,		Dogleg (°/30m)	V S (m)
					Nord	Est		
1	3188.00	0.00	3188.00	3188.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	3219.99	7.89	302.20	3219.89	1.17	-1.86	7.40	2.18
3	3231.43	8.76	304.64	3231.21	2.09	-3.24	2.46	3.82

4	3240.35	8.97	309.35	3240.02	2.91	-4.34	2.54	5.20
5	3250.35	8.82	313.82	3249.90	3.94	-5.49	2.12	6.76
6	3259.67	9.27	313.14	3259.11	4.95	-6.56	1.49	8.20
7	3271.34	9.27	308.67	3270.63	6.18	-7.98	1.85	10.08
8	3278.22	9.12	308.94	3277.42	6.86	-8.83	0.68	11.18
9	3294.69	10.44	308.83	3293.64	8.62	-11.01	2.41	13.98
10	3306.98	11.53	308.48	3305.71	10.08	-12.84	2.66	16.32
11	3314.47	12.60	310.86	3313.03	11.08	-14.04	4.29	17.88
12	3323.43	13.90	311.34	3321.76	12.43	-15.59	4.37	19.94
13	3333.04	14.99	310.66	3331.06	14.01	-17.40	3.44	22.33
14	3342.24	15.72	311.08	3339.93	15.60	-19.24	2.41	24.77
15	3351.80	16.45	311.60	3349.12	17.35	-21.23	2.33	27.42
16	3361.55	17.15	312.59	3358.45	19.24	-23.32	2.33	30.23
17	3370.54	17.59	313.13	3367.03	21.06	-25.29	1.56	32.91
18	3385.85	19.39	313.24	3381.55	24.39	-28.83	3.53	37.76
19	3396.93	24.92	308.74	3391.81	27.11	-31.99	15.65	41.93
20	3409.17	31.47	305.63	3402.59	30.59	-36.61	16.45	47.90
21	3417.74	36.40	305.66	3409.70	33.38	-40.49	17.26	52.47
22	3427.11	42.20	306.92	3416.95	36.89	-45.27	18.74	58.39
23	3435.69	47.13	308.90	3423.05	40.60	-50.02	17.91	64.42
24	3442.89	52.61	309.13	3427.69	44.06	-54.30	22.85	69.92
25	3451.91	59.49	308.60	3432.72	48.75	-60.12	22.93	77.40
26	3462.36	65.14	310.68	3437.58	54.66	-67.24	17.06	86.64
27	3476.91	74.10	309.05	3442.64	63.39	-77.70	18.74	100.27
28	3485.31	79.09	308.48	3444.59	68.50	-84.07	17.93	108.44
29	3491.11	83.90	308.90	3445.44	72.09	-88.55	24.97	114.17
30	3499.00	88.39	308.37	3445.97	77.00	-94.70	17.19	122.04
31	3507.87	88.23	307.82	3446.24	82.47	-101.67	1.94	130.90
32	3514.52	88.01	309.00	3446.45	86.60	-106.88	5.41	137.54
33	3525.24	89.15	310.45	3446.72	93.45	-115.12	5.16	148.26
34	3536.25	90.32	310.45	3446.77	100.59	-123.50	3.19	159.27
35	3545.66	89.28	311.56	3446.80	106.76	-130.60	4.85	168.68
36	3554.64	89.33	309.64	3446.91	112.61	-137.42	6.42	177.65
37	3564.20	88.83	307.94	3447.07	118.60	-144.87	5.56	187.21
38	3576.25	87.31	307.45	3447.47	125.96	-154.40	3.98	199.24
39	3585.07	86.99	305.92	3447.91	131.34	-161.37	1.93	208.04
40	3593.88	87.17	307.39	3448.36	136.72	-168.34	1.90	216.84
41	3601.66	88.44	307.04	3448.66	141.42	-174.53	5.08	224.60
42	3612.31	87.75	307.26	3449.01	147.85	-183.01	2.04	235.23
43	3625.95	87.55	307.51	3449.57	156.14	-193.86	0.70	248.87
44	3639.36	89.77	309.83	3449.88	164.50	-204.31	7.19	262.25
45	3650.64	90.91	309.27	3449.82	171.68	-213.01	3.38	273.53
46	3665.32	88.78	309.46	3449.86	180.99	-224.35	4.37	288.20
47	3675.74	89.22	308.81	3450.04	187.57	-232.44	2.26	298.62
48	3684.96	90.84	309.56	3450.03	193.39	-239.58	5.81	307.84
49	3695.06	90.14	308.85	3449.95	199.78	-247.41	2.96	317.94
50	3705.44	90.73	308.83	3449.87	206.29	-255.49	1.71	328.32
51	3712.29	90.01	308.43	3449.82	210.56	-260.84	3.61	335.16

52	3722.51	90.37	307.85	3449.79	216.87	-268.88	2.00	345.38
53	3732.47	90.28	307.22	3449.73	222.94	-276.78	1.92	355.33
54	3743.47	88.81	307.20	3449.83	229.89	-285.93	3.84	366.81
55	3753.06	87.43	307.42	3450.12	235.40	-293.16	4.61	375.89
56	3762.64	87.17	307.36	3450.58	241.21	-300.77	0.84	385.45
57	3771.51	87.59	307.25	3450.98	246.58	-307.81	1.47	394.30
58	3778.42	87.45	306.52	3451.28	250.73	-313.34	3.22	401.75
59	3790.34	86.95	307.03	3451.86	257.85	-322.87	1.80	413.08
60	3799.69	87.72	306.63	3452.30	263.45	-330.35	2.78	422.41
61	3809.49	89.83	307.06	3452.51	269.33	-338.19	6.59	432.19
62	3817.50	91.02	307.26	3452.45	274.17	-344.57	4.52	440.19
63	3828.00	90.51	307.80	3452.31	280.56	-352.90	2.12	450.68

9. Conclusion :

La reprise du puits MD 306 est effectuée par un sidetrack, ciblant les drains D4. Après l'application du programme prévisionnel tracé par la SONATRACH, la reprise a été réalisée avec Baker (Rig: TP#196).

On remarque bien que les résultats de diagraphie et du DST ont montré une nette augmentation de débit et confirment les bonnes caractéristiques pétro-physiques ($K=5,65\text{md}$ et $\emptyset=6,82\%$) des réservoirs ciblés.

Conclusion

Générale

Conclusion Générale

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 pétro-physiques.

Les données des paramètres pétro-physiques de la zone 1B du champ de Hassi Messaoud a permis de voir une évolution remarquable de ces paramètres dans le réservoir Cambrien. L'importance de la partie structurellement haute de la zone 1B et avec plus de précision les drains D2 et D4, qui présentent les meilleures qualités réservoir.

La réalisation de la technique de short radius dans le puits MD306 de la zone 1B par a été fait pour l'amélioration de la production de la zone D2 et D4. Les critères de la sélection de ces zones cibles basé sur plusieurs factures:

- Sélection des puits :
 - ✓ Etre un puits sec ou mauvais producteur (sélection primaire).
 - ✓ Etre loin des puits injecteurs (d'eau et de gaz).
 - ✓ Etre dans une zone à faible GOR (gas oil rich).
- Choix des drains : Le choix du drain dépend à des paramètres pétro-physiques (\emptyset , K, Sw) propres de la formation traversée par le forage dans les drains ciblés D2 et D4 ;
- Choix de l'azimut : l'amélioration des caractéristiques pétro-physiques correspond à une direction N135-N315 semble la plus favorable géographique qui sera l'azimut de forage.

La reprise du puits MD 306 est effectuée par un sidetrack, ciblant le drain D4. Après l'application du programme, les résultats de diagraphies et du DST ont montrés une nette augmentation de débit et confirment les bonnes caractéristiques pétrophysiques réservoirs ciblés.

Bibliographie

ALIANE Hassiba Et AKNOUCHE Farid (2016)- Forage et reprise d'un puits en short radius cas du puits OMOZ 662 dans le champ de Hassi Messaoud.». 116page.

SONATRACH, (2000) -Rapport interne de division production,.

SONATRACH, (1979)-Rapport d'implantation du puits MD306, division de production,.

SONATRACH, (2016)-Rapport de fin de sondage du puits MD306, division de production.

WEC (2007) -Sonatrach et Schlumberger. Well Evaluation Conference Algérie

YAHIAOUI LAMIA (2010)- Analyse complexe et évaluation des programmes des puits en short radius et horizontaux a Messaoud aspect géologique et application dans la partie sud». 225page.

Les sites Web

https://www.slb.com/services/drilling/mwd_lwd.aspx

<https://fr.scribd.com/document/377862770/Catalogue-IAP-DZ-2018>

Résumé

La reprise des puits en Short Radius est une technique relativement nouvelle à Hassi Messaoud. Elle s'applique surtout aux puits secs (débit nulle) ou à faibles productions. Dans la zone 1B du champ de Hassi Messaoud, Les données des paramètres pétrophysiques montrent une évolution remarquable de ces paramètres dans le réservoir Cambrien. Cette technique se porte sur le programme de Workover des puits (étude de cas le puits MD306), qui est foré en 2016, La reprise en Short radius du puits MD 306 est effectuée par un sidetrack, ciblant le drain D4. Les résultats de diagraphie et du DST ont montré une nette augmentation de débit et confirment les bonnes caractéristiques pétrophysiques des réservoirs ciblés.

Mots clés : Short Radius, Hassi Messaoud, pétrophysiques, Workover, Sidetrack, drains

Abstract

Short radius is relatively new technic applied in Hassi Messaoud field, it is applied for the low production wells or dry wells (No flow). in 1B zone of Hassi Messaoud field, the petrophysical data showed a remarkable evolution in the Cambrian reservoir. This technic is detailed in wells work over program (case study MD 306 well(which is drilled in 2016, Short radius was performed by side track, targeting D4 drain, Logging and DST results showed a significant increase in flow and confirm the good petrophysical characteristics of the targeted reservoirs.

Keywords: Short Radius, Hassi Messaoud, petrophysical, Work over, Sidetrack, drains.

ملخص

استئناف الآبار بالتقنية الجديدة Short radius في حقل حاسي مسعود تطبق غالبا في الآبار الجافة وضعيفة الإنتاج في كمنطقة B1، المعطيات البيتروفيزيائية في خزانات combrien ذات فعالية عالية. أهمية الجزء البنيوي العلوي للمنطقة B1 والمصارف D1,D2 التي تقدر لنا أفضل الخصائص البيتروفيزيائية. هاته التقنية تعتمد على برنامج، البئر MD306 work over حفر في 2016 الهدف منها زيادة الانتاج . استئناف ال Short radius في بئر MD306 بواسطة sidetrack يهدف المصرف D4 أظهرت نتائج التسجيل الفيزيائي و DST زيادة التدفق ، مما يؤكد احسن الخصائص البيتروفيزيائية في الخزان المحدد.

كلمات مفتاحية: short radius ، حاسي مسعود، البيتروفيزيائية ، Work over ، Sidetrack، المصرف