

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA
Faculte des Sciences et Technologie
et des Sciences de la Matiere
Département hydrocarbures et chimie



Mémoire
MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : sciences techniques

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Forage

Presenté par :

- **Benchenna Saci**
- **Belhani Mohammed**
- **Gougui Ismail**

Thème

Forage directionnelle Réalisation d'un puits
Ré-entre étude de cas reprise de puits OMO 38

Soutenu le **23 /06/2013**
Devant le jury composé de :

Président : Mr Bouksani Mohamed	MA	Univ. KM Ouargla
Examineur : Mr Abdesselam Yacine	MA	Univ. KM Ouargla
Encadreur : Mr Douak Mohamed	MA	Univ. KM Ouargla
Co-encadroure : Mr Khalifa Chrif	MA	Univ. KM Ouargla

Promotion: 2012-2013

Remerciements



Tout d'abord, Nous Remercions le Dieu notre créateur de nos avoir donné les forces pour achève ce travail.

Nous adressons le grande remerciement à notre encadreur qui a proposé le thème de ce mémoire, pour ses conseils et ses dirigés.

Monsieur Douak Mohammed (encadreur)

Monsieur Khalifa Cherif (Co-encadreur)

Nous remercie le département des Hydrocarbures (Université Kasdi Marbah – Ouargla),

l'administration, les étudiants, et surtout les profs. Finalement nos remerciements

s'adressent aux membres de jury qui nous feront l'honneur de juger notre travail,

*et remercions tout ce qui participe réaliser ce mémoire surtout **Gougui Abdelhamid.***



Dédicace

Je dédie ce travail à mon **PERE Mohammed**,
et ma **MERE Fatma Zohra** qui a beaucoup sacrifié à mon
bonheur, et qui ont partagés mes malheurs.

Mes **FRERES**, et **SOURS** surtout **Wassila**, et à toutes
membre de famille surtout mon **GRAND-MÈRE Mbarka**,
mes **tantes** surtout **Messaouda**.

Mes présentons nos chaleureux remerciements aux
enseignants de la mosquée elmakhfi **Taleb Saïde**.

Et les petites enfants **Douaa ; Yousef ; Padro ; Chaima**.

Et mes amis-Salah Chergui -Alhadje Belkacim-Karim, et qui
m'ont encouragé à terminer et toute mes amis, mes étudiants et
faire cette formation à La Université Kasdi Marbah Ouargla.

Benchenna Saci.

Dédicace

*Je dédie ce travail à mon **PERE Mohammed Elhadi**,
que Dieu est pitié de son âme et l'accueil dans son vaste
paradis, et il vous réserve toujours une place dans mon cœur
et mes pensées, Et ma **MERE** qui ont beaucoup sacrifié à mon
bonheur, et qui ont partagés mes malheurs.*

*Ma **SOEUR**, et à toutes membre de famille surtout mon
GRAND PERE, Et ma **GRAND MÈRE**,
mes **TANTES**, mes **ONCLE**.*

*Et mes amis - Otman - Abddjauod - Mounaim - sofiane -
Younace - Oussama, et qui m'ont encouragé à terminer et
toute mes amis, mes étudiant et faire cette formation
à La Université Kasdi Marbah Ouargla.*

Belhani Mohammed.

Dédicace

Je dédie ce travail à mon **PERE Foudil**,

Et ma **MERE Hadja** qui a beaucoup sacrifié à mon bonheur,
et qui ont partagés mes malheurs.

Mes **FRERES**, mes **SOEURS**, et à toutes membre de famille
surtout mes **TANTES** et mes **ONCLES**.

Et tout mes amis surtout Abdelhamid Gougui -Salah Chargui-
Rabah Dagla-Abdelkader Sandali, et qui m'ont encouragé à
terminer et toute mes amis, mes étudiant et faire cette
formation à La Université Kasdi Marbah Ouargla.

Gougui Ismail.

SOMMAIRE		Page
Introduction		01
<u>Chapitre I : Description de champ HMD</u>		
I.1.Historique découverte de Champ Hassi Messaoud		02
I.2.Description de Champ Hassi Messaoud		03
I.2.1.Situation Géographique		03
I.2.2.Situation géologique		03
I.3.Carte des zones et numérotation des puits		04
I.4.Description du réservoir		05
I.5.Caractéristiques du réservoir		05
I.6.Les problèmes attendus		06
<u>Chapitre II : Généralités sur le forage directionnel</u>		
II.1.Définition du forage directionnel (dirigé)		08
II.2.Les Buts du forage directionnel		08
II.3.Les Méthodes de forage directionnel		09
II.3.1.Forage dirige conventionnel		09
II.3.2.Forage de navigation		09
II.4.Méthodes de démarrage du forage directionnel		10
II.4.1.Utilisation d'un moteur de fond		10
II.4.2.Utilisation d'un Jetting		10
II.4.3.Utilisation d'un Outil de déflexion		11
II.5.Les applications du forage dirigé		12
II.5.1.Puits pour control de la verticalité		12
II.5.2.Puits d'interception (Relief Well)		12
II.5.3.Forage dirigé pour raisons géologiques		12
II.5.4.Forage latérale (Side-track)		13
II.5.5.Forage de drainage		13
II.5.6.Emplacements de surface impraticables		13
II.5.7.Plates-formes de production Multi- puits (Clusters)		13
II.5.8.Puits en Ré-entrée (Re-entry wells)		14
II.5.9.Puits multilatérale		14
II.5.10.Les puits à long déplacement		15
II.6.Les différentes profiles de forage dirigé		15

II.6.1.Puits en J	15
II.6.2.Puits en S	16
II.6.3.Puits à long déplacement (Long reach ou Extended Reache wells)	16
II.6.4.Puits multilaréaux	16
II.6.5.Puits à double montée	17
II.6.6.Puits inclinés (tilt au salant wells)	17
II.6.7.Puits horizontal	17
II.7.Equipements spécifiques au forage dirigé	20
II.7.1.Moteurs de fond	20
II.7.1.1.Moteurs à déplacement positif (PDM)	20
II.7.1.2.Les turbines de forage	23
II.7.2.Equipements amagnétiques	24
II.7.3.Les Equipements de mesure au forage dirigé	26
<u>Chapitre III : Contrôle de trajectoire</u>	
III.1.Introduction	32
III.2. Les méthodes de calcul	32
III.2.1. La méthode tangentielle	32
III.2.2.La méthode tangentielle moyenne	32
III.2.3.La méthode Mercury (l'accélération compensée)	32
III.2.4.Méthode de l'angle moyen	32
III.2.5.Méthode du rayon de courbure	33
III.2.6.Méthode de courbure minimum	34
III.3.Calcul d'incertitudes de positionnement	35
III.3.1.Sources d'erreurs	35
III.3.2.Détermination des valeurs d'incertitude	37
III.4.Étude Anti-Collision	38
III.5.Contrôle de trajectoire	38
III.6.Calculs de trajectoire	40
III.6.1.Principe du calcul	40
III.6.2.Conditions et options initiale	40
III.6.3.Calculs	41

Chapitre IV : Etude de cas puits Ré-entre

IV.1.Introduction	42
IV.2.Intérêt du Ré-entry à Hassi Messaoud	42
IV.3.Les paramétrés sélectionné pour réaliser d'un puits ré-entre	43
IV.3.1.Sélection des puits	43
IV.3.2.Choix des drains à cibler	43
IV.3.3.Choix d'azimut	43
IV.4.L'apport des ré-entre à Hassi Messaoud	43
IV.5.Reprise du puits OMO 38 en Ré-entry	45
IV.5.1.Localisation et données du puits OMO 38	45
IV.5.2.Historique du puits OMO38	45
IV.5.3.Caractéristiques géologiques	46
IV.5.4.Découpage en drains et caractéristiques pétro-physiques	46
IV.5.5.Paramètres pétro physiques de la zone 07	46
IV.5.6.Caractéristiques des fluides de gisement	46
IV.5.7.Programme prévisionnel de reprise	48
IV.5.8.Trajectoire prévisionnelle	49
IV.6.Réalisation de la reprise	53
IV.6.1.Préparations du puits	53
IV.6.2.Pose bouchon de ciment	53
IV.6.3.Forage du Side track	54
IV.6.4.Forage du Build up	55
IV.6.5.Forage du drain horizontal	55
IV.7.Enregistrement du Survey du puits OMO38	56
IV.8.Commentaire la trajectoire réel	60
IV.9.Les problèmes rencontrés et recommandations	61
IV.10.Etude économique opération reprise de puits OMO38	62

Conclusion

Annexe

Bibliographie

Liste des figures

Figure	Titre	Page
01	Situation du champ de HMD. (I)	02
02	Représentation des différentes zones du champ de HMD. (I)	04
03	Stratigraphie du Champ de Hassi Messaoud. (I)	07
04	Le forage directionnel. (II)	08
05	Méthodes de forage dirigé. (II)	10
06	Forage directionnel par Outil de déflexion. (II)	11
07	Forage directionnel par Jetting. (II)	11
08	Puits d'interception (Relief Wells). (II)	12
09	Forage destiné à contourner un dôme de sel. (II)	12
10	Emplacements de surface impraticables. (II)	13
11	Puits en Ré-entrée (Re-entry Wells). (II)	14
12	Puits multilatérale. (II)	14
13	Puits en forme J. (II)	15
14	Puits en forme S. (II)	16
15	Puits inclinés (tilt ou slant Wells). (II)	17
16	Forage horizontal. (II)	17
17	Les différents types de profil de puits horizontaux. (II)	19
18	Moteurs de fond. (II)	20
19	Configuration des moteurs de fond. (II)	22
20	Différents types de moteurs / Géométrie des moteurs. (II)	22
21	Adjustable Assembly (bente hosing). (II)	22
22	Section motrice d'une turbine. (II)	23
23	Masse-tiges amagnétiques. (II)	24
24	Raccord coudés et raccords d'orientation. (II)	25
25	Outils de déflexion (Whip stock). (II)	25
26	Side-entry Sub.et Panneau de control de surface. (II)	27
27	Systèmes à mud pulse. (II)	29
28	Système de transmission électromagnétique. (II)	29
29	Le Gyroscope. (II)	31
30	Méthode de l'angle moyen. (III)	33
31	Méthode du rayon de courbure. (III)	34
32	Méthode de courbure minimum. (III)	35
33	Enveloppe d'incertitude. (III)	37
34	Situation du puits OMO38. (IV)	45
35	Profile initial du puits OMO 38. (IV)	47
36	Profile prévisionnel du puits OMO 38. (IV)	48
37	Projection verticale prévisionnelle de trajectoire du puits OMO38. (IV)	52
38	Projection horizontale prévisionnelle de la trajectoire du puits OMO 38. (IV)	52
39	Pose du Bouchon de ciment. (IV)	54
40	Profils des trajectoires réelle et prévisionnelle. (IV)	60

Liste des tableaux

TABLEAU	TITRE	PAGE
01	Les Erreurs dues aux types de calculs. (III)	36
02	Les résultats de quelques puits repris en ré-entre. (IV)	45
03	Localisation du puits OMO 38. (IV)	46
04	Caractéristiques géologiques. (IV)	47
05	Découpage en drains et caractéristiques pétro-physiques. (IV)	47
06	Caractéristiques des fluides de gisement. (IV)	47
07	La trajectoire prévisionnelle (théorique) du puits OMO38. (IV)	52
08	Composition du BHA au side track. (IV)	56
09	Composition du BHA au build up. (IV)	56
10	Composition du BHA au drain horizontale. (IV)	57
11	Trajectoire réalisée (projection verticale). (IV)	58
12	Trajectoire réalisée (projection verticale). (IV)	59
13	Trajectoire réalisée (projection horizontale). (IV)	60
14	L'investissement du puits OMO38. (IV)	62

Résumé

Après plusieurs années le puits de pétrole mise en production il y a une chute de la quantité de production et cela est dû à plusieurs facteurs et des influences, la déclin la plus importante dans le début de réservoir et diminution pression de la formation géologique du puits, pour remédier à ce manque de production et le rendement du puits au moins proche de son état initial, nous devons faire un processeur appelé la reprise de puits par créer un Ré-entrée dans le puits (courbure court).

Ce processus s'applique sur un puits foré verticalement et il change la forme à la horizontale, par élimination partie inférieure du l'ancien puits par bouchon de ciment et la création d'un nouveau puits d'entrer latéralement dans le puits et le forage horizontalement, c'est là que nous pouvons augmenter le débit du fluide de puits ainsi élargir la zone de contact avec couche-trou.

Cette mémoire met l'accent sur quatre axes, la première partie est la description géologique du champ de Hassi Massaoud, la 2^{ème} partie mentionne les généralités sur forage directionnel, ses type, ses applications, ses machines utilisées, la 3^{ème} partie est de surveiller et contrôler la trajectoire réel et ses mesures, la dernière partie où nous sommes étudie un cas réel afin d'appliquer la technique de reprise de puits en Ré-entrée (courbure court) dans le puits OMO 38, le point de laquelle distinguer les conditions d'application de cette technologie et mettre en place les étapes et nous allons clôturer par une étude économique met en évidence son coûts et le temps nécessaire pour récupérer les couts de forage d'un nouveau puits (Pot).

ملخص

بعد مرور عدة سنوات من وضع بئر النفط في حالة إنتاج يكون هناك نقص في كمية الإنتاج وهذا راجع لعدة عوامل ومؤثرات أهمها تراجع معدل التدفق للخزان وهبوط ضغط التكوين الجيولوجي للبئر، ولتدارك هذا النقص في الإنتاج وإرجاع البئر على الأقل قريبا من حالته الأولية يلزمنا القيام بعملية تسمى استعادة البئر بإنشاء مدخل ثاني في البئر (انحناء قصير).

تدخل هذه العملية على بئر محفور عموديا فتقوم بتغيير شكل البئر إلى أفقي وذلك من خلال إلغاء الجزء السفلي من البئر القديم بواسطة سداة اسمنت وإنشاء بئر جديد بالدخول جانبيا في البئر والحفر أفقيا، حيث يمكننا هذا من رفع درجة تصريف البئر لمائع المخزن وتوسيع مجال اتصال البئر بالمخزن. تتركز هذه المذكرة على أربعة محاور، أولا جزء جيولوجي يصف حقل حاسي مسعود، جزء ثاني يذكر عموميات على الحفر الموجه : أنواعه، تطبيقاته، الآلات المستعملة فيه، وجزء ثالث هو مراقبة المسار المحقق وما يلحقه من قياسات، والجزء الأخير وفيه نقوم بدراسة حالة حقيقية من أجل تطبيق تقنية استعادة بئر بمدخل ثاني (انحناء قصير) وذلك في بئر OMO 38، نبرز خلالها شروط تطبيق هذه التقنية ومراحل إقامتها، ونهيها بدراسة اقتصادية تبرز تكلفتها والوقت اللازم لاسترجاع مصاريف حفر البئر الجديد.

Abstract

After several years of development of oil well in the case of the production, there is a shortage in the amount of production and this is due to several factors and influences the most important decline in the flow rate of the tank and hypotension geological formation of the well, and to remedy this lack of production and returns well at least close to its initial state, we need to do a process called restoration of the well proposition create a Re-entry into the well (Short Radius)..

The intervention of this process on a well carved vertically whereupon change the shape of the well to the horizontal through abolition of the bottom of the well, the old by stopper cement and the establishment of a new well to enter aside in the well and drilling horizontally, where we can this raise the discharge of the well fluid stored and expand the field of communication well warehouse.

This work focuses on four themes, first part describes the geological Hassi Messaoud ceremony, second part noteworthy outs on directional drilling, forms, applications, machines used; A third part is to monitor the trajectory investigator and the help of measurements, and the last part we study the real condition for the application of technology recovery wells in Ré-entry (short Radius) a well OMO 38, highlight which conditions the application of this technique and stages set up, and finally study the economic highlights the cost and the time required to retrieve the new well drilling expenses.

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Introduction générale

Après l'augmentation des puits fermés à cause de la chute de production malgré les interventions périodiques réalisées sur ces puits (méthodes de stimulation: snubbing, acidification, fracturation hydraulique), Donc il faut usage une opération bonne efficace (reprise des puits en Ré-entre).

La reprise des puits en Ré-entre appelé aussi (short radius) a été appliquée pour la première fois en Algérie sur le champ de HMD en 1996, le premier puits MD 218 à été repris.

L'hétérogénéité pétrophysique du réservoir du champ de Hassi Messaoud à nécessité pour son développement la mise en place des moyens conventionnels à savoir :

- Forages directionnelle propres : ce sont des puits programmés au début pour atteindre un objectif donné ;
- Reprise en Ré-entre (short radius) : ce sont des puits verticaux reprise en puits horizontaux à cause des problèmes liés à la production (puits sec, diminution de la production, éviter le coning d'eau ou de gaz).

Cette dernière est connue une large application au niveau du champ de Hassi Messaoud, en raison de son faible coût par rapport au coût d'un nouveau forage ou les autres opérations l'intervention acidification, et fracturation hydraulique.

Notre modeste étude est basé sur une généralités sur le forage directionnel qui est une étape incontournable pour pouvoir s'initier au sujet puis approche de calcul des trajectoires en énumérant brièvement les méthodes existantes suivre le déroulement de la reprise de puits OMO 38 en Ré-entre (short radius) comme exemple et enfin interprétation des résultats et une conclusion finale.

CHAPITRE I

PARTIE GÉOLOGIQUE

I.1. Historique découverte de Champ Hassi Messaoud :

Après la mise en évidence par la sismique-réfraction de la structure de Hassi Messaoud comme étant un vaste dôme structural, la société “SN REPAL” (Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie). implante le 16 janvier 1956, le premier puits MD1, pas loin du puits chamelier de Hassi Messaoud. Le 15 juin de la même année, ce forage a recoupé des grès cambriens à 3338 m comme étant producteurs d’huile.

En mai 1957, la société “CFPA” (Compagnie Française de Pétrole d’Algérie) réalise un puits OM1 à environ 7Km au Nord-Ouest du puits MD1, ce forage confirmait l’existence d’huile dans les grès du Cambrien. Par la suite, le champ de Hassi Messaoud fut divisé en deux concessions distinctes : C.F.P.A pour le champ Nord et SN REPAL pour le champ Sud. La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d’exploitation.

Dès lors, les forages se sont développés et multipliés sans cesse, jusqu’à arriver à plus de 1200 puits. Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a incité à utiliser les méthodes de récupération secondaire (injection de gaz, d’eau, fracturation, acidification, etc.). [6]

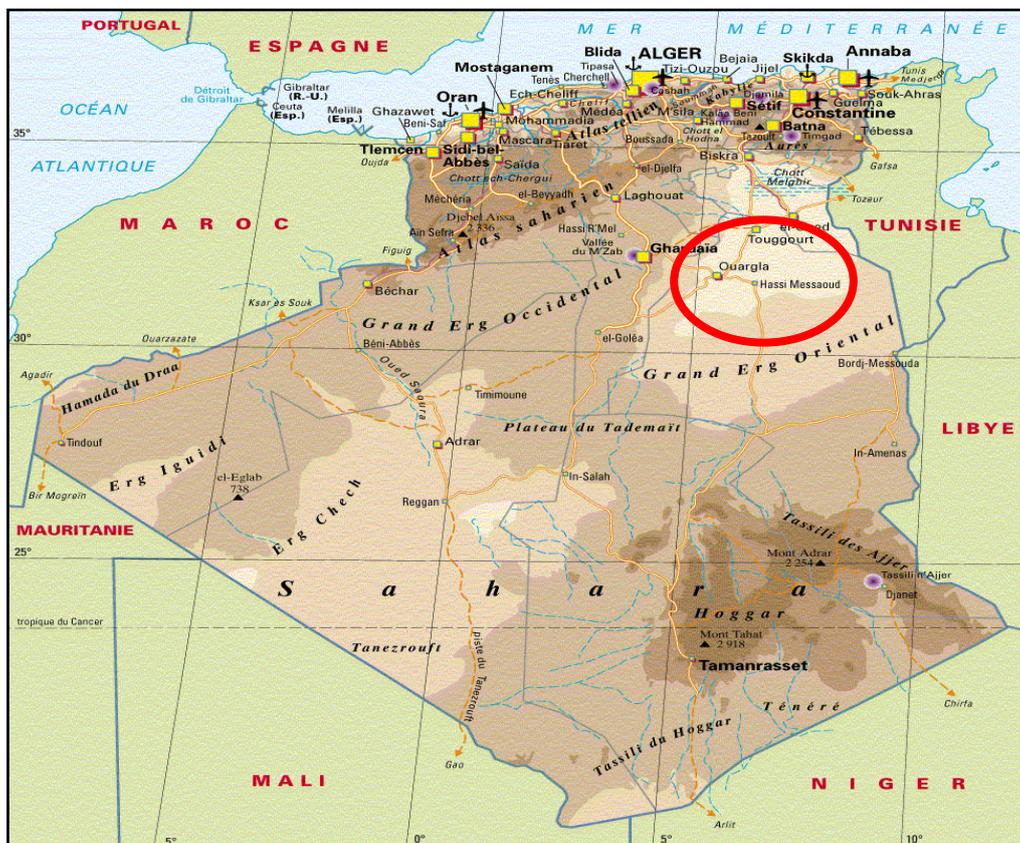


Figure.1: Situation de champ de HMD.

I.2. Description de Champ Hassi Messaoud :**I.2.1. Situation Géographique :**

Le champ de Hassi Messaoud est situé à 850 Km au sud-est d'Alger, à 280 km au Sud-est du gisement de gaz-condensat de Hassi R'Mel et à 350 Km de la frontière Allégro-Tunisienne. Il fait parti d'un ensemble des structures formant la partie Nord de la province Triasique.

Il s'étend sur 2500 km², il a pour coordonnées Lambert :

$$X = [790000-840000] \text{ Est ;}$$

$$Y = [110000-150000] \text{ Nord.}$$

Il est encadré par la latitude 31°30' et 32°00' et la longitude 5°40' et 6°20'.

I.2.2. Situation géologique:

Par rapport aux 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 le gisement de Rhoud El Baguel et Mesder.

La mole de Hassi Massoud est le résultat d'une histoire paléo tectonique assez compliquée, c'est le prolongement de la dorsale d'Amguid El Biod de plus de 800Km de long. Sa structure fait partie d'un ensemble de structures formant la province triasique Nord oriental.

Géologiquement, le champ de Hassi Massoud est limité :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya ;
- Au Sud par la mole d'Amguid El Biod ;
- Au Nord par la structure Djammaa –Touggourt ;
- A l'Est par les hautes –fonds de Dahar, Rhoud El Baguel et la dépression de Ghadamès. [6]

I.3. Carte des zones et numérotation des puits :

a) - Carte des zones de production à HMD :

Le champ de "Hassi Massoud" est découpé en 25 zones dites de production, d'extension variable. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communicant entre eux et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement.

Il est important de noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone peut être divisée en sous zones. (Ex : 1a, 1b, 1c).

b) - Zones et numérotation de puits :

Le champ de "Hassi Massoud" est divisé en deux parties distinctes : le champ Nord et le champ Sud, chacun ayant sa propre numérotation.

- **Champ Nord** : comporte une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple Oml_z872 :
 - O : majuscule, permis de Ouargla ;
 - m : minuscule, carreau de 1600 km² ;
 - l : minuscule, carré de 100 km² ;
 - z : puits horizontale.
- **Champ Sud** : La numérotation est chronologique. Ex: Md1, Md2, ..., Md544...

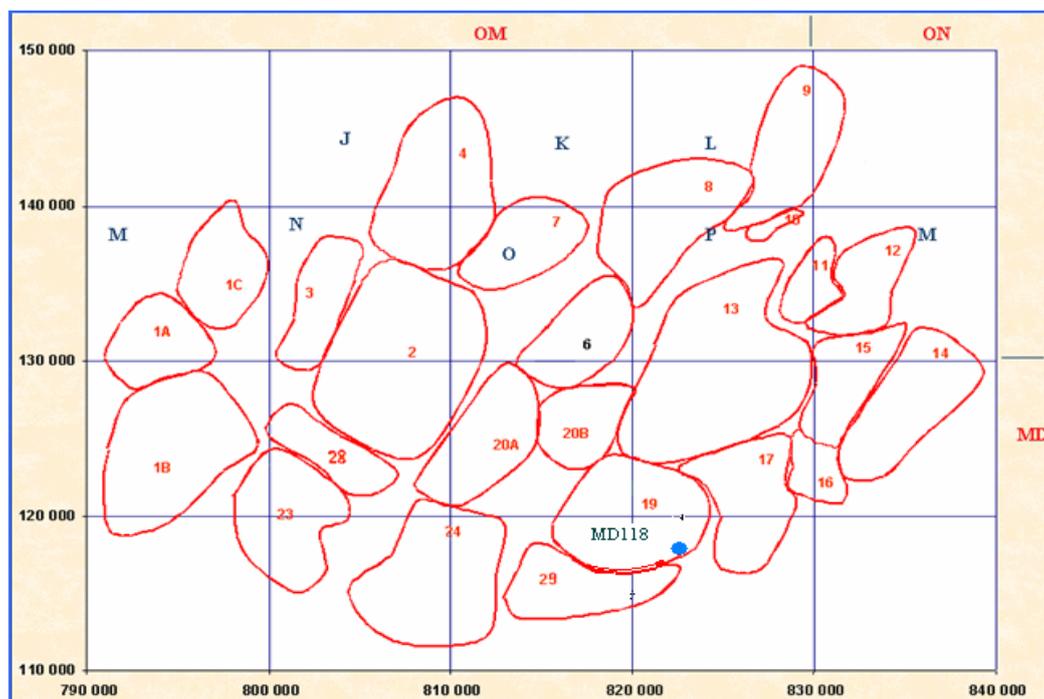


Figure.2: Représentation des différentes zones du champ de HMD.

I.4. Description du réservoir :

Le réservoir est constitué de quatre ensembles ou litho zones, qui sont à partir de bas le R3, R2, Ra et R1.

• Litho-zone R1 :

- **Ri** : Correspond au réservoir isométrique. Il a été recoupé essentiellement à la périphérie du champ, là où la série est complète ; ce sont des grès quartzites isométriques moyens à fins à ciment argileux, avec de nombreuses passées silteuse. Il repose sur le Ra supérieur par une surface d'abrasion ($e = 50\text{m}$)

- **Ra** : Représente le réservoir principal. Le Ra est compris entre 3257 à 3348 m avec une épaisseur de 91 m, Dans sa partie supérieure et moyenne ($e = 20$ à 60m), il est formé de grès quartzites, an isométriques, moyens à grossiers, à ciment silico-argileux (5 % de kaolinite + illite) localement constitué de quartzites franches. Dans la partie inférieure s'intercalent, de manière irrégulière, des passées centimétriques de silt stones argileux ($e = 100:120\text{m}$).

• Litho-zone R2 :

Le R2 est compris entre 3348 à 3430 m avec une épaisseur de 82 m, Est constitué de grès quartzites et quartzites gréseuses, moyens à grossiers, an isométriques, avec parfois des niveaux micro-conglomératiques, à ciment argileux assez abondant (illite). On note des intercalations millimétriques de silt ($e = 100\text{m}$).

• Litho-zone R3 :

Repose sur l'Infracambrien, et parfois directement sur le socle granitique, c'est une série de comblement d'une épaisseur moyenne de 300 m, elle se compose de grès grossiers à microconglomérats feldspathique, les grains sont mal classés, le ciment est de nature argileuse avec parfois des zones à grès ferrugineux, et des intercalations d'argiles silteuse. Le "R3" ne présente aucun intérêt pétrolier.

I.5. Caractéristiques du réservoir :

Le gisement de Hassi Messaoud se caractérise par sa formation COMBRO ORDOVICIEN, sa profondeur entre 3361 à 3473 m. La légèreté de son huile ($\text{API} = 54,5$) et sa pression initiale élevée (482 Kg/cm^2) pour un point de bulle entre 140 et 200 Kg/cm^2 . Le champ de Hassi Messaoud de par sa superficie et ses réserves est considéré parmi les plus grands gisements du monde avec une pression de gisement varie de 120 à 400 kgf/cm^2 , une température de l'ordre de 118°c à 123°c et une perméabilité très faible de 0 à 1 darcy. [6]

I.6. Les problèmes attendus :

Au cours du forage, plusieurs problèmes ont été rencontrés dont les causes principales sont les suivantes :

- ❖ La nature des terrains traversés ;
- ❖ Les régimes de pression.

On a trois types de problèmes :

I.6.1. Pertes et éboulement :

Dans la première phase, les terrains ne sont pas consolidés, perméables et très poreuses, ce qui entraîne des pertes importantes et des éboulements lors de forage.

Dans la troisième phase, il ya des pertes dues aux fragilités des formations de TGE.

I.6.1.1. Mio-pliocène :

On a des risques de pertes par absorption dans :

- ❖ Les formations sableuses ;
- ❖ Les barres calcaires.

I.6.1.2. Sénonien :

On a des risques de pertes totales au niveau des calcaires fissurées avec éboulement de sable du mio-pliocène.

I.6.1.3. Turonien :

On peut avoir des pertes totales et coincement à cause du craquage de la formation sous l'effet des densités des différentes boues utilisées pour forer la couche.

I.6.2. Problèmes des argiles fluentes :

Ce problème est dû au fluage des argiles, ce dernier provoque des surpressions et des coincements par rétrécissement des parois.

I.6.3. Problèmes des eaux chlorurées calciques :

Dans la zone lias dolomitique quelques intercalations de dolomie vacuolaire renferment des eaux chlorurées calciques avec 320 à 350g/l de CaCl₂.

La pression est de l'ordre de 575Kg/Cm², les venues d'eaux sont fréquentées, ce problème ne peut être résolu qu'avec l'utilisation d'une boue lourde ayant une densité 2,1 à 2,15, cette boue lourde favorise le craquage de TAG (TRIAS ARGILO-GRÉSEUX). [6]

ERE	SYST	ETAGES		Ep moy	DESCRIPTION	
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE discordance alpine		240	Sable, calcaire, marne sableuse	
		EOCENE		120	Sable, calcaire à silex	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite	
			ANHYDRITIQUE	219	Anhydrite, marne, dolomie	
			SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite	
		TURONIEN	90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux		
		CENOMANIEN	145	Anhydrite, marne, dolomie		
		ALBIEN	350	Grès, sable avec intercalations d'argile silteuse		
		APTIEN	25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire		
		BARREMIEN	280	Argile, grès, dolomie		
		NEOCOMIEN	180	Argile, marne, dolomie, grès		
	JURASSIQUE	MALM		225	Argile, marne, calcaire, grès et traces d'anhydrite	
		DOGGER	ARGILEUX	105	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grès	
			LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise	
		LIAS	L.D 1	65	Dolomie, anhydrite, argile	
			L.S 1	90	Alternances sel, anhydrite et argile	
			L.D 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline	
			L.S 2	60	Alternances sel et argile	
			L.D 3	30	Alternances de dolomie et de marne	
		TRIAS	SALIFERE	TS 1	46	Alternances de sel, d'anhydrite et de dolomie
				TS 2	189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
	TS 3			202	Sel massif et traces d'argile	
	ARGILEUX		113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite		
	GRESEUX		35	Grès, argile		
	ERUPTIF discordance hercynienne		0-92	Andésites altérées		
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA	75	Quartzites fines avec traces de tigillites		
		GRES D'EL ATCHANE	25	Grès fins à ciment argileux, bitumineux		
		ARGILES D'EL GASSI	50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolithes		
		ZONE DES ALTERNANCES	20	Alternance de grès et argile. Présence de tigillites		
	CAMBRIEN	R1	50	Grès isométriques, fins, silteux		
		Ra	120	Grès à grès quartzitiques anisométriques à niveaux de silts		
		R2	100	Grès moyens à grossiers à ciment argileux illitique		
		R3	300	Grès grossier à ciment argileux, argile silteuse		
	INFRA-CAMBRIEN	45	Grès argileux rouges			
	SOCLE					Granite porphyroïde rose

Figure.3: Stratigraphie du Champ de Hassi Messaoud.

CHAPITRE II

GÉNÉRALITE SUR LE FORAGE DIRECTIONNELLE

II.1. Définition du forage directionnel (dirigé) :

On appelle aussi le forage dirigé, dévié ou oblique. Le forage directionnel est la science de dévier la trajectoire d'un puits par rapport à la verticale, afin d'atteindre la cible prévue située à une distance donnée. [2]

Le forage directionnel fait désormais parti intégrante des techniques conventionnelles de forage car il est devenu très courant si ce n'est systématique en développement de gisement. Cette technique ne consiste pas uniquement à choisir et dessiner la trajectoire, mais également à définir les appareils de mesures, les outils de déviation, les paramètres de forage appropriés et l'architecture du puits compatible avec la trajectoire. [3]

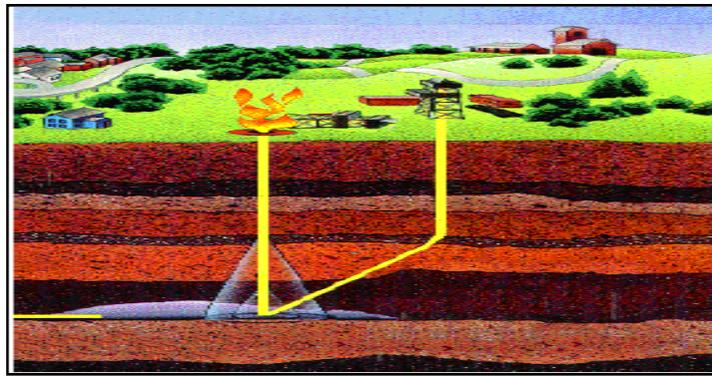


Figure.4 : Le forage directionnel.

II.2. Les Buts du forage directionnel :

Les objectifs recherchés lors d'un forage dévié sont en général une combinaison de plusieurs facteurs à savoir :

- Obtenir une longueur optimale de la liaison couche-trou ;
- Augmenter l'efficacité et la productivité du puits ;
- Limiter le nombre de puits à forer sur un champ ;
- Diminuer les pertes de charge (vitesse de fluide moins importante) ;
- Produire à débit plus élevé pour une même ΔP (faible draw down) ;
- Coût moins élevé dans le cas de la reprise des puits (partie verticale déjà foré) ;
- Pour résoudre un problème particulier de production tel que :
 - Anisotropie de perméabilité ;
 - Isolation de la formation ;
 - Effet de cône de l'aquifère ou de l'anneau de gaz lors de la production ; [2]

- Une géométrie particulière du réservoir ou de l'emplacement de surface ;
- Pièze production des puits conventionnels ;
- Toutes combinaisons de problèmes décrits ci-dessus. [2]

II.3. Les Méthodes de forage directionnel :

Deux méthodes sont utilisées pour réalisation d'un forage dirigé :

- ✓ Forage dirige conventionnel ;
- ✓ Forage de navigation.

II.3.1. Forage dirige conventionnel :

Le Forage dirige conventionnel utilise deux modes alternée :

- 1) Moteur : utilisant un moteur de fond, en principe sans rotation de train de tiges ;
- 2) Rotary : sans moteur de fond.

Le déroulement d'un puits dévié en forage dirigé conventionnel est le suivant:

- Montée initiale en inclinaison et orientation du puits à l'aide d'un moteur de fond équipé d'un raccord coudé jusqu'à l'obtention d'une inclinaison minimum de l'ordre de 10 degrés et de l'orientation du puits dans l'azimut initial déterminé ;
- Continuation de la phase de montée en mode rotary ;
- Forage des sections droites en mode rotary ;
- Si nécessaire, correction(s) d'azimut et/ou d'inclinaison à l'aide d'un moteur de fond équipé d'un raccord coudé.

Cette méthode était et reste adaptée au forage de la plupart des puits en "J" ou en "S" avec l'assistance d'un MWD ou même en utilisant un single-shot. Elle ne convient pas à la réalisation des puits horizontaux ou tri dimensionnels. [3]

II.3.2. Forage de navigation :

Il est appelé de navigation car il permet un contrôle permanent de l'inclinaison et l'azimut par petites corrections obtenues à l'aide du raccord coudé, Il ne peut être pratiqué qu'avec des moteurs équipés d'un raccord coudé incorporé.

Il consiste à utiliser des moteurs de fond pour la totalité de phase de forage dirigé :

- ✓ Des phases sans rotation du train des tiges (sliding) permettant le contrôle de l'azimut et /ou un changement d'inclinaison.
- ✓ Des phases avec rotation du train de tiges (rotary), la rotation annulant l'effet du raccord coude et résultant en un forage rectiligne. [1]

Le forage de navigation permet de suivre parfaitement une trajectoire théorique et donc d'atteindre une cible avec certitude. Il est donc nécessaire au forage horizontal dans lequel l'arrivée au point d'entrée à haute inclinaison et souvent avec une tolérance verticale faible ne serait pas possible avec les méthodes conventionnelles.

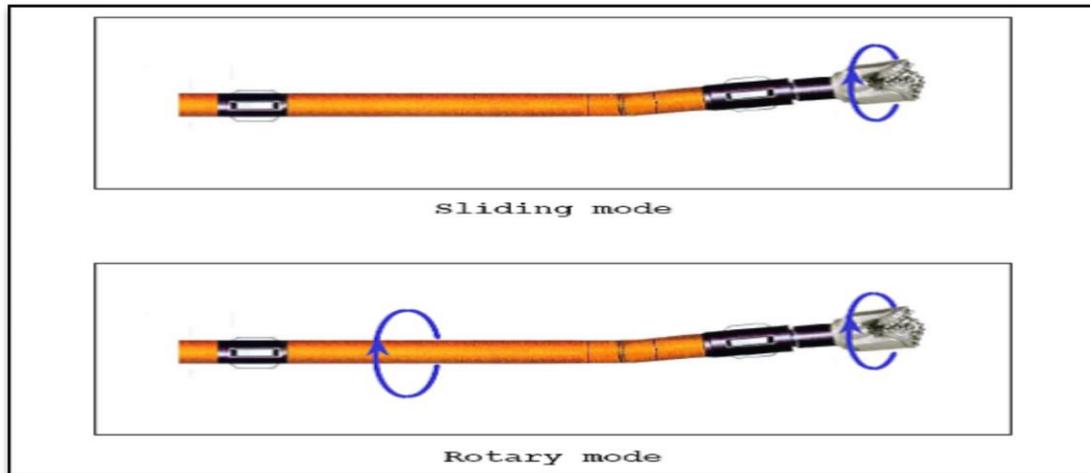


Figure.5 : Méthodes de forage dirigé.

II.4.Méthodes de démarrage du forage directionnel :

II.4.1.Utilisation d'un moteur de fond :

C'est de loin la méthode la plus communément utilisée.

Un moteur de fond équipé d'un raccord coudé (incorporé ou non) ayant son tool face à zéro forera selon une trajectoire courbe dans la direction du plan du raccord.

II.4.2. Utilisation d'un Jetting :

Cette méthode consiste à éroder la formation sous l'action d'un impact hydraulique et dans une direction privilégiée.

Ceci peut se faire en utilisant un outil de forage dont toutes les duses sauf une (exceptionnellement deux) sont obturées.

Sous l'action de l'impact hydraulique (la vitesse du fluide doit être au moins de 100 mètres par seconde) et sans rotation du train de tiges, la formation sera érodée par le jet, créant une poche latérale orientée vers le bas et latéralement dans le sens du jet.

Il suffit alors d'orienter cette duse dans la direction souhaitée pour initier la montée en inclinaison dans la direction donnée.

Le jetting ne peut être pratiqué que dans les formations tendres, telle que par exemple du sable. La pénétration peut être de l'ordre du mètre par minute.

Dans des formations plus dures, l'effet hydraulique est complété d'un effet mécanique consistant en du martelage obtenu en laissant tomber la garniture de quelques mètres sur le fond de trou. [1]

II.4.3. Utilisation d'un Outil de déflexion :

La troisième solution pour initier la déviation et orienter un puits est l'utilisation d'un outil de déflexion.

Ces outils, communément appelés Whipstocks, ont été utilisés dès les débuts du forage dirigé puis ont été éclipsés par le développement des moteurs de fond.

Ils réapparaissent aujourd'hui avec le développement des puits en ré-entrée où ils offrent une bonne solution pour l'ouverture de la fenêtre.

Ils peuvent être utilisés :

- en trou ouvert ;
- dans un tubage pour y ouvrir une fenêtre. [1]

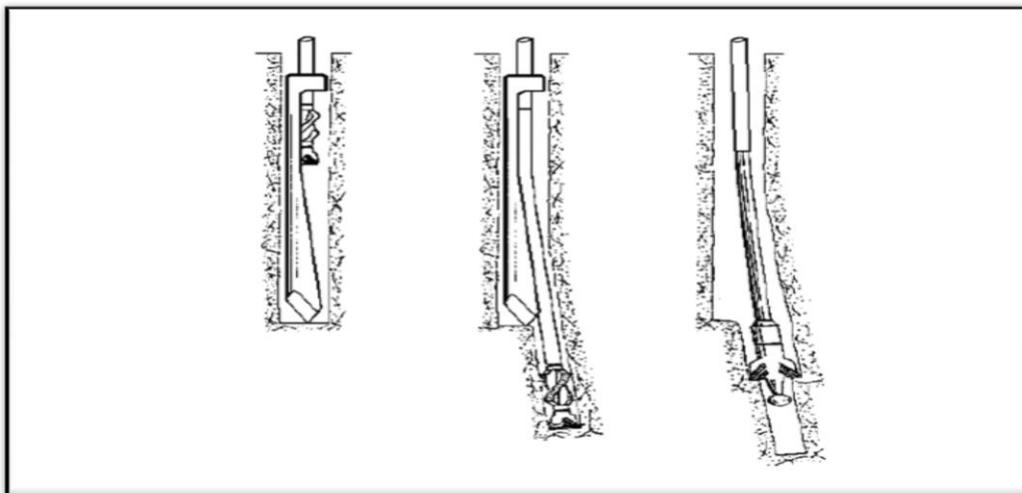


Figure.6 : forage directionnel par Outil de déflexion.

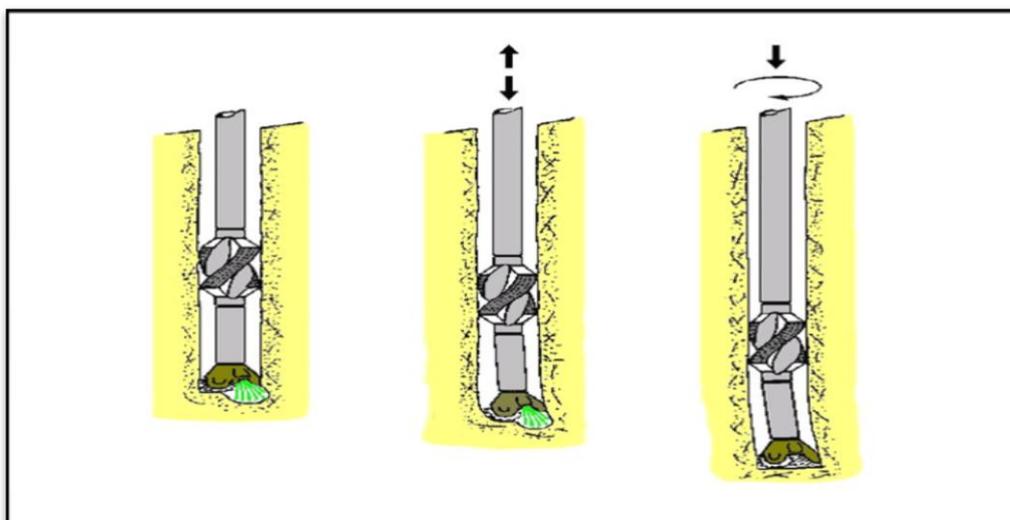


Figure.7 : forage directionnel par Jetting.

II.5. Les applications du forage directionnel :

Les applications du forage dirigé sont multiples et elles sont de plus en plus nombreuses parmi les principales, on peut citer.

II.5.1. Puits pour control de la verticalité :

L'une des premières applications du forage dirigé est la correction d'un puits serpenté (crooked hole).

II.5.2. Puits d'interception (*Relief Well*) :

Ces puits sont destinés à approcher ou même intercepter la trajectoire d'un autre puits en éruption incontrôlable. C'est l'une des premières applications du forage dirigé (John Eastman en 1934).

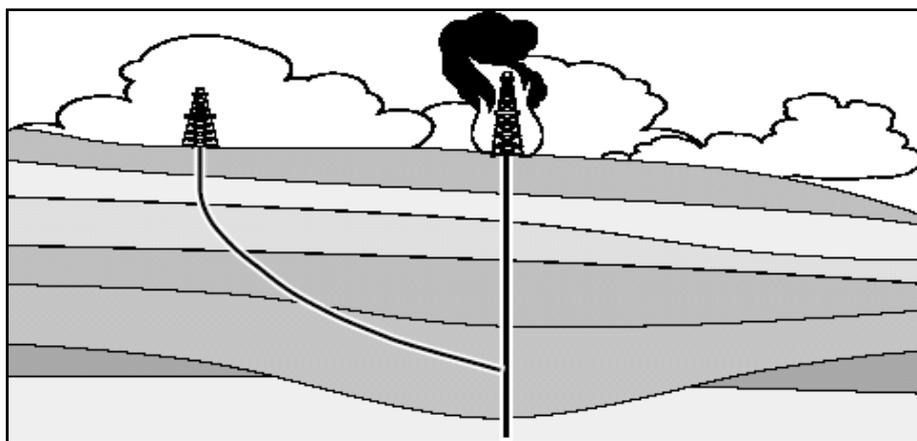


Figure.8 : Puits d'interception (Relief Well).

II.5.3. Forage dirigé pour raisons géologiques :

- Forage à travers une faille pour améliorer le contrôle de déviation ou la production ;
- Forage destiné à contourner un dôme de sel. [3]

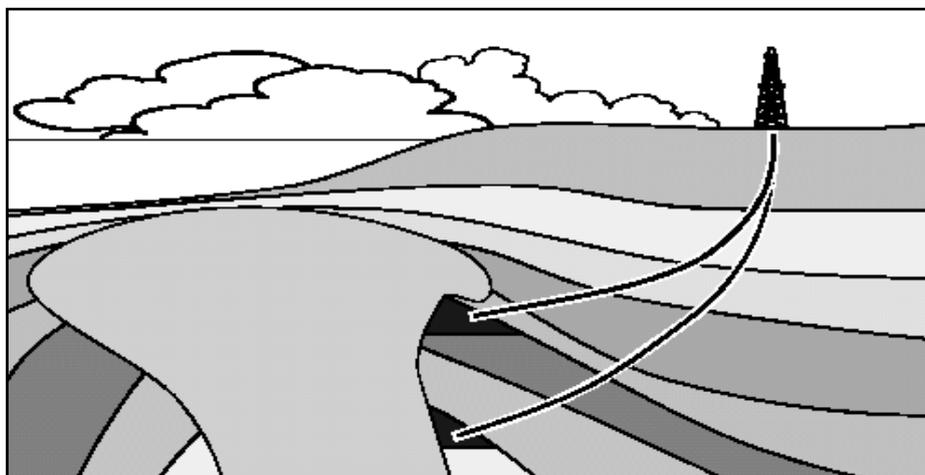


Figure.9 : Forage destiné à contourner un dôme de sel.

II.5.4. Forage latérale (Side-track) :

Le forage d'un puits latéral consiste à abandonner un puits en cours de forage pour le reprendre à une profondeur inférieure, soit pour des raisons techniques, soit pour des géologiques, par exemple :

- 1- à la suite d'opérations de repêchage infructueuses ;
- 2- en cas d'extrême dog-legs ;
- 3- en cas de rupture de casing ;
- 4- en cas de rencontre d'une faille imprévue.

II.5.5. Forage de drainage :

Forage destinés à augmenter la longueur traversée dans le réservoir. Les puits horizontaux en sont la plus belle illustration.

II.5.6. Emplacements de surface impraticables :

- Forage depuis le rivage pour atteindre des réservoirs offshore ;
- Forage depuis la mer pour atteindre des réservoirs situés sous une cote inhospitalière ;
- Forage urbains ;
- Forage en montagne. Les puits à long déplacement résultent le plus souvent de l'un de ces causes.

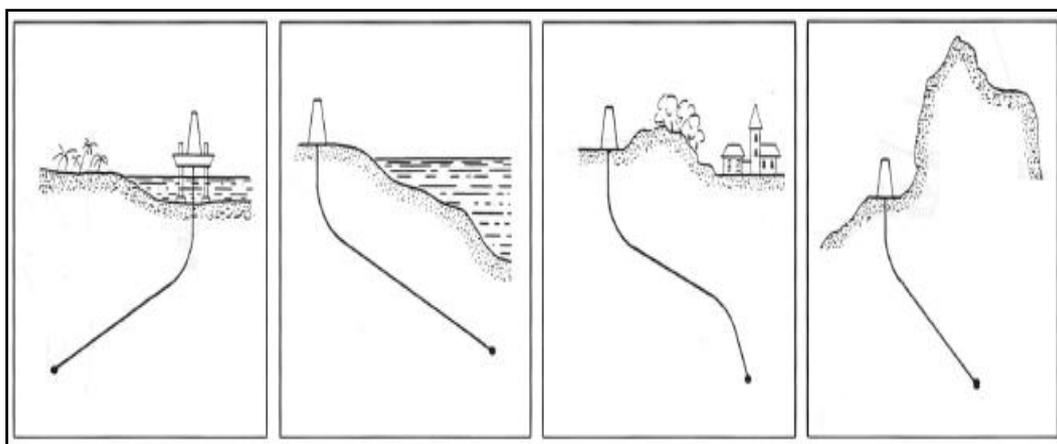


Figure.10 : Emplacements de surface impraticables.

II.5.7. Plates-formes de production Multi- puits (Clusters) :

C'est l'une des plus importantes applications du forage dirigé permettant le développement économique de réservoir offshore, également utilisée à terre pour des raisons soit économiques, soit économiques. [3]

II.5.8.Puits en Ré-entrée (Re-entry wells) :

Cette technique utilisée intensivement depuis les années 80 consiste à abandonner le fond d'un puits existant (vertical ou dévié) pour forer latéralement un nouveau puits, celui-ci se terminant souvent par un drain horizontal.

Cette technique permet de faire l'économie du forage et des équipements de la partie supérieure du puits.

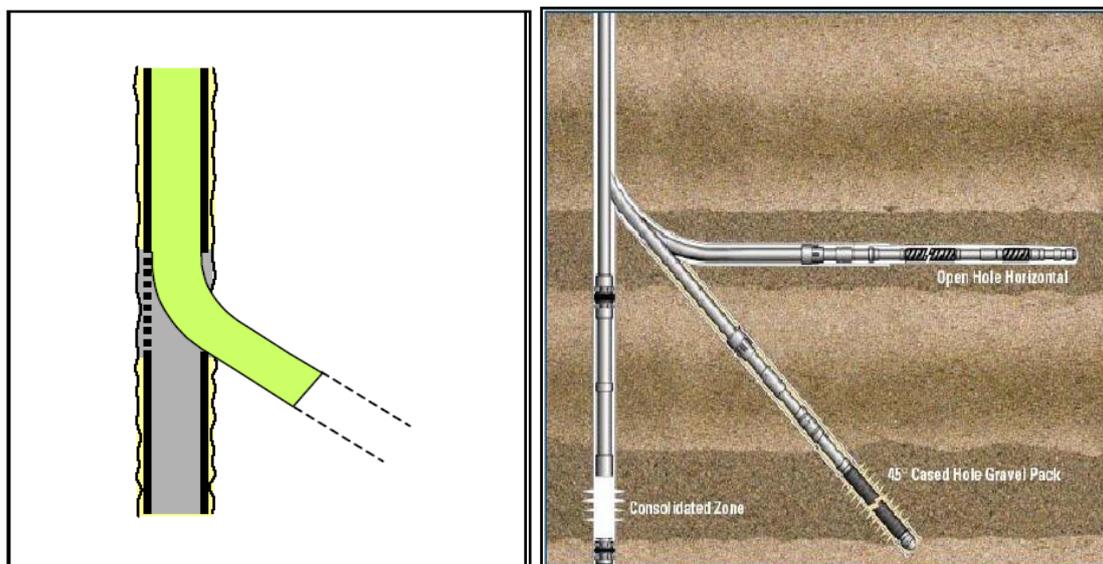


Figure.11 : Puits en Ré-entrée (Re-entry wells).

II.5.9.Puits multilatérale :

Les puits multilatéraux sont un développement du forage horizontal. Ils consistent à forer une ou plusieurs branches à partir d'un drain primaire qui peut être vertical, dévié ou lui-même horizontal. Des nombreux types de puits multilatéraux ont été forés. Nous ne citerons que deux exemples. [3]

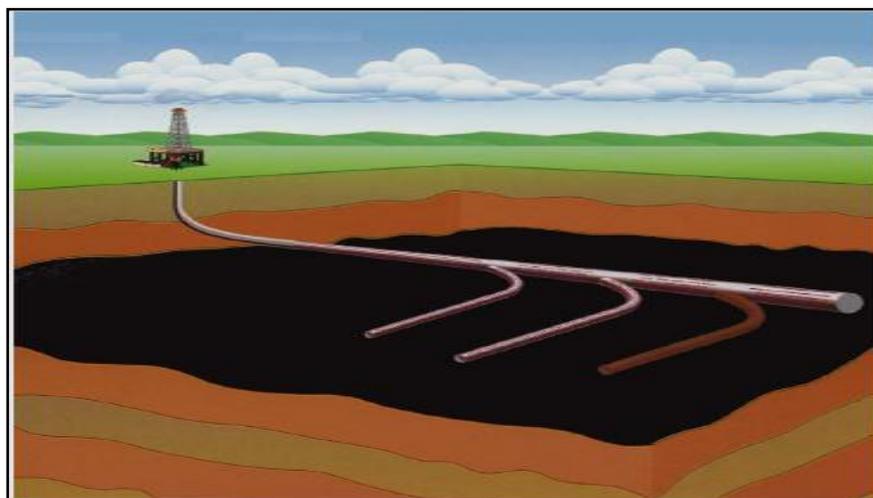


Figure.12 : Puits multilatérale.

II.5.10. Les puits à long déplacement :

Les puits à long déplacement ont une longue section forée à haute inclinaison jusqu'au toit du réservoir, suivie d'un drain horizontal. La longueur totale peut atteindre plusieurs kilomètres, le record étant à ce jour de 12 km avec BP sur le champ de Witch Farm. [3]

II.6. Les différents profils de forage directionnel :

Le profil d'un puits ou sa forme c'est l'intervalle entre le point situé au niveau de la surface et la ou les cibles. Autrefois limités à des profils simples essentiellement bidimensionnels, les techniques actuelles de forage dirigé permettent la réalisation de profils tridimensionnels complexes, combinant à la fois des variations d'inclinaison et d'azimut.

Les profils classiques sont :

II.6.1. Puits en *J* :

La forme la plus simple et la plus commune des puits déviés. Ils débutent par une phase verticale, suivie d'une phase de montée et se terminent par une phase rectiligne.

II.6.1.1. Caractéristiques :

- Kick-off point (KOP) peu profond ;
- Section de remontée (peut avoir plusieurs Build up rate) ;
- Section rectiligne.

II.6.1.2. Applications :

- Puits profonds avec de grands déplacements ;
- Puits de profondeurs modérées avec des sections horizontales modérées ou les casings intermédiaires ne sont pas obligatoires. [3]

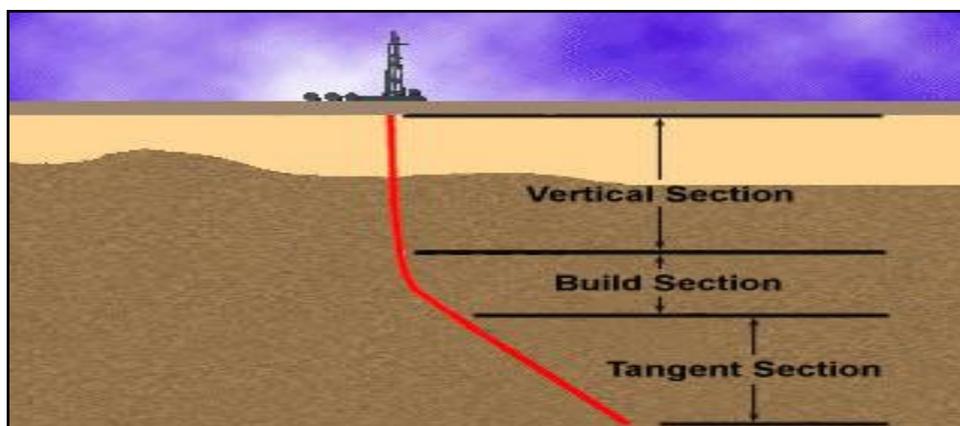


Figure.13 : Puits en forme J.

II.6.2.Puits en S :

D'une forme légèrement plus élaborée, ces puits commencent comme un puits en J, mais se terminent par une chute en inclinaison, quelquefois jusqu'à la verticale, le plus souvent pour des considérations (installation de la pompe).

II.6.2.1.Applications :

- Puits à plusieurs couches productrices ;
- Réduit l'angle d'atterrissage dans le réservoir ;
- Puits profonds avec de petits déplacements.

II.6.2.2.Caractéristiques :

- Kick-off point (KOP) peu profond ;
- Section Build-up et section rectiligne ;
- Section Drop-off.

II.6.2.3.Inconvénients :

- Augmentation du torque & drag ;
- Sujets aux key seats ;
- Problèmes de logging.

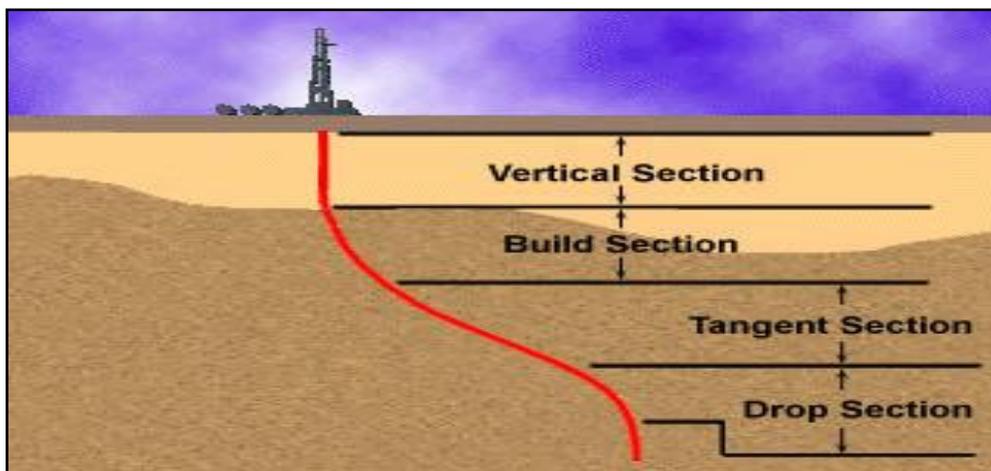


Figure.14 : puits en forme S.

II.6.3.Puits à long déplacement(Long reach ou Extended Reache wells) :

Puits avec un déplacement horizontal de plusieurs kilomètres, foré à haute inclinaison et se terminent par un drain horizontal.

II.6.4.Puits multilaréaux :

Cette technique consiste à forer plusieurs (drains) à partir d'un puits principale et donc une seule tête de puits. [3]

II.6.5.Puits à double montée :

En les comparant aux puits en S, ces puits se terminent par une seconde montée en inclinaison importante.

II.6.6.Puits inclinés (tilt ou slant wells) :

Puits avec une inclinaison dès la surface, pouvant atteindre 45 degrés, et nécessitant un appareil de forage spécial (tilt ou slant rig). L'utilisation de cette technique permet d'atteindre l'horizontale dans des réservoirs peu profonds. [1]

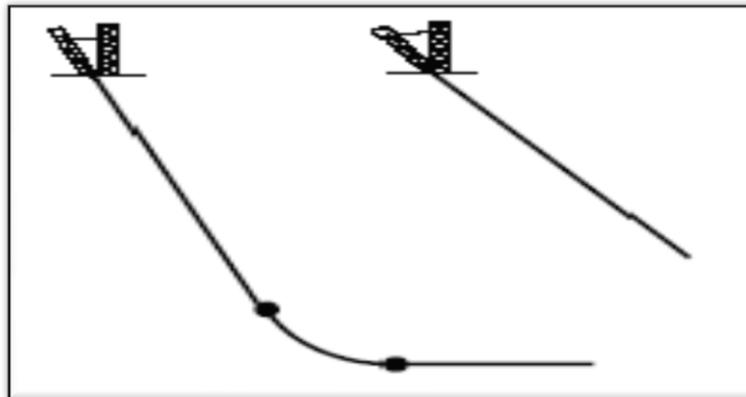


Figure.15 : Puits inclinés (tilt ou slant wells).

II.6.7.puits horizontal :

Le forage horizontal est un forage dirigé en J dont l'inclinaison est proche de 90°. Il est réalisé dans le réservoir pour augmenter son débit, en fonction de ses caractéristiques.

La coût moyen d'un puits horizontal est de 1,3 à 2 fois celui d'un forage vertical de même métrage. Il est certain que ce coût est contrôlé beaucoup plus par des difficultés techniques que par la longueur du drain. [3]

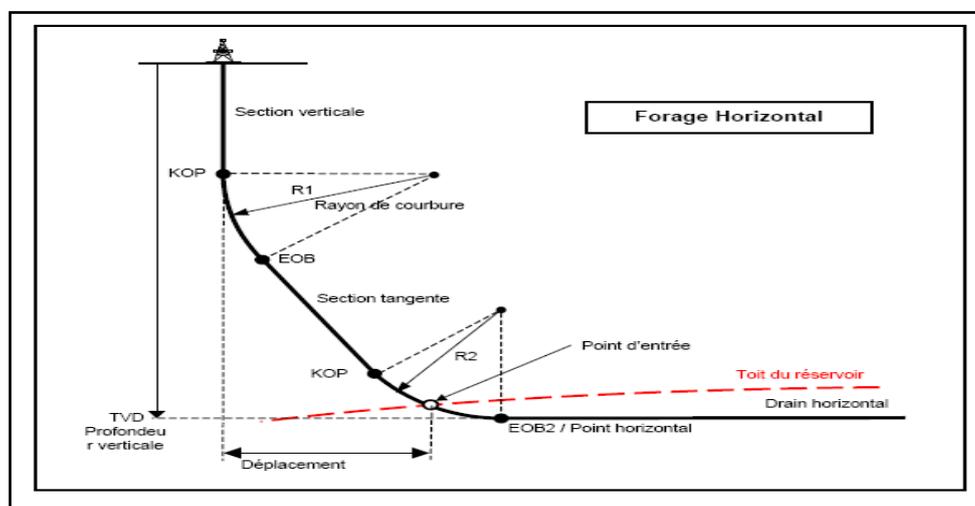


Figure.16 : Forage horizontal.

II.6.7.1. Différents types de puits horizontaux :

Un autre aspect important est la sélection du profil du puits le plus approprié à son exploitation :

II.6.7.1.1. Long radius :

Les puits LR (long radius) ont un grand rayon de courbure $ROC > 300\text{m}$ ou un gradient de build-up $BUR < 6^\circ/30\text{m}$. Ces profils sont particulièrement utilisés pour les puits offshore et les puits à long déport (ERD).

II.6.7.1.2. Médium radius :

Ce sont des puits avec un rayon de courbure $\pm 100\text{m} < ROC < \pm 200\text{m}$ ou soit un gradient de build-up BUR compris entre 6° et $30^\circ/30\text{m}$. Ces profils typiquement utilisés dans les forages à terre ont été surtout développés aux USA pour permettre d'obtenir le maximum de drain horizontal à l'intérieur de concessions aux dimensions modestes. Généralement on emploie des versions modifiées des équipements conventionnels long radius, conçues pour résister à des combinaisons accrues de courbure, torsion et flambage. Les dog-legs maximums générés en mode sliding/orienting sont de l'ordre de $16-20^\circ/30\text{m}$.

NB: De nos jours, la tendance est de démarrer le puits comme LR de façon à réduire le gradient de build-up dans la partie supérieure du puits. Après la section tangente, le profil est réalisé comme un MR normal, ce qui permet de forer avec moins de couples et des frottements que dans un puits de profil 100% MR. Ceci est accompli sans perte de précision dans l'atterrissage ni perte sensible de déport horizontal.

II.6.7.1.3. Short radius :

Les puits short radius ont un rayon de courbure $5\text{ m} \leq ROC \leq 20\text{ m}$, soit un gradient de build-up compris entre 3° et 10° par mètre.

II.6.7.1.4. Ultra Short radius :

C'est la toute nouvelle méthode de forage horizontal. Il s'agit du jetting haute pression d'un drain semi-horizontale : le rayon de courbure est de l'ordre du décimètre. En deux mots c'est une méthode où il n'y a virtuellement pas de section build up et où le trou latéral est réalisé autrement que par un outil de forage. On utilise ces puits ultra-short radius notamment pour l'injection de vapeur. [5]

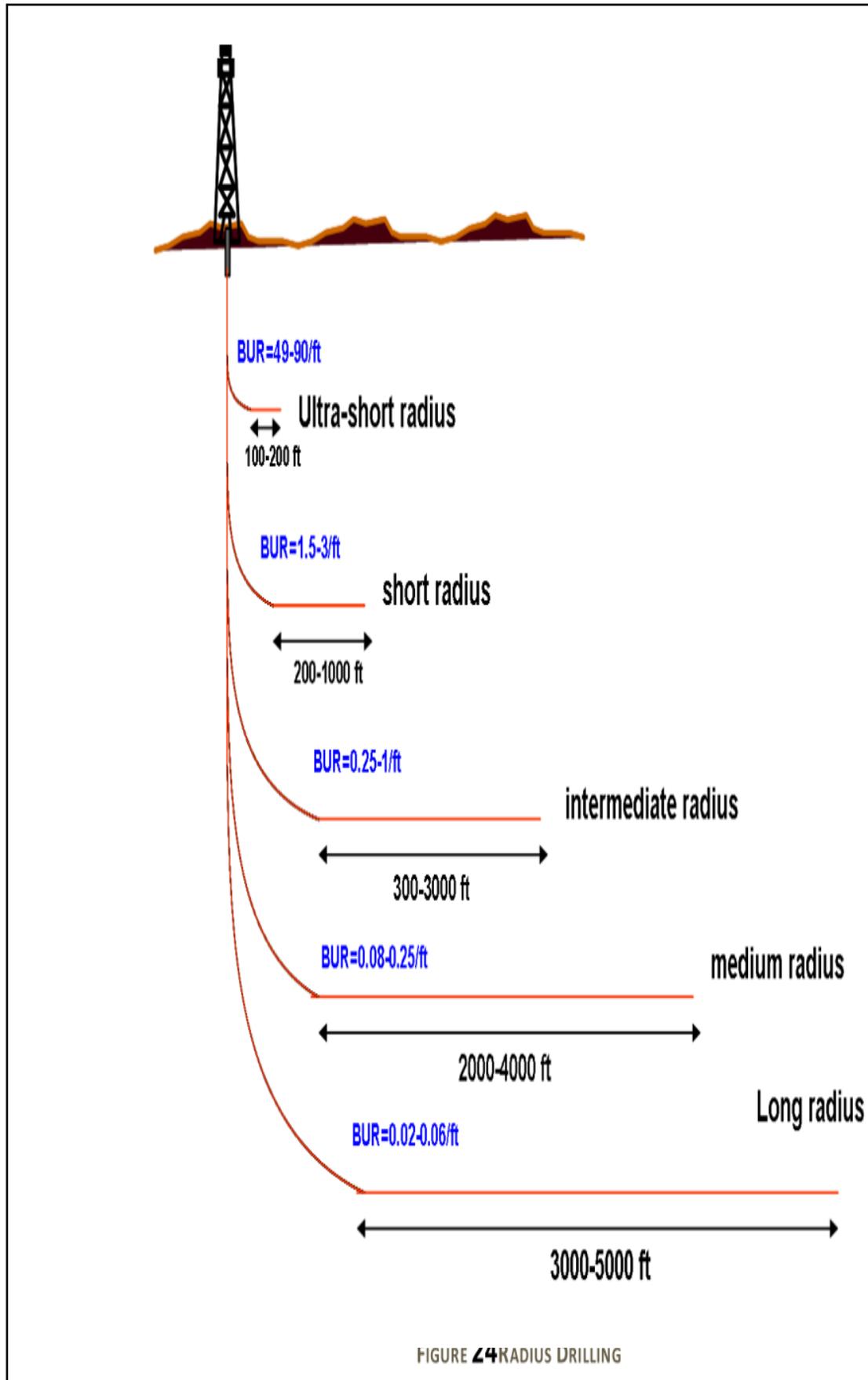


Figure.17 : Les différents types de profil des puits horizontaux.

II.7. Equipements spécifiques au forage directionnel :

Cette partie présente les divers équipements spécifiques utilisés en forage dirigé. Il présente ensuite les équipements de mesure ainsi que les * nouveaux* équipement de navigation.

II.7.1. Moteurs de fond :

II.7.1.1. Moteurs à déplacement positif (PDM) :

Les moteurs de fond aussi appelés moteurs à déplacements positifs (PDM) sont les outils sans lesquels le forage dirigé n'aurait pu évoluer aussi rapidement au cours des dernières années.

Ils dérivent de la "pompe à cavité progressive" inventée par le Français "Moineau" en 1934, inversée dans les années 50 pour en faire des moteurs, et depuis en évolution continue.

II.7.1.1.1. Les Eléments de moteur :

La partie motrice d'un PDM est constitué de deux éléments:

- **Rotor** : arbre hélicoïdal (hélice externe en queue de cochon) fabriqué en acier inoxydable,
- **Stator** : élastomère moulé en forme d'hélice interne, (avec une spire supplémentaire par rapport au rotor).

Le rotor et le stator correspondent étroitement et engendrent des cavités à l'état statique ces cavités sont étanches les unes des autres.

Un fluide pompé à l'entrée du moteur, génère une montée de pression entraînant la rotation du rotor et permettant ainsi le passage du fluide dans la cavité voisine.

Le fluide progresse alors de cavité en cavité créant une rotation régulière du rotor.

La vitesse de rotation résultante est proportionnelle au débit. [1]

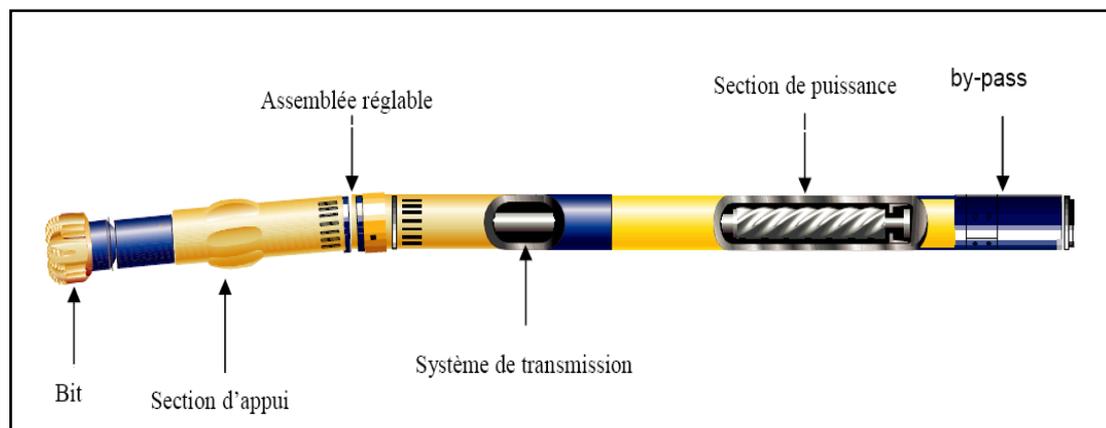


Figure.18 : Moteurs de fond.

II.7.1.1.2.Description :

Les éléments constituant d'un PDM sont les suivants:

1. Un étage moteur : Différentes variantes permettent d'obtenir des vitesses et des puissances différentes ;

2. Un étage de roulements : Il est constitué des roulements axiaux et radiaux qui supportent l'arbre de transmission et transfèrent les efforts de manière à ce que l'étage moteur ne soit pas sous contrainte. Ces roulements sont lubrifiés, soit par le fluide de forage lui-même, soit en étant enfermés dans des logements étanches remplis d'huile. Plus que l'étage moteur, c'est l'étage "sensible" duquel dépend la durée de vie du moteur ;

3. Un joint universel (cardan) : Le rotor et l'arbre de transmission sont reliés par un joint de cardan, nécessaire pour transformer le mouvement excentrique du rotor en un mouvement concentrique ;

4. Un arbre d'entraînement : L'arbre d'entraînement apparaît à la partie inférieure du corps du moteur et permet le vissage de l'outil de forage ;

5. Une valve de détournement (*by-pass*) : Les PDM sont protégés par une valve de détournement (*by-pass*) installée à la partie supérieure du corps. Cette valve fonctionne par pression différentielle et permet le détournement du fluide lorsque le moteur ne tourne pas (Il faut se souvenir que l'étage moteur est étanche lorsque le rotor ne tourne pas).

Cette valve a plusieurs rôles:

- Elle permet le remplissage du train de tiges en cours de descente et son vidage en cours de remontée ;
- Elle permet d'amortir le démarrage de la rotation.

Une valve à pression différentielle est optionnellement installée en haut du moteur.

6. Assemblé Réglable (*Adjustable Assembly*): En forage dirigé conventionnel, il faut changer la garniture à différentes reprises pour obtenir la trajectoire voulue. Afin de réduire les manœuvres et d'exercer un contrôle continu de la trajectoire, il a été créé des moteurs coudés ces unités sont des moteurs de fond dotés d'un système de déflexion, qui incline l'axe de l'outil par rapport à l'axe du trou. Ce système est plus souvent un bent-housing c'est à dire un angle situé classiquement entre la section motrice et section d'appui du moteur. Un moteur coudé peut être utilisé en mode orienté (*sliding*) ou en mode rotary sans avoir à manœuvrer hors du trou. [1]

II.7.1.1.3. différents types de moteurs Puissance, Couple et Vitesse :

- Single lobe motors (1/2 lobes) > High speed - Low torque motors.
- Multi lobes motors > Low speed - High torque motors. [4]

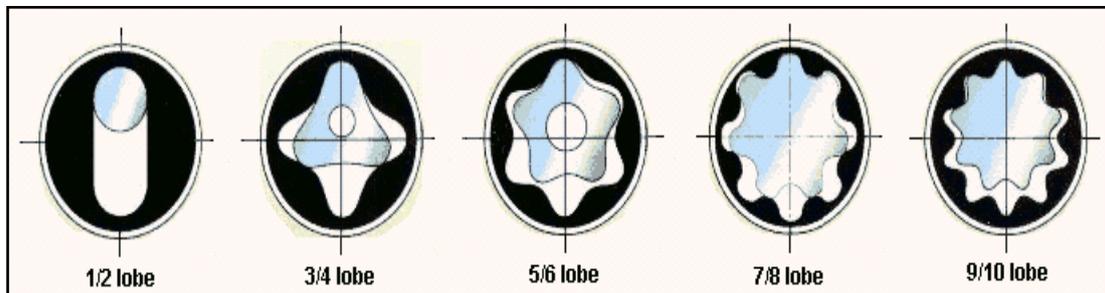


Figure.19 : Configuration des moteurs de fond.

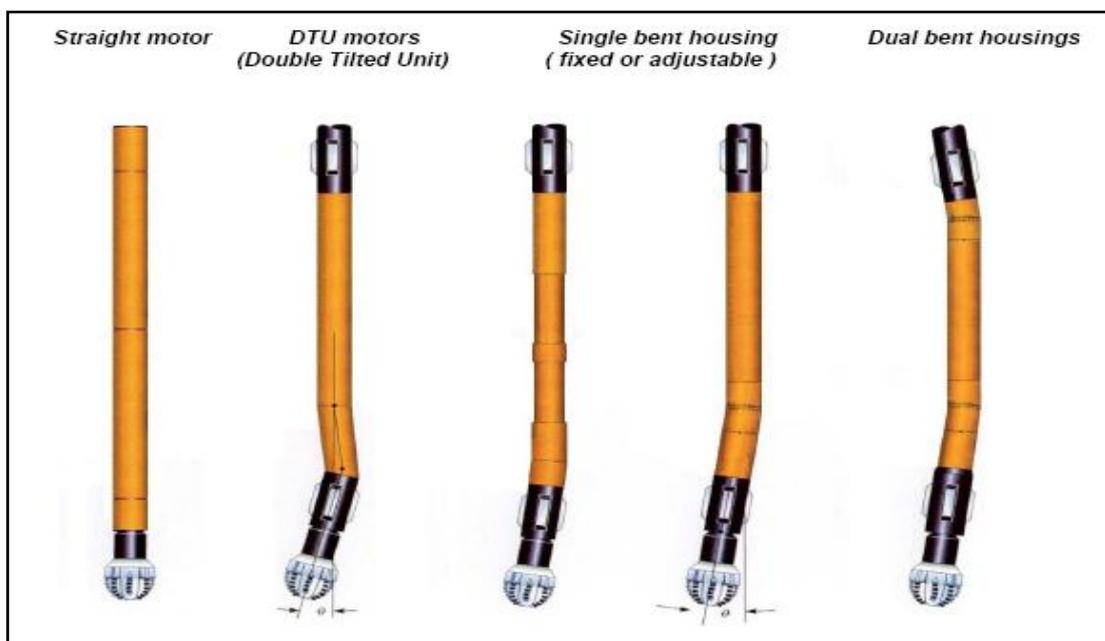


Figure.20 : Différents types des moteurs & Géométrie des moteurs.



Figure.21: Adjustable Assembly (bente hosing).

II.7.1.2. Les turbines de forage :

Une turbine consiste un rotor de girouette à plusieurs étages stator, une section d'appui, une section de transmission et un porte outil rotatif. Un "étage" consiste en un rotor et stator de profil identique. Les stators sont stationnaires, fermés à clé au corps de la turbine, et dévient la boue de forage sur les rotors qui sont fermés à clé à l'arbre de transmission.

Le fluide de forage (boue, eau...) est pompé à haute vitesse à travers la section motrice qui à cause de l'angle des aubes de chaque rotor et stator (les quelles formes un étage), entraîne la rotation du rotor et par conséquent l'arbre du moteur. L'énergie cinétique de l'écoulement de la boue de forage est ainsi convertie à travers rotor et le stator (étage) en énergie mécanique de rotation.

Elles servent à transmettre la rotation sur l'outil lorsque la vitesse à transmettre est trop grande pour être exercée avec la table de rotation, comme pour l'outil diamanté ou lorsqu'il y a des difficultés de rotation (mauvais profil des trous en déviation et frottements trop importants) ou dans certains cas lorsqu'on ne peut pas utiliser la rotation du tout (départ en déviation).

L'utilisation de la turbine n'est pas toujours possible car elle demande un équipement approprié en surface (pompes puissantes et conduites de refoulement de 5000 psi minimum). [4]

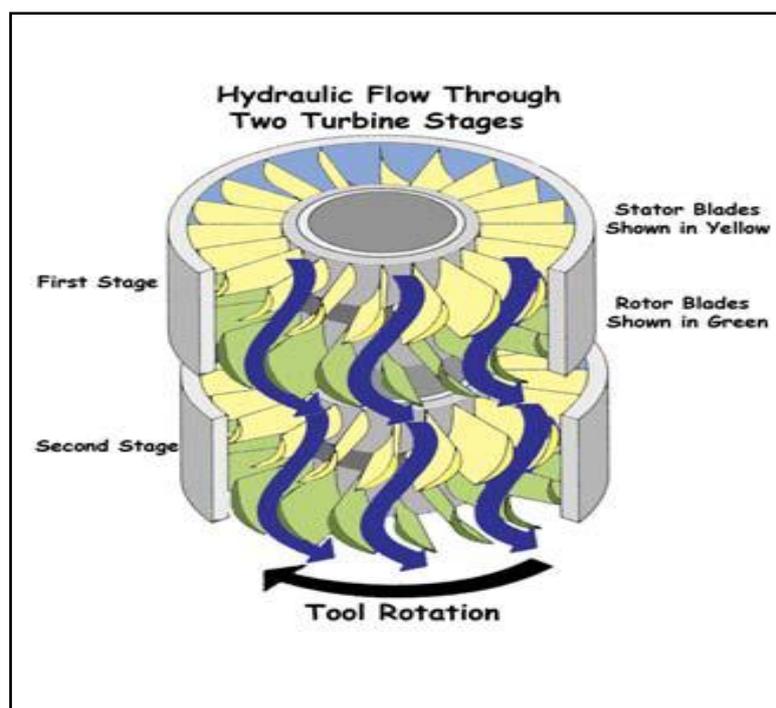


Figure.22 : Section motrice d'une turbine.

II.7.2.Equipements amagnétiques :

Les équipements amagnétiques les plus courants sont:

II.7.2.1.Masse-tiges amagnétiques :

Les masse-tiges amagnétiques sont les éléments les plus utilisés pour éliminer les perturbations du champ magnétique dues à la présence train de tiges.

La longueur nécessaire varie en fonction de la position géographique et peut être déterminée à l'aide de tables ou cartes.

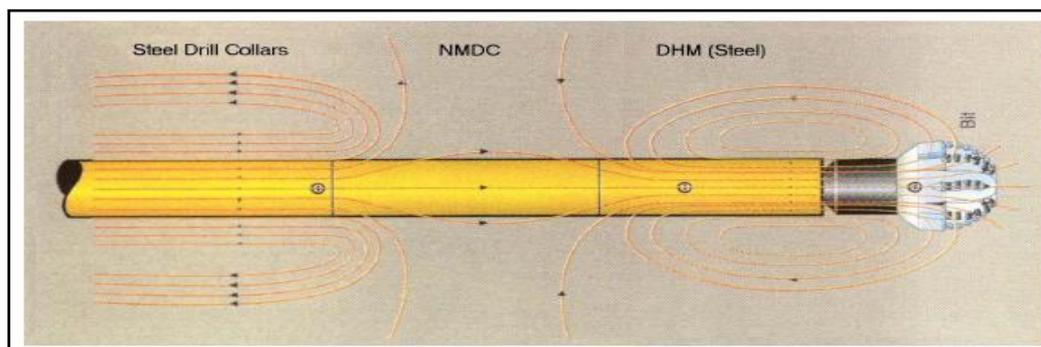


Figure.23 : Masse-tiges amagnétiques.

II.7.2.2.Tiges de forage amagnétiques :

Les tiges de forage amagnétiques ou tiges compressives amagnétiques sont utilisées en forage horizontal où les masse-tiges n'ont plus de justification de poids.

II.7.2.3.stabilisateurs amagnétiques :

Des stabilisateurs amagnétiques peuvent être nécessaires en lieu et place de stabilisateurs standards lorsqu'ils doivent être situés près des équipements de mesure.

II.7.2.4.Raccords amagnétiques :

De même des raccords amagnétiques peuvent être nécessaires en lieu et place de raccords standards lorsqu'ils doivent être situés près des équipements de mesure.

II.7.2.5.Raccords d'orientation :

Les raccords d'orientation sont conçus pour recevoir une chemise dans laquelle viendra se loger l'extrémité inférieure ("mule shoe") de l'outil de mesure.

Ils sont habituellement fabriqués en acier amagnétique en raison de leur proximité par rapport au compas ou aux magnétomètres.

II.7.2.6.Raccords coudés :

Les raccords coudés sont utilisés en combinaison avec un moteur de fond (de corps droit) pour le désaxer par rapport à l'axe du puits et donc désaxer l'outil de forage. L'angle est obtenu en désaxant le filetage mâle et sa portée par rapport à l'axe du corps. [1]

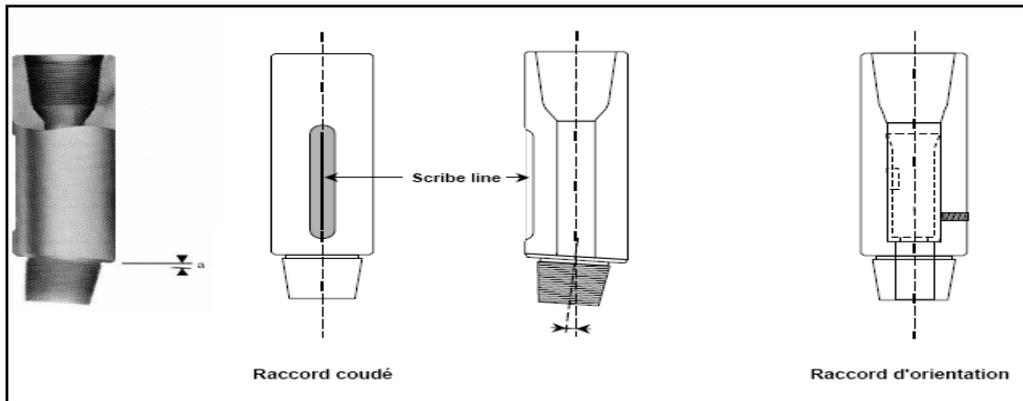


Figure.24 : Raccord coudés et raccords d'orientation.

II.7.2.7. Outils de déflexion : (Whipstock) :

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.

Les Whipstocks peuvent être:

- ◆ permanent ou récupérables ;
- ◆ orientables ou non 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 Communément utilisés au début du forage dirigé puits en ré-entrée, les Whipstocks avaient peu à peu disparus avec le développement des moteurs de fond et les progrès relatifs à l'orientation. [3]

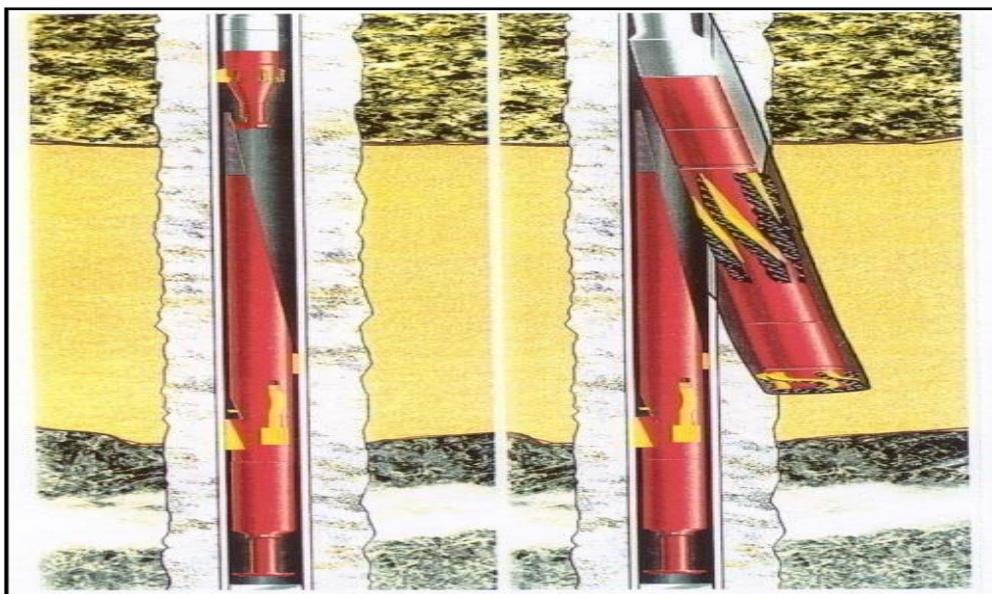


Figure.25 : Outils de déflexion (Whip stock).

II.7.3. Les Equipements de mesure au forage directionnel :

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.

II.7.3.1. 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'enregistrement.

On distingue les:

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

II.7.3.2. 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 de paramètres d'évaluation des formations. [1]

Ils sont composés:

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

On distingue les:

- ✚ Steering tools;
- ✚ MWD et LWD;
- ✚ Gyroscopes.

A)- Steering tools :

Les *Steering tools* mesurent l'inclinaison et l'azimut du puits (et donc le tool face) et transmettent l'information à travers un câble électrique. Associés à un système d'orientation ils transmettent une visualisation instantanée du tool face.

Les *steering tools* sont les seuls instruments fournissant une information permanente, permettant en particulier l'observation de l'effet du couple réactif sur le moteur et de l'évolution résultante du tool face.

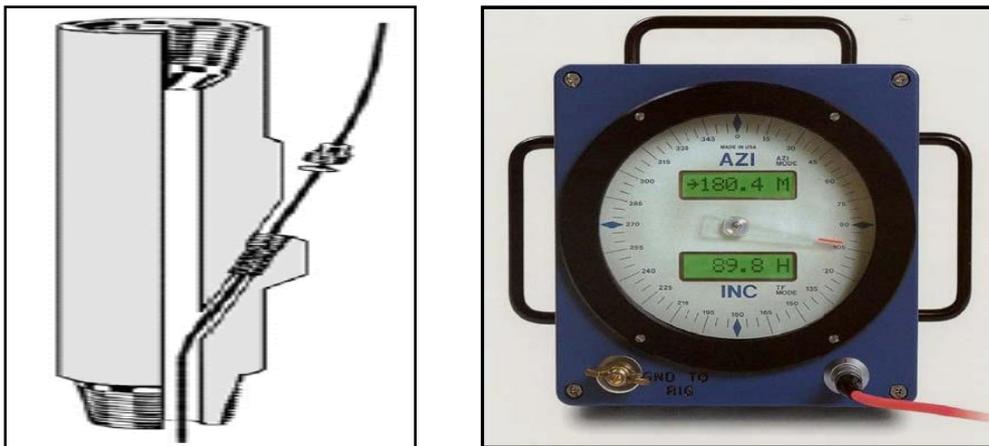


Figure.26 : Side-entry Sub.et Panneau de control de surface.

B) - Les 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 séquelles.

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. [1]

Les composants d'un MWD sont:

- ▶ l'étage de mesure ;
- ▶ l'étage de télémétrie ;
- ▶ l'étage de puissance.

B.1- le(s) étage(s) de mesures :

A leur origine les MWD ont été conçus pour fournir les mesures nécessaires aux opérations de déviation et sont donc équipés de capteurs permettant les mesures d'inclinaison et d'azimut, et de tool-face si le système est indexé à l'outil de déviation.

Au fur et à mesure de leur évolution des mesures nouvelles ont été ajoutées, permettant l'évaluation des formations traversées et une meilleure compréhension des problèmes de forage.

1. Mesures directionnelles :

Les capteurs utilisés sont des accéléromètres et des magnétomètres mesurant respectivement les champs gravitationnel et magnétique terrestres avec une résolution très supérieure à celle des instruments utilisés précédemment, compas et inclinomètres. Ces capteurs montés en trièdre ("trois axes") permettent de plus de mesurer l'amplitude et la direction de leurs champs respectifs et de constater ainsi toute anomalie locale.

2. Mesures d'évaluation des formations :

- ✓ Gamma ray ;
- ✓ Résistivité ;
- ✓ Porosité.

3. Autres mesures :

- ✓ Pression annulaire ;
- ✓ Paramètres de forage ;
- ✓ Vibrations.

B.2- l'étage de télémétrie : [1]

L'étage de télémétrie a pour fonction de transmettre les mesures depuis le fond de trou vers la surface.

Deux systèmes de télémétrie sont couramment utilisés:

- la transmission par impulsions à travers le fluide de forage ("*mud pulses*") :

Un système mécanique (le "pulser ") génère des changements de pression dans la colonne de boue:

- **Pulses positifs:** augmentation de pression ;
- **Pulses négatifs:** dépression ;
- **Pulses sinusoïdaux:** un signal de pression continu.

Ces "trains" de pulses remontent vers la surface à travers le train de tiges jusqu'à la colonne montante où ils sont détectés à l'aide d'un capteur de pression.

Les systèmes à "**Mud pulses**" sont très dépendants du fluide de forage.

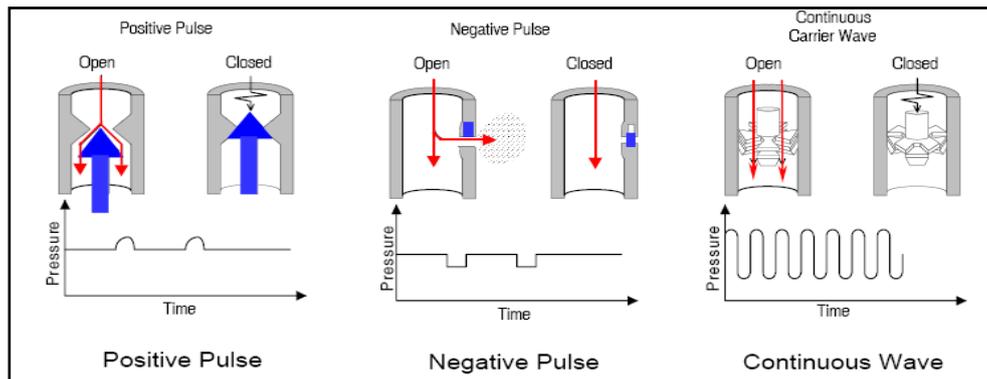


Figure.27 : Systèmes à mud pulse.

- la transmission électromagnétique :

Un courant électrique est injecté dans la formation et mesuré en surface.

Ce type d'outil à l'avantage d'être totalement indépendants du fluide de forage. Ils peuvent donc transmettre en permanence (y compris pendant les arrêts de circulation) ou dans les puits forés en dépression. Les possibilités d'opération de ces outils sont limitées par la résistivité des formations traversées.

Pour être transmis les paramètres mesurés doivent préalablement être transformés en information binaire. [1]

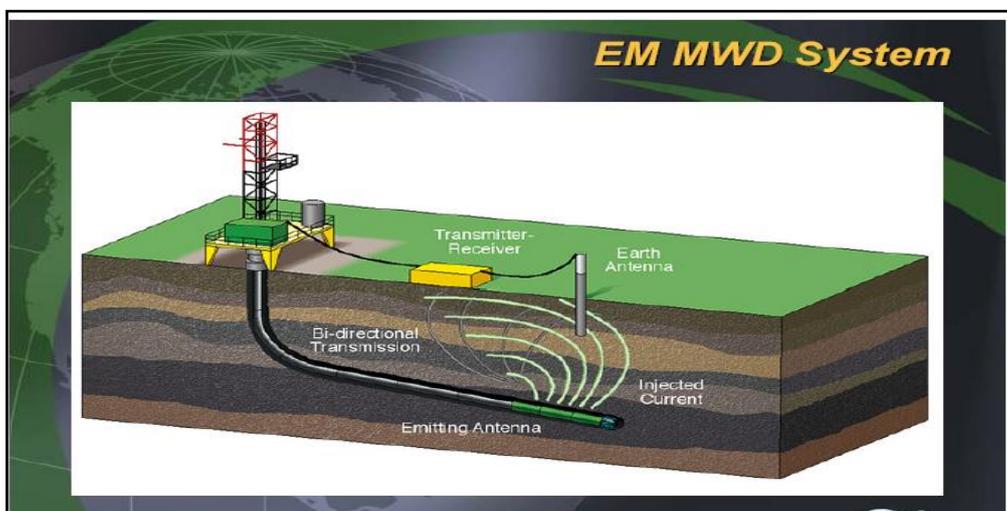


Figure.28 : Système de transmission électromagnétique.

B.3- l'étage de puissance :

Les différents composants d'un MWD nécessitent une alimentation électrique fournie soit:

- par des batteries ;
- par une turbine entraînant un alternateur ;
- une combinaison batteries – turbine.

C) – Gyroscopes :

Les "gyroscopes" constituent une autre famille d'instruments de mesure. L'azimut étant ici mesuré à l'aide d'un système gyroscopique ou inertiel indépendant du champ magnétique terrestre, ils peuvent donc être utilisés dans un environnement métallique. L'inclinaison reste mesurée à l'aide d'inclinomètres ou d'accéléromètres. Associés à un système d'orientation (UBHO), ils fournissent également le tool-face.

Les gyroscopes sont fragiles et ne supportent pas les conditions de forage.

Ils sont donc utilisés - hors forage:

- pour orienter un outil de déviation dans un tubage (side-track, puits en ré-entrée) ;
- pour contrôler la déviation des tubes conducteurs sur une plate-forme multi-puits ;
- en fin de forage, avant complétion du puits, pour effectuer une mesure complète entre le fond et la surface. L'outil est alors descendu au câble, centré dans le tubage de production.

Les éléments constitutifs d'un "gyroscope" sont:

- un système de mesure d'inclinaison (pendule, accéléromètres) ;
- un système de mesure d'azimut (voir ci-dessous) ;
- un système de mémorisation (film, mémoire électronique) et/ou de transmission des mesures (câble électrique) ;
- un système de déclenchement des mesures (horloge mécanique ou électronique)
- une source d'énergie (batteries ou câble électrique). [3]

Il existe deux types de systèmes sont utilisés:

- ❶ Les gyroscopes "conventionnels" ou "libres", mis en oeuvre dès les années 1930.

Ces systèmes fournissent une mesure relative de l'azimut à partir de leur orientation initiale. Avant leur descente dans le puits ils doivent donc être alignés sur un repère de surface d'orientation connue.

Soumis aux forces résultant de la rotation terrestre, ces systèmes subissent une "dérive" de leur orientation. Les différentes mesures d'azimut doivent donc être corrigées en fonction de cette dérive, déterminée par la mesure de l'orientation finale du système, et assumant une dérive régulière.

- ❷ Les "centrales inertielles" (rate-gyro) ou "gyroscopes à recherche automatique du Nord" (North-seeking gyro), développés depuis 1970 à partir des systèmes de navigation aériens. [3]

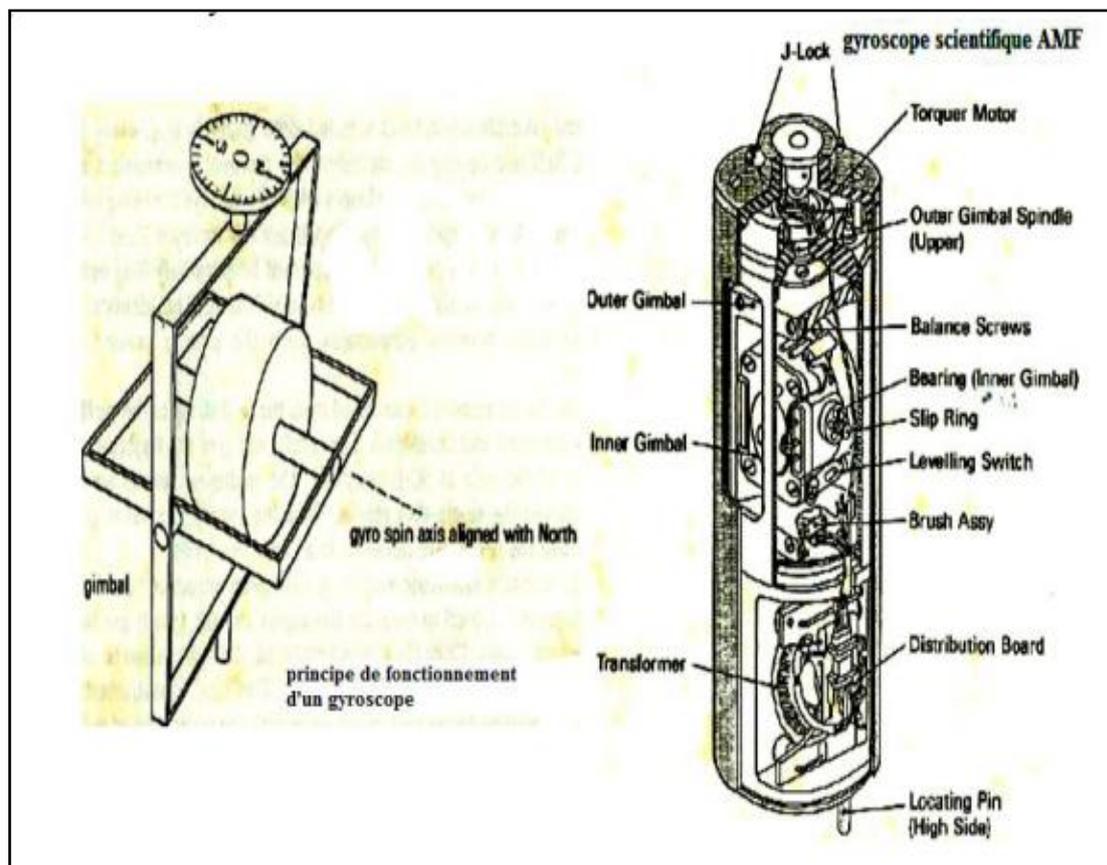


Figure.29 : Le Gyroscope.

CHAPITRE III

CONTROLE DE TRAJECTOIRE

III.1.Introduction :

Dans le but d'atteindre la cible et pour ne pas rater, un calcul précis de la trajectoire doit être fait, tout en choisissant la méthode de calcul la plus simple, la plus pratique et la plus commode pour notre champ, mais ceci n'est pas suffisant pour avoir de bons résultats, un contrôle rigoureux de la trajectoire est nécessaire pour ne pas rater l'objectif.

Actuellement un grand nombre de méthodes de calcul de trajectoire ont été établies pour déterminer la position du puits dans l'espace géométrique, elles dérivent toutes de considérations trigonométriques et elles sont plus au moins précises en fonction des hypothèses de bases effectuées quant à la forme de la section joignant deux points consécutifs (segment de droite, arc de cercle, etc.).

Leurs différences et donc leurs précisions résident dans l'hypothèse relative à la trajectoire.

III.2.Les méthodes de calcul :**III.2.1.La méthode tangentielle :**

Elle assume une section droite entre deux mesures consécutives. Les calculs sont simples: imprécision importante.

III.2.2.La méthode tangentielle moyenne :

Elle assume deux sections droites entre deux mesures consécutives. Les calculs sont manuels mais complexes: bonne précision.

III.2.3.La méthode Mercurey (l'accélération compensée) :

Elle assume une combinaison de sections droites tangentielles et de sections courbes. Les calculs sont complexes. Cette méthode est peu utilisée dans l'industrie pétrolière.

III.2.4. Méthode de l'angle moyen :

Elle utilise des valeurs moyennes de l'inclinaison et de l'azimut entre deux mesures consécutives. Les Calculs sont simples avec une assez bonne précision.

La section forée entre deux stations consécutives est assimilée à un segment de droite ayant pour inclinaison la moyenne des inclinaisons et pour azimut la moyenne des azimuts.

Cette méthode est d'autant plus imprécise que les variations d'inclinaison et d'azimut sont importantes, ainsi que l'espacement entre les mesures. [1]

Les calculs élémentaires sont obtenus par les formules suivantes :

$$\Delta V = \Delta L \times \cos \left\{ (I_1 + I_2) \div 2 \right\}$$

$$\Delta H = \Delta L \times \sin \left[(I_1 + I_2) \div 2 \right]$$

$$\Delta X = \Delta L \times \sin \left\{ (I_1 + I_2) \div 2 \right\} \times \sin \left[(A_1 + A_2) \div 2 \right]$$

$$\Delta Y = \Delta L \times \sin \left[(I_1 + I_2) \div 2 \right] \times \cos \left[(A_1 + A_2) \div 2 \right]$$

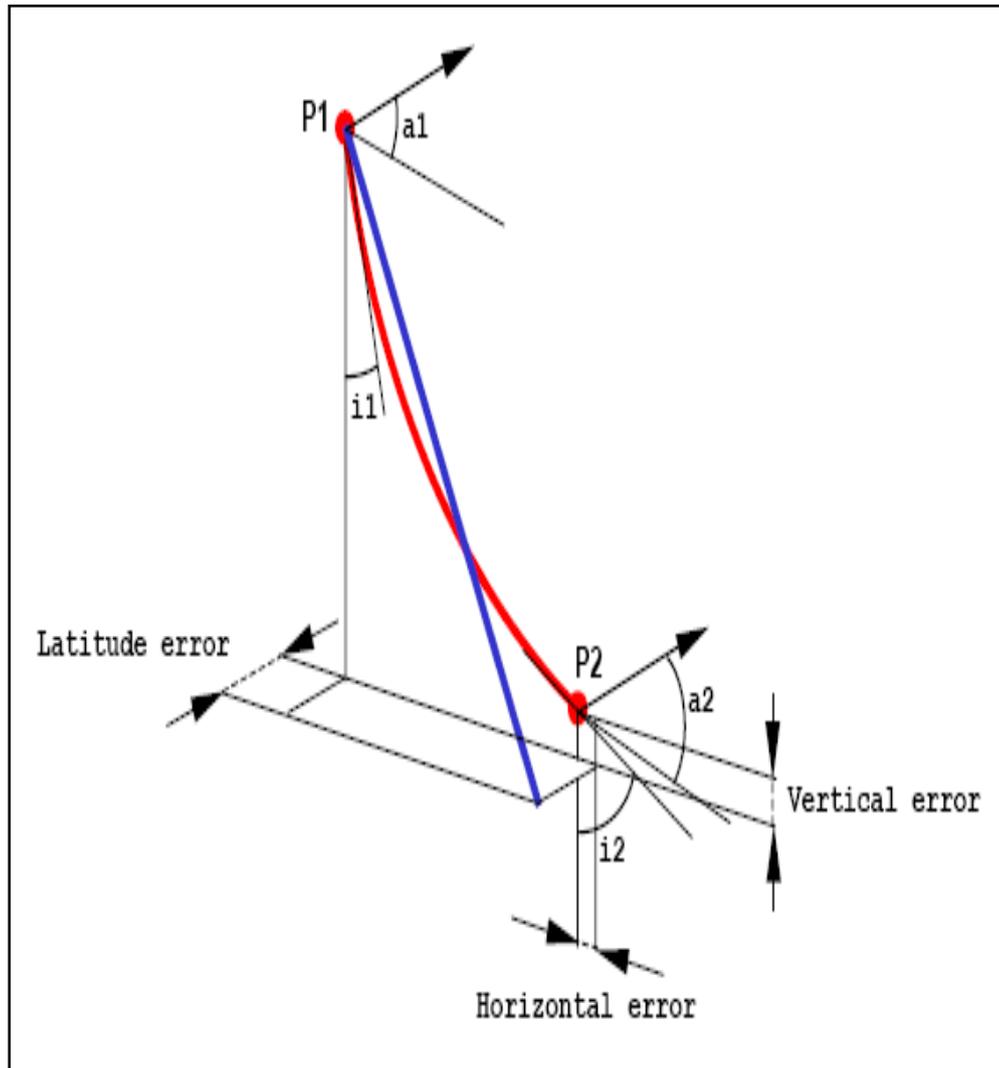


Figure.30 : Méthode de l'angle moyen.

III.2.5. Méthode du rayon de courbure :

Elle assume une section courbe entre deux mesures consécutives avec une bonne précision. Elle est communément utilisée.

La section forcée est assimilée à un arc inscrit sur un cylindre vertical dont les projections horizontale et verticale sont assumées être des arcs de courbure constante correspondant à leur gradient respectif.

- Gradient d'inclinaison = $\Delta I / \Delta L$; Gradient d'azimut = $\Delta A / \Delta L$.

Les calculs élémentaires sont obtenus par les formules suivantes :

$$\Delta V = (180/\pi) \times \Delta L \times (\sin I_2 - \sin I_1) / (I_2 - I_1)$$

$$\Delta H = (180/\pi) \times \Delta L \times (\cos I_1 - \cos I_2) / (I_2 - I_1)$$

$$\Delta X = (180/\pi) \times \Delta H \times (\cos A_1 - \cos A_2) / (A_2 - A_1)$$

$$\Delta Y = (180/\pi) \times \Delta H \times (\sin A_2 - \sin A_1) / (A_2 - A_1)$$

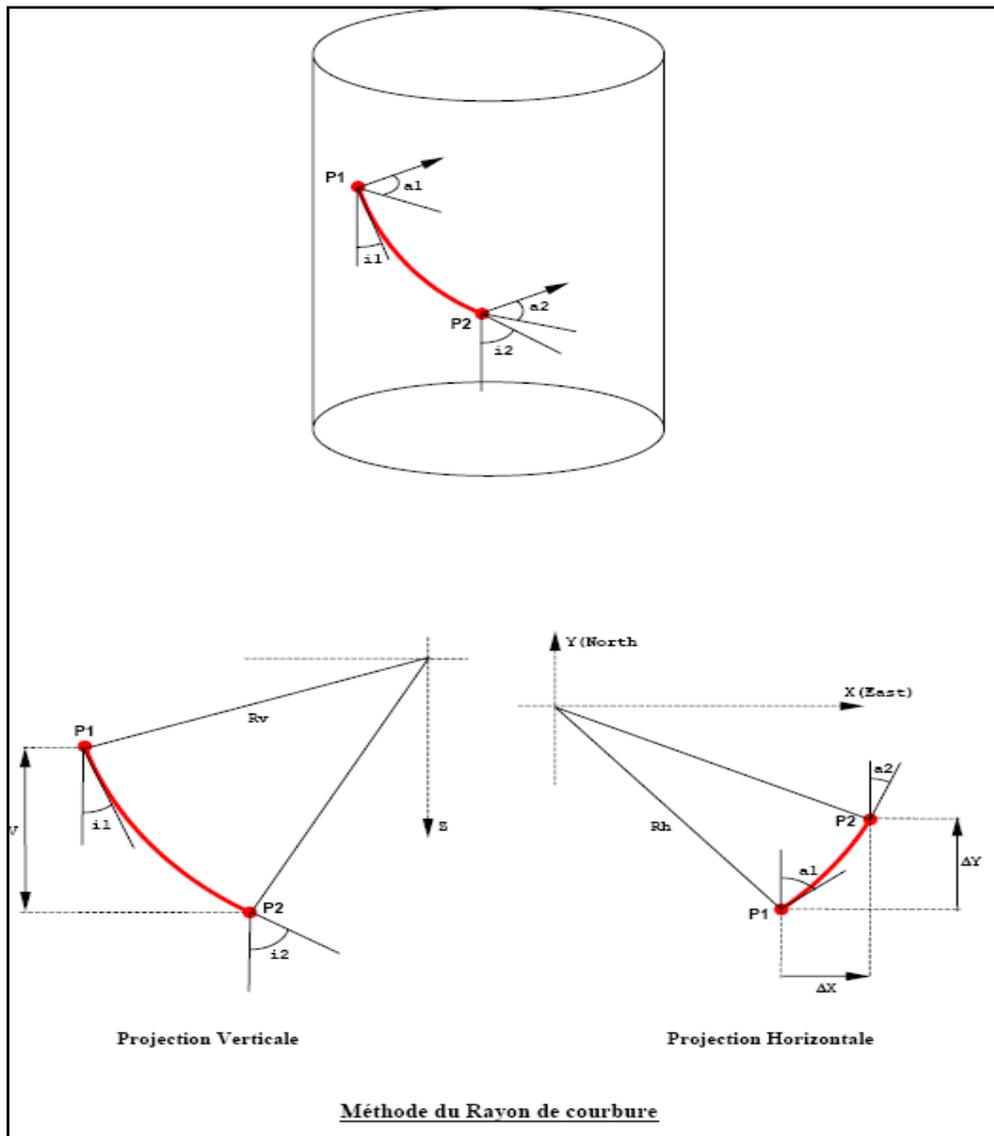


Figure.31 : Méthode du rayon de courbure.

III.2.6. Méthode de courbure minimum :

Elle assume une section courbe de rayon minimum entre deux mesures consécutives avec une bonne précision. Elle est communément utilisée.

La section forcée est assimilée à un arc sphérique de courbure minimum (rayon maximum). [1]

Un calcul préliminaire est nécessaire pour déterminer la courbure de l'arc :

$$DL = \cos^{-1}[(\cos I_1 \times \cos I_2) + (\sin I_2 \times \sin I_1 \times \cos(A_2 - A_1))]$$

$$K = (180/\pi) \times (\Delta L / DL) \times \tan(DL/2)$$

Les calculs élémentaires sont alors obtenus par les formules suivantes :

$$\Delta V = K \times (\cos I_2 + \cos I_1)$$

$$\Delta H = K \times (\sin I_2 + \sin I_1)$$

$$\Delta X = K \times [(\sin I_1 \times \sin A_1) + (\sin I_2 \times \sin A_2)]$$

$$\Delta Y = K \times [(\sin I_1 \times \cos A_1) + (\sin I_2 \times \cos A_2)]$$

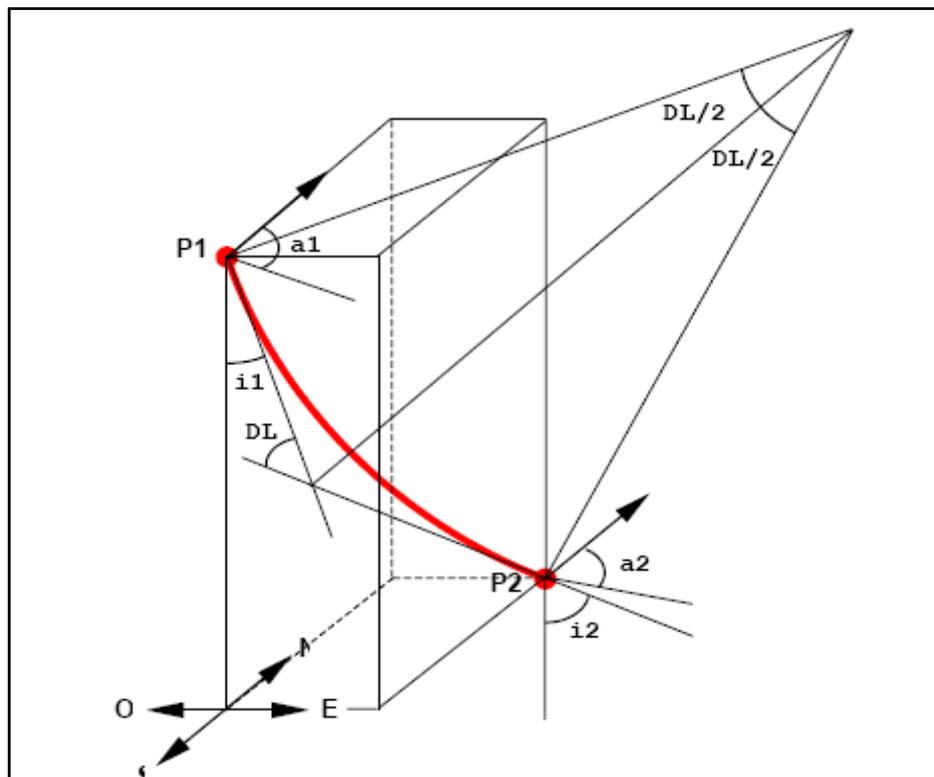


Figure.32 : Méthode de courbure minimum.

III.3. Calcul d'incertitudes de positionnement :

Le calcul de trajectoire étant basé sur des paramètres résultant de mesures physiques, Ces résultats sont soumis aux incertitudes affectant les mesures de ces différents paramètres.

Une estimation de l'erreur potentielle sur la position réelle du puits est donc nécessaire :

III.3.1. Sources d'erreurs :

❖ Erreurs dues aux instruments de mesures :

- Erreurs dues aux caractéristiques des capteurs. [1]

❖ **Erreurs dues à la position de l'outil de mesure dans le puits :**

- Profondeur des mesures;
- Alignement des outils de mesures;
- Les capteurs de mesures doivent être alignés avec le puits;
- Alignement des capteurs dans l'outil de mesure;
- Alignement de l'outil dans le puits;
- Mouvement des capteurs;
- Certains capteurs sont très sensibles aux vibrations ;
- Le train de tiges doit être immobile et la circulation stoppée pendant la durée de la mesure.

❖ **Erreurs dues aux conditions locales de mesures :**

Sont des erreurs dues aux interférences magnétiques (si outils "magnétiques"):

- interférences dues au train de tiges;
- perturbation magnétique locale;
- proximité du casing;
- puits voisins;
- équipement amagnétique défectueux ("hot spots").

❖ **Erreurs dues au facteur humain :**

- Erreurs de lecture;
- Erreurs de transcription des paramètres.

❖ **Erreurs dues aux types de calculs : [1]**

Sont des erreurs dues aux approximations faites selon la méthode de calcul :

Inclinaison	Equipement de mesure	Erreur en Inclinaison	Erreur en Azimut
< 5 degrés	Single Shot magnétique	+/- 0.25	+/- 5.0
	Steering tool	+/- 0.25	+/- 5.0
	MWD	+/- 0.25	+/- 5.0
	Gyroscope	+/- 0.25	+/- 5.0
> 5 degrés	Single Shot magnétique	+/- 0.20	+/- 2.0
	Steering tool	+/- 0.15	+/- 1.50
	MWD	+/- 0.10	+/- 1.25
	Gyroscope	+/- 0.10	+/- 1.25

Tableau.01: les Erreurs dues aux types de calculs.

III.3.2. Détermination des valeurs d'incertitude :

- Les valeurs d'incertitude seront prises en compte dans les calculs d'incertitude de positionnement du puits ;
- Elles résultent de l'estimation des différentes erreurs potentielles ;
- Elles dépendent essentiellement du type d'outil utilisé (et donc des capteurs utilisés) ;
- Valeurs typiquement utilisées:
 - Erreurs sur l'inclinaison: +/- 0.25 degrés.
 - Erreurs sur l'azimut: +/- 1.50 degrés.
 - Erreur sur la longueur mesurée: 1/500 à 1/1000.

❖ Ellipse d'incertitude :

La combinaison systématique des erreurs en inclinaison et en azimut conduit à l'obtention des différentes trajectoires "corrigées". L'enveloppe de ces trajectoires est assimilée à un cône dit *cône d'incertitude* ayant pour axe la trajectoire théorique (non "corrigée". L'intersection de ce cône avec un plan perpendiculaire à la trajectoire théorique définit le cercle d'incertitude.

❖ Calcul du rayon du cercle d'incertitude :

Calculer: X_t , Y_t et Z_t de la trajectoire théorique.

Calculer: X_m , Y_m et Z_m en utilisant les erreurs positives en inclinaison et en azimut (erreur maximum). Le rayon du cercle s'écrit alors :

$$R = \left[(X_t - X_m)^2 + (Y_t - Y_m)^2 + (Z_t - Z_m)^2 \right]^{\frac{1}{2}}$$

❖ Enveloppe d'incertitude :

Une étude Anti-Collision est le rassemblement de différentes techniques permettant d'évaluer la distance entre deux ou plusieurs puits incluant notamment :

- Détermination des paramètres d'incertitude ;
- Détermination des ellipses d'incertitude ;
- Calcul de la distance horizontale entre les puits ;
- Compilation des différents résultats. [1]

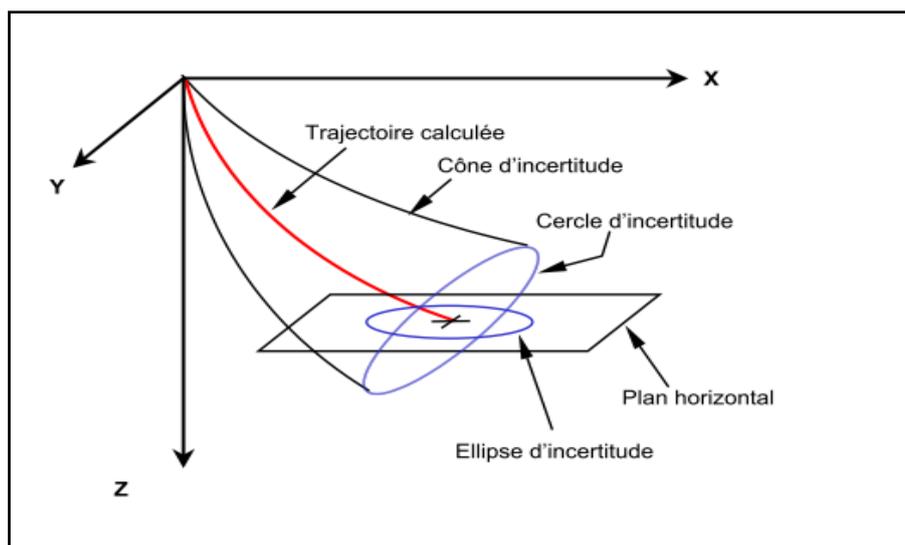


Figure.33 : Enveloppe d'incertitude.

III.4. Étude Anti-Collision :

Une étude anti-collision entre puits est la procédure permettant d'évaluer le risque de collision entre différents puits. Cette procédure plus ou moins complexe selon le nombre des puits à considérer et leur géométrie met en œuvre différents calculs, le principe de base restant la comparaison de la position des puits dans un plan horizontal :

- Détermination des ellipses d'incertitude ;
- Calcul de la distance horizontale entre les puits ;
- Compilation des différents résultats ;
- Détermination des paramètres d'incertitude ;
- Compilation des différents résultats.

III.5. Contrôle de trajectoire :

La détermination précise de la position d'un puits est nécessaire à la fois pour des raisons techniques et administratives. Un contrôle continu de la trajectoire d'un puits dévié est donc nécessaire afin d'établir sa position réelle :

III.5.1. En cours de forage : [3]

- pour établir la position du puits ;
- pour contrôler son cheminement et éventuellement corriger sa trajectoire de manière à atteindre l'objectif, ceci particulièrement en forage horizontal ou sur tout forage où il est nécessaire de suivre la trajectoire théorique au plus près ;
- pour rester dans le réservoir en cas de forage horizontal :

La détermination possible étant alors un calcul mathématique utilisant ces paramètres.

Divers outils existent permettant de mesurer ces paramètres, plus ou moins sophistiqués, installés au fond de manière permanente ou temporaire.

La détermination de la position du puits de même que la conduite de la trajectoire peuvent être améliorées par l'utilisation d'outils permettant la mesure et la transmission en temps réel (MWD), les plus sophistiqués mesurant également certains paramètres d'évaluation de la formation (LWD) et conduisant au "GeoSteering", c'est à dire à un contrôle de trajectoire, non plus seulement géométrique, mais tenant compte des caractéristiques de la formation.

III.5.2. En fin de puits :

- pour rapports administratifs ;
- pour archivage permettant le forage d'autres puits ;
- pour contrôle de la production du champ.

Ce contrôle peut et doit être effectué en temps réel, il est quelquefois complété pour confirmation par des mesures à posteriori.

Ce suivi doit être continu pendant tout le forage du puits et met en œuvre des techniques variées. Il peut être résumé comme suit:

1. Mesurer :

Trois paramètres sont nécessaires pour déterminer les coordonnées X, Y, Z, représentant la position du puits. L'azimut et l'inclinaison sont mesurés en fond de puits, le troisième paramètres étant la profondeur mesurée des instruments de mesure, obtenue par mesure de la longueur du train de tiges.

Le type d'outil à mettre en œuvre est déterminé par le programme de forage, de même que la fréquence des mesures. Cette fréquence peut être adaptée en fonction des besoins des opérations.

2. Calculer :

Le calcul de la position du puits sera effectué par l'obtention des mesures et selon la méthode de calcul déterminée dans le programme de forage.

3. Représenter & extrapoler :

Les résultants obtenus seront utilisés pour interpréter le comportement de la trajectoire et extrapoler en anticipant les tendances naturelles et si nécessaire en considérant les possibilités de correction "raisonnable". [3]

4. Décider :

Les éléments ci-dessus permettront alors de décider de la suite des opérations, continuité ou mise en œuvre des moyens de correction.

III.6.Calculs de trajectoire :

Le but est d'établir la position du puits dans un repère géométrique (et donc géographique) donné.

III.6.1.Principe du calcul :

Le calcul est un calcul point par point, dont l'origine est le point de surface.

La méthode utilisée consiste à effectuer des mesures à intervalles réguliers, et à l'aide des paramètres obtenus, de déterminer - de proche en proche et par le calcul - la position du puits.

Cette position sera considérée comme la position réelle du puits. Si nécessaire les erreurs dues aux opérations de mesure seront prises en compte pour évaluer le "domaine d'incertitude" dans lequel se situe réellement le puits.

Les paramètres physiquement mesurables sont la profondeur mesurée (longueur du train de tiges), l'inclinaison et l'azimut (outil de mesures de fond).

MD_x = Profondeur mesurée à la station x mètre ;

I_x = Inclinaison à la station x degré ;

A_x = Azimut à la station x degré. .

Le calcul de transformation devra fournir les paramètres élémentaires ΔV , ΔX et ΔY .

III.6.2.Conditions et options initiales : [3]

La détermination d'un certain nombre de paramètres initiaux et d'option sont nécessaires au calcul de trajectoire:

a) Niveau de référence :

Toutes les profondeurs seront mesurées à partir de ce point, soit:

- le niveau de la table de rotation (désigné par RT ou KB pour Kelly Bushing) ;
- le niveau du sol ;
- le niveau de la mer (ou niveau hydrostatique).

b) Système des coordonnées :

Le choix du système varie d'un pays à l'autre et dépend à la fois des autorités locales et de la compagnie pétrolière. Les systèmes communément utilisés sont:

- le système UTM (Universel Transverse Mercator) ;
- le système Lambert ;

- coordonnées polaires.

Le système des coordonnées à utiliser doit être déterminé par le programme de forage, ainsi que les paramètres associés:

- X, Y, Z coordonnées de la tête de puits ;
- déclinaison magnétique ;
- convergence si nécessaire.

c) Méthode de calcul :

La méthode de calcul est déterminée par le programme de forage.

d) Azimut de projection :

L'azimut de projection nécessaire à la projection verticale est habituellement choisi égal à la direction de la cible. Plusieurs azimuts peuvent être utilisés dans le cas de puits tri dimensionnels.

III.6.3.Calculs :

Chaque mesure fournira les paramètres de base:

- Profondeur mesurée : Obtenue par la mesure du train de tiges et corrigée de manière à déterminer la profondeur des instruments de mesure :

$MD_x =$ Measured depth at station (x) par meters ou pieds.

- Inclination : Obtenue de l'outil de fond :

$I_x =$ Inclination at station (x) par degrés.

- Azimut : Obtenu de l'outil de fond et corrigé en fonction du type d'outil utilisé (déclinaison magnétique) et du système de projection (déclinaison) :

$A_x =$ Azimut à la station (x) degrés Nord. [3]

CHAPITRE IV

ÉTUDE DE CAS PUIITS RE-ENTRE

IV.1.INTRODUCTION :

Après tant d'années de production, la pression du gisement et les réserves en place ont considérablement chuté ainsi que la remonté du plan d'eau et les percés de gaz. La quantité des hydrocarbures restante empiégée dans des niveaux dont la récupération demande des études très poussées et des techniques de haute précision. La reprise des puits en Ré-entry est une nouvelle technique à Hassi Messaoud. Elle s'applique surtout aux puits (secs ou à faibles productions) et consiste à traverser horizontalement les intervalles contenant encore des hydrocarbures.

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

Pour la réussite de tels ouvrages deux étapes doivent être bien étudiées :

- Etape N°01: Consacrée aux points suivants :
 - 1) les critères de sélection des puits pour reprise en Short Radius ;
 - 2) les critères de choix du drain (la cible) ;
 - 3) les critères de choix de la direction (Azimut) du drain.
- Etape N°02: Elle se résume essentiellement en :
 - 1) L'analyse des résultats obtenus ;
 - 2) Evaluation du gain de production de ces puits ;
 - 3) Essai de dégager d'autres critères de choix.

On ne va pas rentrer ici dans les détails de ces analyses et études, mais en va juste donner un aperçu sur la méthode de sélection

IV.2.Intérêt du Ré-entry à Hassi Messaoud : [10]

Les buts essentiels de la reprise des puits en Ré-entry sont :

- 1) Remédier aux problèmes de percé d'eau ou de gaz ;
- 2) Optimiser le nombre des puits de développement ;
- 3) Baisser la pression d'abandon ;
- 4) Augmenter la récupération totale ;
- 5) Drainer la partie qui présente de meilleures caractéristiques pétro physiques ;
- 6) Produire à débit plus élevé pour une même ΔP (faible draw down).

Les puits reconvertis en ré-entry doivent obéir aux conditions suivantes :

- 1) Eviter le plan d'eau ;
- 2) Eviter les zones à gaz ou les rayons des puits injecteurs d'eau ou de gaz ;

- 3) Eviter les rayons de zone sèche ;
- 4) Eviter la zone à eau pour les puits situés en flanc de structure, ou en zone d'injection d'eau ;
- 5) Eviter la zone à gaz pour les puits à fort GOR.

IV.3. Les paramètres sélectionnés pour réaliser d'un puits ré-entre :

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

IV.3.1. Sélection des Puits :

Pour reprendre un puits en ré-entrée il doit obéir aux conditions suivantes :

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

IV.3.2. Choix des drains à cibler :

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

IV.3.3. Choix de l'azimut :

L'amélioration des caractéristiques pétrophysiques correspond à une direction géographique, qui sera l'azimut de forage. Les caractéristiques pétrophysiques de la direction choisie déterminent au préalable la capacité et la durée de production du puits. D'autres paramètres conditionnent le choix de l'azimut tel que la direction des contraintes, l'orientation des structures sédimentaires (stratifications obliques).

En générale, les contraintes horizontales maximales sont de direction NW-SE. Afin de faciliter la pénétration et d'éviter l'éboulement du trou, il est préférable de forer perpendiculairement à la direction des contraintes maximales. [10]

IV.4. L'apport des ré-entre à Hassi Messaoud :

Jusqu'à présent en compte environ 140 puits repris en ré-entre, la production totale depuis la mise en production du premier puits repris est très considérable.

Le tableau ci-après nous donne une idée sur le cumul de production des puits short radius depuis leur démarrage après la reprise. [9]

N	Puits	Zone	Date	DST		Débit actuel m ³ /h	Cumul avant SR m ³	Cumul actuel m ³	Gain de productio n m ³
				P (kg/cm ²)	Débit (m ³ /h)				
1	Md218	14	20-08-96	62.00	6.72	0	247847	366314	118467
2	Md54	HZS	26-10-00	48.67	9.05	5.37	68851	157918	89067
3	Omj702	4	09-03-97	34.20	2.17	6.37	0	261569	261569
4	Md294	1B	16-05-97	62.00	7.23	-	443634	445864	2230
5	Omn88	4	22-01-98	38.50	7.51	11.29	0	626377	626377
6	Md380	20A	05-08-02	46.10	8.64	9.90	60788	69649	8861
7	Md278	19	20-04-01	19.60	4.39	5.78	607743	686124	78381
8	Omn35	3	17-02-00	32.30	6.66	5.23	489394	605200	115806
9	Md105	2 S	22-11-98	70.40	11.46	9.23	148584	519635	371041
10	Md448	15	26-05-99	159.00	9.81	2.2	16318	172913	156595
11	Omk57	23	04-04-02	107.50	24.04	4.36	99	18246	18147
12	Omo31	7	17-04-02	14.80	2.17	0	19253	20554	1301
13	Omk12	HZ	28-05-02	42.54	8.89	5.99	4061	17781	13720
14	Onm15	12	16-06-02	17.20	2.59	-	204272	204272	0
15	Omn25	3	02-01-01	0.00	00	6.85	17799	171041	153242

Tableau.02: les résultats de quelques puits repris en ré-entre.

NB: Sans compter les puits qui ont été échoués, la remise en production d'un puits sec ou faible producteur reste toujours bénéfique. La plus part de ces puits ont fait des gains qui ont dépassé l'investissement.

Résultats actualisé en mars 2006 :

- 1) Nombre de puits repris en short radius 61 ;
- 2) Nombre de puits actifs 36 ;
- 3) Nombre de puits fermés 25 ;
- 4) Taux de participation dans la production du champ 7.2 % ;
- 5) Investissement total pour la réalisation 106.000.000 \$;
- 6) Gain de production après réalisé short radius de 4.072.207 m³ ;
- 7) Gains de production 511.469.199,2 \$. [9]

IV.5.Reprise du puits OMO 38 en Ré-entry :

IV.5.1.Localisation et données du puits OMO 38 :

Nom de puits:	Coordonnées de location :	Z (sol) :	Z (Table):
OMO38	X=8103750 m Y=140000.813 m Géographiques: Lat =N31°48' 39.829" Long= E6°00' 45.809"	164.41 m.	172.06 m.

Tableau.3: Localisation du puits OMO38.

IV.5.2.Historique du puits OMO38 :

Le puits OMO38 a été foré et complété le 24.10.1975 en 3"1/2 ancré, le réservoir recouvert d'un liner crépiné 5" FJ Hydrill.

Le puits est exploité sans problème majeur à signaler depuis l'origine si ce n'est la nécessité de fréquents pistonages pour faire face aux étouffements que subit le puits.

La salinité de l'huile quand à elle reste relativement faible de l'ordre de 40mg/l.

Le 18.07.85 le puits est fermé suite débit nul après plusieurs tentatives de redémarrage par pistonages pendant 01 semaine.

En décembre 85, reprise du pistonage qui assure le démarrage et la production du puits mais durant 05 jours seulement après lequel il est à nouveau fermé pour débit nul. [11]

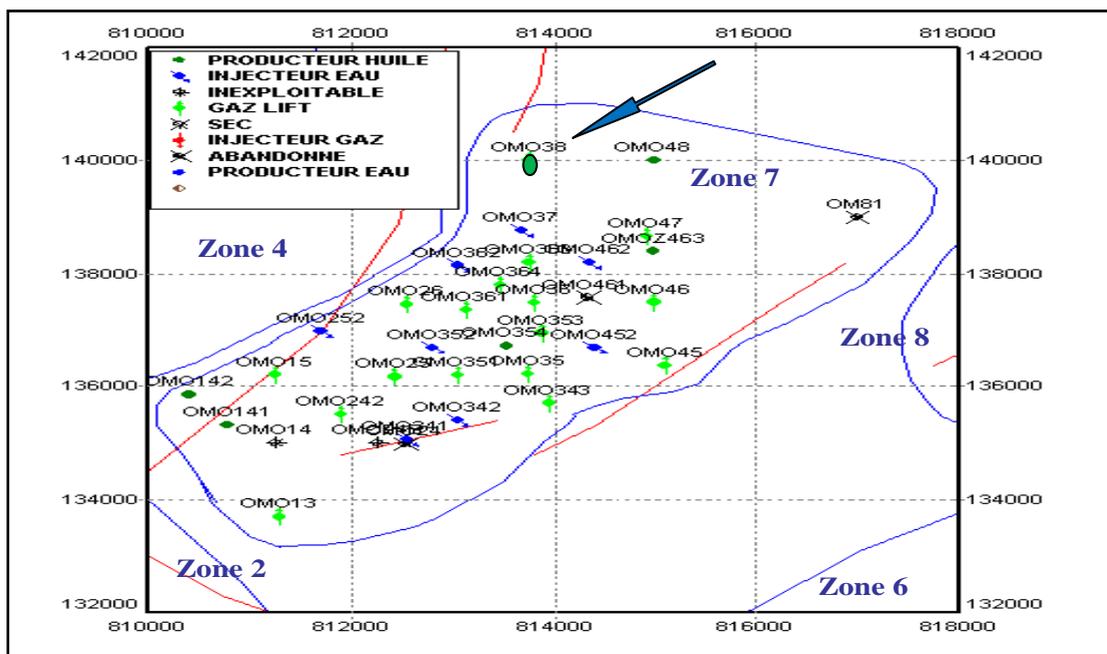


Figure.34 : Situation du puits OMO38.

IV.5.3. Caractéristiques géologiques :

	T. Argileux	T. Gréseux	T. éruptif	Ri	Ra	R2	Fond
Toit	3179	3290	-	-	3300	3353	3394
Epaisseur	111	10	-	-	53	42	-

Tableau.4: Caractéristiques géologiques.

IV.5.4. Découpage en drains et caractéristiques pétro-physiques :

Drain	Résultats carotte					Résultats Elan	
	Top (m)	Bottom (m)	K (md)	ϕ (%)	So* cm ³ /100gr de roche	ϕ (%)	Sw(%)
ID	3300	3323	24.83	7.37	22.38	7.8	9.71
D1	3323	3349	34.12	7.93	41.36	8.0	8.33
ZP	3349	3353	19.18	8.81	49.75	8.81	6.45
R2	3353	3395	10.01	12.02	46.07	9.85	15.10

Tableau.5: Découpage en drains et caractéristiques pétro-physiques.

IV.5.5. Paramètres pétro physiques de la zone 07 :

- Perméabilité moyenne : 3.4md ;
- Porosité moyenne : 09 % ;
- Hauteur du réservoir : 107 m ;
- Sw : 15 %.

IV.5.6. Caractéristiques des fluides de gisement : [7]

gaz de gisement	L'eau de gisement	huile de gisement
- Coefficient de compressibilité Z =0.8. - μ_g : 0.0233 cp. - Densité du gaz 0.70.	-La salinité de l'eau de gisement est de 155g/l. - μ_w : 0.45 cp. -Densité : 1.12.	-Pb est de 165 Kg/cm ² . -B _o : 1.753 m ³ /m ³ . - μ_o : 0.2233 cp. -Densité de l'huile est de 0.80.

Tableau.6: Caractéristiques des fluides de gisement.

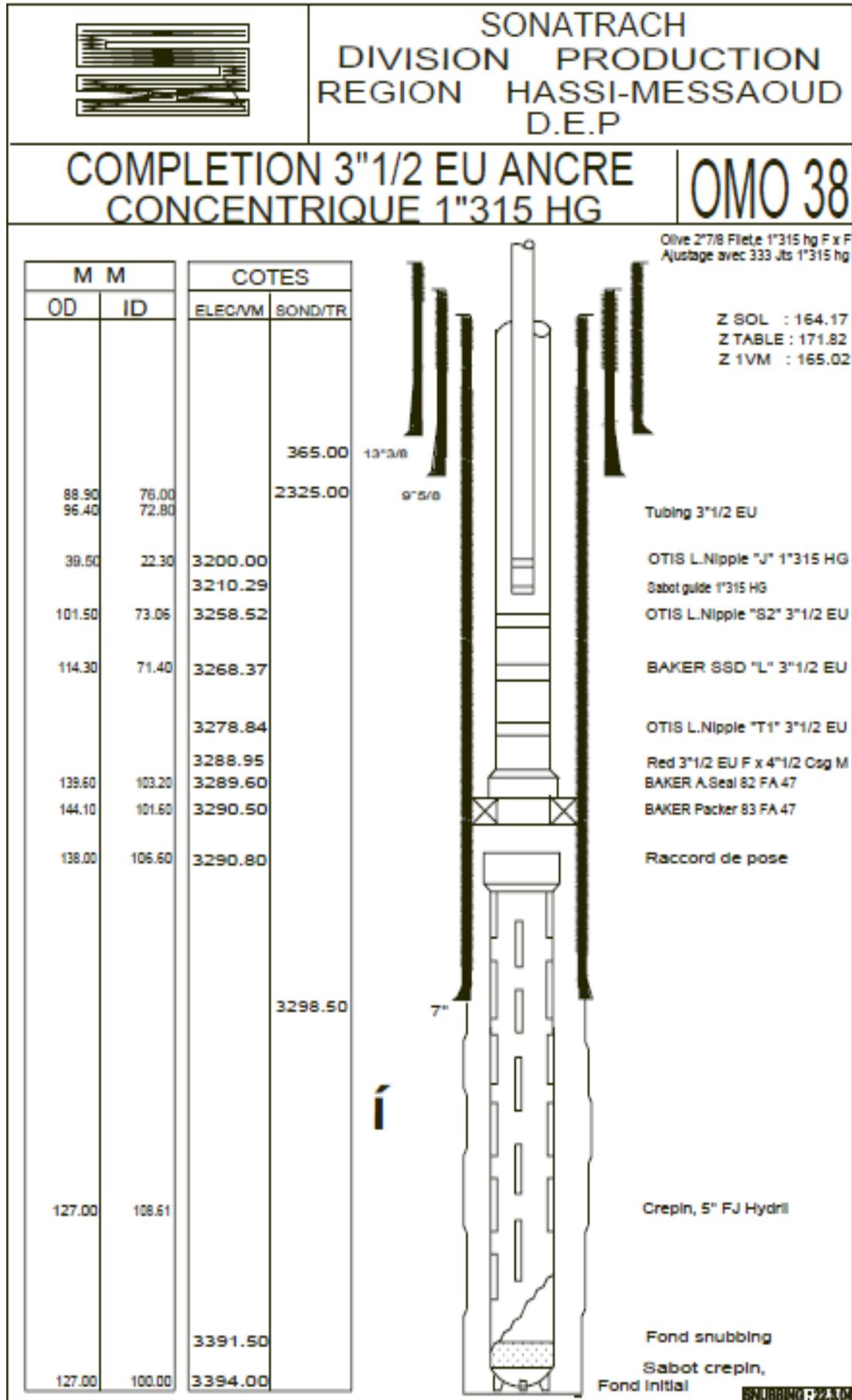


Figure.35 : profile initial du puits OMO38.

IV.5.7. Programme prévisionnel de reprise :

Les données suivantes, du département géologie de SH vont dicter l'établissement du programme prévisionnel réalisé par Baker Hughes Services.

X= 813 749.98, Y= 140 000.81 // Lat=N31°48' 39.829'', Long= E6°00' 45.809''.

Cote du sabot 7" corrigé = 3296m.

- Azimut = N130° ;
- Inclinaison = 90.0°.

Target recalculated (top_ bottom): 3338m _ 3342m.

- Drain = 500m ;
- KOP = 3398m ;
- BUR = 43.65°/30m.

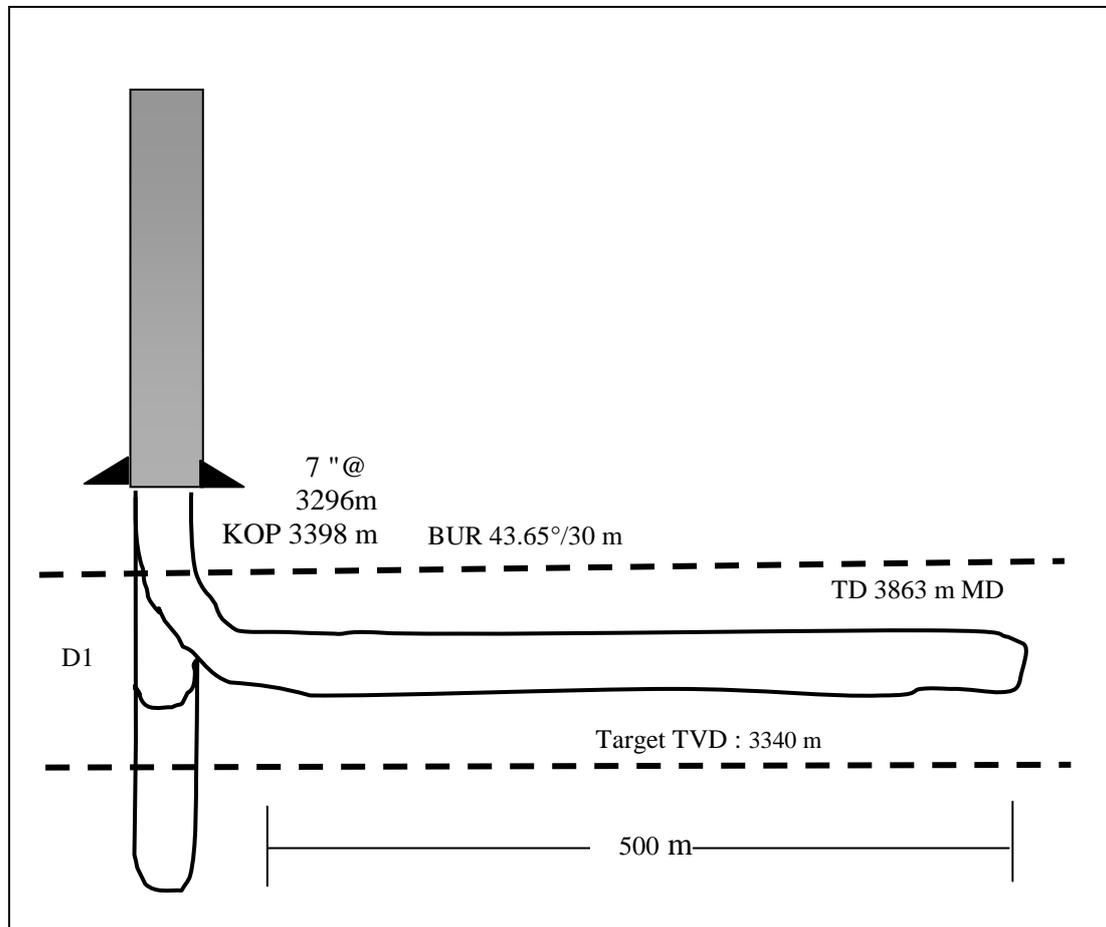


Figure.36 : Profil prévisionnel du puits OMO38.

Le calcul de la trajectoire prévisionnelle s'est effectué tous les 30m pour les paramètres directionnels en inclinaison et azimut.

Il correspond à un profil short radius avec KOP à 3398m et un BUR final de 43.65°/30m. [11]

IV.5.8.Trajectoire prévisionnelle :

<i>MD (m)</i>	<i>Inclin (°)</i>	<i>Azim (°)</i>	<i>TVD(m)</i>	<i>VS(m)</i>	<i>North(m)</i>	<i>East(m)</i>	<i>BUR (°/30m)</i>
0,00	0,000	130,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7,65	0,000	130,000	7,65	0,00	0,00	0,00	0,00
37,65	0,000	0,000	37,65	0,00	0,00	0,00	0,00
67,65	0,000	0,000	67,65	0,00	0,00	0,00	0,00
97,65	0,000	0,000	97,65	0,00	0,00	0,00	0,00
127,65	0,000	0,000	127,65	0,00	0,00	0,00	0,00
157,65	0,000	0,000	157,65	0,00	0,00	0,00	0,00
187,65	0,000	0,000	187,65	0,00	0,00	0,00	0,00
217,65	0,000	0,000	217,65	0,00	0,00	0,00	0,00
247,65	0,000	0,000	247,65	0,00	0,00	0,00	0,00
277,65	0,000	0,000	277,65	0,00	0,00	0,00	0,00
307,65	0,000	0,000	307,65	0,00	0,00	0,00	0,00
337,65	0,000	0,000	337,65	0,00	0,00	0,00	0,00
367,65	0,000	0,000	367,65	0,00	0,00	0,00	0,00
397,65	0,000	0,000	397,65	0,00	0,00	0,00	0,00
427,65	0,000	0,000	427,65	0,00	0,00	0,00	0,00
457,65	0,000	0,000	457,65	0,00	0,00	0,00	0,00
487,65	0,000	0,000	487,65	0,00	0,00	0,00	0,00
517,65	0,000	0,000	517,65	0,00	0,00	0,00	0,00
547,65	0,000	0,000	547,65	0,00	0,00	0,00	0,00
577,65	0,000	0,000	577,65	0,00	0,00	0,00	0,00
667,65	0,000	0,000	667,65	0,00	0,00	0,00	0,00
787,65	0,000	0,000	787,65	0,00	0,00	0,00	0,00
907,65	0,000	0,000	907,65	0,00	0,00	0,00	0,00
1027,65	0,000	0,000	1027,65	0,00	0,00	0,00	0,00
1147,65	0,000	0,000	1147,65	0,00	0,00	0,00	0,00
1177,65	0,000	0,000	1177,65	0,00	0,00	0,00	0,00
1207,65	0,000	0,000	1207,65	0,00	0,00	0,00	0,00

1867,65	0,000	0,000	1867,65	0,00	0,00	0,00	0,00
1897,65	0,000	0,000	1897,65	0,00	0,00	0,00	0,00
1927,65	0,000	0,000	1927,65	0,00	0,00	0,00	0,00
1957,65	0,000	0,000	1957,65	0,00	0,00	0,00	0,00
1987,65	0,000	0,000	1987,65	0,00	0,00	0,00	0,00
2017,65	0,000	0,000	2017,65	0,00	0,00	0,00	0,00
2047,65	0,000	0,000	2047,65	0,00	0,00	0,00	0,00
2077,65	0,000	0,000	2077,65	0,00	0,00	0,00	0,00
2107,65	0,000	0,000	2107,65	0,00	0,00	0,00	0,00
2257,65	0,000	0,000	2257,65	0,00	0,00	0,00	0,00
2287,65	0,000	0,000	2287,65	0,00	0,00	0,00	0,00
2437,65	0,000	0,000	2437,65	0,00	0,00	0,00	0,00
2587,65	0,000	0,000	2587,65	0,00	0,00	0,00	0,00
2617,65	0,000	0,000	2617,65	0,00	0,00	0,00	0,00
2647,65	0,000	0,000	2647,65	0,00	0,00	0,00	0,00
2677,65	0,000	0,000	2677,65	0,00	0,00	0,00	0,00
2707,65	0,000	0,000	2707,65	0,00	0,00	0,00	0,00
2737,65	0,000	0,000	2737,65	0,00	0,00	0,00	0,00
2767,65	0,000	0,000	2767,65	0,00	0,00	0,00	0,00
2797,65	0,000	0,000	2797,65	0,00	0,00	0,00	0,00
2827,65	0,000	0,000	2827,65	0,00	0,00	0,00	0,00
2857,65	0,000	0,000	2857,65	0,00	0,00	0,00	0,00
2887,65	0,000	0,000	2887,65	0,00	0,00	0,00	0,00
2917,65	0,000	0,000	2917,65	0,00	0,00	0,00	0,00
2947,65	0,000	0,000	2947,65	0,00	0,00	0,00	0,00
2977,65	0,000	0,000	2977,65	0,00	0,00	0,00	0,00
3007,65	0,000	0,000	3007,65	0,00	0,00	0,00	0,00
3037,65	0,000	0,000	3037,65	0,00	0,00	0,00	0,00
3067,65	0,000	0,000	3067,65	0,00	0,00	0,00	0,00
3097,65	0,000	0,000	3097,65	0,00	0,00	0,00	0,00
3157,65	0,000	0,000	3157,65	0,00	0,00	0,00	0,00
3187,65	0,000	0,000	3187,65	0,00	0,00	0,00	0,00

3217,65	0,000	0,000	3217,65	0,00	0,00	0,00	0,00
3247,65	0,000	0,000	3247,65	0,00	0,00	0,00	0,00
3277,65	0,000	0,000	3277,65	0,00	0,00	0,00	0,00
3296,00	0,000	130,000	3296,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3298,00	0,000	130,000	3298,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3302,00	2,000	130,000	3302,00	0,07	-0,04	0,05	15,00
3307,65	10,221	130,000	3307,61	0,67	-0,43	0,51	43,65
3337,65	53,875	130,000	3332,43	16,21	-10,42	12,42	43,65
3362,48	90,000	130,000	3340,00	39,42	-25,34	30,20	43,65
3367,65	90,000	130,000	3340,00	44,60	-28,67	34,16	0,00
3397,65	90,000	130,000	3340,00	74,60	-47,95	57,14	0,00
3427,65	90,000	130,000	3340,00	104,60	-67,23	80,12	0,00
3457,65	90,000	130,000	3340,00	134,60	-86,52	103,11	0,00
3517,65	90,000	130,000	3340,00	194,60	-125,08	149,07	0,00
3547,65	90,000	130,000	3340,00	224,60	-144,37	172,05	0,00
3577,65	90,000	130,000	3340,00	254,60	-163,65	195,03	0,00
3607,65	90,000	130,000	3340,00	284,60	-182,93	218,01	0,00
3637,65	90,000	130,000	3340,00	314,60	-202,22	240,99	0,00
3667,65	90,000	130,000	3340,00	344,60	-221,50	263,98	0,00
3697,65	90,000	130,000	3340,00	374,60	-240,79	286,96	0,00
3727,65	90,000	130,000	3340,00	404,60	-260,07	309,94	0,00
3757,65	90,000	130,000	3340,00	434,60	-279,35	332,92	0,00
3787,65	90,000	130,000	3340,00	464,60	-298,64	355,90	0,00
3817,65	90,000	130,000	3340,00	494,60	-317,92	378,88	0,00
3847,65	90,000	130,000	3340,00	524,60	-337,20	401,86	0,00
3863,00	90,000	130,000	3340,00	539,95	-347,07	413,62	0,00

Tableau.7: la trajectoire prévisionnelle (théorique) du puits OMO38. [11]

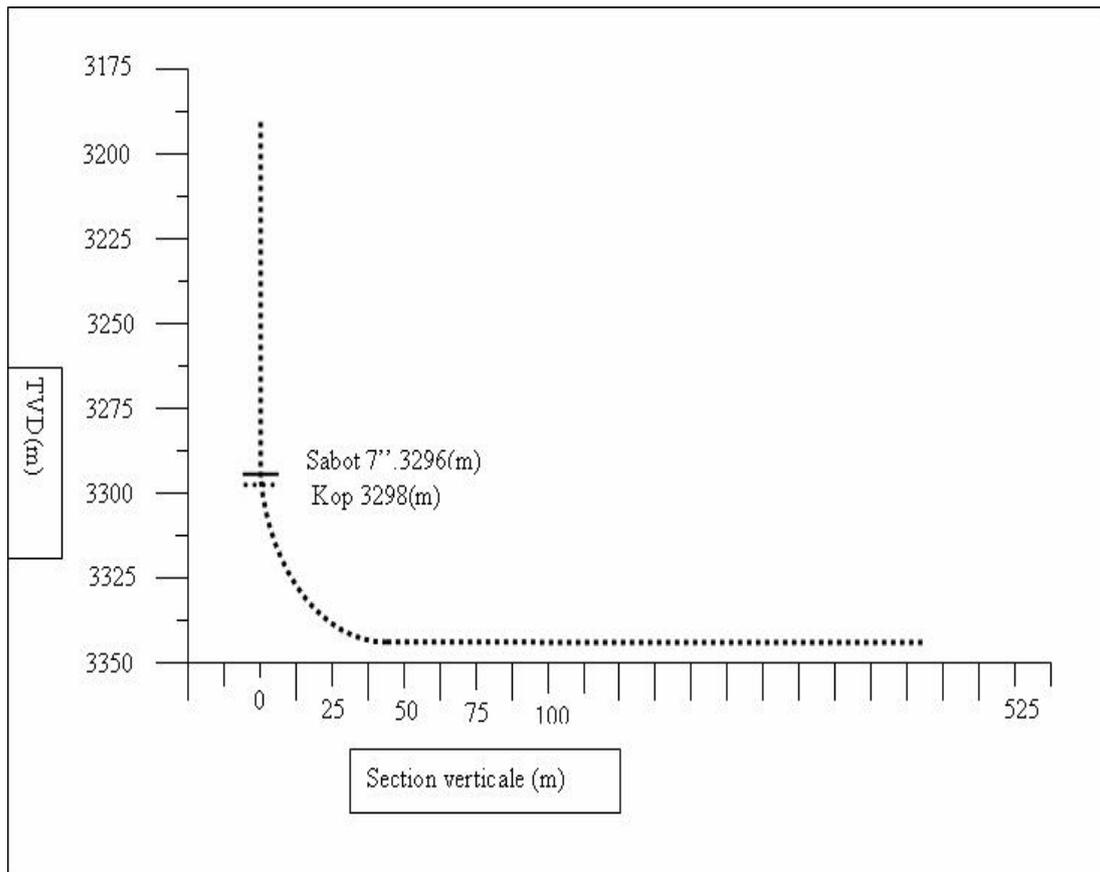


Figure.37 : Projection verticale prévisionnelle de trajectoire du puits OMO38.

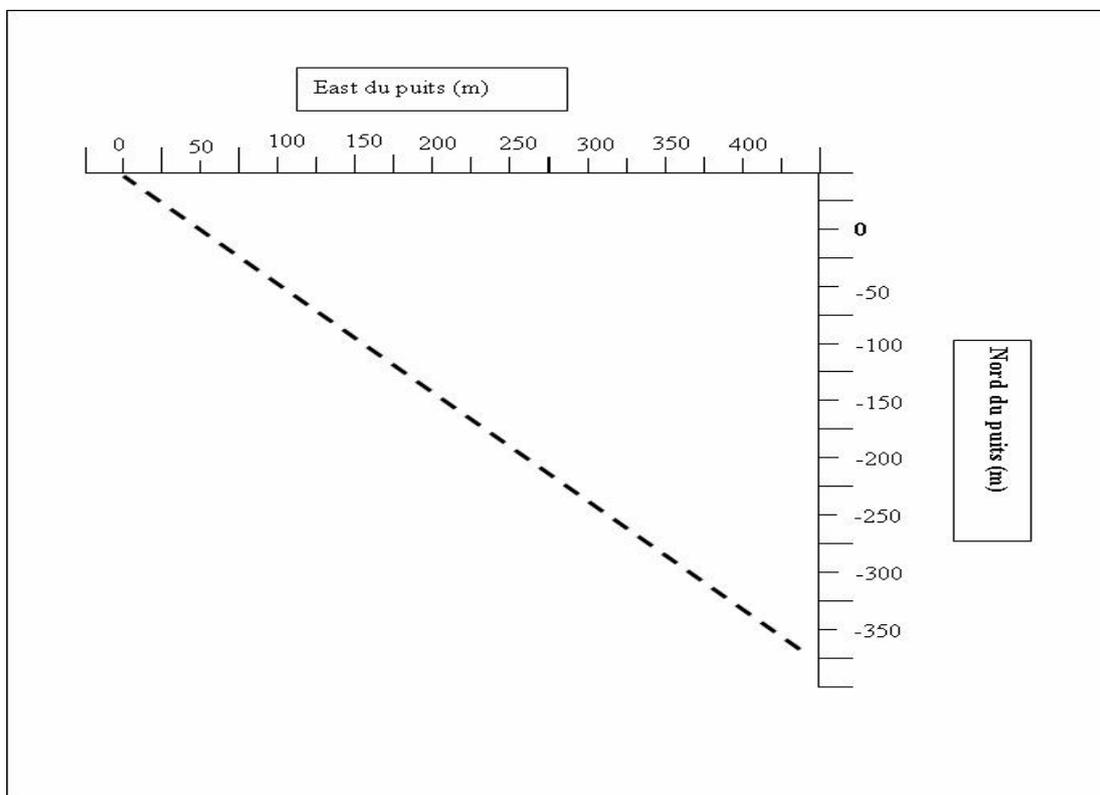


Figure.38: projection horizontale prévisionnelle de la trajectoire du puits OMO38.

IV.6.Réalisation de la reprise :**IV.6.1.Préparations du puits :**

- Neutralisation de puits par 15m^3 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''. [11]

IV.6.2.Pose bouchon de ciment :**IV.6.2.1.Objectifs générale des bouchons de ciment :**

Les bouchons de ciment trouvent de nombreuses applications, soit en cours de forage, soit après la production d'un puits.

Parmi ces applications nous pouvons citer :

- colmatage de pertes ;
- isolation des zones ;
- abandon ;
- déviation ;
- ancrage d'un packer en trou ouvert.

IV.6.2.2.Caractéristiques les bouchons de ciment pour déviation :

Un bouchon de ciment, en vue d'une déviation doit avoir certaines propriétés spécifiques :

- une résistance mécanique la plus importante possible, et obtenue dans un temps le plus court possible,
- le top ciment doit être situé au niveau d'une zone moins dure, de façon que le trépan ait une chance de quitter le puits initial,
- un temps de pompabilité adéquat pour la mise en place du laitier, tout en ayant une résistance initiale à la compression élevée. [8]

IV.6.2.3.Composition du bouchon :

- 5m^3 bouchon spacer ;
- 4m^3 laitier de densité 2.10 ;
- volume de chasse de 35.68m^3 ;
- temps de prise de ciment (24h).

Pour un top ciment à 3294m (une hauteur de 100m). [11]

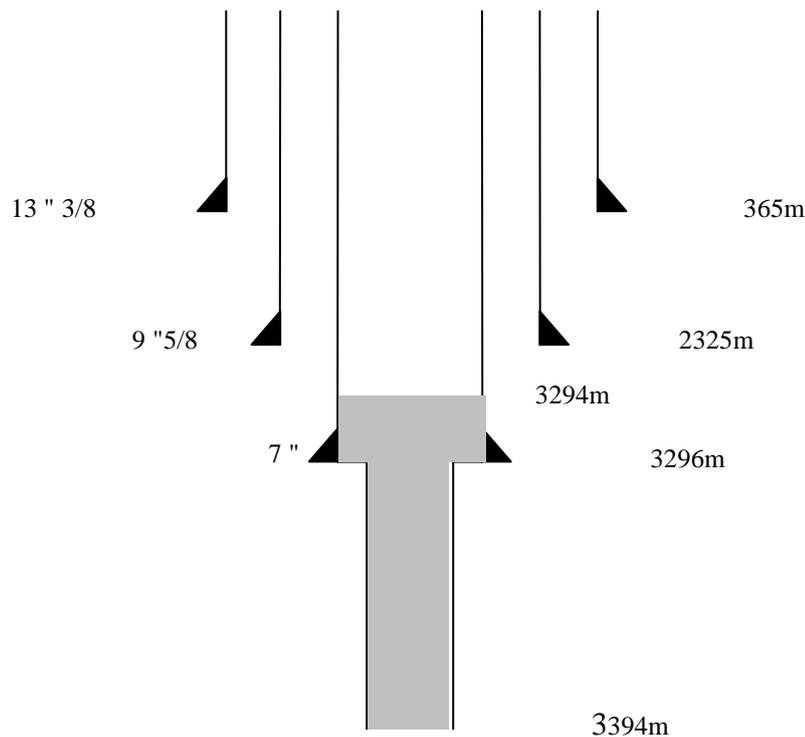


Figure.39 : Pose du Bouchon de ciment.

IV.6.3. Forage du Side track :

IV.6.3.1. Définition Side track :

Par opposition au forage dirigé qui vise à atteindre une cible située à une distance plus au moins grande de la verticale du point d'implantation, le but d'un forage dévié est d'abandonner une partie du puits difficilement récupérable procédant à une déviation permettant de quitter l'axe du puits initial et de reprendre verticalement et parallèlement la partie abandonnée. [2]

IV.6.3.2. Mode opératoire Side track :

Forage du bouchon de ciment de la côte 3294m (top ciment) à la profondeur 3298 m (2m sous le sabot) soit 4m.

La déviation est amorcée à partie de la côte 3298m.

Un Gyro Single shot muni d'un MWD sera utilisé pour orienter le tool face du BHA au kick off pour démarrer le time drilling. Les gyro surveys seront utilisés tant que les capteurs du MWD sont assez loin du casing pour éviter les interférences magnétiques.

Dimension du trou : 6" ;

Profondeur de : 3298m à 3302m MD ;

BUR : 15°/30m. [11]

Paramètres de forage :

- WOB : 3 à 5T ;
- RPM : 160 – 190 (au fond) ;
- Débit : 600 – 700 l/mn ;
- ROP : 15 – 30 cm/h.

Composition du BHA :

BHA	Diamètre (pouce)	Longueur (m)
- Outil	6"	0.16
- Moteur	4 ¾ "	6.27
- Sub-orienting	4 ¾ "	1.00
- DC NM	4 ¾ "	8.87
- 15 DC	4 ¾ "	141.58

Tableau.8: Composition du BHA au side track.

IV.6.4.Forage du Build up:

Le forage de la section build up permet d'augmenter l'inclinaison jusqu'à 90°.

Pour réaliser cette partie on choisi un gradient de build up de 43.65°/30m.

Dimension du trou : 5 7/8".

Profondeur de : 3302m MD – 3302m TVD à 3362.48m MD – 3340m TVD

Paramètres de forage :

- WOB : 6-8 T ;
- RPM : 190-240(au fond) et 30-40 (surface) ;
- Débit : 700 – 900 l/mn.

Composition du BHA :

BHA	Diamètre (pouce)	Longueur (m)
- Outil	5 7/8 "	0.19
- Moteur	4 ¾ "	2.43
- NMCSDP	3 ½ "	8.87
- MWD UP Sub	4 ¾ "	0.75
- Sub-orienting	4 ¾ "	1.00
- 12DP	3 ½ "	115.49
- 15DC	4 ¾ "	141.58

Tableau.9: Composition du BHA au build up.

NB : Quatre outils ont du être utilisé à la réalisation de cette phase. [11]

IV.6.5. Forage du drain horizontal :

La section horizontale du puits est généralement forée à 0° en mode rotary.

Dimension du trou : 5 7/8 ".

Profondeur de : 3362.48m MD – 3340m TVD à 3863m MD – 3340m TVD.

Paramètres de forage :

- WOB : 5-8 T ;
- RPM : 200 – 250 (au fond) et 30- 40 (en surface) ;
- Débit : 800 – 1000 l/mn.

Composition du BHA:

BHA	Diamètre (pouce)	Longueur (m)
- Outil	5 7/8"	0.19
- Moteur	5 ½ "	6.28
- Stabilisateur	5 ¾ "	0.77
- NMCS DP	3 ½ "	8.87
- MWD UP Sub	4 ¾ "	0.75
- 65DP	3 ½ "	432.17
- 15DC	4 ¾ "	141.58

Tableau.10: Composition du BHA au drain horizontale.

NB : Neuf outils ont du être utilisé pour la réalisation de cette phase, avec ajout de DP à chaque manœuvre.

IV.7. Enregistrement du Survey du puits OMO38 :

Les tableaux suivants présentent les mesures faites entre 3 et 10m concernant l'azimut, l'inclinaison, TVD...

Ces mesures sont enregistrées en temps réel par MWD en lisant le tool face et l'inclinaison.

En fonction des mesures en surface on réalise les corrections appropriées en relation avec les données prévisionnelles. [11]

MID (m)	CL (m)	Inc (deg)	Az (deg)	TVD (m)	Local N (m)	Local E (m)	DLS (°/30m)	VS (m)
7,65	0	0	0	7,65	0	0		0
3288	3288,35	0	130	3288	0	0	0	0
3288,4	3,4	2,2	141,5	3288,4	-0,05	0,04	19,41	0,08
3302,4	3	4,8	142,5	3302,39	-0,2	0,15	26,01	0,24
3305,4	3	8,2	139,4	3305,37	-0,48	0,39	44,15	0,6
3308,8	3,4	15,8	137,3	3308,69	-1,02	0,88	58,36	1,32
3311,8	3	21	134,8	3311,53	-1,7	1,54	52,58	2,26
3314,4	2,6	25,8	132,7	3313,92	-2,42	2,28	56,21	3,29
3317,4	3	30,3	131,6	3316,57	-3,36	3,33	45,29	4,7
3320,4	3	34,1	132,8	3319,1	-4,44	4,51	38,53	6,29
3324,1	3,7	38,8	133	3322,08	-5,93	6,12	38,12	8,49
3330,1	6	47,9	131,3	3326,44	-8,69	9,18	45,87	12,59
3333,6	3,5	53,1	129,9	3328,66	-10,45	11,23	45,52	16,29
3338,1	5,5	60,1	129,6	3331,69	-13,38	14,75	38,21	18,88
3343,1	4	65,6	130,7	3333,51	-15,67	17,47	41,9	23,44
3346,1	3	69,4	131	3334,66	-17,49	19,57	38,1	26,2
3349,1	3	73,6	131	3335,61	-19,35	21,72	42	28,05
3351,8	2,7	77,8	131,6	3336,28	-21,08	23,68	47,11	31,66
3357	5,2	82,7	132,8	3337,16	-24,52	27,48	29,08	36,77
3362,7	5,7	83,6	133,4	3337,84	-28,39	31,61	5,68	42,41
3368,6	5,9	84,4	134	3338,46	-32,44	35,85	5,07	48,26
3373,2	4,6	85,2	134,1	3338,87	-35,63	39,14	5,26	52,82
3378,2	5	86,5	134,6	3339,24	-39,11	42,71	8,35	57,78
3382,4	4,2	87,9	135,1	3339,44	-42,07	45,68	10,62	61,95
3388	5,6	90,2	135,5	3339,53	-46,05	48,62	12,51	67,51
3392,6	4,6	92,2	135,5	3339,44	-49,33	52,84	13,04	72,08
3401,9	9,3	94,4	134,4	3338,9	-55,89	59,41	7,93	81,31
3406,8	4,9	94,5	133,7	3338,52	-59,29	62,93	4,32	86,17
3416	9,2	94	132,6	3337,84	-65,56	69,62	3,93	95,31

Tableau11: Trajectoire réalisée. [11]

MD (m)	CL (m)	Inc (deg)	Az (deg)	TVD (m)	Local N (m)	Local E (m)	DLS (°/30m)	VS (m)
3425,7	9,7	92,8	131,6	3337,27	-72,06	76,8	4,83	104,98
3435,4	9,7	90,6	130,9	3336,98	-78,44	84,09	7,14	114,86
3445,4	10	91,1	131,4	3336,83	-85,02	91,62	2,12	124,85
3454,5	9,1	90	129,5	3336,74	-90,93	98,55	7,24	133,75
3464,4	9,9	89,3	128,6	3336,8	-97,16	106,23	3,46	143,65
3473,6	9,2	87,7	128,5	3337,04	-102,9	113,43	6,23	152,84
3483,7	10,1	88,4	127,9	3337,39	-109,14	121,36	2,74	162,94
3493,1	9,4	89,3	128,4	3337,58	-114,94	128,75	3,29	172,34
3501,8	8,7	90,2	129,5	3337,61	-120,41	135,51	4,9	181,03
3512	10,2	92,5	129,6	3337,37	-126,9	143,38	6,77	191,23
3521,2	9,2	94,5	130,6	3336,81	-132,82	150,4	7,29	200,41
3531,5	10,3	95,5	129,7	3335,91	-139,44	158,24	3,91	210,67
3541	9,5	94	130,8	3335,13	-145,55	165,47	5,87	220,13
3550,5	9,5	92,4	130,1	3334,6	-151,71	172,69	5,51	229,61
3559,2	8,7	92	130,3	3334,26	-157,32	179,33	1,54	238,3
3568,8	9,6	90,7	129,7	3334,04	-163,49	186,68	4,47	247,89
3579,4	10,6	91,9	129,9	3333,8	-170,27	194,82	3,44	258,49
3589	9,6	93,5	128,9	3333,34	-176,36	202,23	5,89	268,08
3598,6	9,6	93,3	129,4	3332,77	-182,41	209,66	1,68	277,66
3607,5	8,9	92,2	129,1	3332,35	-188,03	216,55	3,84	288,55
3617,2	9,7	90,5	129	3332,12	-194,14	224,08	6,27	298,25
3626,8	9,6	91,2	126,9	3331,98	-200,04	231,64	6,92	305,84
3635,8	9	89,8	126,4	3331,9	-205,41	238,87	4,66	314,84
3646	10,2	88	127,6	3332,09	-211,55	247,01	6,36	325,03
3655,7	9,7	90,8	124,1	3332,2	-217,23	254,87	13,86	334,72
3664,8	9,1	92,7	124	3331,92	-222,32	262,41	6,27	343,78
3674,8	10	93,4	124	3331,39	-227,91	270,68	2,1	353,74
3684,7	9,9	94,4	123,7	3330,71	-233,41	278,89	3,16	363,58
3693,6	8,9	92,2	123,8	3330,2	-238,34	286,27	7,42	372,43

Tableau12: Trajectoire réalisée. [11]

MD (m)	CL (m)	Inc (deg)	Az (deg)	TVD (m)	Local N (m)	Local E (m)	DLS (°/30m)	VS (m)
3098,2	4,6	81,8	122,8	3328,05	-240,87	280,11	7,05	377,01
3703,2	5	81,5	122,7	3328,81	-243,58	284,32	1,34	381,88
3713,4	10,2	81,2	123,8	3328,87	-249,17	302,84	3,35	382,13
3723	8,8	88,5	123,7	3328,81	-254,5	310,82	5,32	401,7
3732,5	8,5	82,2	124,1	3328,47	-258,8	318,71	8,82	411,18
3741,9	8,4	81,8	124,8	3328,14	-265,1	328,48	2,04	420,53
3751,5	8,6	81,1	122,3	3328,8	-270,38	334,47	7,51	430,88
3761,2	8,7	88,3	120,8	3328,85	-275,47	342,73	8,88	438,71
3771	8,8	88,8	121,8	3328,38	-280,55	351,1	4,78	448,42

Tableau.13: Trajectoire réalisée. [11]

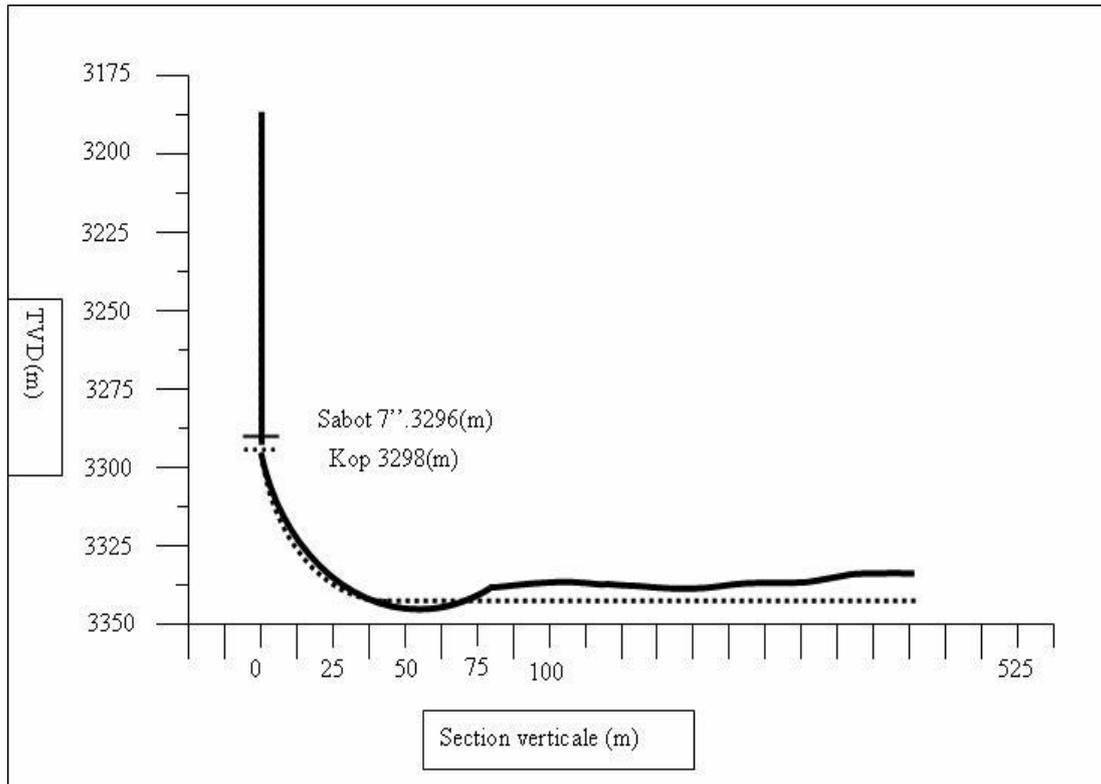


Figure.40 : Profils des trajectoires réelle et prévisionnelle.

IV.8. Commentaire la trajectoire réel:

Les courbes ci-dessus nous montrent la variation entre la trajectoire réelle et théorique. On constate que le suivi de la trajectoire du short radius a connu un premier décalage pour une TVD égale à 3339,53 m vers le bas, dû à un mauvais choix du poids vers la fin du build up.

La trajectoire a été corrigée après avoir remarqué la persévérance du décalage pour rejoindre sa côte prévisionnelle à 3568,8 m MD. Cette correction n'a pu recibler la trajectoire au environ de la ligne prévisionnelle à la côte 3334.04m TVD en raison d'une inclinaison élevée. Ce qui a eu pour effet de décaler la stabilisation longitudinale vers le haut.

Pour cela le déviateur apporta une deuxième correction pour la redresser mais en vain, ce qui ne ramena la trajectoire qu'au environ de la côte prévisionnelle à 3332,2 m TVD comme ultime profondeur atteinte.

A ce point du projet vu le décalage trop important enregistré lors de la deuxième correction (3331,9 m TVD) le maître d'œuvre en l'occurrence SH-DP pris la décision de faire remonter le Target à 3333m TVD (Bottom) et 3328m TVD (Top).

Le forage a été mené à bien selon le nouveau Target pour être finalisé à la côte 3329,36m TVD par décision des autorités compétentes (SH-DP). [11]

IV.9. Les problèmes rencontrés et recommandations :

Les problèmes majorité rencontrés sont dans le puits OMO38 sont :

1. Calage répétitive du moteur : Le calage est du à un excès de poids sur l'outil.
2. Durée de vie des outils de forage (Usure prématurée) par abrasion : La durée de vie des outils de forages à molettes est limitée par un nombre total de rotation des roulements et donc inversement proportionnelle à la vitesse de rotation des outils.
3. Répercussions des dogs leg : Effectivement les parcours accidentés du trou mal foré favorisant le coincement nous a menées à un cisaillement de garniture à environ 50m à l'amont de la BHA.

Les différents problèmes rencontrés lors de la reprise du cette puits en short radius nous a amené à proposer les recommandations suivantes :

- Choix judicieux des paramètres et de la méthode de forage qui doit être scrupuleusement suivi par le chef de poste. Ceci concernant de façon spécifique le poids sur l'outil et les paramètres directionnels ;
- Pour palier au changement répétitif des outils de forage et par conséquent pour diminuer le nombre de manœuvres, il serait préférable d'utiliser des outils PDC. Effectivement, vu que l'on fore dans la même couche prédéfinie (D1) et connue on ne risque pas de rencontrer des surprises. Pour cela les paramètres optimums de forage relatif au PDC sont aussi connus avec précision dès le départ, sachant que leurs performances sont meilleurs que les tricônes ;
- Toujours vérifier la conformité et la certification des tiges de drain afin d'éviter toute rupture accidentelle ;
- Le nettoyage du trou est un autre paramètre non négligeable. Il permet de diminuer les frictions sur la garniture qui nous amène au coincement ;
- Imposer des équipements de bonne qualité pour réaliser le puits afin d'éliminer toute probabilité d'attente préjudiciable sur le coût final de l'opération. [11]

IV.10. Etude économique opération reprise de puits OMO38 :

Pour que le projet soit économiquement intéressant, il faut que le temps d'amortissement de son investissement ne dépasse pas douze mois ; c'est à dire, l'investissement doit récupérer ses dépenses en moins d'une année, pour que l'investissement soit bien dirigé.

- Le débit avant l'opération selon le dernier jaugeage (06/12/2003) est de $0.79\text{m}^3/\text{h}$;
- L'étude a donné un débit de $6\text{ m}^3/\text{h}$ pour une sensibilité sur le short radius ;
- Le Coût moyen d'une reprise de puits OMO38 en short radius est de l'ordre de 1 800 000 US\$;
- Le Coût de production d'un m^3 de brut est estimé à 18.8 US\$;
- Le Prix vente moyen pour le m^3 de brut est évalué 314.5 US\$ à cette date ;
- Le Coût de production d'un baril de brut est estimé à 3 US\$;
- Le Prix de vente moyen pour un baril de brut durant cette date est 50 US\$;
- Le Prix net d'un mètre cube de brut (Prix de vente moyen – Prix de revient) est 295.7 US\$.

Pour cela on fait introduire une loi qui nous calcule le payout time (P_{ot}) à partir du gain en débit.

Le P_{ot} est le temps d'amortissement (temps de déboursement) qui permet au puits de récupérer son coût d'investissement.

$$Pot = \frac{\text{Le coût global de l'opération} + \text{perte de production}}{(\text{Q}_{\text{gain}} \cdot 24 \cdot \text{Prix net du m}^3 \text{ de brut})}$$

D'où :

Q_{gain} : Le gain en débit.

Le gain en débit = débit après l'intervention – débit avant l'intervention

$$Q_{\text{gain}} = 06 - 0.79 = 5.21\text{m}^3/\text{h}.$$

Perte de production = Q_o (m^3/h) . 24. Durée de l'opération (j) . Prix net de m^3 (US\$) ;

$$\text{Perte de production} = 0,79 \cdot 24 \cdot 52 \cdot (314,5 - 18.8) = 291536,54 \text{ US\$}. [10]$$

Opération	Qo avant (m^3/h)	Qo après (m^3/h)	Coût Global (US\$)	Payout time (Jours)
Short radius	0,79	6	1 800 000	56,56

Tableau.14: L'investissement du puits OMO38.

CONCLUSION

Conclusion

Le forage directionnel est devenu une méthode très pratique et systématique dans le champ de Hassi Messaoud .Il est très maîtrisée et donne des très bons résultats.

La technique de reprise des puits dite Ré-entre (short radius) applique essentiellement sur les réserves condamnées dans des puits classés fermés, sec ou à faible production, Et les drains les plus ciblés sont : D1 qui renferme le plus grand nombre de puits, ensuite D2 et D4 avec un nombre de puits de. Les autres puits sont dispersés entre les drains (D5, D3, ID, R2).

Actuellement le champ HMD comprend 143 puits repris en short radius, dont 15 abandonnés à cause des problèmes techniques. Afin de bien choisir les puits candidats à cette technique, des études géologiques et de réservoir doivent être faites ; la position idéale du drain cible (Target), l'orientation favorable du drain (Azimut) et étude des caractéristiques pétrophysiques du réservoir.

La réalisation de la trajectoire réelle du puits est toujours soumise à des facteurs pratiques qui l'éloignent de la trajectoire théorique telle que la tendance de l'outil à s'écarter de l'axe du trou (bit walk), composition de la BHA, paramètres de forage et le comportement des formations traversées. Ce qui nécessite plusieurs corrections sur l'inclinaison et l'azimut.

Cette opération Ré-entre en puits Omo38 réussie par mode agréable pour les objectifs pose initialement et toute les études établie en programme prévisionnel de reprise :

- Le profile de puits final très rapproché à profile théorique ;
- Augmentation présumé au débit de production (0.79 à 06 m³/h) ;
- Le payout time (Pot) ce puits ne dépasse pas douze mois (56,56 jours).

ANNEXES

Annexé

1- Les Vocabulaire et définitions :

- Emplacement de surface : L'emplacement de la tête de puits.
- Cible(s) : Le(s) point(s) visé(s) en sous-sol.
- Direction de la cible : L'azimut relatif entre la tête de puits et la cible.
- Référence de profondeur : L'origine des mesures de profondeur.
- Trajectoire : Le cheminement du puits depuis la tête de puits jusqu'à sa profondeur finale.
- Kick-off point : Le point où le puits quitte la verticale.
- Profondeur mesurée : La longueur du puits mesurée le long de la trajectoire.
- Profondeur verticale : La distance verticale entre le plan horizontal contenant un point du puits et le plan de la référence de profondeur.
- Inclinaison : L'angle du puits par rapport à la verticale.
- Azimut : La direction du puits par rapport au Nord.
- Déplacement horizontal : Distance horizontale entre un point du puits et la projection verticale de la tête de puits.
- Montée en inclinaison (Build-up) : Section du puits où l'inclinaison augmente.
- Gradient de montée (Build-up rate) : Croissance de l'inclinaison par unité de longueur exprimé positivement en deg/10m, deg/30m ou deg/100ft.
- Chute d'inclinaison (Drop-off) : Section du puits où l'inclinaison diminue.
- Gradient de chute (Drop-off rate) : Décroissance de l'inclinaison par unité de longueur exprimé négativement en deg/10m, deg/30m ou deg/100ft.
- Rayon de courbure : Le rayon d'une section curviligne du puits.
- Section droite : Section rectiligne du puits.
- Drain : Section horizontale ou subhorizontale du puits située dans le réservoir.
- Dog-leg : Le dog-leg représente un changement de direction du puits résultant d'une variation d'inclinaison et/ou d'une variation d'azimut, exprimé (>0 ou <0) en deg/10m, deg/30m ou deg/100ft.
- Garde : L'angle entre la direction de la cible et la direction initiale (lead angle) de la trajectoire.
- Atterrissage : Ensemble des opérations et procédures pour atteindre l'horizontale.
- Point d'entrée : L'intersection du puits avec le toit du réservoir (Surtout utilisé en forage horizontal).
- Tool-face Angle caractérisant la direction de l'outil de forage par rapport à l'axe du puits.

Annexé

2- List des termers:

Termers:	Description:
CSG	Casing
DC	Drill collar
DP	Drill pipe
EOB	End off build
KOP	Kick off point
MW	Mud weight
BHA	Garniture
DST	Drill string stem
OD	Outer diameter
ID	Internal diameter
MD	Measure depth
TVD	True vertical depth
MWD	Measurement while drilling
LWD	Logging while drilling
PSI	Pound per square inch
KB	Kelly Bushing
RPM	Rote par minute
ROP	Rate off Penetration
BUR	Build-up rate
UTM	Universel Transverse Mercator
ROC	Rayon of courbure
PDM	Moteurs à déplacement positif
MD	Médium radius
LD	Long radius
SD	Short radius
BP	British pétroliume
GOR	Rapport gas oil
Φ	Porosité
SW	Saturation of water
K	Perméabilité
P	Pression
Z	Coefficient de compressibilité
μ_g	Viscosité de gaz
μ_o	Viscosité d'oil
μ_w	Viscosité de l'eau
B_o	Facteur de correction

Annexé

R _s	Résistivité de sol
GR	Gamma Raye
P _{ot}	Payout time

3- Historique de production du puits OMO38 :

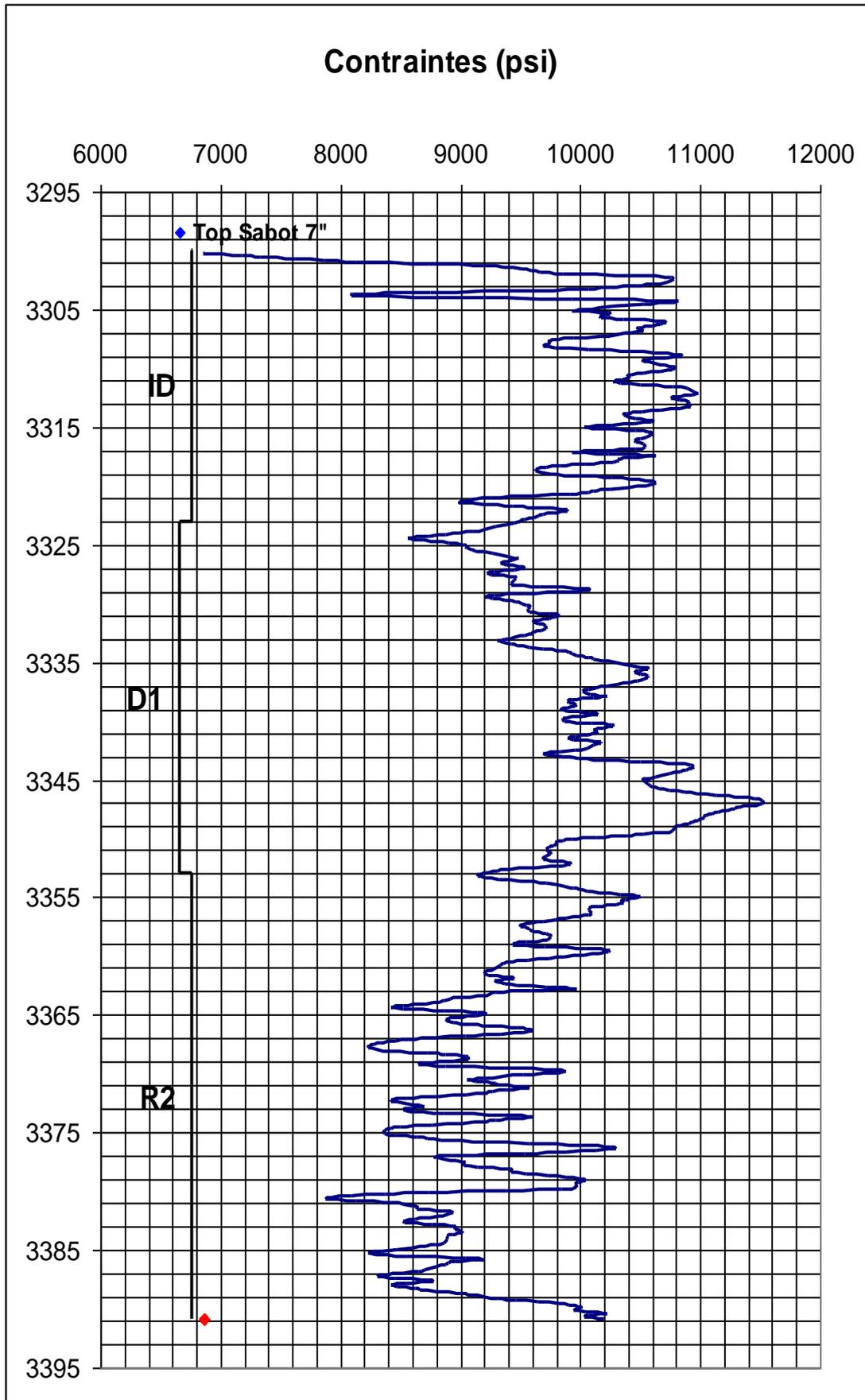
- La pression de gisement a passé de 303 kg/cm² en (10/1975) à 156 kg/cm² en 09/1977, soit un écart de 147 kg/cm² en espace de 2 années de production.
- le puits produisait d'une duse de 18mm avec un débit de 13.58 m³/h, mais malgré l'augmentation du diamètre de la duse à 20mm en 1977 le débit a chuté d'environ de 8 m³/h, cette dernière est due soit à la baisse drastique de la pression de réservoir, soit à la déplétion importante de la pression ($\Delta P=147\text{kg/cm}^2$).
- Des pistonnages fréquents étaient nécessaires aux étouffements dus à al cette chute de la pression.
- Une réduction de diamètre de la duse à 13 mm provoque la chute de débit à 3m³/h en mars 1980.
- Les contrôles de Wire Line (W.L) mensuels d'entretien ont donné un fond stable à 3378m jusqu'à 1983, ensuite il est qui passé à 3358m en 1987 soit un ΔH de 30m recouvrant ainsi pratiquement les $\frac{3}{4}$ du R2.
- Le 18/07/1985 le puits était fermé suite à un débit nul ($q_o=0$), des tentatives par pistonnage pour le redémarrer pendant une semaine, mais sans résultat.
- Décembre 85 reprise de pistonnage, le puits a démarré mais la production est durée cinq (5) jours seulement, par suite le puits a été retenu candidat à l'activation en gas-lift.
- Le 28/01/89, démarrage et mise en production du puits au gas-lift, l'entretien était assuré par l'injection d'eau traitée à raison d'un BE de 1m³ par mois jusqu'en 92 où il a été décidé de reprendre le puits préventivement.
- La remise en production du puits en gas-lift en 1992, avec une duse de 15,9mm a permis une stabilisation de débit a une valeur moyenne de 1.5 m³/h jusqu'au 06/06/03. le puits ne présente pas des problèmes de percé d'eau ou du gaz.
- Le 06/12/2003 le début a chuté jusqu'à 0.79m³/h, ce qui nécessite une étude d'investigation réservoir.

Annexé

4- Les opérations intervention sur puits OMO38 :

- Intervention snubbing N°1 : Du 26/11 au 18/12/87 :
 - Nettoyage du fond de 3257.19m à 3392.8m
 - Acidification du réservoir avec 3m³ HCl
 - Descente CCE 1"315 à 3200.15m, le puits reste fermé en attente le branchement sur réseau gas-lift.
- Intervention snubbing N°2 du 04/04 au 17/04/92 :
 - Remonté CCE.
 - Nettoyage fond jusqu'à 3389.72m.
 - Descente CCE
- Intervention snubbing N°3 du 08/97 au 23/08/97 :
 - Changement CCE ;
 - Nettoyage de fond.
- Intervention snubbing N°4 du 24/09 au 10/10/02 :
 - Changement 1"315 ;
 - Nettoyage de fond ;
 - Descente CCE 1"315.
- Intervention snubbing N°5 du 28/03 au 24/04/03 :
 - Remonté CCE ;
 - Nettoyage de fond ;
 - Descente 1"315 à 3210 m.
- Intervention Work over N°1 du 12/03 au 03/05/04 :
 - Neutralisation de puits ;
 - Récupération des équipements de fond ;
 - Réalisation opérations de reprise.

5- Profil de contrainte du puits Omo38:



BIBLIOGRAPHIE

Bibliographique

✓ Livres :

- [1] Jean-Paul Zizka, «**Forage dirigé Ingénierie et méthodes**» ENSPM, (Juin/2005).
- [2] W.Graham, A.Trotman, «**Volum2 Directional drilling**», Petroleum engineering and development, London, (1987).
- [3] M.Slimani, «**Forage Dirigé & UBD**»IAP spa, Boumerdes, (Février/2008).
- [4] W.Dickinson and R. W. Dickinson, «**A Second Generation Horizontal Drilling System, International Society of Petroleum Engineers**», Dallas, (February 10-12-1986).
- [5] S.Ogden, «**Inflatable Packers Provide Options for Horizontal Wells**», Petroleum Engineer International, Texace (November/1991).
- [6] M.Moussawi, S.Bralla, «**Géologique de champ Hassi Messaoud,SH/DG**», Hassi Messaoud, (1993).

✓ Thèses et mémoires :

- [7] B.S.AHMED, «**Etude et choix de candidature fracturation hydraulique - short radius des puits de la zone 07 du champ Hassi Messaoud**», Mémoire de Magister, Université de Boumerdes, (2008).

✓ Rapport :

- [8] J.BEAUME, «**Les bouchons de ciment N° ENF/31-967**», BHP Hassi Messaoud, (2005).
- [9] D.D.Cramer, «**Les techniques de reprise .N° 05/OMO38IR**», Baker Hughes Hassi Massaoud (April/22/2003).
- [10] F.Nougal, «**Rapport de stage Etude évaluation de Work-over**», Boumerdes (2006).
- [11] Documents Fiches technique de puitsOMO38, «**Well Program**», SH/DP Hassi Massaoud (2003).