

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique
UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA
Faculté des hydrocarbures et des énergies renouvelables et des
Sciences de la terre et l'univers
Département de forage et mécanique des chantiers pétroliers .



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE
Pour Obtenir le Diplôme de master
Option : Forage

Présenté par :

- Tabet Salim
- Souag Abderrahmane
- Katfi Samir

Thème

Contrôle et suivi de la trajectoire du forage
horizontal en short radius.
Application sur le puits md-56.

Soutenu publiquement

Le : 22/05/2016

Devant le jury :

Président : Mr helal yazid

Examineur : Mr leghrieb youcef

Encadreur : Mr Touahri abdeldjabar

MA Univ. KM Ouargla

MA Univ. KM Ouargla

MA Univ. KM Ouargla

Promotion: 2015-2016

تشكرات

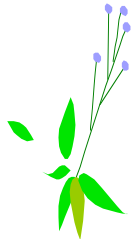
بسم الله الرحمن الرحيم

نحمد الله الذي وفقنا لانجاز هذا العمل المتواضع والتمثل في إتمام
مذكرة التخرج.

نشكر جزيل الشكر الأستاذ المؤطر طواهرى عبد الجبار الذي أفادنا
بكل النصائح والتوجيهات لانجاز المذكرة.

كما نتقدم بجزيل الشكر إلى كل طاقم كلية المحروقات جامعة قاصدي
مرباح ورقلة كإدارة طلبة وخاصة الأساتذة .

وأخيرا نتقدم بفائق عبارات الاحترام والتقدير إلى الأساتذة الذين
شرفونا بحضورهم من أجل تقييم هذه المذكرة دون أن ننسى جميع من
ساهم في انجازها من قريب أو من بعيد





اهداءات

اهدي هذا العمل إلى أبي المؤطر الأول منذ نسأتي.

إلى أمي الغالية التي ضحكت بالغالي والنفيس من اجل إيصالني إلى ما أنا عليه.

إلى إخوتي و أخواتي محمد، أمينة، إبراهيم، مريم، الذين أتمنى لهم النجاح و السعادة

إلى كل أصدقائي الأعزاء لدعمهم المعنوي.

عبدالرحمن



إهداءات

اهدي هذا العمل إلى أبي المؤطر الأول منذ نشأتي.

إلى أمي الغالية التي ضحّت بالغالي والنفيس من أجل إيصالني إلى ما أنا عليه.

إلى أخي زهير وأخواتي الذين أتمنى لهم النجاح والسعادة.

إلى كل أصدقائي الأعزاء لدعمهم المعنوي.

إلى البراعم : محمد الأمين، آية الرحمن، تسنيم الجنة وراما.

تسمير





إهداءات

اهدي هذا العمل إلى أبي عثمان المؤطر الأول منذ نشأتني

إلى أمي الغالية جازية التي ضحت بالغالي والنفيس من أجل إيصالني
إلى ما أنا عليه.

إلى إخوتي و أخواتي ،الذين أتمنى لهم النجاح والسعادة.

إلى كل أصدقائي الأعزاء لدعمهم المعنوي.

إلى البراعم: بلسم، إسراء، مريم وعبد الباسط.

سليم



Liste des figures

| FIGURES | TITRES | PAGES |
|----------------|--|--------------|
| 01 | SITUATION DE CHAMP HASSI MASSAOUD. (I.1) | 02 |
| 02 | REPARTITION DES ZONES PETROLIFERES ET GAZIFIERES. (I.2) | 04 |
| 03 | STRATIGRAPHIE DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD. (I.3) | 08 |
| 04 | ZONE HABITE, LA COTE, MONTAGNE. (II.1) | 10 |
| 05 | SIDE TRACK. (II.2) | 11 |
| 06 | MULTIPLICITE DES PUIITS. (II.3) | 11 |
| 07 | METHODES DE FORAGE DIRIGE. (II.4) | 13 |
| 08 | FORAGE DIRECTIONNEL PAR OUTIL DE DEFLEXION. (II.5) | 14 |
| 09 | FORAGE DIRECTIONNEL PAR JETTING. (II.6) | 14 |
| 10 | PROFIL D'UN PUIITS EN J. (II.7) | 15 |
| 11 | PROFIL D'UN PUIITS EN S. (II.8) | 15 |
| 12 | PROFIL D'UN PUIITS INCLINE. (II.9) | 16 |
| 13 | PROFILS D'UN FORAGE HORIZONTAL. (II.10) | 18 |
| 14 | TYPES DE MASSE-TIGES. (II.11) | 20 |
| 15 | LES DEUX TYPES DE L'ELARGISSEUR. (II.12) | 21 |
| 16 | ALÉSEURS À KEY SEAT. (II.13) | 21 |
| 17 | SIFFLET DEVIATEUR (WHIPSTOCK). (II.14) | 23 |
| 18 | DOG-LEG ET COURBURE DU PUIITS. (III.1) | 26 |
| 19 | TOOL-FACE. (III.2) | 27 |
| 20 | LA METHODE TANGENTIELLE. (III.3) | 28 |
| 21 | LA METHODE DE L'ANGLEMOYEN. (III.4) | 29 |
| 22 | LA METHODE TANGENTIELLE PONDEREE. (III.5) | 30 |
| 23 | LA METHODE DE RAYON DE COURBURE. (III.6) | 31 |
| 24 | LA METHODE DE LA COURBURE MINIMUM. (III.7) | 32 |

Liste des figures

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 25 | DOMAINE D'INCERTITUDE. (III.8) | 33 |
| 26 | CARTE DE POSITION PUIITS MD-56. (IV.1) | 35 |
| 27 | ETAT INITIAL DU PUIITS MD-56. (IV.2) | 36 |
| 28 | SCHEMA REPRESENTE L'INTERVENTION SUR LE PUIT MD-56. (IV.3) | 37 |
| 29 | PROJECTION VERTICALE PREVISIONNELLE DE TRAJECTOIRE DU PUIITS MD-56. (IV.4) | 43 |
| 30 | PROJECTION HORIZONTALE PREVISIONNELLE DE LA TRAJECTOIRE DU PUIITS MD-56. (IV.5) | 44 |
| 31 | PROFIL REEL DU PUIITS MD-56. (IV.6) | 46 |
| 32 | ETAT FINALE DU PUIITS MD-56. (IV.7) | 47 |
| 33 | PROFILS DE LA TRAJECTOIRE REELLE ET THEORIQUE DU PUIITS MD-56. (IV.8) | 48 |

Liste des tableaux

| TABLEAUX | TITRES | PAGES |
|-----------------|--|--------------|
| 01 | Caractéristiques de la méthode tangentielle. (III.1) | 28 |
| 02 | Caractéristiques de la méthode de l'angle moyen. (III.2) | 29 |
| 03 | Caractéristiques de la méthode tangentielle pondérée. (III.3) | 30 |
| 04 | Caractéristiques de la méthode de rayon de courbure. (III.4) | 31 |
| 05 | Caractéristiques de la méthode de la courbure minimum. (III.5) | 32 |
| 06 | Coordonnées de location de MD 56. (IV.1) | 34 |
| 07 | Construction du puits MD-56. (IV.2) | 34 |
| 08 | Caractéristiques géologiques de MD-56. (IV.3) | 35 |
| 09 | Paramètres de production au 13-06-1997. (IV.4) | 37 |
| 10 | Résultats des mesures du puits MD-56. (IV.5) | 46 |
| 11 | Développements de production avec le temps après la reprise de puits MD-56. (IV.6) | 49 |

Liste des abréviations

| TERMES : | DESCRIPTION : |
|----------|-------------------------------|
| DC | Drill collar |
| DP | Drill pipe |
| KOP | Kick off point |
| BHA | Garniture |
| DST | Drill stem test |
| OD | Outer diameter |
| ID | Internal diameter |
| MD | Measure depth |
| TVD | True vertical depth |
| MWD | Measurement while drilling |
| LWD | Logging while drilling |
| BUR | Build-up rate |
| UTM | Universel Transverse Mercator |
| PDM | Moteurs à déplacement positif |
| Φ | Porosité |
| K | Perméabilité |
| CBL | Ciment bend logging |
| GR | Gamma ray |

Liste des abréviations

| | |
|------|---|
| METT | Opération pour déterminer la qualité de ciment et de tubage |
| AKO | Adjustable kick of housing |
| BPV | Back pressure valve : matériel de sécurité |
| RPM | Rote par minute |
| DLS | Dog leg |
| VS | Section verticale |

Sommaire

| | |
|---------------------|-----------|
| Introduction | 01 |
|---------------------|-----------|

Chapitre I : Description de champ HMD

| | |
|--|----|
| I.1. Historique découverte de Champ Hassi Messaoud | 02 |
| I.2. Situation géographique | 02 |
| I.3. Situation géologique | 03 |
| I.4. Zones et numérotation des puits | 05 |
| I.5. Intérêt pétrolier | 05 |
| I.6. Description du réservoir | 05 |
| I.7. Caractéristiques du réservoir | 06 |
| I.8. Les problèmes attendus | 07 |
| I.8.1. Pertes et éboulement | 07 |
| I.8.2. Problèmes des argiles fluides | 07 |
| I.8.3. Problèmes des eaux chlorurées calciques | 07 |

Chapitre II : Généralités sur le forage horizontal

| | |
|--|----|
| II.1. Introduction | 09 |
| II.2. Applications du forage dirigé | 09 |
| II.2.1. Forages dirigés réalisés pour l'exploration | 09 |
| II.2.2. Forages dirigés réalisés pour le développement | 09 |
| II.3. Avantages et inconvénients du forage horizontal | 12 |
| II.4. Les Méthodes de forage directionnel | 12 |
| II.4.1. Forage dirige conventionnel | 13 |
| II.4.2. Forage de navigation | 13 |
| II.5. Méthodes de démarrage du forage directionnel | 13 |
| II.5.1. Utilisation d'un moteur de fond | 13 |
| II.5.2. Utilisation d'un Jetting | 14 |
| II.5.3. Utilisation d'un Outil de déflexion | 14 |
| II.6. Les différents profils de forage directionnel | 15 |
| II.6.1. Puits en J | 15 |
| II.6.2. Puits en S | 15 |
| II.6.3. Puits à long déplacement | 15 |
| II.6.4. Puits multilatéraux | 16 |
| II.6.5. Puits à double montée | 16 |

| | |
|---|----|
| II.6.6. Puits inclinés | 16 |
| II.6.7. puits horizontal | 16 |
| II.7. Sélection du profil de puits horizontal | 16 |
| II.7.1. Long radius | 17 |
| II.7.2. Medium radius | 17 |
| II.7.3. Short radius | 18 |
| II.7.4. Ultra short radius | 18 |
| II.8. Equipements du forage dirigé | 18 |
| II.8.1. Equipements de mesure | 18 |
| II.8.2. Equipements de réalisation du forage dirigé | 20 |

Chapitre III : Contrôle de trajectoire

| | |
|---|----|
| III.1. Introduction | 25 |
| III.2. Principe de calcul | 25 |
| III.2.1. Conditions et options initiales | 26 |
| III.2.2. Calcul des Dog-legs | 27 |
| III.2.3. Tool-face | 28 |
| III.2.4. Poids maximum disponible à l'outil | 28 |
| III.3. Méthodes de calcul | 29 |
| III.3.1. La méthode tangentielle | 29 |
| III.3.2. La méthode de l'angle moyen | 30 |
| III.3.3. La méthode tangentielle pondérée | 31 |
| III.3.4. La méthode de rayon de courbure | 32 |
| III.3.5. La méthode de la courbure minimum | 33 |
| III.4. L'incertitude | 34 |
| III.5. Sources d'erreurs | 34 |
| III.6. Etude anti-collision | 34 |

Chapitre IV : Etude du cas MD-56

| | |
|--|----|
| IV.1. Introduction | 35 |
| IV.2. objectif | 35 |
| IV.3. Données du puits MD-56 | 35 |
| IV.3.1. les coordonnées du puits | 35 |
| IV.3.2. Construction du puits MD-56 | 35 |
| IV.3.3. Carte de position Puits MD-56 | 36 |
| IV.3.4. Caractéristiques géologiques | 36 |
| IV.3.5. état initial du puits MD-56 | 37 |
| IV.3.6. Caractéristiques de production | 38 |
| IV.4. Intervention sur le puits MD-56 | 39 |
| IV.5. Chronologie des Opérations | 39 |

Sommaire

| | |
|---|-----------|
| IV.5.1. Préparation du puits | 39 |
| IV.5.2. Réalisation de short radius | 40 |
| IV.5.3. Recomplétion du puits en fonction des résultats du DST | 40 |
| IV.6. Réalisation du profil | 41 |
| IV.6.1. Section build up | 41 |
| IV.6.2. Section horizontal | 42 |
| IV.7. Profil théorique proposé | 43 |
| IV.7.1. Calcul du BUR | 43 |
| IV.7.2. Calcul du dog leg | 43 |
| IV.7.3. Calculs : Z (cote), D (déport), X (longitude) et Y (latitude) | 43 |
| IV.7.4. Profil théorique du MD-56 | 44 |
| IV.8. Trajectoire réel du puits MD-56 | 45 |
| IV.8.1. Résultats des mesures du puits MD-56 | 45 |
| IV.8.2. Profil réel du puits md-56 | 47 |
| IV.8.3. Etat finale du puits MD-56 | 48 |
| IV.9. Comparaison des profils de la trajectoire réelle et théorique | 49 |
| IV.10. les débits de production après la reprise du puits MD-56 | 50 |
| IV.11. Les problèmes rencontrés | 50 |
| IV.11.1. Calage | 50 |
| IV.11.2. Durée de vie des outils de forage | 50 |
| IV.11.3. Pertes partielles de boue de forage | 50 |
| Conclusion | 51 |
| Bibliographie | |
| Annexe | |

INTRODUCTION

Introduction

Les hydrocarbures sont la source d'énergie la plus utilisée dans le monde, jusqu'à maintenant les recherches n'ont pas réussi à trouver une source d'énergie de substitution qui peut remplacer cette énergie surtout sur le plan économique.

Pour récupérer les hydrocarbures, le forage d'un puits est le seul moyen pour l'extraire avec un prix de revient le plus minimal possible et dans les meilleures conditions de sécurité possibles, le forage a évolué très rapidement ces deux dernières décennies, passant par le forage horizontal, la reprise en Short Radius et actuellement le forage multi-drain.

La reprise en Short Radius : ce sont des puits verticaux repris en puits horizontaux à cause des problèmes liés à la production, cette technique a 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.

Le but de cette étude est de déterminer la méthode la plus efficace pour passer de puits vertical non producteur à un puits horizontal producteur et augmenter sa productivité ainsi que les différents étapes de cette méthode, Le forage en "short radius" était notre principal sujet.

Nous allons par ce modeste travail définir cette méthode ainsi que les détails de déroulement de travail sur le puits MD-56 de la zone de Hassi Messaoud, pour cela nous suivrons le plan suivant:

- Présentation de champ de Hassi Massaoud ;
- Généralité sur le forage horizontal et différents équipements utilisés ;
- Contrôle de la trajectoire ;
- L'étude du cas MD-56 de la zone de Hassi Messaoud.

CHAPITRE I

DESCRIPTION DE CHAMP HMD

I. PRÉSENTATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD :**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.). [1]

I.2. Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province Triasique, et se situe à environ 850 km au Sud Sud-Est d'Alger, à 280 km au Sud-Est du gisement de gaz-condensât de Hassi R'Mel et à 350 km à l'Ouest de la frontière tunisienne.

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

X = [790.000 - 840.000] Est.

Y = [110.000 - 150.000] Nord.

Et il est encadré par les latitudes **31°.30'** et **32°.00'** et les longitudes **5°.40'** et **6°.20'**. [1]



I.3. 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 les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar. [1]

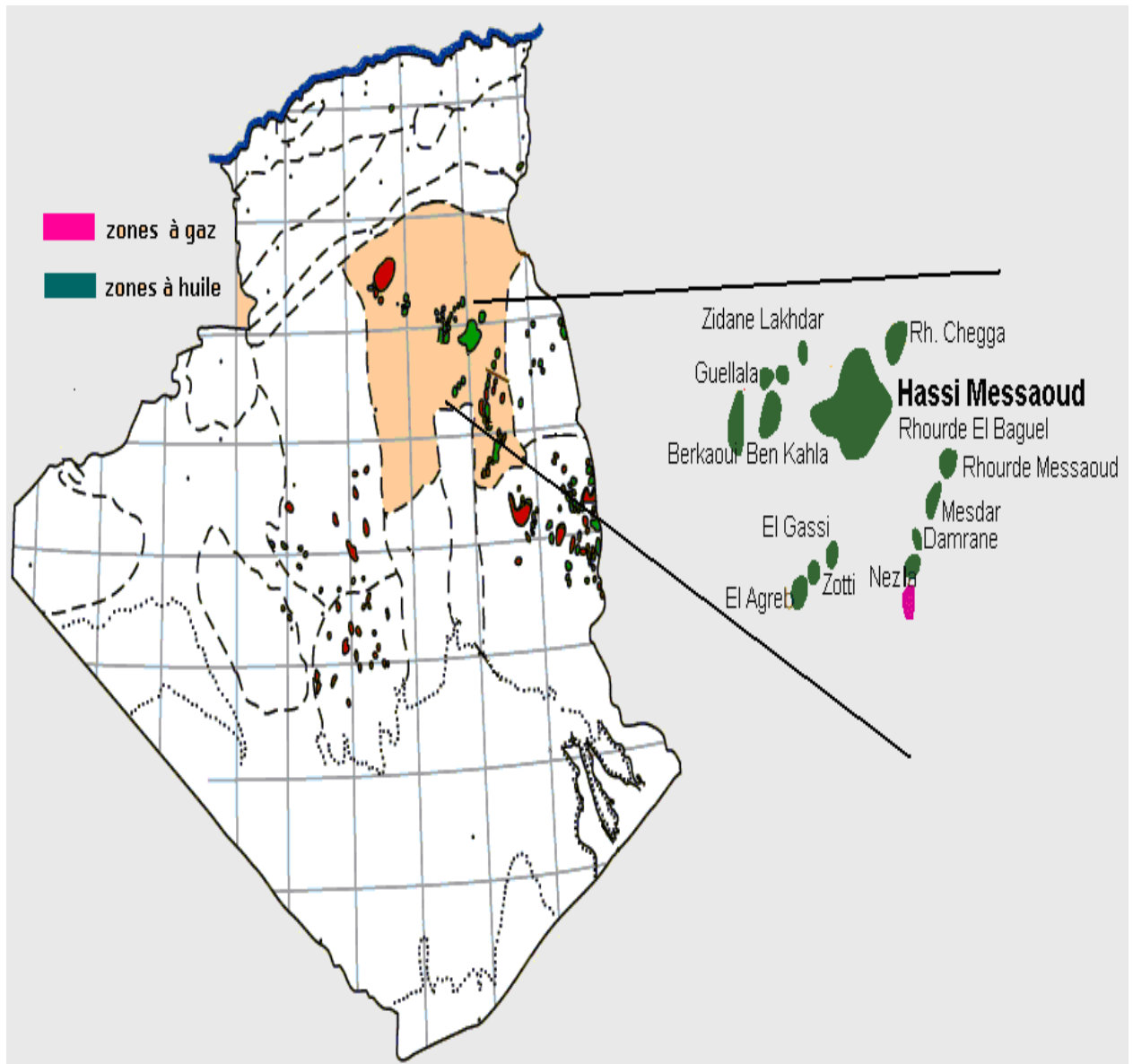


Figure I.2 : REPARTITION DES ZONES PETROLIFERES ET GAZIFIERES.

Le môle de Hassi Messaoud est le résultat d'une histoire paléotectonique 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 orientale. [1]

Géologiquement, il est limité :

- à l'Ouest par la dépression d'Oued Mya ;
- au Sud par le môle d'Amguid El Biod ;
- au Nord par la structure Djammâa-Tougourt ;
- à l'Est par les hauts-fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames.

I.4. Zones et numérotation des puits :

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

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

- ✓ *Champ Nord* : comporte une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique ;
- ✓ *Champ Sud* : il est principalement chronologique complétée par une numérotation géographique basée sur des abscisses et des ordonnées d'intervalle égale à 1,250 km et harmonisée avec les coordonnées Lambert. [3]

I.5. Intérêt pétrolier :

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 variant de 120 à 400 kgf/cm², une température de l'ordre de 118°C à 123°C et une perméabilité très faible de 0 à 200 mdarcy.

Le réservoir est lié au grès-quartzétiques du Cambrien, l'horizon le plus productif est lié aux lithozones Ra et Ri dont les qualités pétrophysiques sont assez bonnes. La couverture est assurée par une épaisse et étanche assise argilo-salifère du Trias. Le champ de Hassi-Messaoud est considéré comme une mosaïque de gisement, délimitée par les barrières de perméabilité.

Après plus de 40 années de production et plus de mille de puits forés, la logique géologique de ce champ demeure énigmatique, c'est ainsi que certaines zones produisent en déplétion et d'autres sont en récupération secondaire par injection de gaz et d'eau. [1]

I.6. 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 = 50m) ;
- ✓ **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 = 100:120m).

- **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 = 100m).

- **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. [3]

I.7. 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 (API = 54,5) et sa pression initiale élevée (482 Kg/cm²) pour un point de bulle entre 140 et 200 Kg/cm². 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/cm², une température de l'ordre de 118°C à 123°C et une perméabilité très faible de 0 à 1 darcy. [1]

I.8. 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.8.1. Pertes et éboulement :

Dans la première phase, les terrains ne sont pas consolidées, perméables et très poreuses, ce qui entraîne des pertes importantes et des éboulements lors de forage. Dans la troisième phase, il y a des pertes dues aux fragilités des formations de TGE.

I.8.1.1. Mio-pliocène :

On a des risques de pertes par absorption dans :

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

I.8.1.2. Sénonien :

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

I.8.1.3. 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.8.2. 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.8.3. 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). [3]

| ERE | SYST | ETAGES | | Ep moy | DESCRIPTION |
|---|----------------|---|--------------|---|---|
| CENO-ZOIQUE | NEOGENE | MIO-PLIOCENE <i>discordance alpine</i> | | 240 | Sable, calcaire, marne sableuse |
| | | EOCENE | | 120 | Sable, calcaire à silex |
| MESOZOIQUE | CRETACE | SENONIEN | CARBONATE | 107 | Calcaire, dolomie, anhydrite |
| | | | ANHYDRITIQUE | 219 | Anhydrite, marne, dolomie |
| | | | SALIFERE | 140 | Sel massif et traces d'anhydrite |
| | | TURONIEN | 90 | Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux | |
| | | CE NOMANIEN | 145 | Anhydrite, marne, dolomie | |
| | | ALBIEN | 350 | Grés, sable avec intercalations d'argile silteuse | |
| | | APTIEN | 25 | Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire | |
| | | BARREMIEN | 280 | Argile, grés, dolomie | |
| | | NEOCOMIEN | 180 | Argile, marne, dolomie, grés | |
| | JURASSIQUE | MALM | | 225 | Argile, marne, calcaire, grés et traces d'anhydrite |
| | | DOGGER | ARGILEUX | 105 | Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grés |
| | | | LAGUNAIRE | 210 | Anhydrite, marne dolomitique, marne grise |
| | | L I A S | 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 |
| | | T R I A S | SALIFERE | TS 1 | 46 |
| | TS 2 | | | 189 | Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère |
| | TS 3 | | | 202 | Sel massif et traces d'argile |
| ARGILEUX | | | 113 | Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite | |
| GRESEUX | | | 35 | Grés, argile | |
| ERUPTIF <i>discordance hercynienne</i> | | | 0.92 | Andésites altérées | |
| PALEOZOIQUE | ORDOVICIEN | QUARTZITES D'EL HAMRA | | 75 | Quartzites fines avec traces de tigillites |
| | | GRES D'EL ATCHANE | | 25 | Grés fins à ciment argileux, bitumineux |
| | | ARGILES D'EL GASSI | | 50 | Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolithes |
| | | ZONE DES ALTERNANCES | | 20 | Alternance de grés et argile. Présence de tigillites |
| | CAMBRIEN | Ri | 50 | Grés isométriques, fins, silteux | |
| | | Ra | 120 | Grés à grés quartzitiques anisométriques à niveaux de silts | |
| | | R2 | 100 | Grés moyens à grossiers à ciment argileux illitique | |
| | | R3 | 300 | Grés grossier à ciment argileux, argile silteuse | |
| | INFRA-CAMBRIEN | | 45 | Grés argileux rouges | |
| | S O C L E | | | | |

Figure I.1: STRATIGRAPHIE DU CHAMP DE HASSI MESSAOU. [1]

CHAPITRE II

GENERALITES SUR LE FORAGE HORIZONTAL

II. Généralités sur le forage horizontal :

II.1. Introduction :

Le forage horizontal est réellement né en Juin 1980 avec le forage du puits Elf Aquitaine Lacq-90 dans le sud de la France.

Il est probable que quelques puits horizontaux avaient été forés avant cette date, entre autre en Russie, mais sans réel succès ni développement jusqu'aux années 80. Lacq-90 fut suivi par Lacq-91, Casteralou toujours en France puis Rospomare-6d en Italie et Pélican Lake au Canada.

Dans notre pays, c'est en 1992 qu'a eu lieu le premier forage horizontal. Ce premier puits horizontal a été réalisée à Hassi R'mel pour l'exploitation de l'anneau d'huile dont le débit est de deux à trois fois plus élevé que les puits verticaux voisins.

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

- développement des outils de mesures en temps réel ;
- développement d'une nouvelle génération de moteurs de fond ;
- évolution des fluides de forage et développement de nouvel équipement de contrôle des solides ;
- meilleure compréhension du comportement du train de tiges. [8]

II.2. Applications du forage dirigé :

Ce type de forage est utile pour résoudre plusieurs problèmes rencontrés en cas d'un forage vertical. On peut regrouper ses applications selon la nature du problème ou bien selon la nature du forage.

II.2.1. Forages dirigés réalisés pour l'exploration :

Durant l'exploration le forage est souvent vertical, sauf en cas particuliers comme :

- **Objectif déporté (sites inadmissibles / inaccessible locations) :**

On peut citer les cas suivants :

- ✓ Forage sous une zone habitée ;
- ✓ Forage sous la mer depuis la cote (shoreline drilling) ;
- ✓ Forage sous une cote inhospitalière, depuis la mer ;
- ✓ Forage sous une montagne ;
- ✓ Forage auprès des dômes salés (Salt dome drilling). [11]

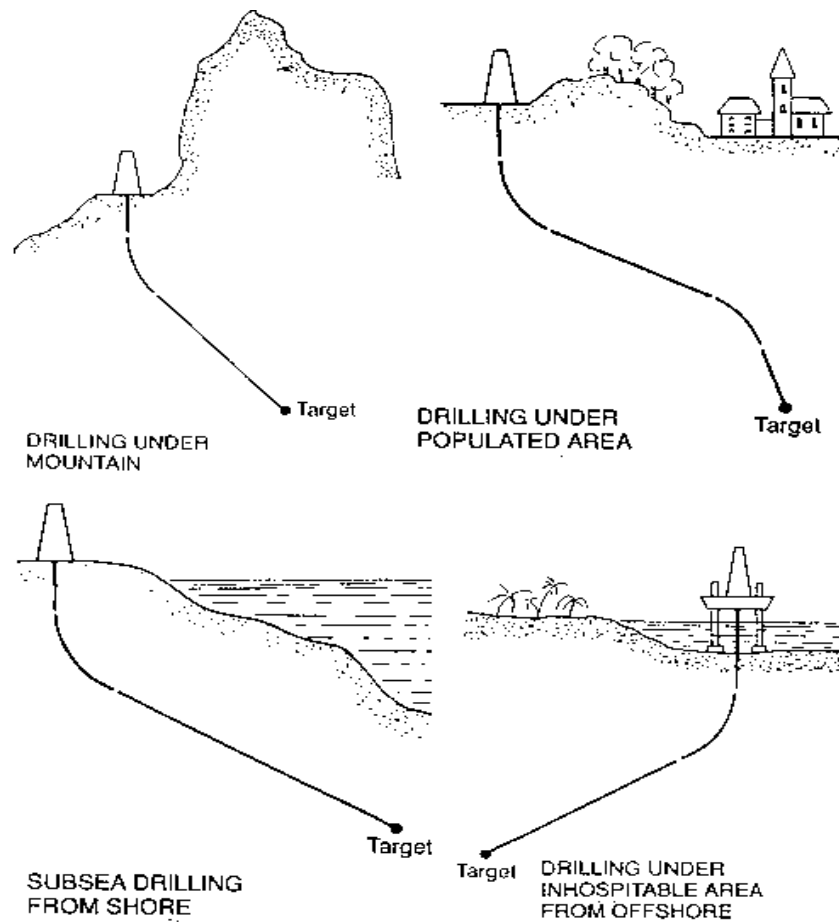


Figure II.1 : ZONE HABITE, LA COTE, MONTAGNE.

➤ *Reprise d'un puits en forage dirigé pour des raisons géologiques (Side-tracking) :*

En cas de :

- ✓ Une mauvaise implantation d'un appareil de forage ;
- ✓ Une erreur sur l'interprétation structurale ;
- ✓ La présence d'une faille ;
- ✓ La rupture de la garniture de forage.

Seulement une section du puits sera reprise en forage dirigé, en abandonnant la portion inférieure. [11]

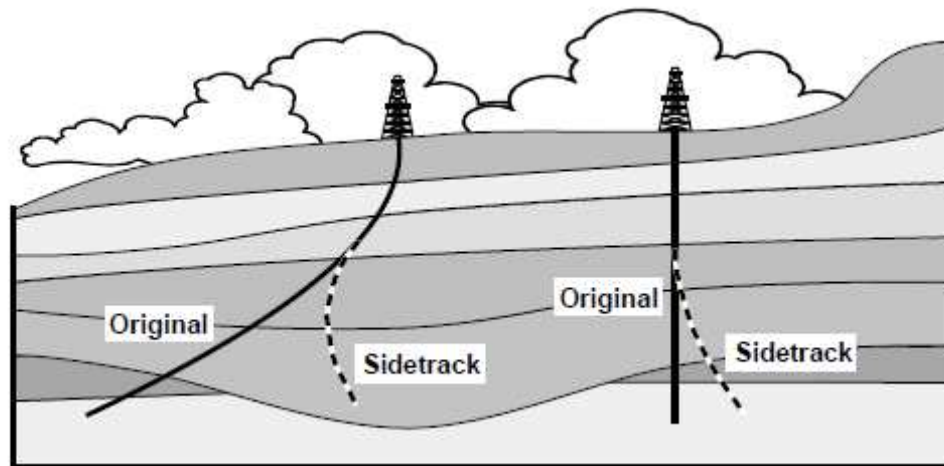


Figure .II.2 : SIDETRACK. [7]

II.2.2. Forages dirigés réalisés pour le développement : c'est le domaine par excellence de ce type de forage.

➤ **Multiplicité des puits sur le même emplacement :** le forage à partir d'un cluster. [11]

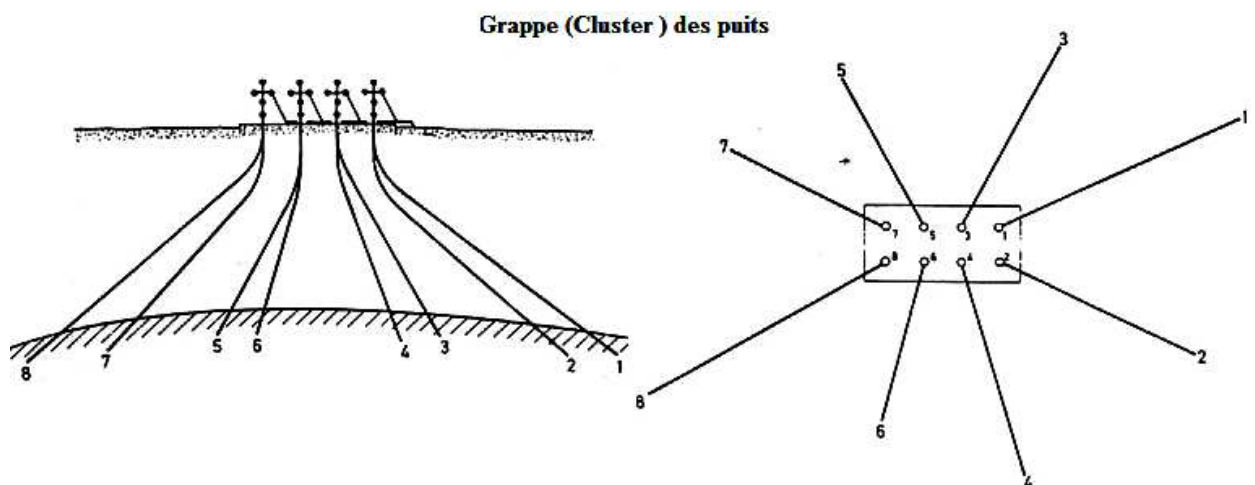


Figure .II.3 : MULTIPLICITE DES PUIITS.

➤ **Forage dirigé pour résoudre des problèmes spéciaux d'exploitation :**

C'est des applications qui nécessitent une grande précision.

- puits de secours ou opération de sauvetage (relief well) ;
- injecter la vapeur dans des zones d'huile lourde (puits horizontaux à rayon ultracourt) ;
- forage au sommet de réservoirs très fracturés afin de retarder la production de l'eau ;
- forage dans les réservoirs compacts gazifères. [9]

➤ *Améliorer ou maximiser la production :*

- Rajouter/augmenter un drain horizontal dans le réservoir (puits horizontaux).

- ✓ d'un puits vertical déjà en service (puits en re-entrée) ;
- ✓ à partir d'un nouveau puits (puits horizontal en medium radius) ;
- ✓ exploitation des hydrocarbures non conventionnels ;
- ✓ puits d'injection (ultrashort radius).

- balayer tant que possible un réservoir/plusieurs réservoirs (technique de multilatéralité ou de multiplicité).

➤ *Puits multilatéral :*

Un forage de plusieurs drains à partir d'un puits principal à une seule tête.

II.3. Avantages et inconvénients du forage horizontal :

❖ **Les avantages :**

Le forage horizontal présente plusieurs avantages, la cause qui a accéléré son évolution, car il :

- Permet l'augmentation de la production, en améliorant aussi le taux de récupération ;
- Exploitation meilleur d'un réservoir fracturé, notamment si ces fractures sont verticales ;
- La même chose pour un réservoir multicouche ;
- Le réservoir à basse imperméabilité qui nécessite la fracturation, en forant et fracturant la formation le long du drain horizontal ;
- Le coning (l'arrivée rapide) de l'eau ou du gaz dans les réservoirs d'huile.

❖ **Les inconvénients :**

- Coûts additionnels dépendant de la profondeur du réservoir et de sa position en onshore ou en offshore, le temps de plus et l'exigence des équipements sophistiqués tels que le moteur de fond et le MWD, par rapport au forage vertical ;
- Les risques opératoires ainsi que les difficultés de gagner la cible. [9]

II.4. Les Méthodes de forage directionnel :

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

- Forage dirige conventionnel ;
- Forage de navigation. [8]

II.4.1. Forage dirigé conventionnel :

Le Forage dirigé conventionnel utilise deux modes alternés :

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

II.4.2. Forage de navigation :

Il est appelé de navigation car il permet un contrôle permanent de l'inclinaison et l'azimut, 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.

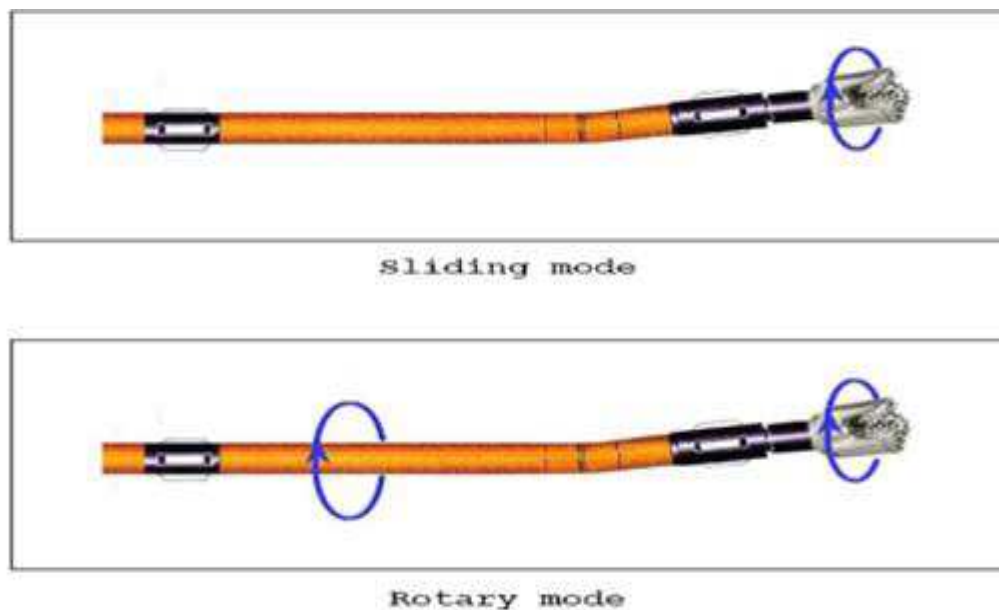


Figure .II.4 : METHODES DE FORAGE DIRIGE. [8]

II.5. Méthodes de démarrage du forage directionnel :**II.5.1. Utilisation d'un moteur de fond :**

La méthode la plus utilisée. Un moteur de fond équipé d'un raccord coudé ayant son tool face à zéro forera selon une trajectoire courbe dans la direction du plan du raccord. [11]

II.5.2. 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.

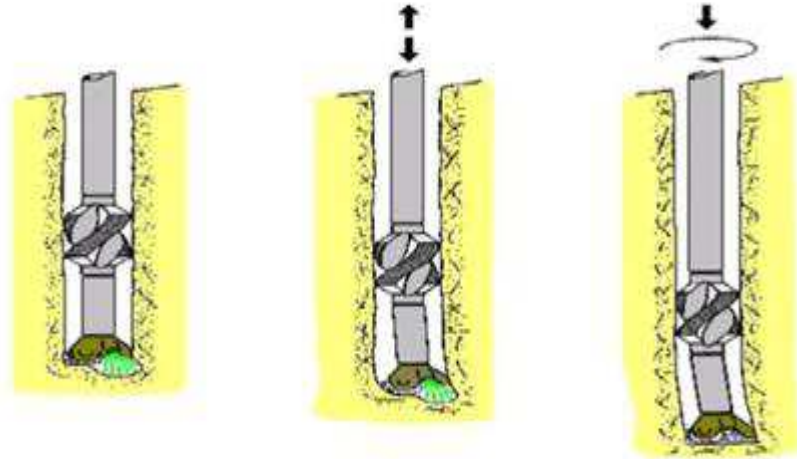


Figure .II.6 : FORAGE DIRECTIONNEL PAR JETTING. [4]

II.5.3. Utilisation d'un Outil de déflexion (Whipstocks) :

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

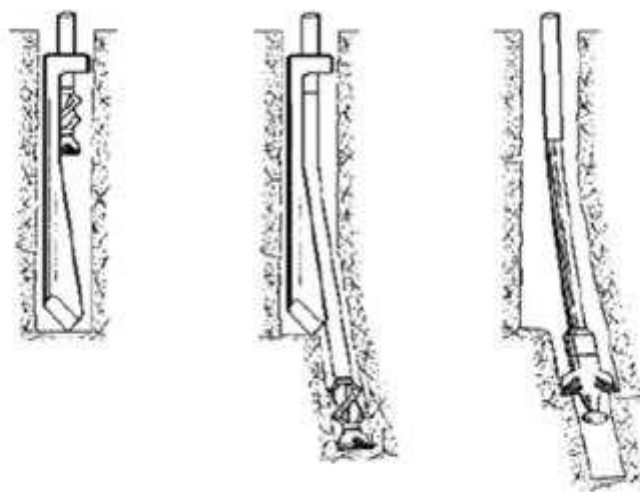


Figure .II.5 : FORAGE DIRECTIONNEL PAR OUTIL DE DEFLEXION. [4]

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. 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 montée et se terminent par une phase rectiligne.

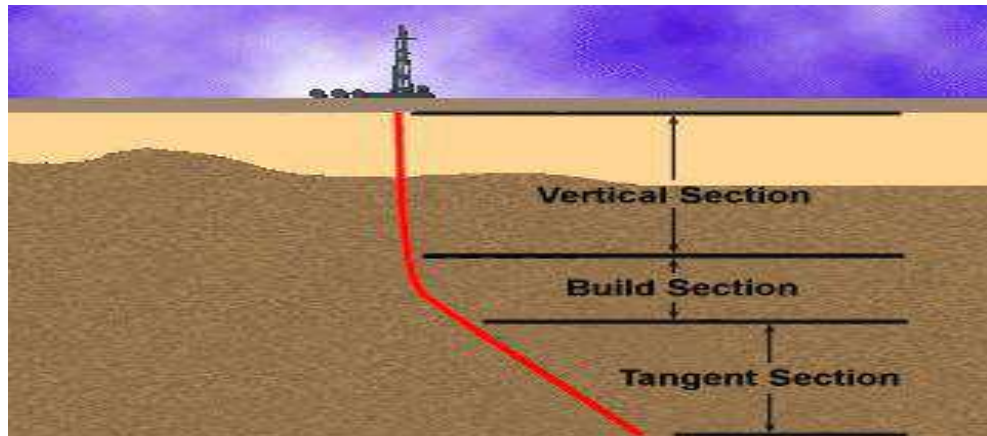


Figure .II.7 : PROFIL D'UN PUIT EN J.

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, quelque fois jusqu'à la verticale.

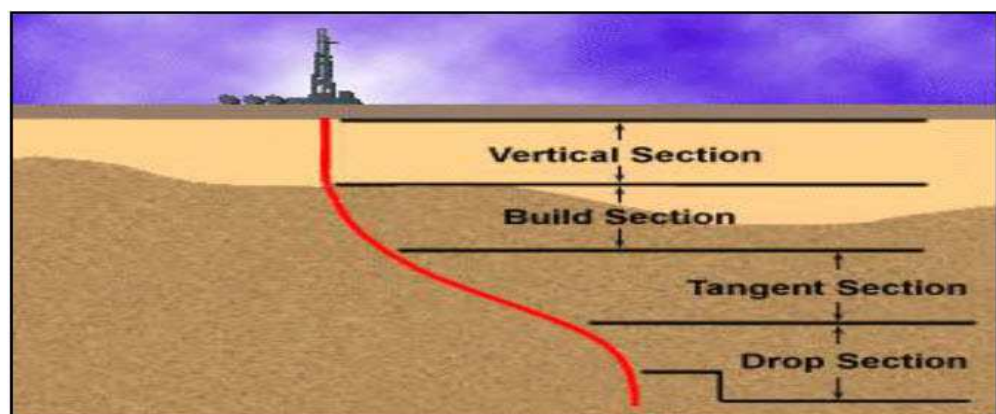


Figure .II.8 : PROFIL D'UN PUIT EN S.

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. [2]

II.6.4. Puits multilatéraux :

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

II.6.5. Puits à double montée :

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

II.6.6. Puits inclinés (tilt ou salant 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. [2]

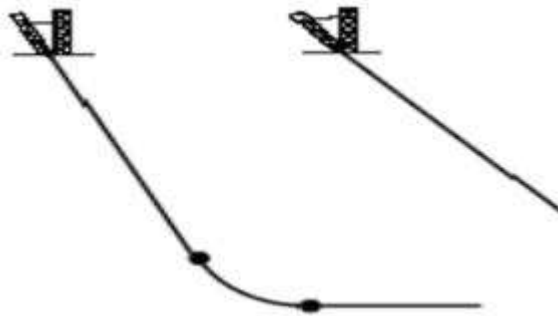


Figure .II.9 : PROFIL D'UN PUITIS INCLINE. [7]

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. [2]

II.7. Sélection du profil de puits horizontal :

➤ Courbure du puits :

La courbure est fonction du gradient, de l'inclinaison et de l'azimut de la trajectoire forée. Elle est communément définie sous le nom de dog leg severity (DLS) ou le build up rate (BUR) si l'azimut est constant. Le profil de la trajectoire sélectionnée sera fonction de la Conception du puits. [8]

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

II.7.1. Long radius :

Les puits LR (long radius) ont un grand rayon de courbure $ROC > 300\text{m}$ où 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). [11]

II.7.2. Médium radius :

Ce sont des puits avec un rayon de courbure $\pm 100\text{m} < ROC < \pm 200\text{m}$ où 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. Les équipements de forage utilisés pour les puits MD sont limités par l'espace entre le trou et la garniture de forage. Généralement on emploie des versions modifiées des équipements conventionnels long radius, pour résister la torsion et flambage. Les dog-legs maximums générés en mode sliding/orienting sont de l'ordre de $16\text{-}20^\circ/30\text{m}$.

II.7.3. 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. [10]

➤ Intérêt Du Re-Entry A HMD

Les buts essentiels de la reprise des puits en RE-ENTRY à Hassi Messaoud sont :

- ✓ remédier aux problèmes de percée d'eau ou de gaz ;
- ✓ optimiser le nombre des puits de développement ;
- ✓ baisser la pression d'abandon ;
- ✓ augmenter la récupération totale ;
- ✓ drainer la partie qui présente de meilleures caractéristiques Pétro-physiques ;
- ✓ produire à débit plus élevé pour une même ΔP (faible draw down).

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

- ✓ éviter le plan d'eau ;
- ✓ éviter les zones à gaz ou les rayons des puits injecteurs d'eau ou de gaz ;
- ✓ éviter les rayons de zone sèche ;
- ✓ éviter la zone à eau pour les puits situés en flanc de structure, ou en zone d'injection d'eau ;
- ✓ éviter la zone à gaz pour les puits à fort GOR. [3]

II.7.4. 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. On utilise ces puits ultra-short radius notamment pour l'injection de vapeur. [8]

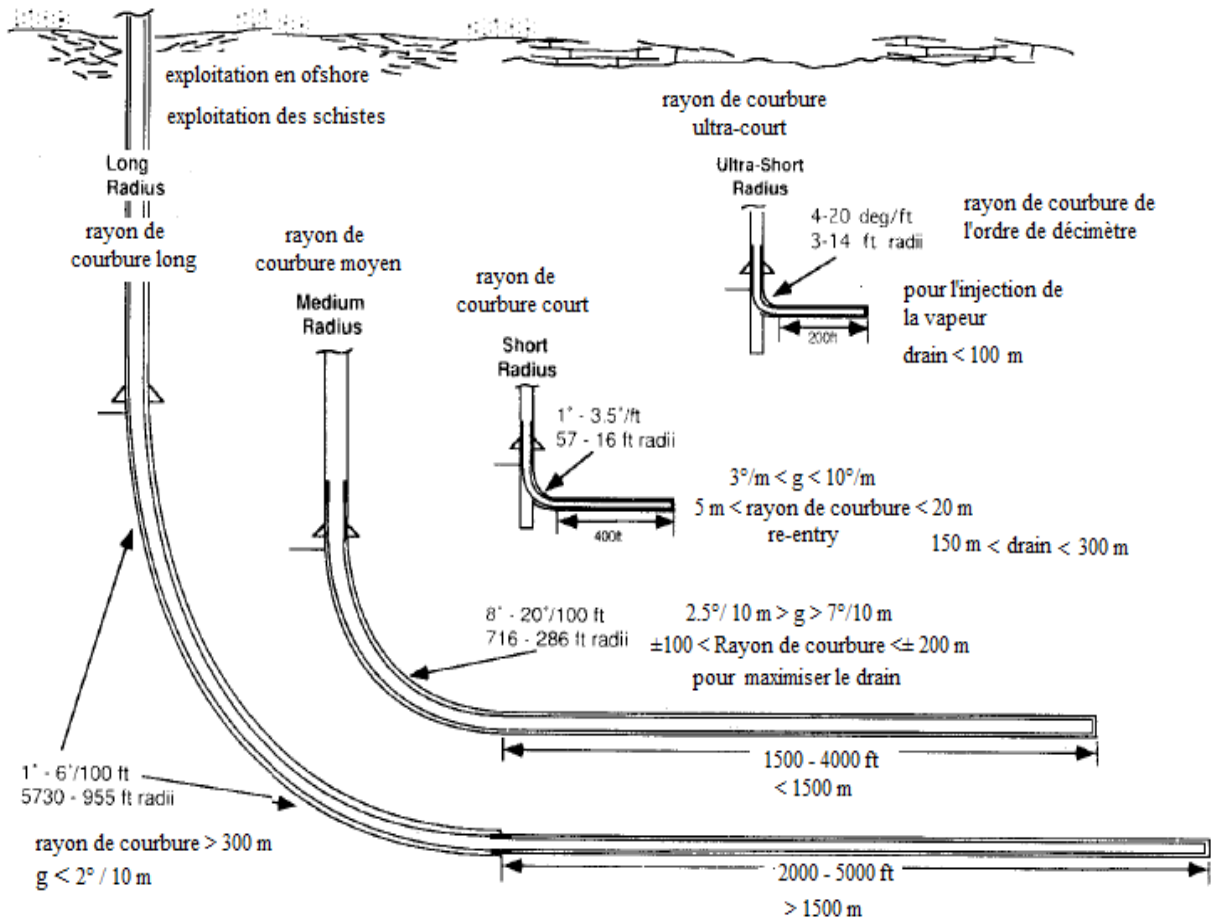


Figure .II.10 : PROFILS D'UN FORAGE HORIZONTAL. [11]

II.8. Equipements du forage dirigé :

II.8.1. Equipements de mesure :

II.8.1.1. Objectifs des mesures :

- ✓ Eviter les coudes et les dog legs générateurs des frottements, coincements et ruptures de la garniture ;
- ✓ Suivre tant que possible la trajectoire théorique programmée afin d'atteindre la cible objective ;
- ✓ Pouvoir éventuellement intervenir ou tuer le puits en cas d'éruption (relief well). [9]

II.8.1.2. Les mesures :

Concernent l'inclinaison, l'azimut et la longueur forée, ils sont ponctuels et espacés selon le programme de forage, dépendent de l'appareillage utilisé, dont la précision est d'un ordre supérieur à l'ordre centimétrique ou décimétrique. [9]

II.8.1.3. Les types des mesures et leurs capteurs :

Les mesures s'effectuent pour détecter : la profondeur, l'inclinaison et l'azimut, en utilisant des capteurs, fonctionnant selon deux modes gyroscopique ou magnétique, dont :

- Les magnétiques → détectent le champ magnétique terrestre, en utilisant la gravité terrestre ;
- Les gyroscopiques → basés sur l'inertie, en se repérant par le nord vrais

❖ La longueur :

On peut connaître la profondeur forée (le déplacement de l'outil) soit par :

- L'addition des longueurs des tiges et garnitures de forage (connus chacun à ± 5 mm près)
- La longueur du câble porteur de la sonde de logging.

❖ L'inclinaison :

On peut la mesurer par des simples capteurs, les inclinomètres ou les accélérateurs.

✓ L'inclinomètre :

Est un capteur servant à mesurer la déviation par rapport à la ligne verticale.

✓ L'accéléromètre :

Est un capteur qui fixé à un mobile ou tout autre objet, permet de mesurer l'accélération linéaire de ce dernier.

On peut citer comme instrument utilisant les accéléromètres : le Steering tool, le MWD (Measurement While Drilling), ...etc.

❖ L'azimut :

La position géographiques des cibles intermédiaires selon les référentiels : magnétiques ou géographiques peuvent être effectués par l'intermédiaire de :

- ✓ **Aiguille aimantée ;**
- ✓ **Magnétomètre :** Appareil muni d'un capteur de champ magnétique permettant de mesurer le champ magnétique d'un dispositif ;
- ✓ **Gyroscope :** le capteur de position angulaire, il donne la position angulaire ; [9]

- ✓ **Système inertielle** : est une centrale inertielle, c'est un appareil destiné à fournir les informations de position, de vitesse, d'accélération à partir d'une référence précise. [9]

❖ **Measurement while drilling:**

- Systèmes à mesures avancées : des MWD très sophistiqué, réaliser certains mesures (l'inclinaison, le gamma ray, tool face, azimut et la résistivité, à l'aide de capteurs : accéléromètre et magnétomètre) à partir d'un raccord situé juste derrière l'outil de forage (géo steerable) ;
- Système de navigation en rotation (rotary steerable).

II.8.2. Equipements de réalisation du forage dirigé :

Durant la réalisation d'un puits dévié, on utilise des équipements de forage tantôt standards et tantôt spécifiques, dont chaque composant doit être bien choisi selon plusieurs facteurs tels que la nature de formation à traverser ainsi que les caractéristiques physiques et mécaniques du matériau ou de forme, ainsi que l'opération à effectuer (forage rectiligne, verticale, dog legs, ...). [8]

II.8.2.1. Equipements standards :

II.8.2.1.1. Les masse-tiges (Drill Collars : DC) :

Les masses tiges peuvent nous aider à dévier, maintenir ou éliminer la déviation, il suffit de trouver leur poids optimum, leurs dimensions (diamètres) et leurs matériaux (module d'élasticité), car la rigidité de la masse tige est liée au moment d'inertie en flexion.

Il existe plusieurs types de masse-tiges selon leurs utilités telles que :

- Les masse-tiges lisses (Slick DC) ;
- Les masse-tiges spiralées (spiraled DC) ;
- Les masse-tiges carrées (squared DC). [9]

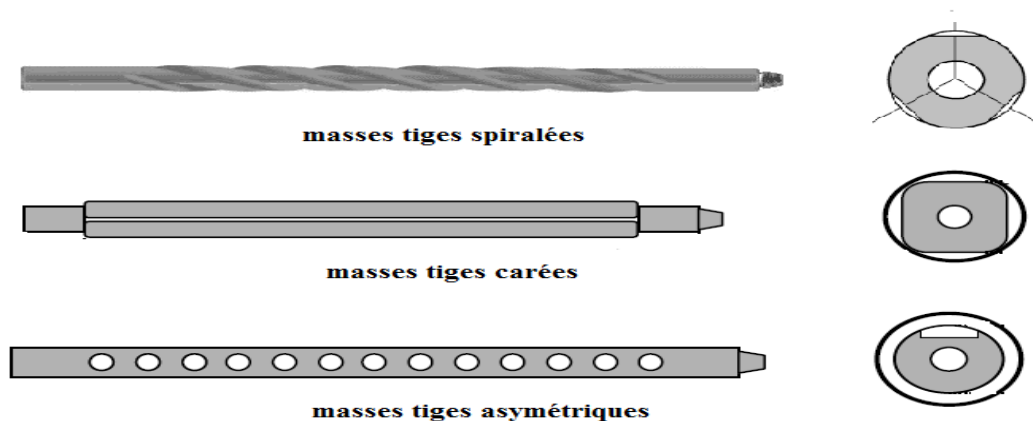


Figure .II.11 : TYPES DE MASSE-TIGES. [8]

II.8.2.1.2. Elargisseurs (openers/reamers) :

Plusieurs causes nous obligent de forer en premier lieu en petit diamètre, puis on aura besoin d'élargir ce trou ensuite, sont :

- ✓ La sécurité : pour détecter ou contrôler une venue ;
- ✓ L'évaluation : pour effectuer une diagraphie de qualité ;
- ✓ En forage dirigé : pour effectuer un bon contrôle ;
- ✓ La probabilité de changement de programme : en cas d'existence du risque d'abandonner ou possibilité d'effectuer un side track. [9]

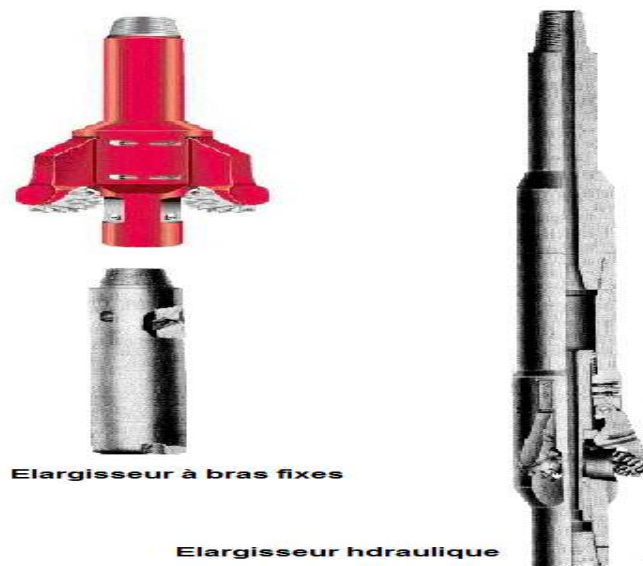


Figure .II.12: LES DEUX TYPES DE L'ELARGISSEUR. [4]

II.8.2.1.3. Aléseurs à key seat (key seat wipers):

Une chemise coulissant sur un mandrin possédant à son pourtour des lames agressives, elle coulisse et tourne librement en cours de descente ou lors du forage et se bloque en montée à sur un ergot, en tournant en fonction de la rotation du train de tige est utilisée pour maintenir le diamètre d'un trou ayant tendance à se resserrer, réduire les dog legs, prévenir ou éliminer les key-seats. [9]

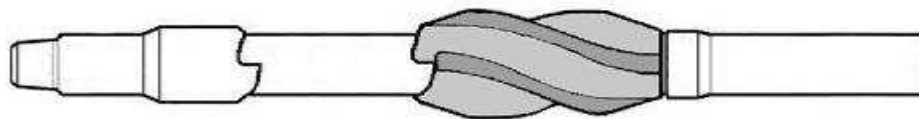


Figure.II.13 : ALÉSEURS À KEY SEAT. [4]

II.8.2.2. Equipements de forage spécifiques au forage dirigé : [11]

II.8.2.2.1. Les moteurs de fond :

Il existe deux type du moteur de fond, sont :

❖ Moteurs volumétrique (hydraulique ou à déplacements positifs) PDM :

Ses éléments principaux sont :

- Le rotor : pièce hélicoïdale en acier inoxydable ;
- Le stator : élastomère moulé en forme d'hélice interne avec une spire supplémentaire par rapport au rotor.

Quand le fluide de forage est pompé à travers le moteur, une montée de pression apparait entrainant la rotation du stator et permettant le passage du fluide dans la cavité voisine, Le fluide progresse alors de cavité en cavité entrainant ainsi une rotation régulière du rotor.

La vitesse de rotation est proportionnelle au débit à travers le moteur.

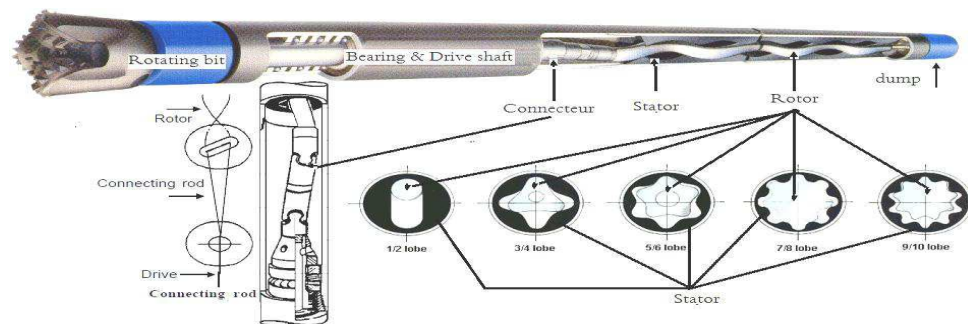


Figure.II.14 : GEOMETRIE DE PDM.

❖ Turboforeuses :

Entraine directement l'outil de forage.

Les turboforeuses sont de type multi-étages à écoulement axiale, chaque étage comprend un stator à ailettes (aubages) de distribution de la boue sur un rotor identique qui transforme l'écoulement en couple moteur.

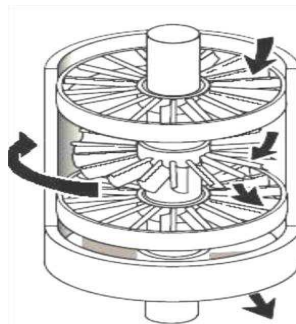


Figure.II.15 : TURBOFOREUSE. [4]

II.8.2.2.2. Stabilisateurs :

Sont des outils constitués par des lames installés sur des corps tubulaires de la même phase des masses tiges.

Le diamètre des lames est égal ou inférieur à celui de l'outil de forage, ces lames centrent les masses tiges dans le puits par ces plusieurs points d'appuis.

Les stabilisateurs peuvent être installés soit :

- ✓ Directement sur l'outil de forage → near-bit ;
- ✓ Plus haut dans la BHA → string.

Ils existent plusieurs types de stabilisateurs, selon la conception de leurs lames, tels que : les lames soudées, lames intégrales, stabilisateurs (à chemise, à chemise non rotative, à diamètres variables, clamp on).

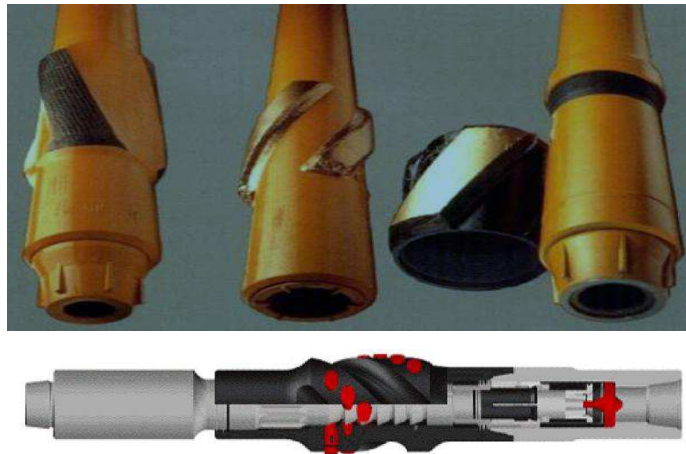


Figure.II.16 : STABILISATEURS :

A LAMES INTEGRALES - A LAMES SOUDEES - A CHEMISE- A DIAMETRE VARIABLE. [9]

II.8.2.2.3. Equipements amagnétiques :

Pour la bonne utilisation d'instruments de mesures magnétiques il est donc nécessaire d'utiliser des matériaux dits non-magnétiques ou amagnétiques au voisinage des capteurs de mesure. Ces matériaux amagnétiques peuvent être : (de l'aluminium; des aciers inoxydables de haute qualité; et des alliages tels que le "Monel" (70% nickel + 30% cuivre)).

II.8.2.2.4. Raccords :❖ **Raccords d'orientations :**

L'extrémité inférieure pour loger l'instrument de mesure, sont généralement amagnétiques. [9]

❖ *Raccords à entrée latérale (side entry subs) :*

Pour loger (par l'intermédiaire d'une chemise) les instruments de mesure : steering tool.

❖ *Raccords coudés :*

Pour désaxer le moteur de fond (y compris l'outil de forage) par rapport à l'axe du puits.

Ils sont installés directement au-dessus du moteur de fond, fabriqués soit en acier standard ou amagnétique.

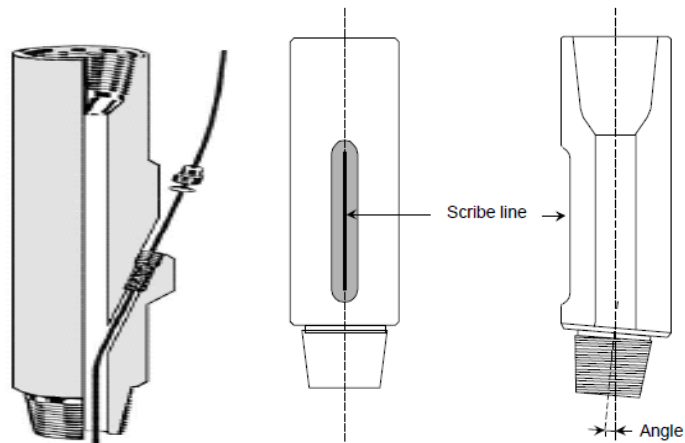


Figure.II.17 : LES RACCORDS. [8]

II.8.2.2.5. Outil de déflexion (Whipstock) :

C'est un sabot d'acier dont la surface intérieure est concave et sur laquelle viendra s'appuyer l'outil de forage, utilisé pour riper vers la paroi et sortir du puits initial.

Il existe des whipstocks permanents ou récupérables, orientables ou non orientables, comme on peut les utiliser en trou ouvert pour réaliser un side track ou commencer un drain latéral ou dans un tubage pour ouvrir une fenêtre (ré-entrés).

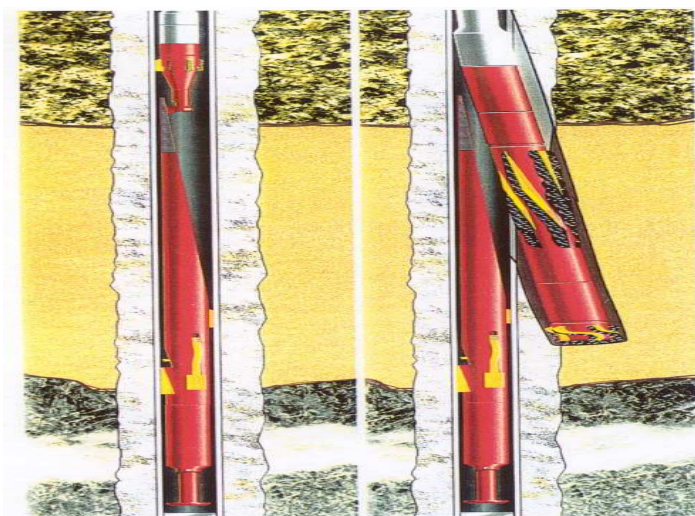


Figure .II.18 : SIFFLET DEVIATEUR (WHIPSTOCK). [4]

CHAPITRE III

CONTROLE DE LA TRAJECTOIRE

III. CONTROLE DE LA 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 des bonnes résultats, un contrôle rigoureux de la trajectoire est nécessaire pour ne pas rater l'objectif.

Il peut être résumé comme suit: mesurer, calculer, représenter, extrapoler et décider.

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.

L'établissement et la détermination de la trajectoire d'un puits dévié avant et après sa réalisation est nécessaire pour des raisons techniques et administratives.

Avant la réalisation → trajectoire théorique (planification).

Après la réalisation → trajectoire réelle (réalisation).[9]

III.2.Principe de calcul :

Le calcul s'effectue point par point, dont l'origine est un 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.

Profil réel → plusieurs stations selon le programme du forage:

- La cadence de forage (exp : chaque 100 m) ;
- Les formations géologiques traversées ;
- Position géométrique du puits : à une profondeur (un point quelconque de la trajectoire / station intermédiaire).

Paramètres physiquement mesurable : à une profondeur (un point quelconque de la trajectoire / station intermédiaire).

L → profondeur [m]

I → L'inclinaison [°]

A → l'azimut [°][8]

III.2.1. Conditions et options initiales :[11]

La détermination d'un certain nombre de paramètres initiaux et d'option est nécessaire 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 tridimensionnels.

e) l'inclinaison :

C'est l'angle entre la verticale et l'axe du puits. Le principe de la mesure est de détecter l'angle de déviation par rapport au champ gravitaire par des pendules, ou des accéléromètres.

[9]

III.2.2. Calcul des Dog-legs :

Le dog-leg signifie le changement global ou tridimensionnel (création des gradients des courbures) de la direction en inclinaison et en azimut en même temps.

Il existe des dog-legs :

- Souhaités qui résultent de la procédure de forage dirigé ;
- Non souhaités qui résultent de divers phénomènes géologiques ou des erreurs durant le forage, qui ont des conséquences non désirés pour la réalisation du puits.

Réellement on trouve des dog-legs :

- Normaux ou circulaires correspondent à la courbure moyenne du puits ;
- Anormaux ou abrupts lors d'un changement brutal de direction du puits.

Le calcul des dog-legs est empirique, il repose sur des hypothèses et des approximations.

Ils s'expriment en [°/10m], [°/30m] et [°/100ft] :

$$DL = \cos^{-1}[\cos I_1 \cos I_2 + \sin I_1 \sin I_2 \cos (A_2 - A_1)] \dots (III.1) \quad [11]$$

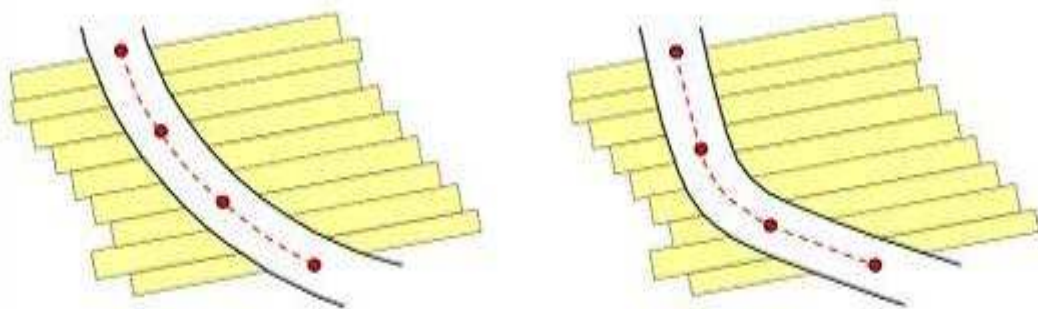


Figure III.1: Dog-leg et Courbure Du Puits. [4]

Sévérité du dog leg (DLS):

$$DLS = \frac{10}{\Delta L} \times \cos^{-1} [\cos I_2 \times \cos I_1 + \sin I_2 \times \sin I_1 \times \cos (A_2 - A_1)] \quad \text{deg/10m} \quad \dots (III.2)$$

$$DLS = \frac{10}{\Delta L} \times \sqrt{\Delta I^2 + (\Delta A \times \sin((I_1 + I_2)/2))^2} \quad \text{deg/10m} \quad \dots (III.3)$$

Avec : **A** : azimut, **I** : inclinaison et **L** : longueur. [3]

III.2.3. Tool-face :

C'est l'angle déterminé par le plan vertical passant par l'axe du moteur situé au-dessus du raccord coudé et le plan déterminé par ce même axe et l'axe de la partie du moteur située sous le raccord coudé.

C'est un Angle caractérisant la direction de l'outil de forage par rapport à l'axe du puits.

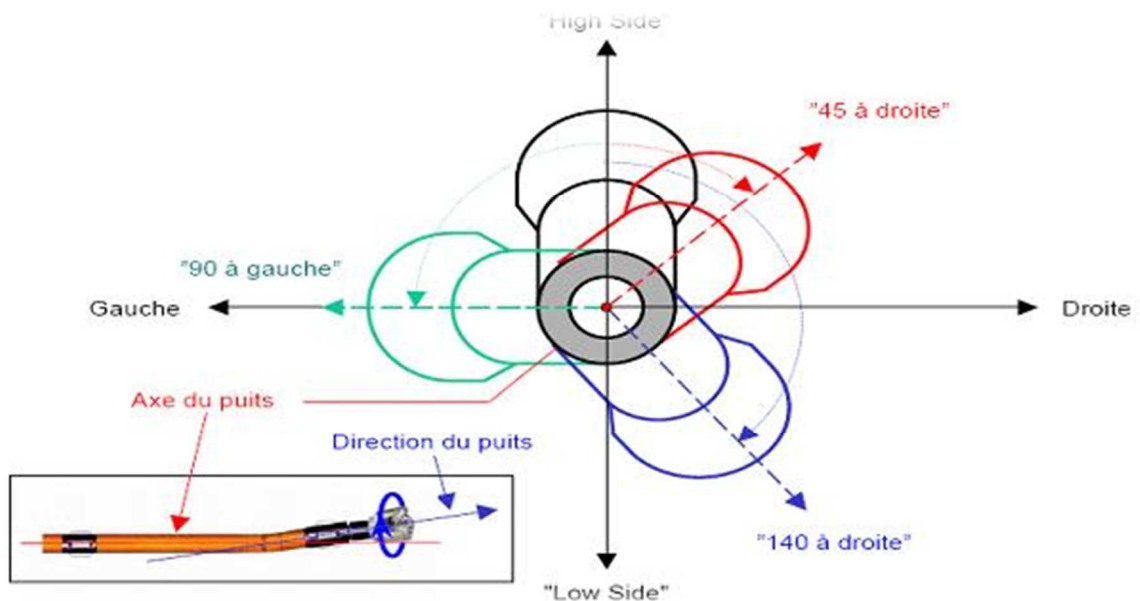


Figure III.2 : TOOL-FACE.[1]

III.2.4. Poids maximum disponible à l'outil:

L'une des fonctions essentielles d'une garniture de forage est de fournir la force nécessaire à l'avancement de l'outil de forage.

La poussée maximum sur l'outil pouvant être fournie par une section du train de tiges peut être calculée par la formule :

P_s = Poussée fournie par la section :

$$P_s = LW \cdot B_f \cdot H_v \dots \dots (III.4)$$

Avec :

LW : Poids linéaire réel dans l'air d'un élément de la section ;

B_f : Facteur de flottabilité ;

H_v : Longueur de la projection verticale de la section. [3]

III.3. Méthodes de calcul : [11]

Un grand nombre des méthodes ont été établies pour déterminer la position du puits dans l'espace géométrique.

Elles dérivent toutes de considérations trigonométriques :

III.3.1. La méthode tangentielle (tangentialmethod) :

| | |
|----------------------|--|
| Assimilation | ab est assimilé au segment ab' // tangente en b à la trajectoire réelle, dont α_2 et A_2 en b |
| z (cote) | $L \cos \alpha_2$ |
| d (déport) | $L \sin \alpha_2$ |
| x (longitude) | $D \sin A_2 = L \sin \alpha_2 \sin A_2$ |
| y (latitude) | $D \cos A_2 = L \sin \alpha_2 \cos A_2$ |
| Inconvénient | <p>Manque de précision</p> <ul style="list-style-type: none"> - la trajectoire calculée est très éloignée de la trajectoire réelle - en build up : la cote calculée < la cote réelle - le déport calculé > le déport réel |
| Avantage | Calcul simple |
| Utilisation | Abandonné (déviations de calculs / réalité) |

Tableau III.1 : Caractéristiques de la méthode tangentielle.

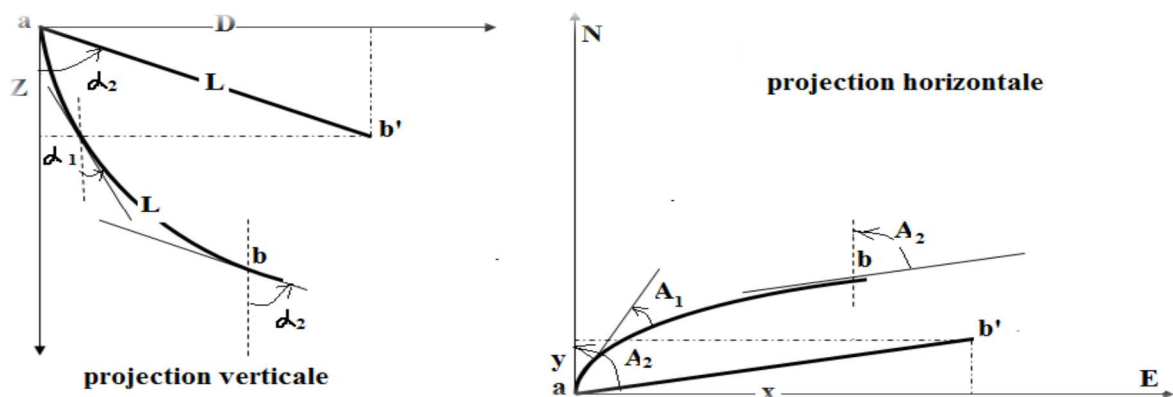


Figure III.3 : LA METHODE TANGENTIELLE.

III.3.2. La méthode de l'angle moyen (Average angle method) :

Présenté par J.E. Edison en 1957.

| | |
|----------------------|---|
| Assimilation | Le tronçon foré à un segment de droite de même longueur, avec $\alpha = \frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}$ et $A = \frac{A_1 + A_2}{2}$ |
| z (cote) | $L \cos \alpha$ |
| d (déport) | $L \sin \alpha$ |
| x (longitude) | $L \sin \alpha \sin A$ |
| y (latitude) | $L \sin \alpha \cos A$ |
| Inconvénient | Build Up : profondeur verticale plus grande / déport plus court // réalité Drop Off : l'inverse |
| Avantage | Calcul simple |
| Utilisation | Ne nécessite pas l'ordinateur |

Tableau III.2 : Caractéristiques de la méthode de l'angle moyen.

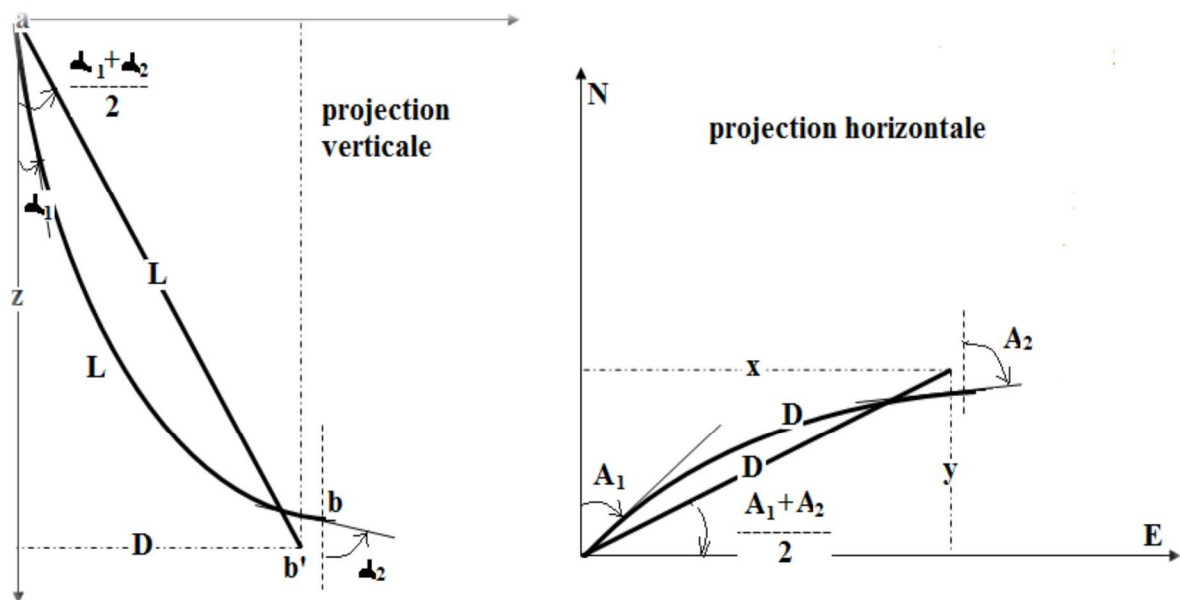


Figure III.4: LA METHODE DE L'ANGLE MOYEN.

III.3.3. La méthode tangentielle pondérée (balanced tangential method)

Présenté par J.E. Walstrom en 1971.

| | |
|----------------------|---|
| Assimilation | Le tronçon foré à un segment de droites consécutives $L' = L/2$ α_1 et A_1 en a et α_2 et A_2 en b |
| z (cote) | $L'(\cos\alpha_1 + \cos\alpha_2)$ |
| d (déport) | $L'(\sin\alpha_1 + \sin\alpha_2)$ |
| x (longitude) | $L'(\sin\alpha_1 \cos A_1 + \sin\alpha_2 \cos A_2)$ |
| y (latitude) | $L'(\sin\alpha_1 \sin A_1 + \sin\alpha_2 \sin A_2)$ |
| Inconvénient | Build Up : profondeur verticale plus grande / déport plus court // réalité Drop Off : l'inverse |
| Avantage | Bonne précision |
| Utilisation | Calculs manuels relativement difficiles |

Tableau III.3 : Caractéristiques de la méthode tangentielle pondérée.

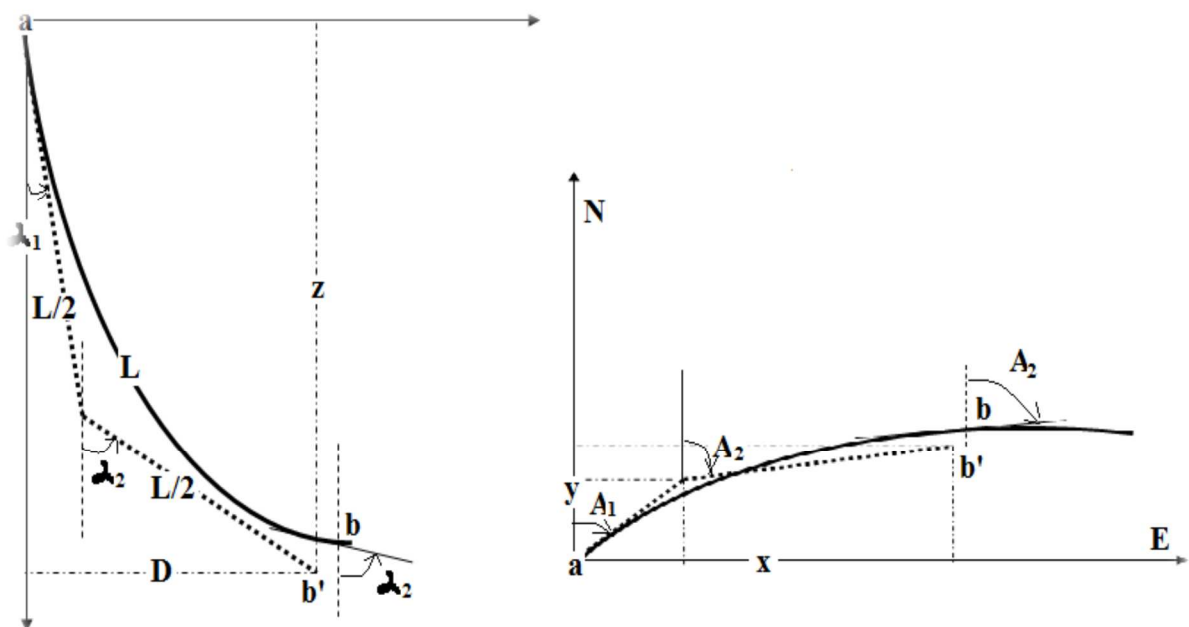


Figure III.5: LA METHODE TANGENTIELLE PONDREEE.

III.3.4. La méthode de rayon de courbure (radius of curvature method) :

Présenté par G.J. Wilson en 1968

| | |
|----------------------|---|
| Assimilation | <p>Le tronçon foré à une courbe qui s'inscrit sur une surface cylindrique d'un axe vertical.</p> <p>Les projections verticales et horizontales (sur un plan vertical de A moyen) de cette courbe sont supposées être des arcs de cercle dont les rayons sont calculés en fonction de :</p> <ul style="list-style-type: none"> • gradient de l'inclinaison : $(\alpha_1 - \alpha_2)/L$ • gradient d'azimut : $(A_2 - A_1)/L$ |
| z (cote) | $[(180/\pi) \times (L/\alpha_2 - \alpha_1)] (\sin \alpha_2 - \sin \alpha_1)$ |
| d (déport) | $[(180/\pi) \times (L/\alpha_2 - \alpha_1)] (\cos \alpha_1 - \cos \alpha_2)$ |
| x (longitude) | $[(180/\pi) \times (D/A_2 - A_1)] (\cos A_1 - \cos A_2)$ |
| y (latitude) | $[(180/\pi) \times (D/A_2 - A_1)] (\sin A_1 - \sin A_2)$ |
| Avantage | Très bonne précision |
| Utilisation | Nécessitent l'outil informatique |

Tableau III.4 : Caractéristiques de la méthode de rayon de courbure.

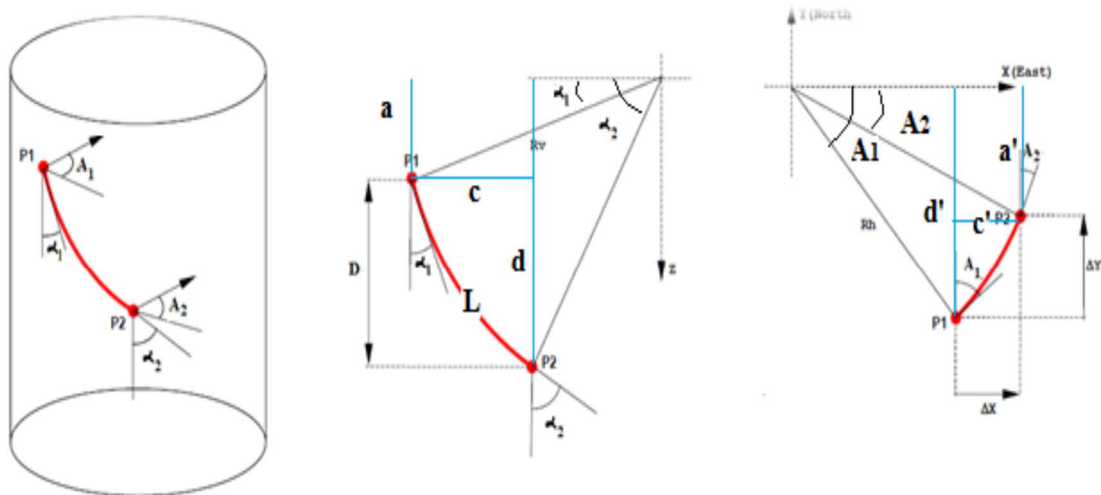


Figure III.6: LA METHODE DE RAYON DE COURBURE.

III.3.5. La méthode de la courbure minimum :

Présenté par W.A. Zarembo en 1973

| | |
|----------------------|---|
| Assimilation | Se calcule à partir des tangentes en A et B, en introduisant un coefficient correcteur. Le résultat obtenu assimile la trajectoire AB à un arc de cercle. B' se calcule par un facteur multiplicateur : $K = (\Delta L / DL) \times (180/\pi) \times \tan(DL/2)$ $DL = \cos^{-1}[\cos\alpha_1 \times \cos\alpha_2 + \sin\alpha_1 \times \sin\alpha_2 \times \cos(A_2 - A_1)]$ |
| z (cote) | $K (\cos\alpha_1 + \cos\alpha_2)$ |
| d (déport) | $K (\sin\alpha_1 + \sin\alpha_2)$ |
| x (longitude) | $K (\sin\alpha_1 \sin A_1 + \sin\alpha_2 \sin A_2)$ |
| y (latitude) | $K (\sin\alpha_1 \cos A_1 + \sin\alpha_2 \cos A_2)$ |
| Avantage | Très bonne précision |
| Utilisation | Nécessitent l'outil informatique |

Tableau III.5 : Caractéristiques de la méthode de la courbure minimum.

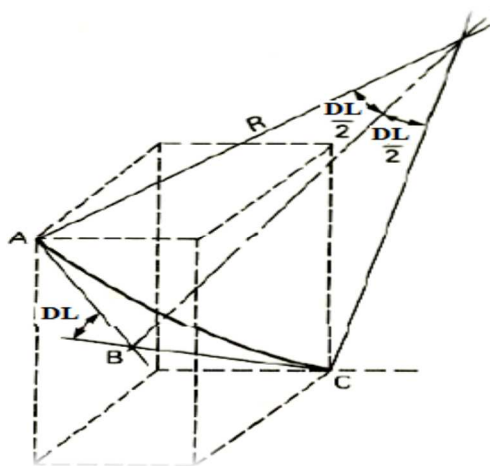


Figure III.7: LA METHODE DE LA COURBURE MINIMUM.

Avec A : azimut, α : inclinaison, L : longueur et DL : dog leg.

K : facteur : $K = (\Delta L / DL) \times (180/\pi) \times \tan(DL/2)$. [1]

III.4. L'incertitude :

Le calcul théorique de la trajectoire déviée nécessite une enveloppe de certitude, qui guide la réalisation du puits, en le maintenant dans les bonnes limites, dont il sera bien localisé et afin d'atteindre le réservoir dans la cible mentionnée, se qu'on appelle le domaine d'incertitude. [11]

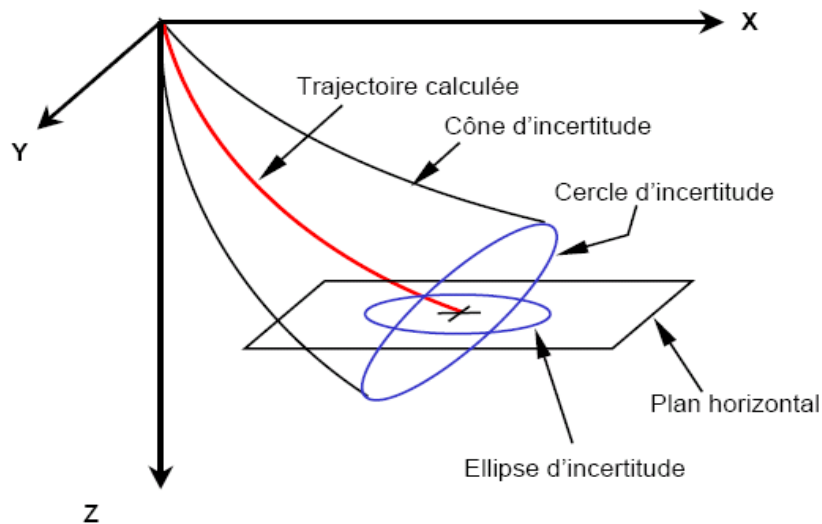


Figure III.8: DOMAINE D'INCERTITUDE.[3]

III.5.Sources d'erreurs :

- Erreurs dues aux instruments de mesures ;
- Erreurs dues à la position de l'outil de mesure dans le puits ;
- Erreurs dues aux conditions locales du mesures ;
- Erreurs dues au facteur humain ;
- Erreurs dues aux types des calculs. [1]

III.6. Etude anti-collision :

Afin d'éviter les collisions entres les puits, on compare leurs positions dans un plan horizontal, en mettant en œuvre différents calculs tels que :

- La distance horizontale entre les puits ;
- Les paramètres d'incertitude en fonction du/des types de matériel utilisé ;
- Les ellipses ou sphères d'incertitude ;
- Compilation des différents résultats. [1]

CHAPITRE IV

ETUDE DE CAS MD-56

IV. Etude du cas MD-56 :

IV.1. Introduction : Le puits MD-56 est foré et complété en 15 -05-1961 avec un tubing, en 2 7/8 EU ancré, le réservoir laissé en open hole, dès sa mise en production, le puits été entretenu par des grattages de contrôle wire-line périodiques implanté dans un secteur dégradé, son débit n'a jamais dépassé le 01 m³ /h.

IV.2. objectif : La reprise du puits MD-56 a pour objectif de réaliser un forage horizontal en short radius d'un drain d'environ 315.4 m, traversant le réservoir R2 avec une inclinaison de 88.36° dont :

| Target | Azimut | Déplacement |
|---------------|--------|-------------|
| 3363 à 3372 m | N 100° | 350 m |

IV.3. Données du puits MD-56 :

IV.3.1. les coordonnées du puits :

| ZONE | X | Y | Z SOL | Z TABLE |
|------|-----------|-----------|----------|---------|
| 23 | 803733.19 | 121254.24 | 173.96 m | 177 m |

Tableau IV.1 : Coordonnées de location de MD 56.

IV.3.2. Construction du puits MD-56 :

| PHASES | TUBAGES | SABOTS (CS) |
|---------|---------|-------------|
| 17" 1/2 | 13"3/8 | 235 m |
| 12" 1/4 | 9"5/8 | 2549,70 m |
| 8" 1/2 | 7" | 3321 m |

Tableau IV.2 : Construction du puits MD-56.

➤ *Situation par rapport un autre puits :*

Puits Voisin : MD 171 Puits injecteur Gaz ;

Zone : 23 ;

Distance : 2582 m. [5]

IV.3.3. Carte de position Puits MD-56 :

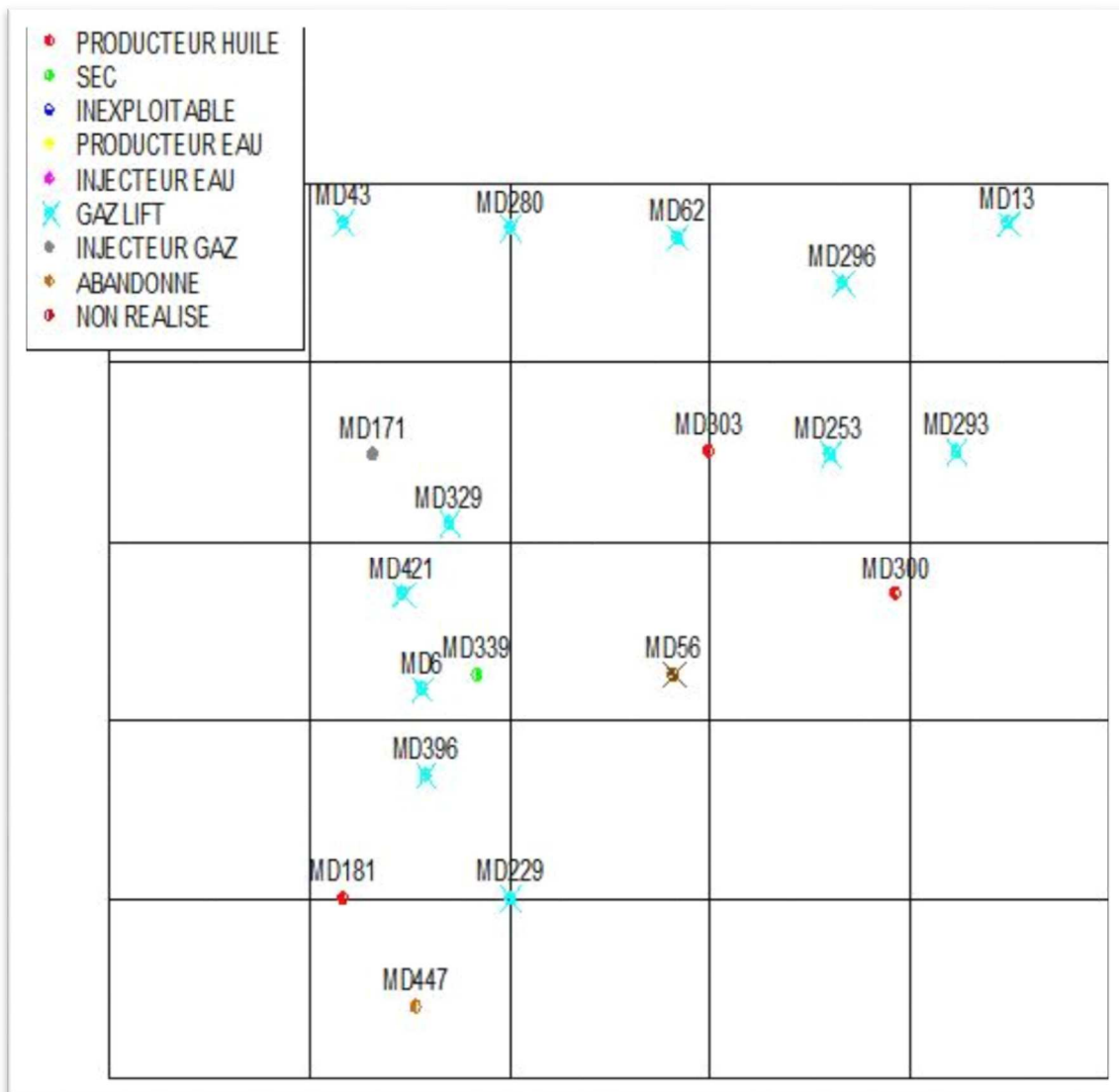


Figure IV.1 : CARTE DE POSITION PUIITS MD-56. [5]

IV.3.4. Caractéristiques géologiques :

Topes des formations.

| | T.argileux | Ra | R2 | R3 |
|---------------|------------|------|------|------|
| Toit (m) | 3232 | 3320 | 3360 | 3438 |
| Epaisseur (m) | 88 | 40 | 78 | 21 |

Tableau IV.3 : Caractéristiques géologiques DE MD-56. [5]

IV.3.5. état initial du puits MD-56 : (avant l'intervention)

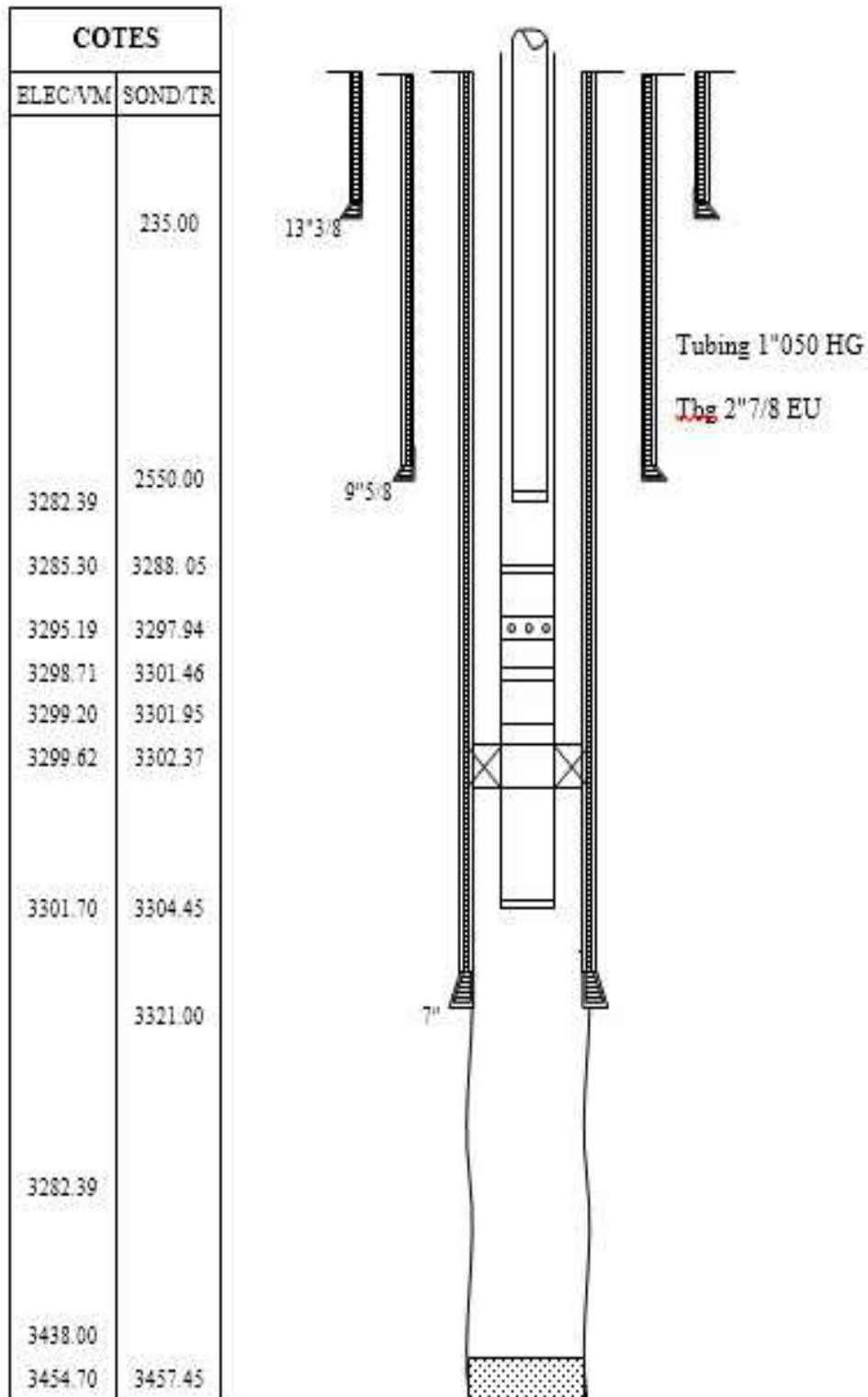


Figure IV.2 : ETAT INITIAL DU Puits MD-56. [5]

IV.3.6. Caractéristiques de production :

Puits fermé depuis 8-11-1998 suites débit nul, se trouve dans une région de caractéristiques pétro-physiques dégradées.

| Qh m ³ /h | Whp kg/cm ² | Pp kg/cm ² | Pan 7" kg/cm ² | Pan 9 ^{5/8} kg/cm ² | Np m ³ |
|----------------------|------------------------|-----------------------|---------------------------|---|-------------------|
| 0,4 | 29,5 | 19,2 | 0 | 0 | 106589 |

Tableau IV.4 : Paramètres de production au 13-06-1997.

IV.4. Intervention sur le puits MD-56 :

L'intérêt de cette intervention est l'exploitation du puits par le Work over pour la réalisation d'un drain latéral en short radius avec le KOP situé à la cote 3324.5m, donc 2 m au dessous du sabot 7".

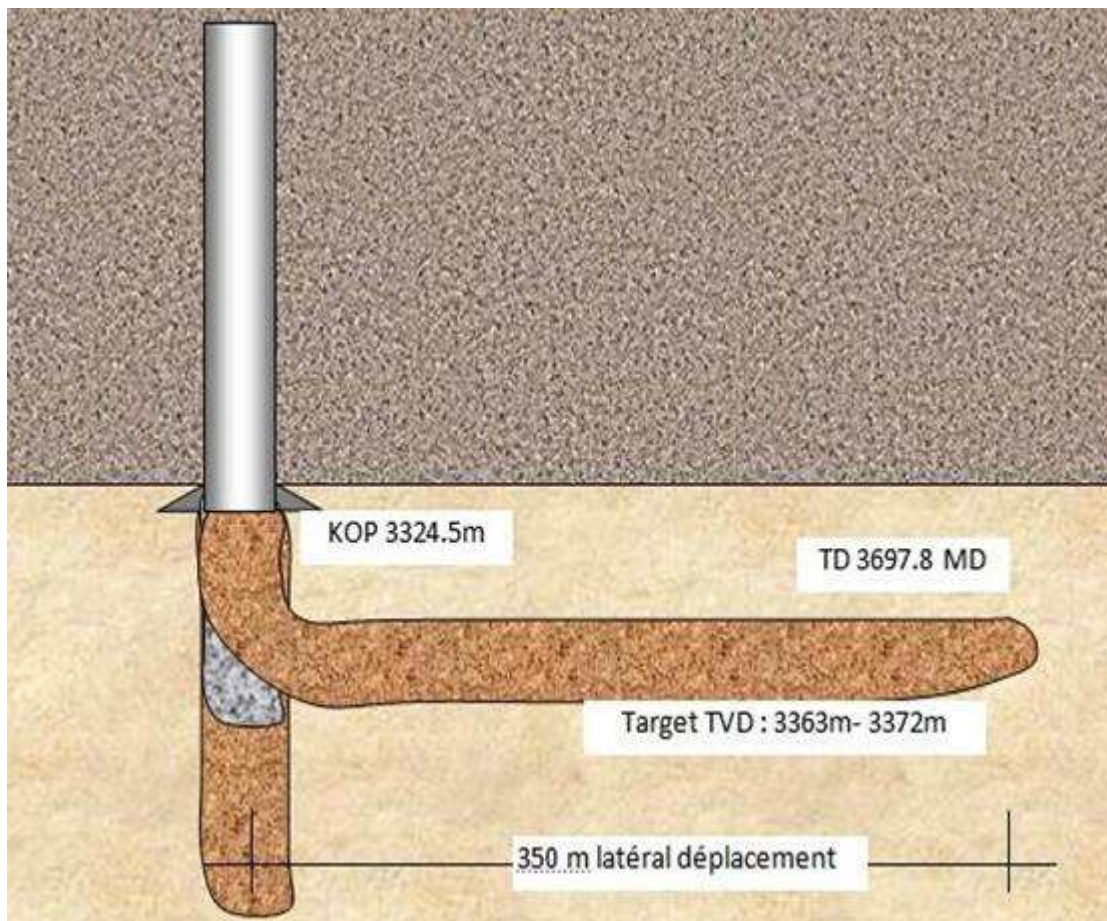


Figure IV.3 : SCHEMA REPRESENTANT L'INTERVENTION SUR LE PUIT MD-56. [5]

IV.5. Chronologie des Opérations :**IV.5.1. Préparation du puits :****A) Neutralisation du puits :**

Le puits a été neutralisé avec 25 m³ d'eau traité le 25/07/2006 en vue WORK OVER.

B) Remonter la concentrique 1"050 Hg :

- ✓ monter le BOP 4" et tester à 5000 psi ;
- ✓ circuler le puits avec une boue à l'huile de densité $d=0.89$;
- ✓ remonter 3282.39 m de CCE ;
- ✓ démonter BOP 4" ;
- ✓ mettre en place BPV ;
- ✓ démonter la tête de puits jusqu'au niveau de la tubing head ;
- ✓ monter le BOP 7" ^{1/16} et tester à 5000 psi.

C) Remonter la colonne de production 2" ^{7/8} :

- ✓ perforer le tubing par puncher à environ +/- 3285 m jusqu'au rétablir la circulation dans le puits ;
- ✓ circuler le puits avec une boue à l'huile de densité $d=0.89$;
- ✓ remonter 3301.95 m de tubing 2" ^{7/8} EU après désancrage du tubing anchor seal ;
- ✓ reforage du paker avec un paker milling tool.

D) Contrôler l'open hole :

- ✓ nettoyage de l'open hole 6" jusqu'à la cote TD à +/- 3438 m.

E) Enregistrement METT log 7" :

- ✓ Contrôle de tubage 7" jusqu'au sabot avec un outil 6" + scraper 7".

F) Contrôler et tester l'état de l'intégrité des tubages :

- ✓ tester le casing 7" à 3000 psi ;
- ✓ tester l'E.A 9" ^{5/8} x 7" à 1500 psi ;
- ✓ tester l'E.A 13" ^{3/8} x 9" ^{5/8} à 800 psi. [5]

C) Descente kill string 2^{7/8} :

- ✓ Descente d'une garniture de neutralisation (KILL STRING) composé de 2500 m de tubing 2^{7/8} suspendu.

IV.5.2. réalisation de short radius :**A) Remonte kill string 2^{7/8} :**

- ✓ circuler le puits afin d'homogénéiser la boue en place ;
- ✓ remonter kill string.

B) Operation électrique:

- ✓ enregistrement GR /caliper de l'open hole avec wire line et avec MWD .puis recoler les cotes à partir des deux logs.

C) Mise en place d'un bouchon de ciment :

- ✓ descendre une extention au fond de puits pour pomper le volume necessaire du laitier de ciment de façon à remplir la totalité de l'open hole jusqu'au sabot 7" ;
- ✓ mise en place d'un bouchon de ciment qui servira comme un appui à l'amorce de la déviation ;
- ✓ remonter l'extention apres circulation inverse et attente prise ciment ;
- ✓ forage de bouchon de ciment jusqu'à atteindre la cote KOP prévue.

D) Forage d'un drain latérale dans R 2 :

- ✓ Continu le forage dans l'azimut prévu jusqu'à entrer dans la formation puis estimer la réalisation de la courbe ;
- ✓ effectuer un drain horizontal avec les objectifs suivants :

| Drain | target | azimut | Déplacement |
|-------|-------------|--------|-------------|
| R2 | 3368-3377 m | N 100° | 350 |

- ✓ Descendre train de test DST ;
- ✓ tester le puits en degorgement et déterminer sa productivité ;
- ✓ effectuer un DST.

IV.5.3. Recomplétion du puits en fonction des resultats du DST. [5]

IV.6. Réalisation du profil :

Car le KOP se trouve à 2 m au dessous de sabot et MWD est Influe par l'interférence magnétique de tubage pour cela on utilise gyro multishot nécessaire pour orienter BHA à KOP pour commencer le time drilling.

Le moteur en mettre avec 1,8° AKO pour commencer le curve.

Le pourcentage de cutting de formation qu'on observe sur le tamis c'est un indicateur pour vérifier que l'opération a été réussie.

IV.6.1. Section build up :

On prépare BHA de cette phase puis on descente l'ensemble dans le trou et oriente avec MWD puis on commence forer avec build up rate nécessaire par ordre suivant le profil planifier (approximativement 48,06° /30m).

Continue le forage du curve jusqu'a atteindre 88,36° d'inclinaison (3363mTVD).

IV.6.1.1. Assemblage de fond

La composition du BHA est illustrée ci-dessous :

- ✓ Outil tricône 5 ⁷/₈" ;
- ✓ moteur coudé AKO 3.4° ;
- ✓ MWD ;
- ✓ MWD UP Sub ;
- ✓ 9 DP 3 ¹/₂" ;
- ✓ 15 DC 4 ³/₄" ;
- ✓ DP to surface 3 ¹/₂".

Avant de passer dans le drain horizontal on réduit AKO, la composition du BHA :

- ✓ Outil tricône 5 ⁷/₈" ;
- ✓ moteur coudé AKO (1,2°) ;
- ✓ MWD ;
- ✓ MWD UP Sub ;
- ✓ 12 DP 3 ¹/₂" ;
- ✓ 15 DC 4 ³/₄" ;
- ✓ DP to surface 3 ¹/₂" ; [5]

- ✓ 3 1/2" drill pipes sont ajoutés de manière à maintenir les DC en dessus de KOP.

Le AKO varie à base de condition de trou et le pourcentage de build up.

- Profondeur : à partir de : 3328,5 m TVD Jusqu'à : 3382,41 m MD (3363 m TVD) ;
- Inclinaison : de 0 à 88,36 ° ;
- AZ : 100° ;
- BUR : 48,06°/30 m.

Les paramètres utilisés :

- ❖ WOB : 4 -6 t ;
- ❖ RPM : 220 -270 tr/ mn ;
- ❖ Q: 700 -800 l/mn.

IV.6.2. Section horizontal :

L'objectif à atteindre un drain de forer + /- 315,43 m à partir de 3363 m TVD jusqu'à 3372 m TVD.

- Profondeur : De 3382,41 MD (3363 TVD) à 3697,8 MD (3372 m TVD) ;
- Inclinaison : 88,36° ;
- AZ : 100° ;
- Longueur de drain : 315,41 m ;
- VS=350 m.

La composition du BHA :

- ✓ Outil tricône 5 7/8" ;
- ✓ moteur coudé AKO (0,8°) ;
- ✓ steerable stabilizer ;
- ✓ MWD ;
- ✓ Pulser sub ;
- ✓ 60 DP 3 1/2" ;
- ✓ 15 DC 4 3/4" ;
- ✓ DP to surface 3 1/2" ;
- ✓ 3 1/2" drill pipes sont ajoutés de manière à maintenir les DC en dessus de KOP.

Le AKO varie à base de condition de trou et le pourcentage de build up. [5]

Les paramètres utilisés :

- ❖ WOB= 5-8 t ;
- ❖ RPM =30-40 tr /mn ;
- ❖ Q=800-1000 l /mn.

IV.7. Profil théorique proposé :

IV.7.1. Calcul du BUR (Build up Rate) : (°/30m)

Le BUR est calculé par la formule suivante:

$$BUR = \frac{I_2 - I_1}{TMD_2 - TMD_1} \cdot 30 \dots\dots (IV.1) \quad \text{avec :}$$

I_1 : angle initial (°).

I_2 : angle final (°).

TMD_1 : profondeur mesuré correspond à I_1 .

TMD_2 : profondeur mesuré correspond à I_2 .

AN: $I_1 = 2.6^\circ$ $TMD_1 = 3328$ m.

$I_2 = 80.80^\circ$ $TMD_2 = 3388.5$ m.

$$BUR = \frac{80.80 - 2.6}{3388.5 - 3328} \cdot 30 = 42.7^\circ / 30m.$$

IV.7.2. Calcul du dog leg :

$$DLS = \frac{10}{\Delta L} \times \cos^{-1} [\cos I_2 \times \cos I_1 + \sin I_2 \times \sin I_1 \times \cos (A_2 - A_1)] \text{ deg}/10 \text{ m.}$$

AN: **DLS = 0.16° / 10 m.**

IV.7.3. Calculs : Z (cote), D (déport), X (longitude) et Y (latitude) :

On utilise la méthode de courbure minimum :

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

AN: **K = 30.26 m.(IV.2)**

Les calculs élémentaires sont alors obtenus par les formules suivantes:

[5]

$$Z = K \times (\cos I_2 + \cos I_1).$$

$$D = K \times (\sin I_2 + \sin I_1).$$

$$X = K \times (\sin I_1 \times \sin A_1 + \sin I_2 \times \sin A_2).$$

$$Y = K \times (\sin I_1 \times \cos A_1 + \sin I_2 \times \cos A_2).$$

AN:

| Z | D | X | Y |
|---------|---------|---------|---------|
| 35.06 m | 31.24 m | 30.77 m | -5.11 m |

IV.7.4. Profil théorique du MD-56 :

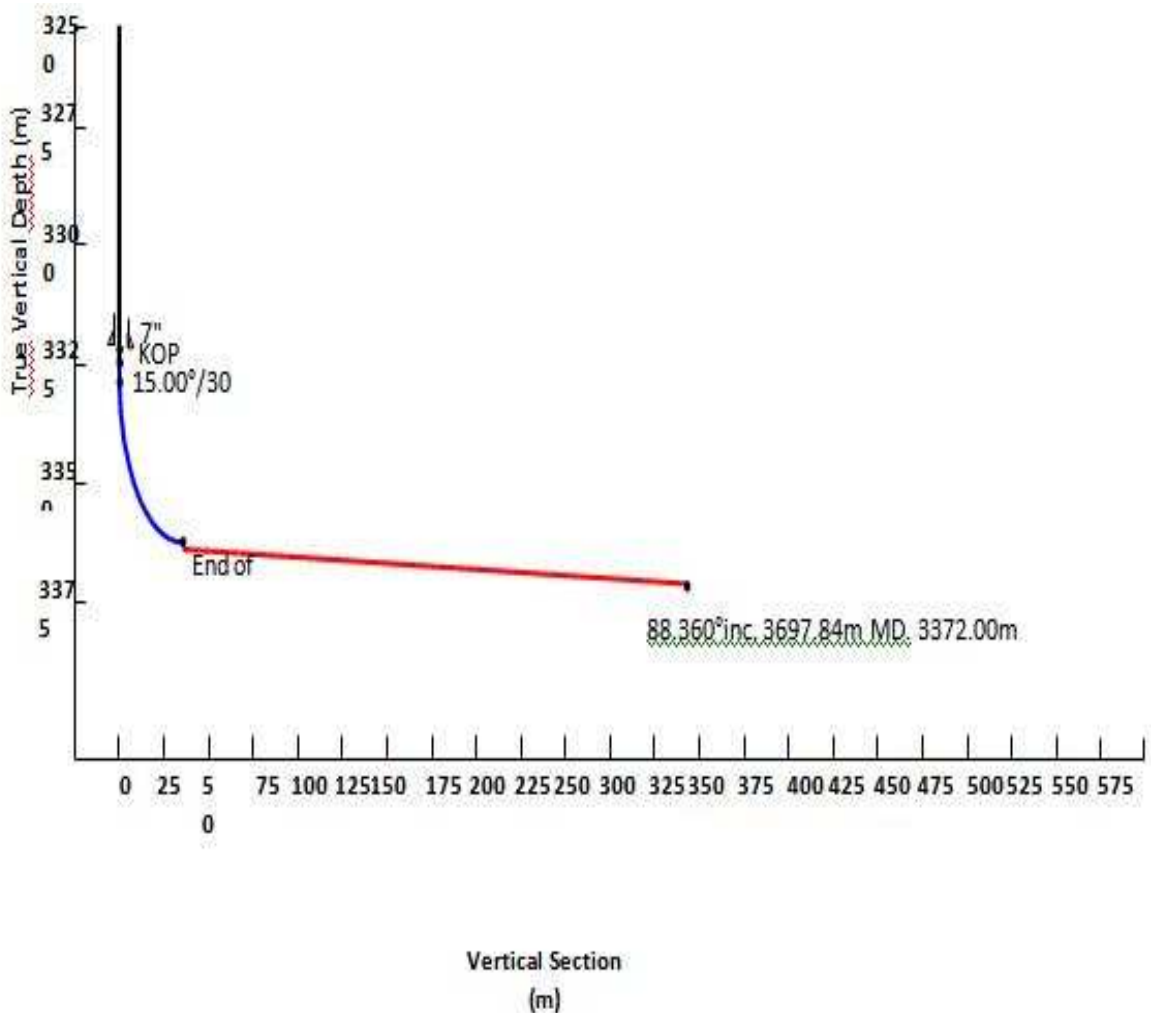


Figure IV.4 : PROJECTION VERTICALE PREVISIONNELLE DE TRAJECTOIRE DU Puits MD-56. [5]

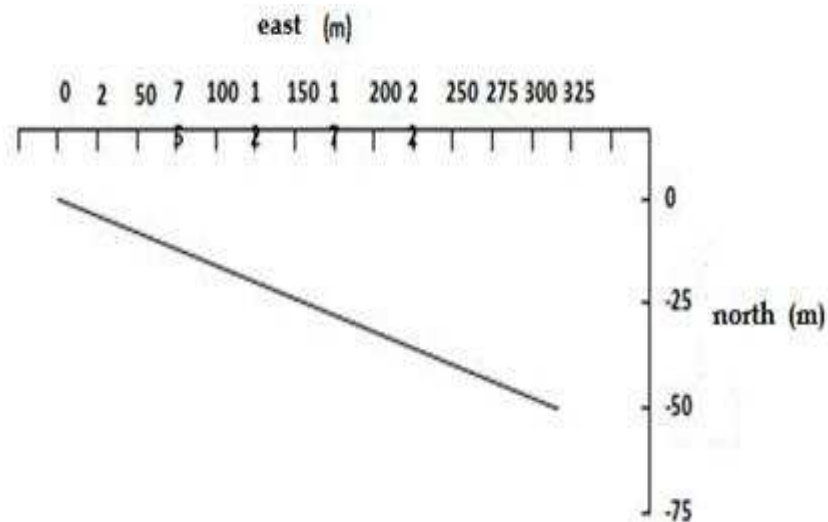


Figure IV.5 : PROJECTION HORIZONTALE PREVISIONNELLE DE LA TRAJECTOIRE DU Puits MD-56.

IV.8. Trajectoire réel du puits MD-56 :

IV.8.1. Résultats des mesures du puits MD-56 : [5]

| Well path data | | | | | |
|----------------|--------------|--------|--------------|-----------------|-----------|
| MD (m) | Incli (°) | Azimut | T.V.D (m) | DLS (°/30 m) | VS (m) |
| 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| 4,80 | 0,00 | 0,00 | 4,80 | 0,00 | 0,00 |
| 3322,5 | 0,00 | 100,00 | 3322,50 | 0,00 | 0,00 |
| 3324,00 | 0,00 | 100,00 | 3324,00 | 0,00 | 0,00 |
| 3328,00 | 2,60 | 85,00 | 3328,00 | 19,50 | 0,09 |
| 3329,5 | 3,80 | 88,20 | 3329,50 | 24,26 | 0,17 |
| 3335,6 | 13,25 | 95,90 | 3335,52 | 46,71 | 1,07 |
| 3345,80 | 31,90 | 99,60 | 3344,90 | 54,99 | 4,96 |
| 3355,00 | 49,50 | 97,90 | 3351,84 | 57,50 | 10,99 |
| 3364,60 | 63,90 | 98,70 | 3357,10 | 45,05 | 18,99 |
| 3374,10 | 76,20 | 101,40 | 3360,33 | 39,66 | 27,91 |

| | | | | | |
|---------|-------|--------|---------|-------|--------|
| 3379,80 | 77,10 | 100,10 | 3361,65 | 4,74 | 33,45 |
| 3383,30 | 78,60 | 101,50 | 3362,39 | 16,85 | 36,87 |
| 3388,50 | 80,80 | 100,10 | 3363,32 | 14,97 | 41,99 |
| 3395,00 | 84,40 | 100,10 | 3364,15 | 17,81 | 48,43 |
| 3398,20 | 86,00 | 100,10 | 3364,42 | 15,00 | 51,62 |
| 3402,40 | 88,00 | 98,70 | 3364,63 | 14,84 | 55,81 |
| 3412,00 | 88,90 | 98,90 | 3364,89 | 2,88 | 65,41 |
| 3421,50 | 89,50 | 98,80 | 3365,02 | 1,92 | 74,90 |
| 3431,20 | 90,40 | 99,50 | 3365,03 | 3,53 | 84,60 |
| 3440,80 | 90,80 | 99,80 | 3364,93 | 1,56 | 94,20 |
| 3450,30 | 89,20 | 98,90 | 3364,93 | 5,80 | 103,70 |
| 3459,60 | 88,90 | 100,90 | 3365,08 | 6,52 | 113,00 |
| 3469,20 | 89,00 | 100,40 | 3365,26 | 1,59 | 122,60 |
| 3478,80 | 87,80 | 101,90 | 3365,53 | 6,00 | 132,19 |
| 3488,40 | 87,20 | 101,40 | 3365,95 | 2,44 | 141,78 |
| 3497,66 | 88,00 | 101,90 | 3366,34 | 3,06 | 151,03 |
| 3507,50 | 88,70 | 101,90 | 3366,62 | 2,23 | 160,86 |
| 3512,50 | 88,50 | 100,00 | 3366,74 | 11,46 | 165,85 |
| 3526,62 | 87,80 | 99,30 | 3367,19 | 6,12 | 179,96 |
| 3536,10 | 88,10 | 98,40 | 3367,53 | 3,00 | 189,44 |
| 3545,70 | 88,60 | 99,90 | 3367,81 | 4,94 | 199,03 |
| 3555,30 | 89,00 | 100,20 | 3368,01 | 1,56 | 208,63 |
| 3564,77 | 88,30 | 100,20 | 3368,23 | -1,22 | 218,10 |
| 3574,13 | 88,70 | 100,20 | 3368,48 | 1,28 | 227,45 |
| 3583,68 | 88,90 | 100,10 | 3368,68 | 0,70 | 237,00 |
| 3631,27 | 88,00 | 99,20 | 3369,75 | 3,57 | 284,58 |
| 3640,80 | 88,30 | 98,50 | 3370,06 | 2,40 | 294,10 |
| 3650,00 | 87,70 | 99,50 | 3370,38 | 3,80 | 303,29 |

| | | | | | |
|---------|-------|--------|---------|------|--------|
| 3659,40 | 87,30 | 99,50 | 3370,79 | 1,28 | 312,68 |
| 3668,60 | 87,70 | 99,80 | 3371,19 | 1,63 | 321,87 |
| 3678,00 | 88,20 | 100,10 | 3371,53 | 1,86 | 331,27 |
| 3696,74 | 88,10 | 100,60 | 3372,14 | 0,00 | 350,00 |

Tableau IV.5 : Résultats des mesures du puits MD-56.

IV.8.2. Profil réel du puits md-56 :

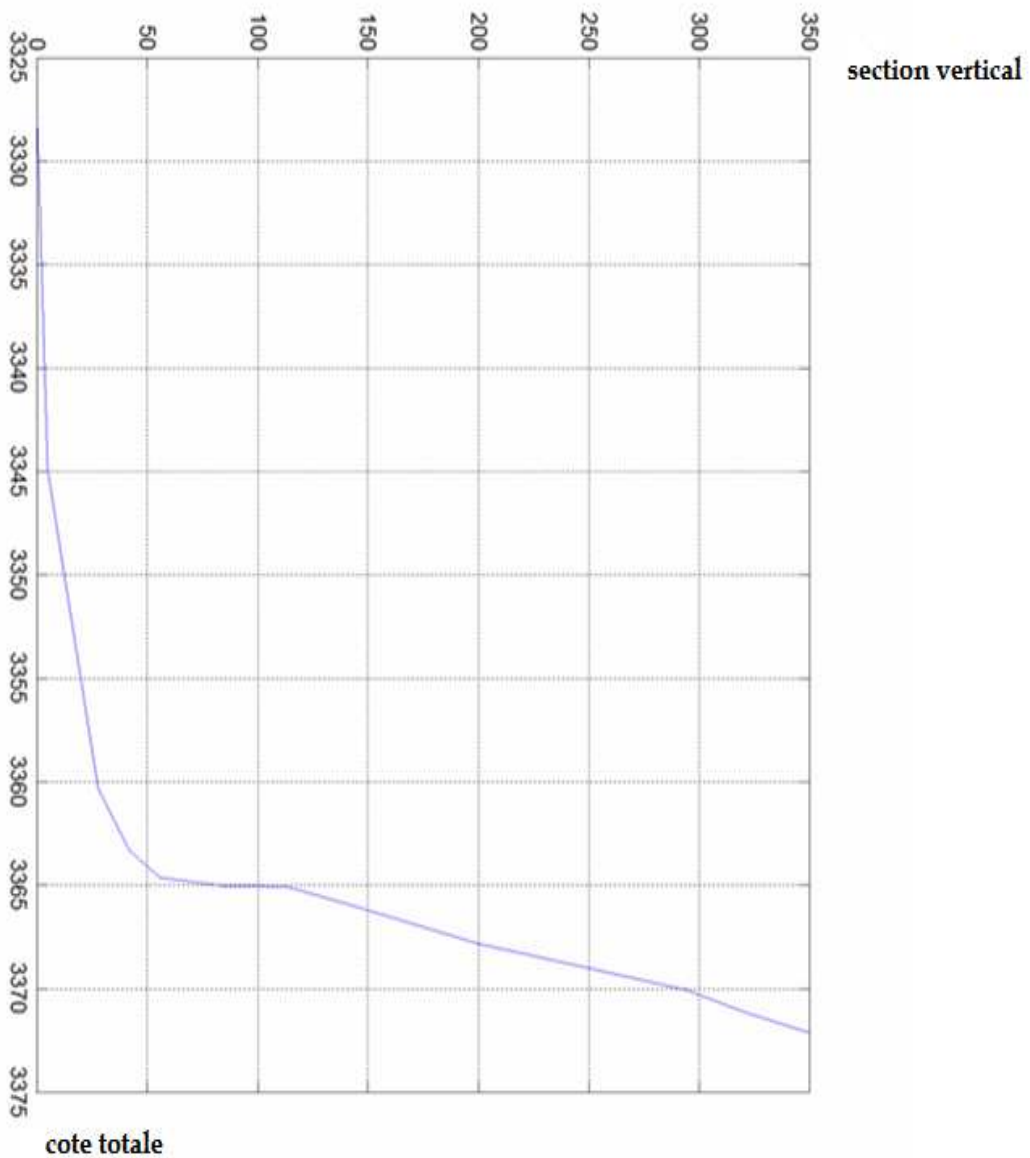


Figure IV.6 : PROFIL REEL DU PUITES MD-56. [5]

IV.8.3. état finale du puits MD-56 : (après l'intervention)

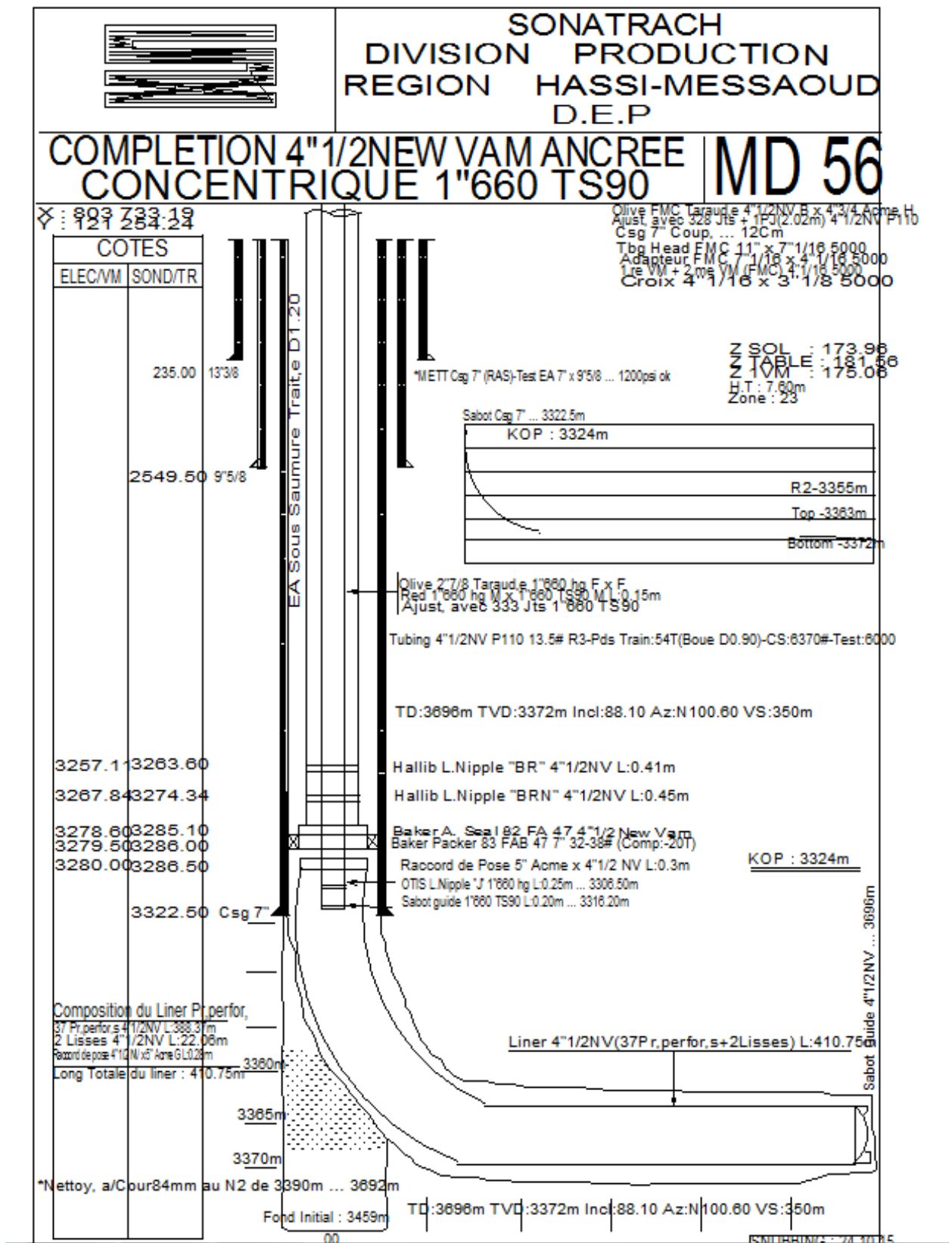


Figure IV.7 : ETAT FINALE DU PUIT MD-56. [5]

IV.9. Comparaison des profils de la trajectoire réelle et théorique :

À partir des profils de la trajectoire réel et théorique (IV.4, IV.6) nous comparons entre les deux et finalement l'évaluation de l'opération.

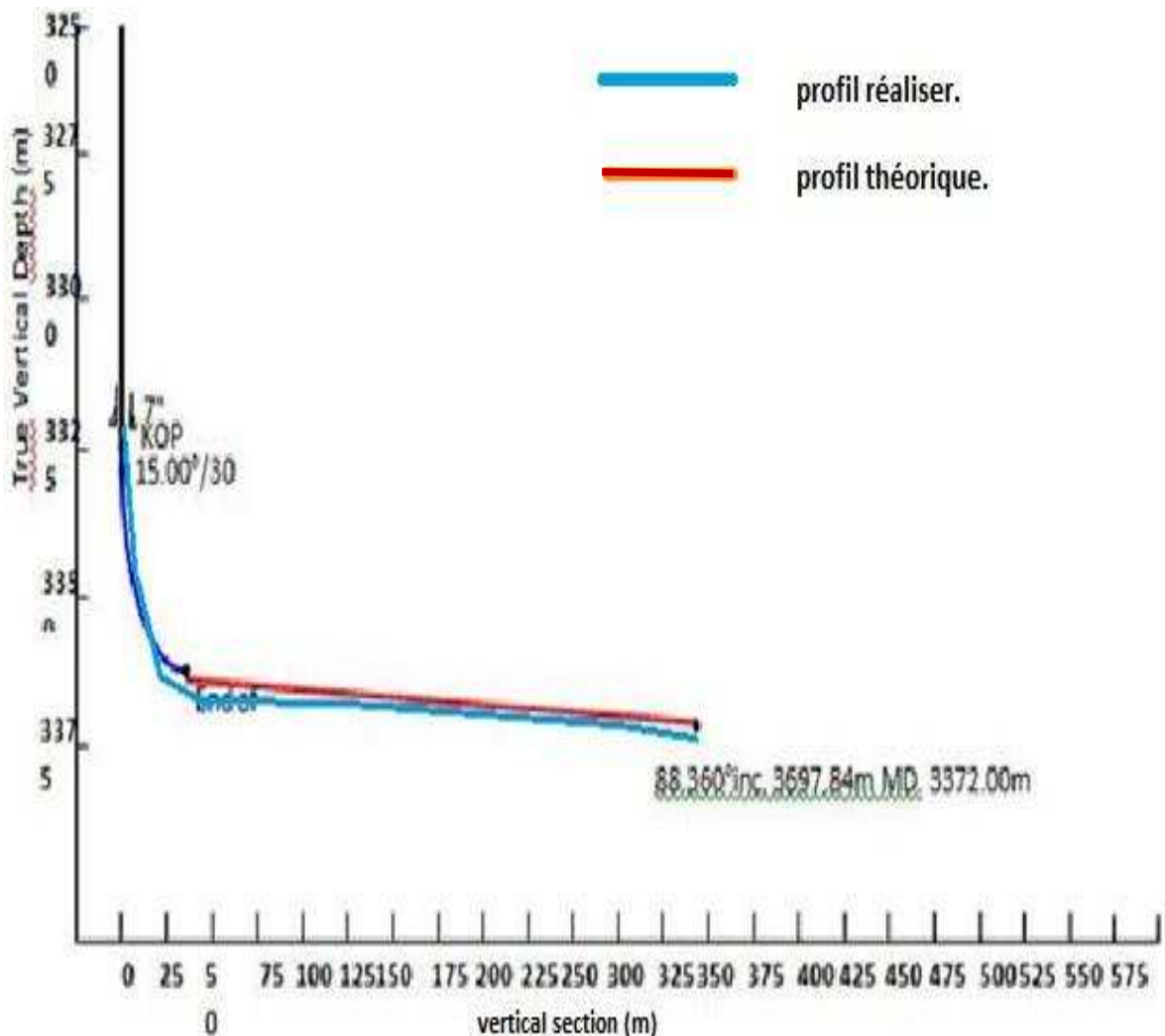


Figure IV.8 : PROFILS DE LA TRAJECTOIRE REELLE ET THEORIQUE DU PUIITS MD-56.

- A partir des profils indiqués dans la courbe précédente, nous remarquons que les différences entre les deux profils (théorique et réel) ne sont pas importants, sauf un premier décalage pour une TVD égale à 3372 m vers le bas, dû à un mauvais choix du poids vers la fin du build up, donc l'opération a été bien réalisée.

IV.10. les débits de production après la reprise du puits MD-56 :

| Date Mesure | Pression (kg/cm ²) | Débit h (m ³ /h) |
|-------------|--------------------------------|-----------------------------|
| 04-04-2007 | 22.5 | 3.38 |
| 30-07-2009 | 17.4 | 2.28 |
| 18-04-2011 | 18.5 | 3 |
| 03-12-2013 | 20 | 2.01 |
| 04-11-2015 | 18.83 | 1.7 |
| 12-01-2016 | 19.5 | 2.18 |

Tableau IV.6 : Développements de production avec le temps après la reprise de puits MD-56. [5]

IV.11. Les problèmes rencontrés :***IV.11.1. Calage :***

Le calage est dû à un excès de poids sur l'outil.

Ceci nous a menés à une impossibilité à forer. Il a été nécessaire de remonter un peu la garniture pour alléger l'outil est diminué la pression de fond. Les résultats ont pu être remarqués qu'après plusieurs manœuvres.

Il peut également être dû à une usure du moteur résultant en une perte de puissance insuffisante pour forer.

IV.11.2. Durée de vie des outils de forage :

La durée de vie des outils de forage à molettes est limitée par un nombre total de rotation des roulements et donc inversement proportionnelle à la vitesse de rotation des outils.

Un outil utilisé avec un moteur à grande vitesse verra sa durée de vie réduite, donc on fait la manœuvre chaque 24 h pour changement d'outil.

IV.11.3. Pertes partielles de boue de forage :

Dans la plupart des puits horizontaux short radius on a signalé de considérables pertes de boue (pertes partielles) à cause des grandes pressions exercées au fond du puits pendant le forage dirigé. Plus que la longueur du drain est grand plus que les pertes augmentent. [5]

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 short radius ; applique essentiellement sur les réserves condamnées dans des puits classés fermés, sec ou à faible production, selon les trois paramètres sélectionnés principales : sélection des puits, choix des drains à cibler et choix d'azimut.

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, grâce au moteur de déviation (PDM) et au système MWD, nous avons fourni toutes les données nécessaires sur la trajectoire en temps réel donc des résultats instantanés, le régime de forage et les données géologiques.

Les short radius sont très efficaces à Hassi Messaoud; au début ils ont été utilisés pour trouver les meilleures perméabilités, il permet d'augmenter la productivité des puits et d'améliorer les puits horizontaux.

Cette opération Ré-entre en puits MD-56 réussie par mode agréable pour les objectifs posés initialement et toutes les études établies en programme prévisionnel de reprise :

- Le profile de puits final très rapproché à profile théorique ;
- Augmentation du débit de production (0.4 à 3.38 m³/ h).

Ceci ne peut que nous encourager à rechercher les meilleures techniques et à affiner leurs performances, Forés à partir des puits déjà existants, les puits short radius sont moins chers à compléter puisque l'infrastructure est déjà en place (tête de puits, tubages, génie civil, pipe line), ceci est un point venant renforcer cette option prometteuse.

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie

- [1] **Benchenna Saci, Belhani Mohammed, Gougui Ismail**, Forage directionnelle Réalisation d'un puits Ré-entre étude de cas reprise de puits OMO 38, Mémoire de Master, Université KASDI MERBAH Ouargla, Algérie, **2013**.
- [2] **B.GUIRAUDET**, Forage dirigé, Paris, **1970**.
- [3] **Cheikh Abdel Karim, Boukhecheba Med Yassine**, réalisation du short radius sur le puits : md-69, Mémoire de Master, Université KASDI MERBAH Ouargla, Algérie, **2012**.
- [4] **Comité des techniciens, «1985»**. Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel. Réalisation des forages dirigés et contrôle de la trajectoire, édition TECHNIP. PARIS.
- [5] **Document interne SONATRACH**, "Fiche puits md-56".SH/DP (HMD, IRARA, le **24/02/2016**).
- [6] **Dr. Mohamed Shehata Farahat**. horizontal oil well drilling technology. (**2000**). Suez, canal University. Faculty of Petroleum & Mining Eng.Petroleum Engineering Dept.
- [7] **Dr. Tabatabaei nejad**, An Introduction to Directional Drilling. Master of Petroleum Drilling & Production engineering. Sahand University of Technology (Directional Drilling presentation).
- [8] **Jean-Paul NGUYEN**, le forage directionnel, **1993**, édition technip 27 rue ginoux 75737 paris cedex 15. Chapitre 10, (p 294-297).
- [9] **Jean-Paul Szezuka**, Forage dirigé Ingénierie et méthode, **juin2005**, Edition 3.3, chapitre1 (p31-51).
- [10] **www.bakerhughes.com**, AutoTrak V Rotary Steerable Drilling System.
- [11] **Module M2**. Well planning, PROGRAMMATION ET REALISATION D'UN PUITES HORIZONTAL. Horizontal Drilling Training Manual – Anadrill.**1991**.

ANNEXE

Annexe

1- Historique du puits MD-56 :

Le puits MD-56 est foré et complété en 15-05-1961 avec un tubing, en 2^{7/8} EU ancré, le réservoir laissé en open hole, dès sa mise en production, le puits été entretenu par des grattages de contrôle wire line périodiques implanté dans un secteur dégradé, son débit n'a jamais dépassé le 01 m³ /h.

Du 12-10/26-10-95 intervention snubbing, descente couronne topée à 3385 m nettoyage au brut à 3446 m, descente CCE 1"050 (pour activation au gaz lift) topé à 3442 m, ajustable sabot à 3425,65 m.

Après ce snubbing le puits a été activé par gaz lift.

Du 29-03 au 10-04-97 intervention snubbing, décoller olive à 15000, remonté CCE, descente couronne 55 mm à 3430 m, nettoyage à 3439 m, descente CCE 1"050 ajuste sabot à 3282,39 m.

Le puits produisait par intermittence au gaz lift jusqu'à sa fermeture pour débit nul le 08-11-1998.

Le 07-09-2006 neutralisation puits par pompage direct a travers le CCE 1"050 retour par 2^{7/8} de 10 m³ d'eau traitée, en vue de work over de reprise en short radius.

2- Les Vocabulaire et définitions :

- **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.
- **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.

ملخص

تتركز هذه المذكرة على أربعة أجزاء أساسية: جزء أول يصف جيولوجيا حقل حاسي مسعود، جزء ثاني يذكر عموميات خاصة بالحفر الأفقي : 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 MD-56، نبرز خلالها شروط تطبيق هذه التقنية ومراحل إقامتها. وكننتيجة تظهر هذه الدراسة مدى ضرورة وأهمية حفر البئر الأفقي في فعالية أي بئر عمودي و إنتاجيته على المدى الطويل. كلمات مفتاحية : انحناء قصير. بئر أفقي. مسار أفقي. حفر أفقي. بئر md-56.

Abstract

This work focuses on four themes, first part describes the geological Hassi Messaoud ceremony, second part noteworthy outs on horizontal 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 MD-56, highlight which conditions the application of this technique and stages set up.

The results showed that the use of horizontal drilling is more than necessary for any vertical drilling production level.

Key words : short radius. Horizontal well. Ré-entry. horizontal drilling. well MD-56.

Résumé

Cet mémoire met l'accent sur quatre axes, le première axe est la description géologique du champ de Hassi Massaoud, le 2^{ème} axe mentionne les généralités sur forage horizontal, ses types, ses applications, et les équipements utilisées, le 3^{ème} axe est de surveiller et contrôler la trajectoire réel et ses mesures, le dernière est consacré à l'étude d'un cas réel puits MD-56 afin d'appliquer la technique de reprise de puits en Ré-entrée (courbure courte), le point de laquelle distinguer les conditions d'application de cette technologie et mettre en place les différentes étapes.

Les résultats obtenus ont prouvé que l'utilisation de forage horizontal est plus que nécessaire pour tout forage vertical au niveau de production.

Mots clés : courbure courte. Ré-entrée. forage horizontal. Puits horizontal. Puits md-56