

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE KASDI MERBAH - OUARGLA



N° de Série:.....

N° d'ordre:.....

Faculté des Sciences, de la Technologie et Sciences de la Matière
Département : GÉNIE MECANIQUE

MEMOIRE

Présenté par :

Mr. BOUBEKEUR ZINE EL ABIDINE

EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE
MAGISTER

Spécialité : GÉNIE PETROLIER.

Option : GÉNIE PETROLIER.

THÈME

REALISATION ET CONTROLE DE LA TRAJECTOIRE LORS D'UNE
REPRISE D'UN FORAGE PETROLIER (RE-ENTRY) EN
SHORT RADIUS A HASSI MESSAOUD

Soutenu publiquement le /./2012, devant le jury :

Dr.ZEDDOURI Aziez	Maître de conférences (A)	(UKMO)	Président
Dr.MELLAK Abderrahmane	Professeur	(UMBB)	Rapporteur
Dr. HADJAJ Ahmed	Maître de conférences (A)	(UMBB)	Examineur
Dr. NEZLI Imad Eddine	Maître de conférences (A)	(UKMO)	Examineur

Avant - Propos

Ce travail de recherche a été accompli au Laboratoire Génie Physique des Hydrocarbures (LGPH) de l'Université M'Hamed Bouguara de Boumerdès, Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie.

Je tiens tout d'abord à remercier en premier lieu ALLAH le tout puissant, pour m'avoir donné autant de courage, de patience et de volonté pour atteindre ce but.

Mes premiers remerciements vont naturellement à mon Directeur de Mémoire, Monsieur Le Professeur **MELLAK Abderrahmane**, de l'Université de Boumerdès, pour avoir accepté de suivre mes travaux de Recherche, mais aussi pour sa disponibilité, pour ses conseils judicieux, sa rigueur dans le travail et le partage de ses connaissances scientifiques. Ce fût un vrai plaisir de travailler avec lui. J'ai également apprécié la grande liberté qu'il m'avait accordée dans la gestion de mon mémoire tout en étant très rigoureux sur le respect du programme et les délais de remise du travail. Merci pour m'avoir supporté tout ce temps et d'en avoir fait de cette période, une période très utile et agréable pour moi.

Je tiens à remercier vivement Le Président du Jury, Monsieur Le Professeur **Dr.ZEDDOURI Aziez**, de m'avoir fait l'honneur d'accepter de présider le jury de soutenance de ce mémoire et d'avoir examiner ce travail de recherche.

Je remercie également les membres de jury, Monsieur **Dr. HADJAJ Ahmed** et Monsieur **Dr. NEZLI Imad Eddine**, d'avoir accepté de faire partie du jury d'évaluation de ce mémoire ainsi que pour le temps consacré à l'étude de celui-ci.

Enfin, que toutes les personnes ayant contribuées de près ou de loin, à la réalisation de ce travail, soient chaleureusement remerciées.

ZINE EL ABIDINE

Dédicaces

*Je tiens à dédier ce mémoire de Magister à mes parents
A mes frères, mes sœurs, ma future femme et a mes amis sans exception.
Et à toutes les personnes qui m'ont encouragé pour continuer mes études.*

ZINE EL ABIDINE

Sommaire

Avant - Propos

Dédicaces

Résumé

Abstract

الملخص

1

INTRODUCTION

CHAPITRE I : *Le champ de HASSI MESSAOUD*

I- Situation de champ de HASSI MESSAOUD	2
I.1. Situation géographique	2
I.2. Situation géologique	3
I.3. Zones et numérotation des puits	4
II- Description lithologique	5
II.1 CÉNOZOÏQUE	5
II.2 MÉSOZOÏQUE	11
III. Les problèmes géologiques attendus au champ de HASSI MESSAOUD	11
III.1 Perte et éboulement	11
III.2 Problème de l'eau chlorurée calcique	11
III.3 Risques de déviation	12
III.4 Éboulements et cavages	12
III.5 Sels fluents	12
III.6 Argiles fluantes	12

CHAPITRE II *Généralités sur le forage horizontal*

I. Vocabulaire et définitions	14
II. Domaines d'applications	17
II.1 Les puits en Ré-entry	17
II.2 Puits latéral (<i>Side-track</i>).....	18
II.3 Forage de drainage	18
II.4 Emplacements de surface impraticable.....	18
II.5 Puits multilatéraux	19
II.6 Les puits à long déplacement	19
III. Les différents profils des puits horizontaux	19
III.1. Courbure du puits	25
IV. Détermination du profil du puits.....	25
IV.1 Le déplacement horizontal requis au point d'entrée.....	25
IV. 2 La profondeur verticale du réservoir.....	25
IV.3 La précision de la connaissance de la profondeur verticale au point d'entrée..	25
IV.4 L'épaisseur du réservoir.....	25
IV.5 La longueur du drain.....	25
IV.6 La nature des formations traversées.....	26

IV.7 La nature du réservoir.....	26
IV.8 Le type de complétion.....	26
V. Avantages et inconvénients du forage horizontal.....	26
V.1. Avantages du forage horizontal.....	29
V.2. Inconvénients du forage horizontal.....	30
VI. Représentation des puits.....	31
VI.1. Systèmes de coordonnées.....	32
VI.2. Projections horizontales.....	37
VII. Méthodes de démarrage du forage dirigé	37
VII.1. Utilisation d'un moteur de fond	38
VII.2. Jetting	38
VII.3. Outil de déflexion	39
VII.4. Méthodes de forage des phases droites ou courbées	42
CHAPITRE III <i>Équipement du forage dirigé</i>.....	42
I Equipements spécifiques au forage dir	42
I.1 Moteurs de fond	47
I.2 La Turbine.....	47
II Equipements de mesures.....	47
II.1 Les MWD (<i>Measurement While Drilling</i>):	51
II.2 Construction des MWD	54
II.3 Les gyroscopes.....	54
III. Equipements amagnétiques	55
III.1 Masse-tiges amagnétiques.....	55
III.2 Tiges de forage amagnétique.....	56
III.3 Stabilisateurs amagnétiques.....	56
III.4 Raccords amagnétiques.....	56
III.5 Raccords d'orientation.....	56
III.6 Raccords coudés	56
III.7 Outils de déflexion	57
III.8 Les stabilisateurs	58
IV Design du train de tiges.....	62
IV.1 Garniture de montée (Build-up assemblies).....	62
IV.2 Garniture de maintien de l'inclinaison (Packed-hole assemblies):.....	64
CHAPITRE IV <i>Planification et exécution de Short Radius</i>	65
I Planifications et l'exécution	65
I.1 capacité de sonde du forage.....	65
I.2 Le trajectoire du puits.....	65
I.3 Planification de la déviation.....	66
I.4 Moment de torsion, force de traction et compression.....	67
II Les opérations de forage directionnelles.....	78
II.1 Application sur le puits ONM-422.....	78
II.2 Plan et plots du Puits ONM-422.....	78

II.3 BHA Proposée pour la section 6'' (Curve+Hold)	83
II.4 BHA 3.75in A278M Slimhole Curve.....	85
CHAPITRE V Contrôle de la trajectoire	87
I Contrôle de trajectoire	87
I.1 Calculs de trajectoire.....	88
I.2 Dog-leg.....	95
I.3 Tool-face.....	97
I.4 Orientation de l'outil de forage.....	97
I.5 Simulation de la trajectoire.....	109
I.5.1 Application au puits ONM-422.....	110
I.5.1.1 Plan prévisionnel du short radius	111
I.5.1.2 Plan réel de la trajectoire	112
I.5.2 Interprétation des données	116
I.5.2.1 La section 6 pouce	116
I.5.2.1 La section de courbe	117
I.5.2.2 la section d'atterrissage	120
CONCLUSION	121
Recommandations	122
BIBLIOGRAPHIE	123

Résumé

Les puits en Short Radius sont couramment utilisés pour rendre un puits vertical existant en puits horizontal (Re-entry) afin d'optimiser la production d'hydrocarbures, qu'ils soient liquides ou gazeux.

Les puits cimentés et tubés facilitent ainsi la réalisation des DLS élevés par opposition aux puits non tubés (open hole). Un profil en Short Radius peut permettre de forer toute la section au sein de la zone de production. Le petit déplacement nécessaire pour atteindre un angle quasi-horizontale favorise également l'utilisation de Short Radius dans le cas d'un réservoir à faible épaisseur.

Les puits SR ont aussi certains avantages économiques. Il s'agit notamment d'un coût de revient plus faible. Un contrôle continu de la trajectoire est la chose la plus importante dans l'opération du forage d'un puits SR.

Mots Clés : Short Radius, Puits Horizontal, Control continue, Trajectoire

Abstract

Short-radius wells are commonly used when re-entering existing vertical wells in order to use the latter as the physical base for the drilling of additional horizontal sections.

The steel casing of a vertical well facilitates attainment of high DLS as opposed to uncased holes. A short-radius profile may allow drilling the entire section within the pay zone. The small displacement required to reach a near-horizontal angle also favors the use of short-radius in small lease blocks. The need to avoid extended drilling in a difficult overlying formation also favors use of a short-radius well.

Short-radius wells also have certain economic advantages. These include a lower capital cost. The continuous control of the trajectory is the most important thing in the operation of drilling SR well.

Key Words: Short radius, Horizontal wells, continuous control, trajectory.

المخلص :

تعد الأبار قصيرة نصف القطر شائعة الإستعمال خصوصا عندما يكون البئر عمودي بغية إضافة مقطع أفقي من أجل زيادة الإنتاج.

الغلاف الحديدي الموجود في الأبار العمودية تسهل بلوغ إتواءات عالية مقارنة مع الأبار غير المغلفة. مسار الأبار قصيرة نصف القطر تسمح لنا بالحفر خلال المنطقة الإنتاجية. إذا كانت المسافة المطلوبة لبلوغ المسار الأفقي قصيرة جدا فإنه يجب علينا استخدام تقنية الأبار قصيرة نصف القطر, أيضا الحاجة إلي تفادي حفر مسارات طويلة تتطلب استخدام هذه التقنية, خصوصا أن التقنية الأخيرة تملك فوائد عديدة أبرزها انخفاض تكلفة راس المال.

التحكم المستمر في المسار هو الشيء الأكثر أهمية في عملية حفر هذا النوع من الأبار

الكلمات الرئيسية : الأبار قصيرة نصف القطر, مقطع أفقي, التحكم المستمر , المسار.

Introduction

Aujourd'hui, dans un monde qui voit sa population augmenter sans cesse, avec le désir légitime pour ses habitants d'améliorer leur niveau de vie ; produire le pétrole, constituant la plus importante source d'énergie, est devenue un impératif absolu.

L'existence de cette énergie, plus exactement, l'existence des pièges susceptibles de contenir les hydrocarbures expose des problèmes fastidieux aux géologues et aux géophysiciens, car quelque soit leurs intelligences, la qualité de leurs mesures et les valeurs de leurs interprétations, ne peuvent apporter, en conclusion que des probabilités sur l'existence de ces pièges.

Mais qui dit piège « probable » ne dit pas forcément piège « existant » ; et de plus de nombreux pièges ne renferment ni huile, ni gaz mais seulement de l'eau.

Ces confirmations ne peuvent être apportées que par le forage, aussi celui-ci joue un rôle capital dans l'exploration pétrolière. Ce rôle est d'autant plus important que le forage représente dans toutes les prospections, l'exploration la plus onéreuse.

Donc l'exécution d'un forage ne consiste pas seulement à réaliser le plus vite possible et aux prix de revient le plus bas, un sondage d'une profondeur déterminée, mais d'atteindre certains objectifs et certains réservoirs et les réaliser à un juste prix et à un rendement maximum de production.

Pour assurer la production de pétrole, Il s'agit de générer au fond des puits de pétrole ou de gaz une pression inférieure à la pression du réservoir. Ainsi, sous l'effet de la différence de pression, les hydrocarbures vont se diriger vers le puits et remonter vers la surface. Parfois, la pression du gisement est suffisante pour que les hydrocarbures remontent d'eux-mêmes jusqu'à la surface, les puits sont alors dits « éruptifs ». Dans d'autres cas, les puits ne sont jamais éruptifs. De toute façon, dans tous les cas, la pression du gisement diminue au fur et à mesure que l'on produit. Au bout d'un temps, elle ne suffit plus à produire de façon éruptive. Il faut alors stimuler la production.

Plusieurs méthodes ont été utilisées et l'une des meilleures méthodes est d'utiliser le forage directionnel contrôlé en re-entry qu'on a choisi comme notre sujet d'études et de recherche parce que la maîtrise de la trajectoire lors d'un forage directionnel est l'un des aspects les plus difficiles et les plus onéreux d'un projet pétrolier.

Chapitre I

*LE CHAMP DE HASSI
MESSAOUD*

Introduction :

Après la mise en évidence par la sismique de réfraction de la structure de Hassi Messaoud comme étant un vaste dôme structural, la société "SN REPAL" implanta 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" réalise un puits OM1 à environ 7Km au Nord-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. 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 1300 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.).

I- Situation de champ de hassi messaoud**I.1 Situation géographique :**

Le gisement de "Hassi Messaoud"(H.M.D) est situé à 85 Km au sud-est de la Wilaya d'Ouargla. La concession sur laquelle se trouve HMD dont la superficie est de l'ordre de 4.200 Km². Le gisement de "Hassi Messaoud" se trouve dans la province triasique dont la superficie est de plus de 280.000 Km² et qui reste à l'heure actuelle la région pétrolifère la plus riche d'Algérie (Fig.1).

I.2 Situation géologique :

Ce gisement se situe dans la partie centrale du Sahara en bordure du grand Erg Oriental. Par rapport aux gisements, le champ de Hassi Messaoud est limité:

- au Nord-Ouest par les gisements de Ouargla (Guellela, Ben Kahla et Haoud Berkaoui),

- au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb,
- au Sud-Est par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar.

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

Géologiquement, il est limité :

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

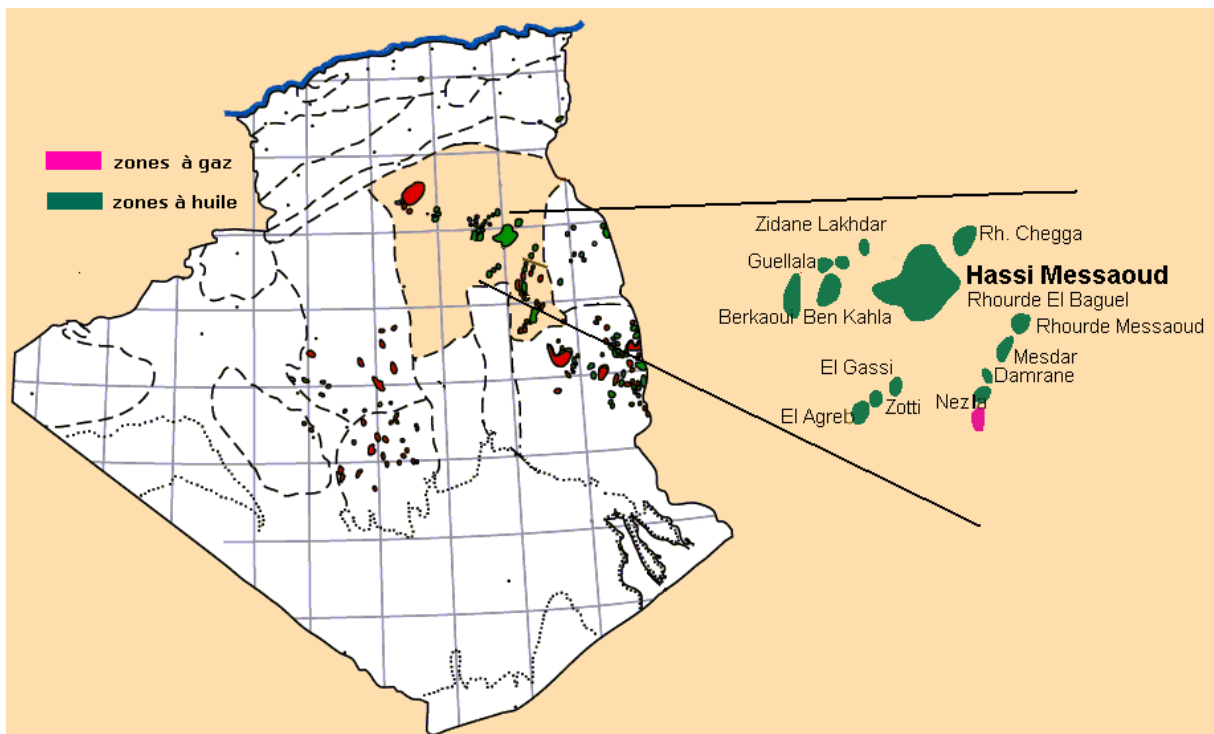


Fig.1 : Répartition des zones pétrolifères et gazifières.

I.3 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 (figure 2). 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.

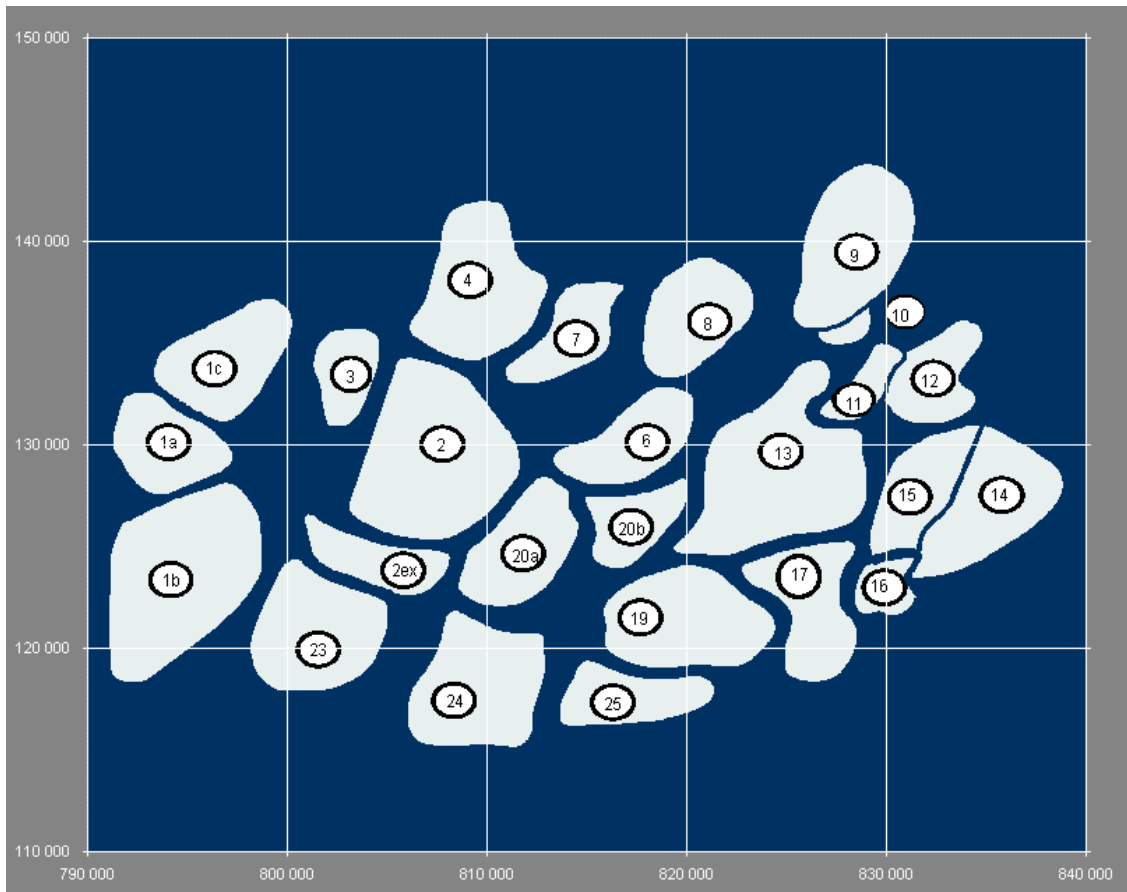


Fig.2 : Zones de production.

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.

I.3.1 Champ Nord : comporte une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique.

I.3.2 Champ Sud : Elle est principalement chronologique complétée par une numérotation géographique basée sur des abscisses et des ordonnées d'intervalle égale à 1,250 km et harmonisée avec les coordonnées Lambert.

I. Description lithologique :

La série stratigraphique du champ de "Hassi Messaoud" est représentée de haut en bas par les formations suivantes (e = épaisseur moyenne) :

II.1 CÉNOZOÏQUE**II.1.1 MIO-PLIOCÈNE : (00 m à 284 m e = 284 m)**

Constitué par :

- ❖ Sable: Blanc à rosâtre, moyen à grossier.
- ❖ Calcaire: Beige à blanc beige, microcristallin, dur.

II.1.2 ÉOCÈNE : (284 m à 373 m e= 89 m)

Constitué de :

- ❖ Dolomie : Grise à gris clair, moyennement dur à dur.
- ❖ Calcaire : Blanc à beige, moyennement dur.

Le tertiaire renferme un complexe aquifère d'eau potable.

II.2 MÉSOZOÏQUE**II.2.1 CRÉTACÉ : Constitué de :****SENONIEN CARBONATE : (373 m à 499 m e= 126 m)**

- ❖ Calcaire : Blanc à beige, crayeux, tendre à moyennement dur.
- ❖ Dolomie : Grise à gris clair, tendre à moyennement dur.
- ❖ Argile : Gris vert, tendre à indurée.

SENONIEN ANHYDRITIQUE : (499 m à 724 m e = 225 m)

- ❖ ANHYDRITE: Blanche, pulvérulente, massive, rarement dure.
- ❖ DOLOMIE: Beige à grise, microcristalline, indurée à moyennement dure.
- ❖ ARGILE: Grise à gris verdâtre, dolomitique, silteuse, tendre parfois pâteuse.

SENONIEN SALIFERE : (724 m à 891 m e = 167 m)

- ❖ SEL: Blanc translucide à rosâtre massif.
- ❖ ARGILE: Brune à brun rouge, tendre à indurée, légèrement carbonaté.
- ❖ ANHYDRITE: Blanche, pulvérulente, tendre.
- ❖ DOLOMIE: Grise à gris verdâtre, moyennement dur, argileux.

TURONIEN : (891 m à 967 m e=76 m)

- ❖ CALCAIRE: Blanc-beige, Gris beige, crayeux, tendre.

CENOMANIEN : (967 m à 1110. m e=143 m)

- ❖ ARGILE: Brun rouge, tendre à indurée, légèrement carbonatée.
- ❖ DOLOMIE: Beige, parfois blanc clair crypto cristalline, tendre.
- ❖ MARNE: Grise à gris-verdâtres, tendre, légèrement dolomitique.
- ❖ ANHYDRITE: Blanche, pulvérulente.
- ❖ CALCAIRE: Blanc, crayeux à tendre, parfois dolomitique

ALBIEN : (1110 m à 1470 m e= 360 m)

- ❖ GRES: Blanc, fin à moyen, friable, siliceux.
- ❖ Silt: Blanc à gris vert, friable.
- ❖ DOLOMIE: Blanchâtre, microcristalline, compacte.
- ❖ ARGILE: Brun Rouge, tendre à indurée, légèrement carbonatée.

APTIEN : (1470 m à 1495 m e= 25 m)

- ❖ DOLOMIE: Grise à gris beige, microcristalline, dure.
- ❖ Fines passées d'Argile: brune, silteuse, indurée.

BARREMIEN : (1495 m à 1739 m e=224 m)

- ❖ GRES: Blanc à gris-blanc parfois gris-verdâtre à brun-rouge, fin à moyen, friable.
- ❖ ARGILE: Brun-rouge à gris-verdâtre, tendre, silteuse, légèrement carbonatée.
- ❖ SILT: Gris verdâtre, parfois brun rouge, friable.

NEOCOMIEN: (1739 m à 1924 m e=185 m)

- ❖ ARGILE: Grise à gris-verdâtre, brun- rouge, tendre à indurée, silteuse.
- ❖ GRES: Blanc à gris-blanc, rarement brun-rouge, fin à très fin, moyennement dur.
- ❖ DOLOMIE: Grise à gris beige, parfois gris verdâtre, microcristalline.
- ❖ CALCAIRE : gris blanc parfois gris, microcristallin, moyennement dur

II.2.2 LE JURASSIQUE**MALM: (1924 m à 2148 m e=224 m)**

- ❖ ARGILE: Brun rouge à gris verdâtre, brun- rouge, tendre à indurée, silteuse
- ❖ ANHYDRITE: Blanche massive, pulvérulente.
- ❖ DOLOMIE: Grise à gris-beige parfois verdâtre, tendre, argileuse.
- ❖ CALCAIRE: Blanc-beige à gris clair parfois gris sombre, moyennement dur, microcristallin.
- ❖ MARNE: Gris clair à gris vert, tendre a moyennement dur.

DOGGER ARGILEUX: (2148 m à 2250 m e=102 m)

- ❖ ARGILE: Grise à gris-verdâtre parfois brun-rouge, tendre à indurée, silteuse, légèrement carbonatée.
- ❖ CALCAIRE: Gris clair à gris-sombre, parfois gris-beige, microcristallin, dur.
- ❖ DOLOMIE: Gris, gris-banche à gris-verdâtre, microcristalline, dur.
- ❖ GRES: Gris-blanc à gris-verdâtre, fin à moyen parfois grossier, arrondi à sub arrondi, friable, légèrement carbonaté.
- ❖ MARNE: Gris tendre.

DOGGER LAGUNAIRE: (2250 m à 2475 m e=225 m)

- ❖ ANHYDRITE: Blanche, pulvérulente, massive.
- ❖ ARGILE: Grise à gris verdâtre, silteuse, tendre à indurée, légèrement carbonatée.
- ❖ DOLOMIE: Gris clair à gris beige, micro cristalline, dure.

LIAS DOLOMITIQUE LD 1: (2475 m à 2560 m e=85 m)

- ❖ DOLOMIE: Grise à gris noir, microcristalline, moyennement dure.
- ❖ ARGILE: Gris verdâtre, tendre à indurée.
- ❖ ANHYDRITE: Blanche à beige, pulvérulente, massive, moyennement dure.

• Lias Salifère LS 1 : (2560 m à 2637 m e=77 m)

- Sel blanc, translucide, massif, cristallin, dur.
- Anhydrite blanche à beige, pulvérulente à massive, moyennement dure.
- Argile brun rouge, tendre, silteuse.

• Lias Dolomitique LD 2 :(2637 m à 2689 m e=52 m)

- Anhydrite blanche à beige, moyennement dure à dure.
- Calcaire dolomitique gris clair à gris sombre, tendre.
- Argile brun rouge, grise à gris vert, tendre à indurée, silteuse.

• Lias Salifère LS 2 :(2689 m à 2753 m e=64 m)

- Sel blanc, translucide, parfois rosâtre, massif, cristallin, dur.
- Argile brun rouge, parfois gris verdâtre, tendre à pâteuse.

- **Lias Dolomitique LD 3 :** (2753 m à 2780 m e=27m)
 - Dolomie gris clair à gris beige, microcristalline, moyennement dur.
 - Argile brun rouge, parfois gris verdâtre, pâteuse à tendre.

II.2.3 Le Trias

- **Trias Salifère TS 1 :** (2780 m à 2832 m e=52 m)
 - Anhydrite blanche, pulvérulente, massive, microcristalline, dure.
 - Argile gris verdâtre à brun rouge, silteuse, tendre à indurée.
 - Dolomie grise à gris vert, microcristalline, moyennement dur à dur.
- **Trias Salifère TS 2 :** (2832 m à 3017 m e=185 m)
 - Sel blanc à rosâtre, translucide, massif, cristallin, dur.
 - Argile grise à gris sombre, parfois brun rouge, silteuse, tendre à indurée.
- **Trias Salifère TS 3 :** (3017 m à 3223 m e = 206 m)
 - Sel blanc, translucide, parfois opaque, massif, cristallin, dur.
 - Argile grise à gris vert, parfois brun rouge, tendre à indurée.
- **Trias Argileux G10 :** (3223 m à 3310 m e=87 m)
 - Argile brun rouge à gris verdâtre, tendre à indurée, fortement silteuse avec passées d'anhydrite et de dolomie grise, cristalline, dure.
 - Sel blanc à translucide, massif, cristallin, dur.
- **Trias Argileux G35 :** (3310 m à 3321 m e=11 m)
 - Argile grise à gris vert, brun rouge, tendre, fortement silteuse.
 - Silt gris blanc à beige, tendre à moyennement dur.
- **Trias Argilo-gréseux G50 :** (3321 m à 3367 m e=46 m)
 - Argile brun rouge, gris brun, grise, tendre, fortement silteuse.
 - Silt gris blanc à gris noir, moyennement dur à très dur.
 - Grès gris blanc à blanc, translucide, fin à moyen, siliceux, dur.

II.2.4 Le Paléozoïque

- **Cambrien Ra :** (3367 m à 3420 m e=53 m)

Grès blanc, translucide, fin à moyen, parfois grossier, subanguleux à subarrondi, siliceux à silico-quartzitique, bitumineux par endroits, dur à très dur.

Argile grise à gris noir, induré, silteuse, parfois feuilletée.

Silt beige à gris blanc, fin à très fin, tendre à moyennement dur.

❖ Le Cambrien

Essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés

de passées de siltstones argilo micacés. On y distingue trois (3) litho zones

R1 (Ra +Ri), R2 et R3.

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

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

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

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

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

Il se compose de grès à grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de silts centimétrique et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales.

- **Lithozone Ri** : Son épaisseur moyenne est de 42 mètres.

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

II.2.5 L'INFRA-CAMBRIEN

Unité géologique la plus ancienne reconnue au Nord de la structure par le forage Omg 47 à une profondeur de 4092 m. Il est composé de grès argileux de couleur rouge. (e = 45m) .

II.2.6 LE SOCLE : Rencontré aux environs de la profondeur de 4000m, il est constitué de granite porphyroïde de couleur rose à deux micas. Les colonnes stratigraphiques sont représentées par le tableau 1.

Ere	Système	Formation		Tops (m)			Epais.	
				Géologiques				
				Prévis.	Réels			
MD	TVD							
CENO-ZOÏQUE	Néogène	Mio-Pliocène		-	-	-	284	
		Eocène		280	284	284	89	
MESOZOÏQUE	Crétacé	Sénonien	Carbonaté	370	373	373	126	
			Anhydritique	503	499	499	225	
			Salifère	711	714	714	177	
		Turonien		901	891	891	76	
		Cénomanién		967	967	967	143	
		Aptien		1470	1470	1470	25	
		Barrémien		1495	1497	1497	244	
		Néocomien		1738	1739	1739	185	
	Jurassique	Malm		1924	1923	1923	125	
		Dogger	Argileux	2151	2148	2148	102	
			Lagunaire	2249	2250	2250	225	
		Lias	Dolomitique 1	2479	2475	2475	85	
			Salifère 1	2563	2560	2560	77	
			Dolomitique 2	2639	2637	2637	50	
			Salifère 2	2693	2687	2687	66	
			Dolomitique 3	2761	2753	2753	27	
		Trias	Salifère	TS1	2788	2780	2780	52
				TS2	2836	2832	2832	185
	TS3			3023	3017	3017	206	
	Argileux		G10	3220	3235	3223	87	
	Argilo gréseux		G35	3312	3350	3310	11	
			G50	3340	3365	3321	46	
	PALEO-ZOÏQUE	Cambrien	Ra	3353	3358	3367		
			R2	3440				
			Profondeur Finale	3431	4351m	3420m		

Tableau 1 : Colonnes stratigraphiques.

III. Les problèmes géologiques attendus au champ de HASSI MESSAOU :

Plusieurs problèmes rencontrés lors du forage à Hassi Messaoud sont généralement liés à :

- la nature des terrains traversés ;
- le régime de pression ;
- les caractéristiques et types de boues utilisées.

Au cours de la suppression de forage le foreur doit faire face à des problèmes :

III.1 Perte et éboulement :

Le problème est très fréquent dans 4 étages :

- Mio- pliocène : les pertes par absorption ont souvent lieu dans l'ensemble des formations sableuses la barre calcaire occasionné très souvent totales accompagnées d'éboulement de sables ;

- Sénonien : pertes totales au niveau des calcaires, les carbonates supérieurs entraînent souvent l'éboulement des sables de mio- pliocène ;

- Turonien : les calcaires fissurés peuvent donner lieu à des pertes ;

- Trais argileux gréseux : craquage de la formation sous l'effet des densités de boue nécessaire pour résister à l'éruption des eaux chlorurées calciques du lias le fluage de argiles du trias argileux peut provoqué le craquage des formations gréseuses entraînant des pertes totales et des coincements.

Craquage des formations du trias argileux gréseux engendrant ainsi des pertes de boue.

III.2 Problème de l'eau chlorurée calcique :

A la fin du Lias, quelques intercalations de dolomie vacuolaire renferment une eau salée de chlorure dont sa teneur est de 320g à 360g de CaCl₂ émulsionnée de gaz combustible. La pression statique très élevée de l'ordre de 575 Kgf/cm² et les venues sont maximales au centre du champ dans la région. Ces problèmes ne peuvent être résolus que par l'emploi des boues à forte densité (2.10 à 2.15).

III.3 Risques de déviation :

Des risques de déviation peuvent exister dans le Mio-Pliocène car cette formation est très friable. Des problèmes de descente du tubage de surface sont souvent rencontrés.

III.4 Éboulements et cavages :

Des risques d'éboulements et de formation de cavités peuvent apparaître dans les formations calcaires et argileuses du Mio-Pliocène et de l'Éocène, dans les sels massifs solubles dans l'eau du Sénonien Lagunaire.

III.5 Sels fluents :

Des coincements de la garniture de forage sont observés dans le Sénonien Lagunaire Salifère (724 – 891 m). Des sels fluents resserrent les parois du trou. Ce type de coincement est rencontré à chaque fin de la phase 16" et ce lors de la remontée de la garniture.

III.6 Argiles fluentes :

Des argiles fluentes sont rencontrées au niveau du Trias Salifère TS2 (sels massifs avec intercalations d'anhydrites et d'argiles). Le fluage de ces argiles peut causer des problèmes de coincement et affecter le calibrage du puits. Ces argiles sont forées avec une boue lourde. Le Trias Argilo-gréseux, qui se trouve 75 m plus bas, ne résiste pas à cette densité élevée de la boue. Des pertes sont alors observées au niveau du Trias Argilo-gréseux.

Chapitre II

GÉNÉRALITÉS SUR LE FORAGE HORIZONTAL

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, volontairement ou non, mais sans réel succès ni développement jusqu'aux années 80.

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

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:

- 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 nouveaux équipements de contrôle des solides ;

- meilleure compréhension du comportement du train de tiges.

I. 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 rectiligne du puits

Section droite	Section horizontale or sub-horizontale du puits située dans le réservoir
Drain	
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)
Station	Une position dans le puits où sont mesurés l'inclinaison et l'azimut.
"Faire une mesure"	Procédure permettant d'obtenir les mesures d'inclinaison et d'azimut à une profondeur mesurée donnée (celle de l'instrument de mesure)
"Mesure"	Ensemble des trois valeurs mesurées - profondeur mesurée, inclinaison et azimut.
Correction (de trajectoire)	Modification volontaire de la trajectoire d'un puits
Tool-face	Angle caractérisant la direction de l'outil de forage par rapport à l'axe du puits.
	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

	<p>située sous le raccord coudé.</p> <p>Le contrôle du tool-face permet d'orienter le puits dans la direction souhaitée.</p> <p>Le profil d'un puits dévié est représenté par la figure 3 et la direction de l'outil (figure 4).</p>
--	--

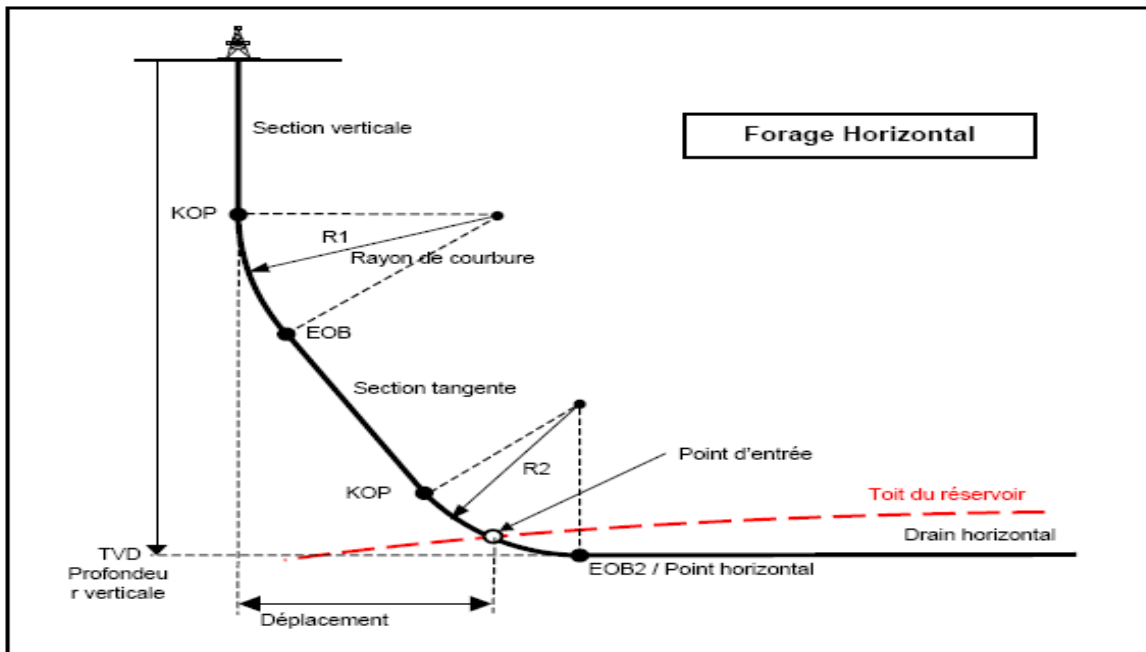


Fig.3 : Profil d'un puits horizontal

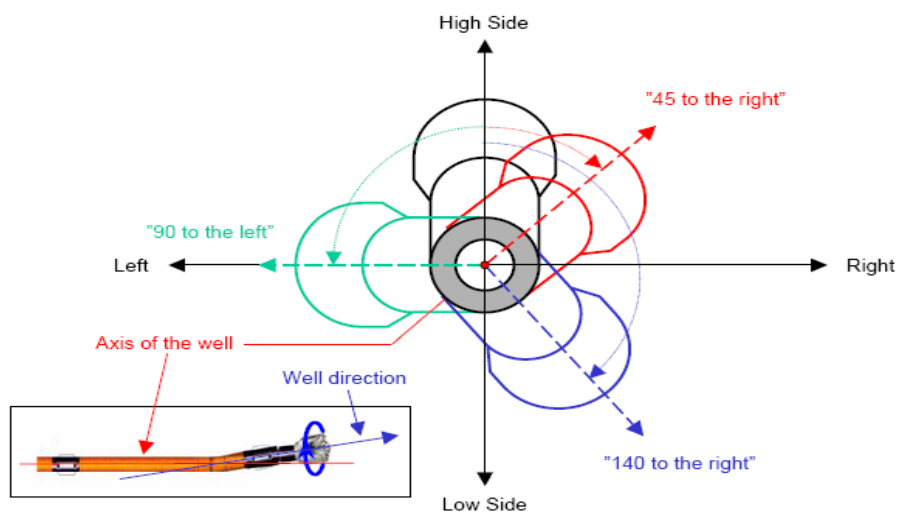


Fig.4 : Direction de l'outil (Tool face).

II. Domaines d'applications

Les applications du forage horizontal sont multiples et de plus en plus nombreuses. Parmi les principales on peut citer:

II.1 Les puits en Ré-entry

Les puits en Ré-entrée sont un développement du forage horizontal. Ils consistent un repartir d'un puits déjà existant, vertical ou dévié, qui est alors abandonné et bouché afin de forer un puits latéral se terminant le plus souvent à l'horizontal (figure 5).

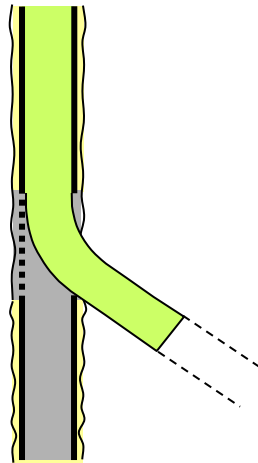


Fig.5 : Puits Ré-entrée

II.2 Puits latéral (*Side-track*)

Le forage d'un puits latéral consiste à abandonner un puits en cours de forage pour le reprendre à une profondeur inférieure (figure 6), soit pour des raisons techniques, soit pour des raisons géologiques, par exemple :

- à la suite d'opérations de repêchage infructueuses
- en cas d'extrême dog-leg
- en cas de rupture de casing
- en cas de rencontre d'une faille imprévue

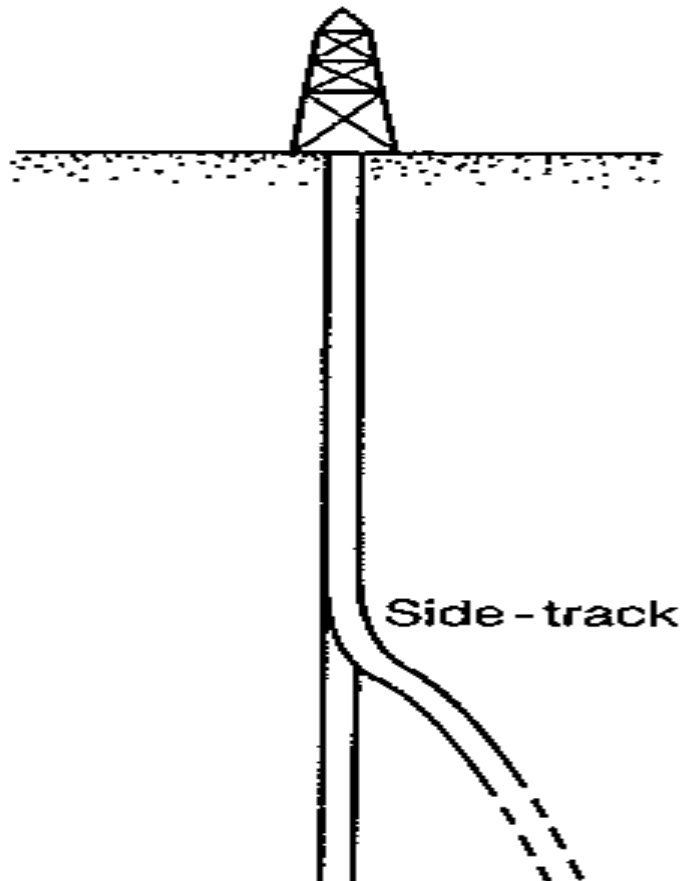


Fig.6 : Side-track

II.3 Forage de drainage

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

II.4 Emplacements de surface impraticable.

- Forages depuis le rivage pour atteindre des réservoirs offshore
- Forages depuis la mer pour atteindre des réservoirs situés sous une côte inhospitalière
- Forages urbains
- Forages en montage

II.5 Puits multilatéraux

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 allant du plus simple au plus élaboré :

- un puits vertical avec une branche horizontale
- les puits dits en “arête de poisson” ayant plusieurs branches latérales forées alternativement à partir d’un drain principal (figure 7).

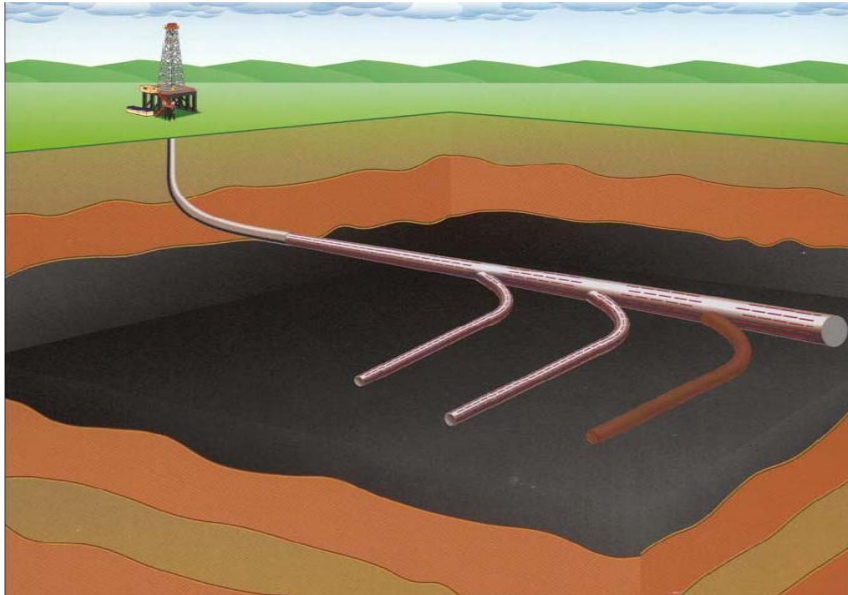


Fig.7 : Puits multilatéraux

II.6 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.

III. Les différents profils des puits horizontaux

Une fois l’emplacement de surface défini, il est important d’établir le profil du puits le plus approprié pour une meilleure exploitation. Quatre types de puits peuvent être distingués :

- Puits à long rayon, long radius
- Puits à moyen rayon, medium radius
- Puits à rayon court, short radius
- Puits à rayon ultra court, ultra short radius

III.1. Courbure du puits

La courbure du puits est le paramètre fondamental, c'est une fonction du gradient d'inclinaison et d'azimut de la trajectoire forée (figure 8). Elle est communément définie sous le nom de *dog leg severity* (DLS) ou de *build up rate* (BUR) si l'azimut est constant. La distinction entre les profils de puits Long, Medium, Short et Ultra short Radius est principalement basée sur le concept de DLS et est donc assez arbitraire.

III.1.2 Long Radius

Les puits Long Radius ont un rayon de courbure **ROC > 300m** ou un gradient de build-up **BUR < 6°/30m**. Ces profils sont particulièrement utilisés pour les puits offshore et les puits à long déport (ERD).

III.1.2.1 Avantages

- Ils sont plus faciles à forer et ne nécessitent que des équipements de forage classique. L'inclinaison du puits peut être maintenue avec des garnitures de forage Rotary, il n'est pas nécessaire d'utiliser un moteur de fond. Non seulement on utilise des tiges et des tubages conventionnels, mais en plus le coût journalier du service de déviation est typiquement moins élevé que pour un puits medium ou short radius ;
- Les puits Long Radius permettent de forer des drains horizontaux longs (1500m et plus) et d'atteindre des points très éloignés (Extended Reach Well, ERD) ;
- Enfin ces puits permettent de descendre tous les types de diagraphies électriques différées conventionnelles. Ils s'accrochent de tous les types de complétion, de simulation, de work-over et des équipements classiques de gas lift.

III.1.2.2 Inconvénients

- La longueur forée nécessite un appareil de forage plus puissant muni d'un top drive, de pompes puissantes et d'une capacité de traitement et de stockage de la boue plus importante ;
- De plus la longueur accrue du trou ouvert augmente les risques de coincement, de venue et de détérioration des parois pouvant exiger la pose de casings supplémentaires ;

- Le contrôle de la profondeur verticale est moins précis du fait du grand éloignement entre le démarrage du puits et la cible, encore que ce facteur devienne de moins en moins significatif avec l'emploi de MWD précis permettant la corrélation des marqueurs géologiques en temps réel ;
- Enfin les puits Long Radius ne sont pas envisageables sur les concessions de petite surface car le grand déport engendré pour arriver à 90° est trop important au regard de la dimension du bloc considéré.

III.1.3. Medium radius

Ce sont des puits avec un rayon de courbure $100 < \text{ROC} < 200\text{m}$, ou soit un gradient de build-up $6^\circ < \text{BUR} < 30^\circ/30\text{m}$. 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 MR sont limités par l'espace entre le trou et la garniture de forage. Généralement on emploie des versions modifiées des équipements conventionnels LR, conçus pour résister à des combinaisons accrues de courbure, torsion et flambage. Les dog-legs maximum générés en mode sliding/orienting sont de l'ordre 6 à 20°/30m.

III.1.3.1 Avantages

- Les puits **MR** différents de **LR** et **SR** sous bien des aspects :
- Comparés aux LR, ils sont plus précis dans l'atterrissage à l'horizontal, mais génèrent davantage des frottements et torques ;
- On peut utiliser indifféremment des MWD de diamètres conventionnels (MWD collars) ou repêchables de petits diamètres (1 3/4" OD) ainsi que des moteurs de navigations (steerable) conventionnels ;
- On peut forer des drains de longueurs importantes (jusqu'à 1500m) et carotter de façon conventionnelle ;
- On peut descendre de tubages et des complétions classiques.

III.1.3.2 Inconvénients

- Moins bonne transmission de poids sur l'outil car le gradient de build-up d'un puits MR est supérieur à celui d'un LR ;

- Si le diamètre du puits est $\leq 6 \frac{1}{8}$ ", les options sont limités en ce qui concerne LWD, complétion, wire-line et work-over.

Remarque : De nos jours, la tendance est de démarrer la 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.

III.1.4. Short Radius

Les puits SR ont un rayon de courbure $5 \leq \text{ROC} \leq 20\text{m}$, soit un gradient de build-up $3^\circ < \text{BUR} < 10^\circ/\text{m}$.

III.1.4.1 Avantages

- Plus précis en déplacement vertical que les puits MR ou LR, les puits SR sont particulièrement attractifs sur des petites concessions ou des petites lentilles dont la position précise est connue ;
- Forer à partir des puits déjà existants, les puits SR sont moins chers à compléter puisque l'infrastructure est déjà en place (tête de puits, tubages, pipe line, plate forme) ;
- Comme le point d'initiation de la déviation (KOP) est généralement situé sous le GOC, donc moins de risque de mauvaise isolation entre les fluides que dans un puits MR ou LR ;
- Ces puits permettent de positionner les équipements auxiliaires de la pompe la plus basse possible et donc diminuer le drawdown du puits.

III.1.4.2 Inconvénients

- Les puits SR nécessite des équipements de forage spéciaux (flexibles ou articulés) souvent lents à manier, moins résistants que les équipements standards et souvent non-conformes aux recommandations API. Ils requièrent également des moteurs, MWD et BHA articulé ou très flexible ;
- Vu le petit diamètre du forage, la vitesse d'avancement des outils est faible ainsi que leur espérance de vie. Donc un nombre très important des manœuvres sont nécessaire pour changer l'outil ou la BHA ;

- Étant donnée que la garniture est particulière pour ces opérations, le coût de forage dévié peut être onéreux ;
- De plus la longueur du drain est souvent inférieure à 150m (300m maximum), sans possibilité de carottage ou de diagraphies électriques différées ;
- Enfin les puits SR ne peuvent être complétés qu'en trou ouvert ou bien avec des compléments très souples.

III.1.5. Ultra-Short Radius

C'est la toute nouvelle méthode du 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 ce puits Ultra-Short Radius notamment pour l'injection de vapeur.

III.1.5.1 Avantages

Bien que le jetting puisse s'effectuer même dans des roches dures, il est évidemment qu'il est plus adapté pour les formations tendres ou peu consolidées (sables bitumineux etc.). La technique Ultra-Short Radius peut être retenue pour des projets miniers (par dissolution) ou pour le nettoyage de puits d'eau peu profond.

III.1.5.2 Inconvénients

La technique Ultra-Short Radius fait appel à des équipements spéciaux et nécessite un élargissement du trou au voisinage du trou latéral. La taille du trou (2 à 6") dépend de la formation et de la tête du jetting utilisé. Le déplacement latéral est limité à une centaine de mètres. Enfin comme dans toute formation peu consolidée, la stabilité du trou et son intégrité sont des soucis majeurs.

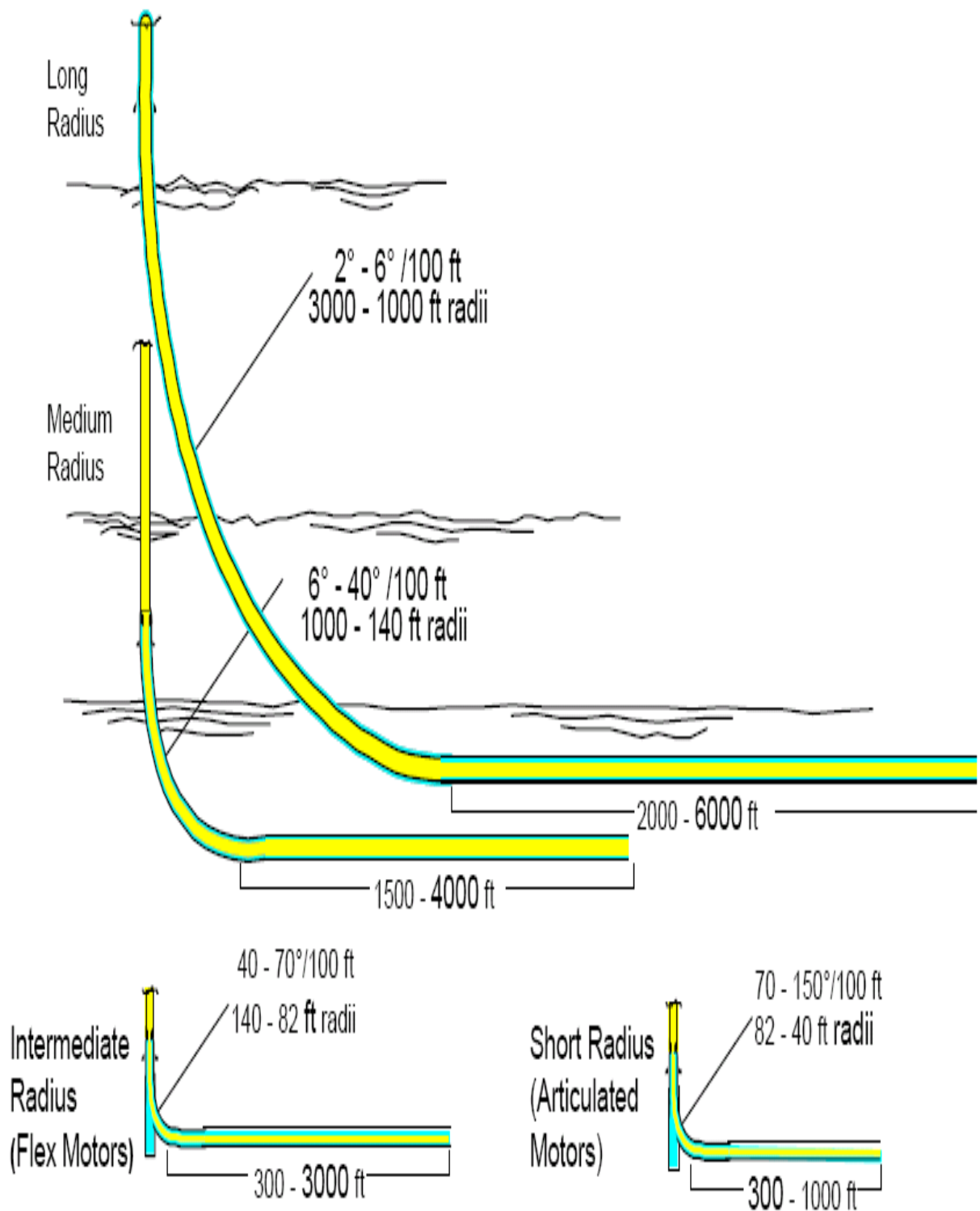


Fig.8 : différents types des profils des puits horizontaux.

IV. Détermination du profil du puits

La détermination du profil du puits dépend de nombreux paramètres et doit répondre à des impératifs à la fois géométriques et techniques, quelque fois contradictoires. On peut citer :

IV.1 Le déplacement horizontal requis au point d'entrée

En particulier le déplacement horizontal minimum est égal au rayon de courbure d'un puits à build-up simple.

Un long déplacement rendra obligatoire le forage d'une section tangentielle et donc un kick-off relativement haut.

IV.2 La profondeur verticale du réservoir

Un réservoir peu profond peut imposer des conditions géométriques sévères :

- Utilisation de rayons moyens ou même courts
- Utilisation de rigs inclinés

IV.3 La précision de la connaissance de la profondeur verticale au point d'entrée

Une incertitude de quelques mètres oblige à prévoir un atterrissage à inclinaison limitée (70 à 80 °).

IV.4 L'épaisseur du réservoir

Un réservoir peu épais nécessite un atterrissage à haute inclinaison (> 85°)

IV.5 La longueur du drain

La longueur du drain dépend essentiellement des caractéristiques de production mais peut être techniquement limitée, par exemple dans le cas de réservoirs peu profonds.

IV.6 La nature des formations traversées

- Stabilité à haute inclinaison
- La stabilité de certaines formations diminue fortement lorsque l'inclinaison augmente. Des études géotechniques préliminaires sont recommandées lorsqu'un tel risque existe.
- Capacité à permettre des gradients importants
- Les pertes

Des pertes importantes ou totales peuvent conduire à modifier le programme du puits en raison de leur influence sur le fonctionnement des moteurs de fond et des MWD à mud pulses.

IV.7 La nature du réservoir

La nature du réservoir influence :

- la détermination du fluide de forage
- le nettoyage du puits
- les risques de colmatage ou d'endommagement
- La stabilité des parois
- La longueur du drain
- La longueur optimum du drain doit être déterminée.

IV.8 Le type de complétion

Le type de complétion à mettre en place peut conditionner :

- Le diamètre du drain (et donc des phases précédentes)
- La nécessité de limiter les gradients de montée
- La présence d'une phase tangentielle d'inclinaison limitée ou le maintien de la verticalité aussi bas que possible.

V. Avantages et inconvénients du forage horizontal

V.1. Avantages du forage horizontal

Les avantages du forage horizontal sont nombreux et nous ne mentionnerons ci après que les plus intéressants :

- le forage horizontal permet le développement de champs qui n'auraient pu être exploités commercialement autrement.
- Dans beaucoup de réservoirs, le forage horizontal permet d'augmenter la production mais aussi d'améliorer le taux de récupération, ceci par un meilleur drainage en retardant l'arrivée d'eau.

Le but n'est ici d'entrer dans de complexes considérations de réservoir, cependant de simple faits peuvent être rappelé :

V.1.1 Réservoirs fracturés

Les réservoirs sont parmi les meilleurs candidats au développement par forage horizontal.

Les fractures de ces réservoirs étant sub-verticales (figure 9), une conséquence directe est que le meilleur moyen d'en intercepter le plus grand nombre et de forer un puits horizontal perpendiculairement à leur direction principale.

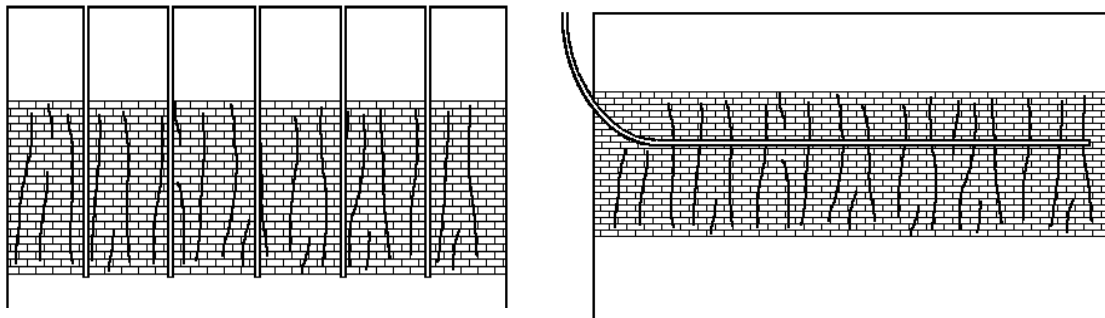


Fig.9 : Réservoir fracturé

V.1.2 Réservoirs multi-couches

Dans la plupart des réservoirs multi-couches (figure 10), un puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux et déviés.

La figure ci-dessous illustre un tel cas de réservoir compartimenté où un puits horizontal remplace six puits verticaux et de plus améliore la production en retardant le coning.

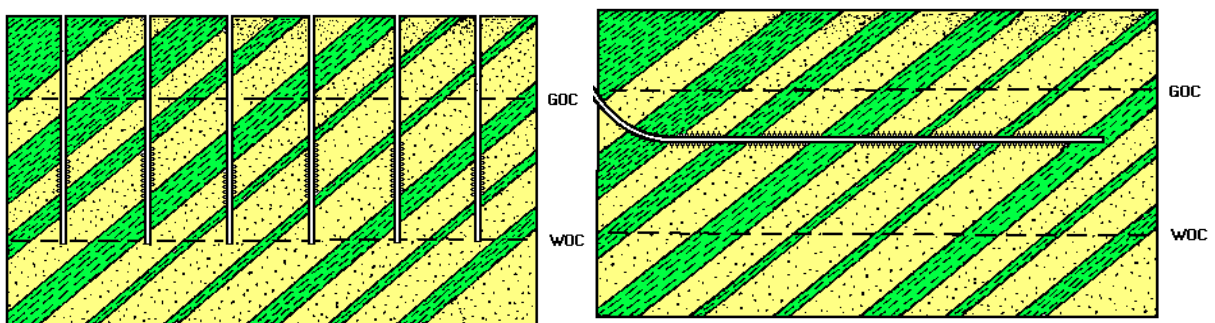


Fig.10 : Réservoir multi-couches

V.1.3 Réservoirs à basse perméabilité

Le forage horizontal dans un réservoir à basse perméabilité est une alternative à la fracturation de ce réservoir.

Le drain horizontal se comporte comme une fracture, avec plusieurs avantages :

- Il est plus facile et plus économique de forer un long drain plutôt que d'essayer de créer une fracture équivalente.
- La direction est parfaitement contrôlée, ce qui n'est pas possible avec la fracturation.

V.1.4 Formations non consolidées-Contrôle de sables

La production de sables non consolidés présente de sérieux problèmes pour limiter la quantité de sable entrant dans le puits.

Cette production de sable dépend des forces de viscosité à la paroi du puits, elle-même proportionnelle au début de production.

Un drain horizontal foré dans tel réservoir permet de réduire la vitesse à la paroi et en conséquence la production de sable, qui peut aller jusqu'à être totalement éliminée.

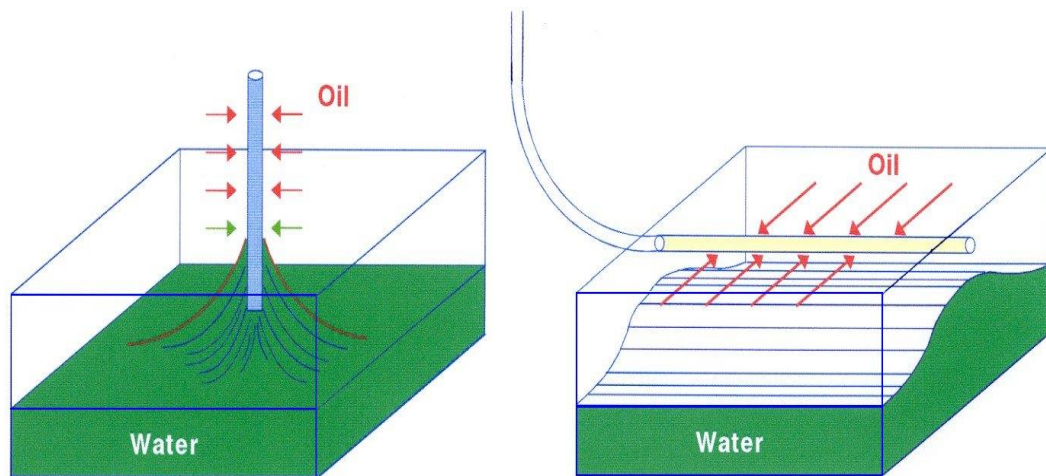
Une autre conséquence est que ces puits peuvent quelques fois être produits sans mises en place de couteuses crépines calibrées.

V.1.5 Coning du gaz et l'eau

Beaucoup de réservoirs sont produits grâce à un aquifère actif qui par injection artificielle (figure 11). La production déclinera très rapidement si le niveau d'eau remonte trop vite dans le trou.

Le forage horizontal aide énormément la production de tel réservoir :

- En augmentant la distance entre le drain et le contact huile/eau ;
- En améliorant la productivité en dispersant le soutirage et donc en diminuant la succion sur le plan d'eau.



Des considérations similaires peuvent être faites concernant l'arrivée de gaz.

Fig.11 : Water coning.

V.1.6 Réservoirs d'huile lourde

Les réservoirs d'huiles lourdes sont une application directe de considération ci-dessus.

Comme l'eau est beaucoup plus mobile que l'huile, la quantité d'eau augmente très rapidement dès la percée du plan d'eau. La durée de la période libre d'eau augmente à l'aide du forage horizontal.

V.2. Inconvénients du forage horizontal

V.2.1 Coûts additionnels

Il est évident qu'un forage horizontal a un coût plus élevé qu'un forage vertical ou peu dévié.

Les coûts additionnels sont dus à deux facteurs principaux :

- Les puits horizontaux sont plus longs, donc nécessitent plus de temps pour les forer, plus d'outils, plus de fluide, etc...
- Le coût des services de forage dirigé n'est pas négligeable en particulier par l'obligation d'utiliser en permanence un moteur de fond et un MWD.

Le coût additionnel d'un forage horizontal par rapport un forage vertical dépend essentiellement de la profondeur du réservoir et de sa position, onshore ou offshore.

Un puits foré dans un réservoir onshore peu profond sera comparativement plus cher qu'un puits foré offshore dans un réservoir profond dont le surcoût pourrait ne pas dépasser 20 à 30%.

V.2.2 Risques opératoires

Par rapport aux puits verticaux ou peu dévié les puits horizontaux présentent, au cours de leur réalisation, un certain nombre de risques supplémentaires.

V.2.2.1 Pour atteindre la cible

Le forage horizontal n'est pas un problème en lui-même, la difficulté réside plus à atteindre la couche visée au bon endroit, la difficulté étant inversement **proportionnelle** à l'épaisseur des réservoirs.

V.2.2.2 Le nettoyage du puits

Un bon nettoyage du puits est indispensable au succès du forage horizontal. Le fluide doit :

- Assurer le transport des déblais entre le front de taille et la surface ;
- Éviter l'accumulation des déblais dans les parties inclinées du puits.

Une élimination efficace des solides est également nécessaire.

V.2.2.3 Le comportement des formations

Le comportement des formations peut être très différent lorsqu'elles sont forées en hautes inclinaison, en particulier leur stabilité.

V.2.2.4 L'endommagement des formations**V.2.2.5 L'évaluation de la production****VI. Représentation des puits**

La nécessité de représenter les puits et de les repérer dans l'espace est évidente et il est apparu logique de se rattacher à l'un des nombreux systèmes de cartographie existant.

Un grand nombre des projections ont été proposées, le problème de fond étant de représenter la sphère(ou plutôt le sphéroïde) terrestre sur une surface plane.

De plus les instruments permettant de repérer la position d'un puits déterminent les azimuts :

- soit à partir d'une centrale inertielle permettant de repérer le Nord géographique. Ces instruments sont communément appelés "gyroscopes".

- Soit en réparant le Nord magnétique (boussole, compas) soit en mesurant le champ magnétique terrestre (magnétomètre). Ces instruments sont dits "magnétiques".

VI.1. Systèmes de 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 ;
- Le système Lambert ;
- Les coordonnées polaires.

VI.1.1. Coordonnées Géographiques ou polaires

Les coordonnées polaires sont exprimées en degré-minute-seconde à partir des origines suivantes :

- le méridien de Greenwich pour la longitude
- l'équateur pour la latitude

Ce système présente l'avantage d'être universel et est communément utilisé en offshore.

VI.1.2. La projection UTM (Universal Transverse Mercator)

Le sphéroïde terrestre est "projeté de l'intérieur" sur un cylindre horizontal enveloppant la sphère terrestre et en contact tangent avec un méridien (figure 12).

Le développement du cylindre donne alors une représentation de plus en plus déformée au fur et à mesure que l'on s'éloigne du méridien de contact.

A fin de limiter ces imprécisions, différents méridiens de contact sont utilisés.

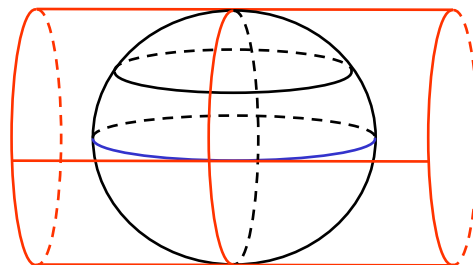


Fig.12 : Projection Transverse.

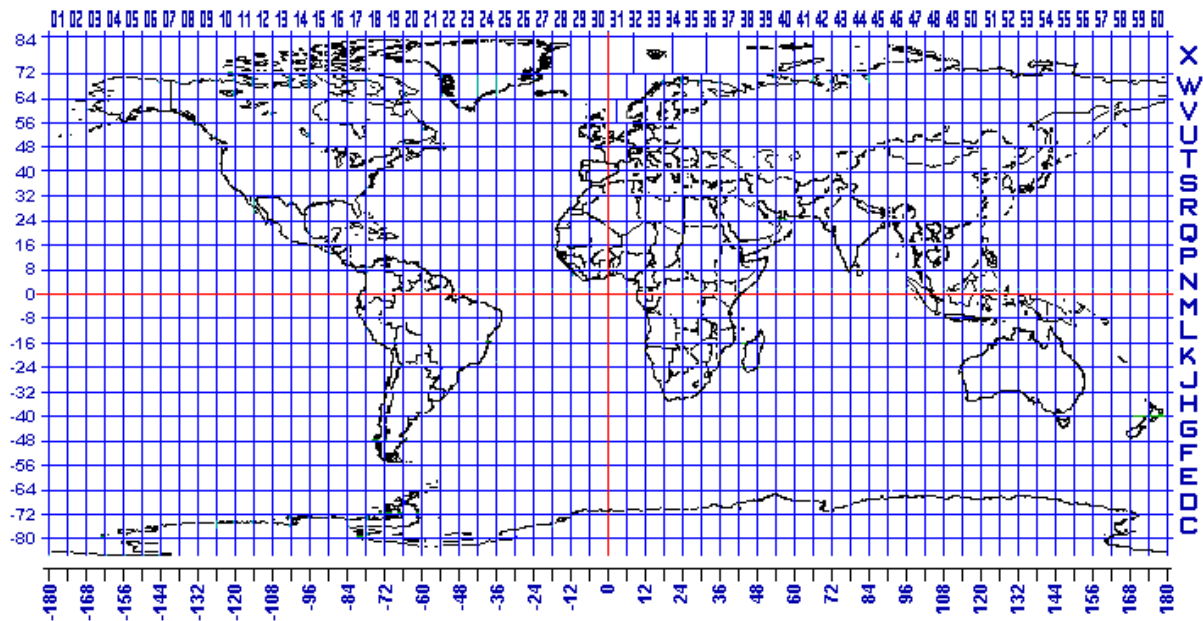


Fig.13 : Numérotation des Zones UTM

VI.1.3 La projection Lambert

La projection Lambert est une projection de la sphère terrestre sur un cône :

- l'axe du cône coïncide avec l'axe de rotation de la Terre ;
- la surface du cône tangente la sphère terrestre au " parallèle de référence".

Les déformations sont minimum au voisinage du parallèle de référence et augmentent vers le Nord et vers le sud. Les projections Lambert sont donc mieux adaptées à des petites superficies.

Elles sont en général définies au niveau d'un pays. Afin de réduire les déformations, différentes projections peuvent être définies pour un même pays.

Les distances sont exprimées en mètres à partir des lignes de référence définies comme suit, avec le souci d'avoir à n'utiliser que des nombres positifs :

- en fonction de la projection, un méridien est défini en tant que "méridien de référence", numéroté "600", et donc définissant une origine virtuelle située 600 km à l'Ouest de ce méridien de référence ;
- le parallèle de référence est numéroté "200", définissant une origine virtuelle située 200 km au Sud du parallèle de référence.

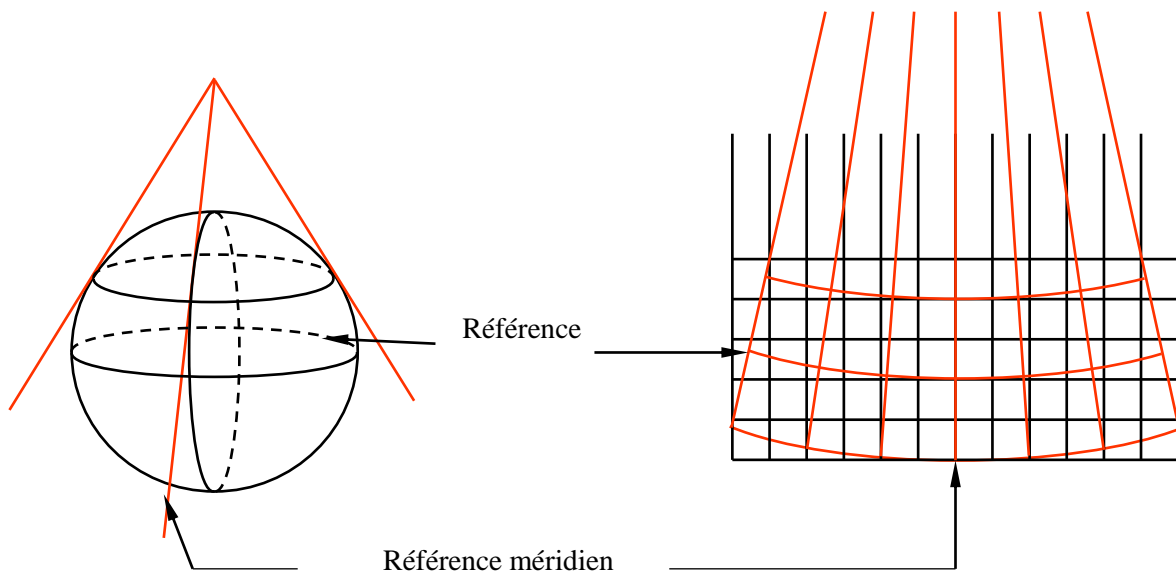


Fig.14 : Projection conique tangentielle

Fig.15 : Quadrillage Lambert

VI.2. Projections horizontales

VI.2.1. Les différents Nord

En fonction des outils de mesures utilisés et du système de coordonnées sélectionné, trois "Nord" différents peuvent être rencontrés et doivent être considérés :

VI.2.1.1 Le Nord Géographique

Le "Nord Géographique" est le point d'intersection entre l'axe de rotation de la terre et son hémisphère.

Ce point est fixe géométriquement et dans le temps.

Tout point du globe terrestre peut donc être repéré d'une manière permanente, par sa direction vers ce point. Cette direction est appelée Azimut Géographique ou Azimut Vrai.

VI.2.1.2 Le Nord Magnétique

L'Azimut Magnétique est la direction obtenue à l'aide d'une boussole ou d'un compas. C'est la direction du "Nord Magnétique".

Le Nord Magnétique est un point mobile au voisinage du Nord Géographique, résultat des phénomènes liés au champ magnétique terrestre.

L'Azimut Magnétique est soumis aux variations de position du Nord Magnétique dans le temps.

L'angle entre la direction Nord Magnétique et Géographique est appelé "Déclinaison Magnétique".

VI.2.1.3 Le Nord Système

Le "Nord Système" est la direction indiquée sur carte par le quadrillage vertical de la carte.

L'angle entre la direction Nord Système et le Nord Géographique est appelé "Convergence".

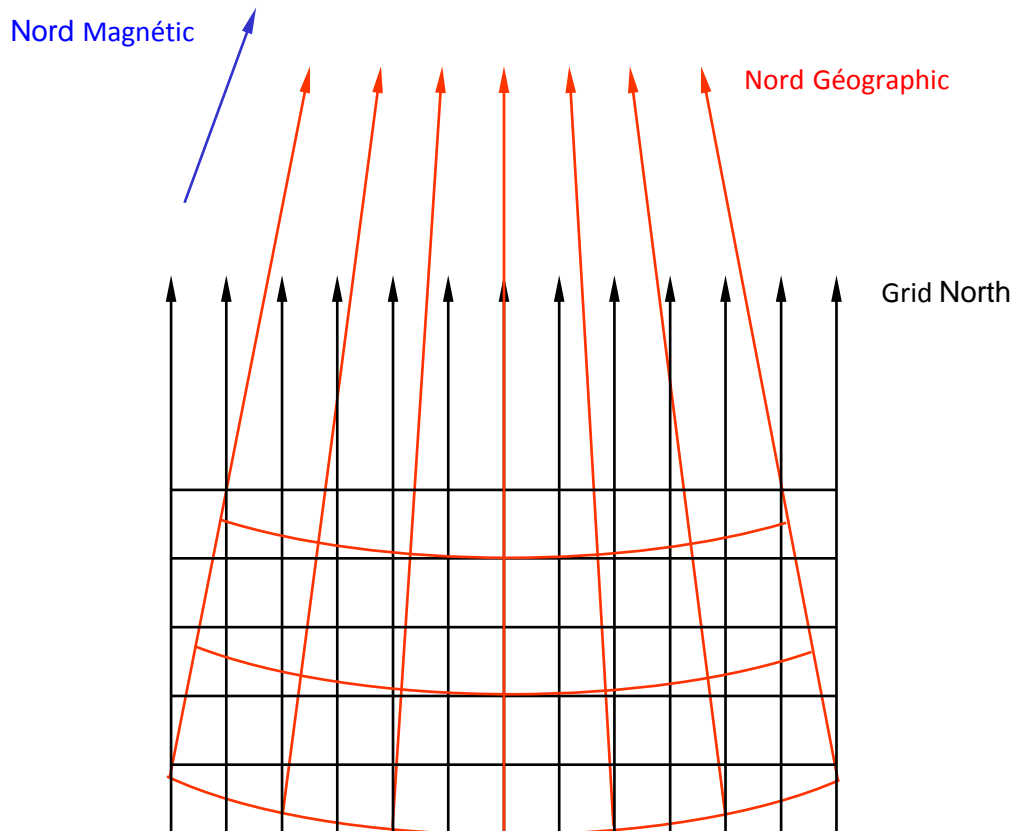


Fig.16 : Nord Géographique, Magnétique et Système

VI.2.2. Déclinaison magnétique

La plupart des mesures d'azimut effectuées pendant les opérations de forage sont réalisées à l'aide d'instruments s'alignant sur le champ magnétique terrestre (compas, magnétomètres).

Le champ magnétique terrestre varie en direction et en intensité selon la position géographique à la surface du globe, ainsi qu'en fonction du temps.

A un instant donné le champ magnétique terrestre peut être caractérisé par:

- son intensité
- son inclinaison
- sa direction

La "déclinaison magnétique" est l'angle entre le Nord magnétique et le Nord géographique. Elle est exprimée comme un angle orienté vers l'est ou vers l'Ouest.

Les cartes isodynamiques représentent les lignes joignant les points de même intensité horizontale.

Les cartes isoclines représentent les lignes joignant les points de même inclinaison.

Les cartes isogoniques représentent les lignes de même déclinaison magnétique.

Ces cartes sont établies à une date donnée et indiquée, de même que la variation annuelle correspondante.

Les mesures d'azimut réalisées à l'aide d'un instrument "magnétique" sont donc des mesures "à un instant donné", qui devront être corrigées de manière à revenir dans le repère permanent du Nord géographique.

La connaissance de la déclinaison magnétique au moment du forage permettra cette correction.

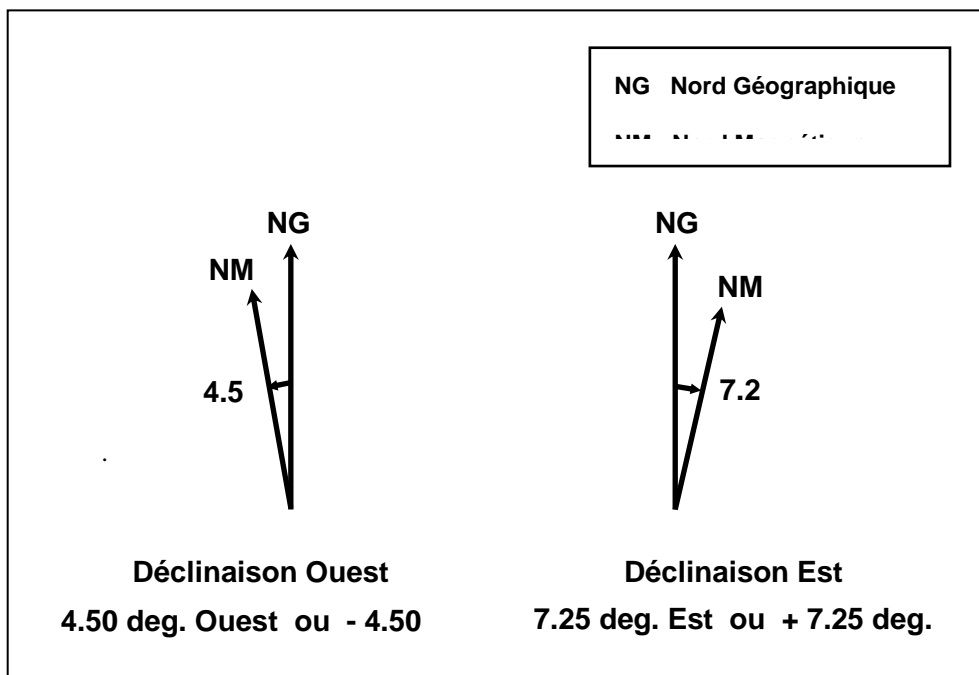


Fig.17 : Déclinaison magnétique.

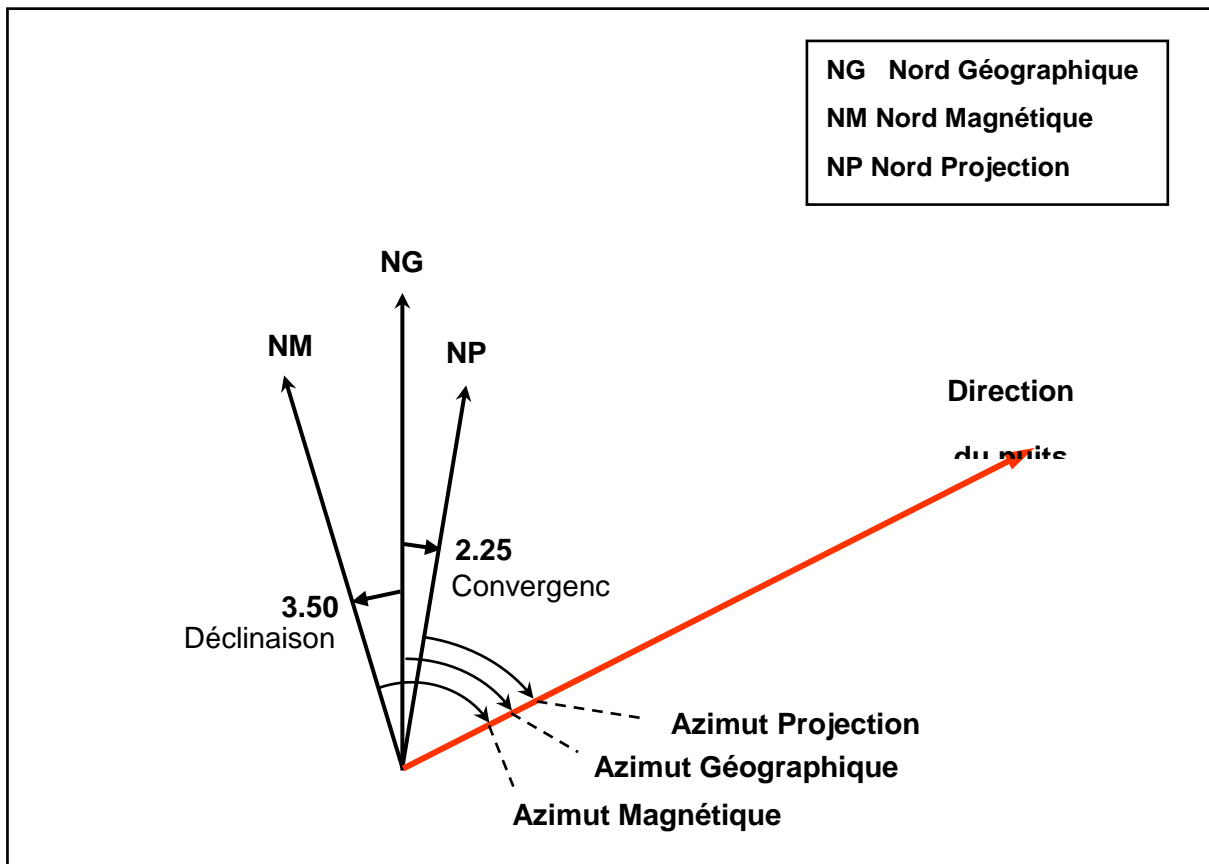


Fig.18 : Différents azimuts d'un puits

VI.2.3. Convergence

La convergence est l'angle entre le Nord géographique et le Nord système.

Elle est exprimée comme un angle référence par rapport à l'Est ou à l'Ouest.

La convergence dépend de la situation géographique de la tête de puits par rapport au système de référence utilisé.

Exemple:

1.25 Degrés Est ou + 1.25 degrés

Signifie que le Nord Système est orienté 1.25 degrés à l'Est du Nord Géographique

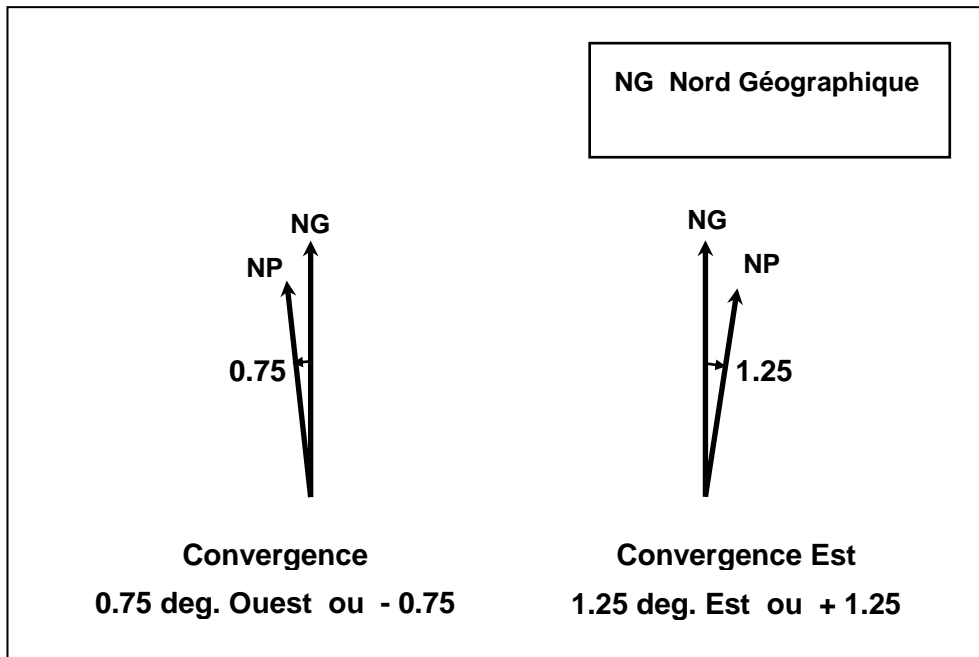


Fig.19 : Convergence

Pratique

Les références permanentes sont les Nord Géographique et Système.

En conséquence et pour utilisation ultérieure :

Tous les calculs directionnels doivent être effectués et enregistrés

- Soit par rapport au Nord géographique
- Soit par rapport au Nord Système.

Tous les documents doivent clairement indiquer le Nord de référence utilisé.

VII. MÉTHODES DE DÉMARRAGE DU FORAGE DIRIGÉ

VII.1. Utilisation d'un moteur de fond

C'est de loin la méthode la plus communément utilisée et qui sera par la suite bien détaillée. Un moteur de fond (PDM motor ou une turbine) 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.

Le gradient de montée obtenu dépend :

- de l'angle utilisé ;
- de la distance du coude par rapport à l'outil de forage ;

- l'efficacité d'un raccord coudé incorporé est évidemment plus grande que celle d'un raccord situé au dessus du moteur ;
- de la formation traversée ;
- de la flexion du moteur.

VII.2. Jetting

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

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.

VII.3. 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.

VII.4. Méthodes de forage des phases droites ou courbées

VII.4.1 Forage dirigé conventionnel

Le forage dirigé conventionnel met en œuvre des garnitures rotary pour la réalisation des sections rectilignes ou courbes des puits.

VII.4.2 Forage de navigation**VII.4.2.1 Steerable drilling :**

Le forage de navigation utilise un moteur de fond équipé d'un raccord coudé incorporé et nécessite un MWD.

Il permet donc un contrôle constant de l'inclinaison et de l'azimut du puits. Les phases courbes sont forées en alternant des sections en sliding utilisant l'effet du raccord coudé, et des sections rotary où l'effet du raccord coudé est annulé par la rotation du train de tiges.

Les phases rectilignes sont forées en utilisant en quasi permanence la rotation du train de tiges. Les parties essentielles du Moteur de fond est représenté dans la fig.20 .

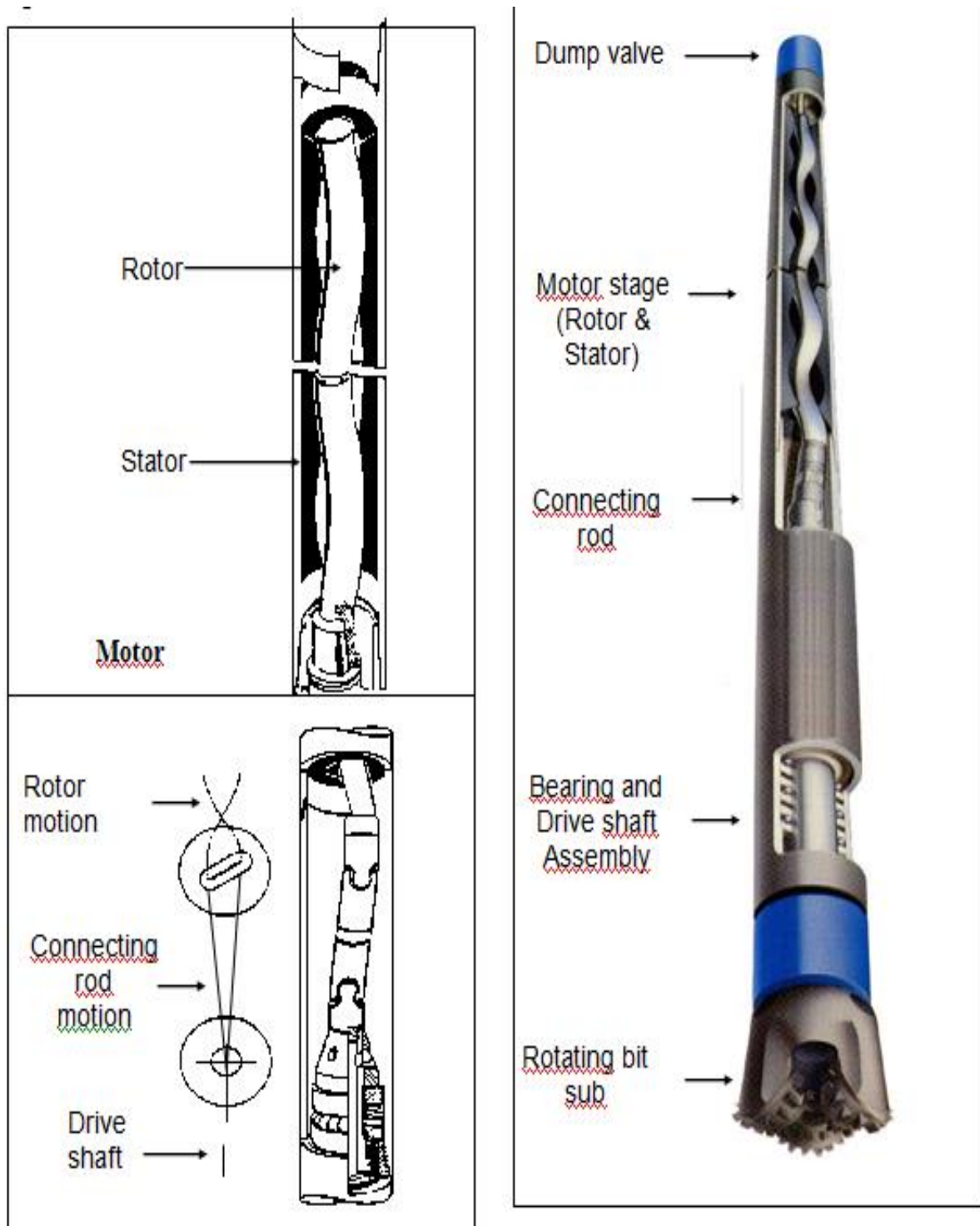


Fig.20 : Moteur de fond.

VII.4.2.1 Rotary steerable drilling :

Le forage de navigation en rotation utilise un moteur de fond qui a 4 pads qui remplacent le raccord coudé dans ce genre de navigation on n'a pas besoin de sliding

Le système orientable rotative de contrôle de la direction dans laquelle un puits est foré, en 3-D, tout en tournant le train de tiges. L'outil utilise la boue pour actionnés des pads pour changer la direction du forage en poussant contre la formation. Sur le plan opérationnel, l'outil peut être exécuté seul ou en combinaison avec Mesures en cours de forage (MWD) / diagraphie en cours de forage (LWD) avec des outils de communications en temps real à la surface. Le moteur RSS est représentée dans la figure 21 .

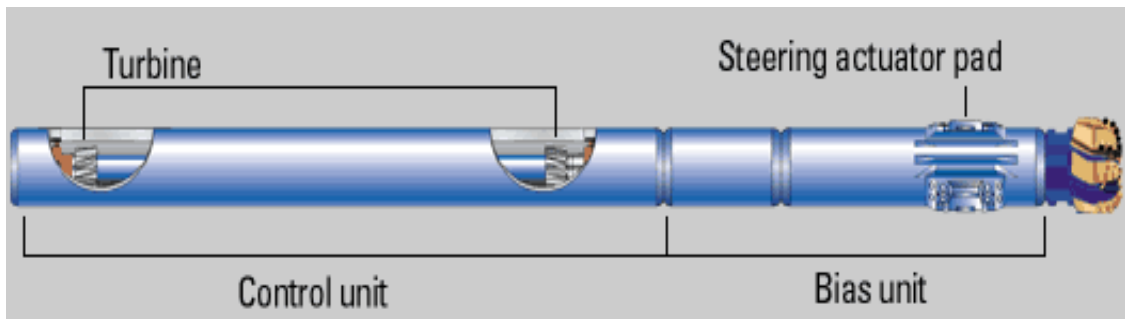


Fig. 21 : Rotary Steerable Motor

Chapitre III

*EQUIPEMENTS DU
FORAGE DIRIGÉ*

I Equipements spécifiques au forage dirigé :

Il y a plusieurs méthodes de suivre et de contrôler la trajectoire d'un puits, dont chacune nécessite un matériel spécifique. Les équipements les plus employés aujourd'hui sont:

- Moteurs de fond ;
- Whipstocks;
- BHA (Bottom-Hole Assembly).

La détermination de la position de l'outil est nécessaire pour le suivi et le contrôle de la trajectoire. Ce contrôle est effectué par les outils de mesure (MWD).

I.1 Moteurs de fond :

Il y a deux principaux types de moteurs de fond actionnés par l'écoulement de la boue, l'ancien modèle, la turbine, qui est fondamentalement une pompe centrifuge ou axiale; le deuxième est le moteur à déplacement positif (PDM).

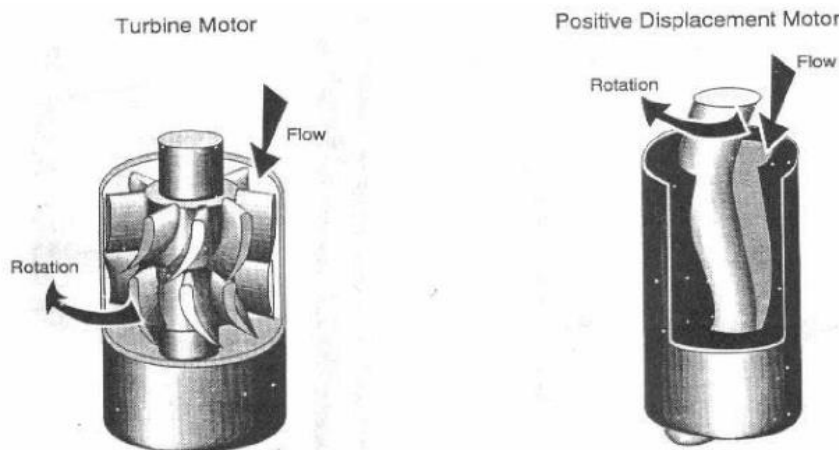


Fig.22 : Turbine et Moteur de fond

Quand le fluide de forage est pompé à travers le moteur, l'énergie hydraulique est transformée en une énergie mécanique grâce à la forme du rotor qui entraîne la rotation de l'outil de forage.

I.1.1 Les moteurs à déplacement positif (PDM) :

Ils se différencient par le nombre de circonvolutions du rotor et du stator, appelé "lobes". La vitesse de rotation est proportionnelle au débit de fluide de forage pour une configuration de lobes donnée. D'une façon générale il faut retenir que plus le nombre de lobes est élevé plus le torque délivré est important, et plus le nombre des lobes est moins, la vitesse de rotation est grande.

Donc on peut distinguer les moteurs :

- à haute vitesse / bas couple
- à moyenne vitesse /moyen couple
- À basse vitesse/haut couple.

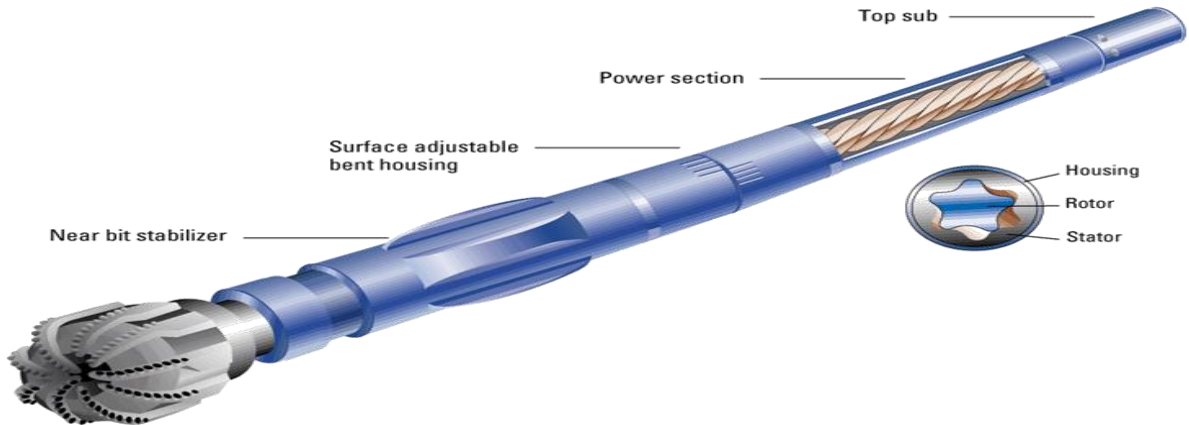


Fig.23 : Configuration des moteurs PDM

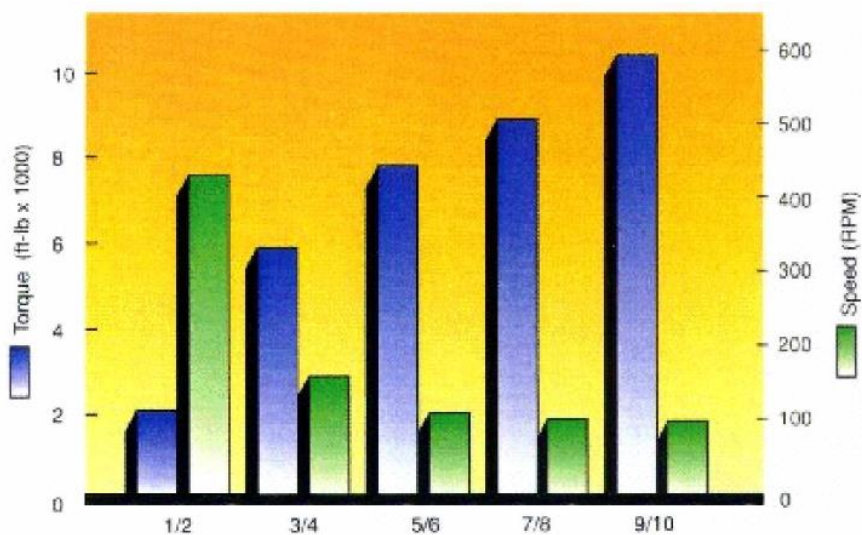


Fig.24 : Histogramme couple vitesse du PDM

I.1.1.1 Description

Tous les moteurs PDM sont constitués par les éléments principaux suivant :

- Une valve de détournement (*By-pass valve or dump sub*).
- Une section motrice (*Motor section*).
- Une section de transmission (*Universal joint or connecting rod section*).
- Une section d'appui (*Bearing section*).
- Assemblée Réglable (*adjustable Assembly*)

I.1.1.2 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. Cette valve permet le remplissage du train de tiges en cours de descente et son vidage en cours de remontée, et aussi amortir le démarrage de la rotation.

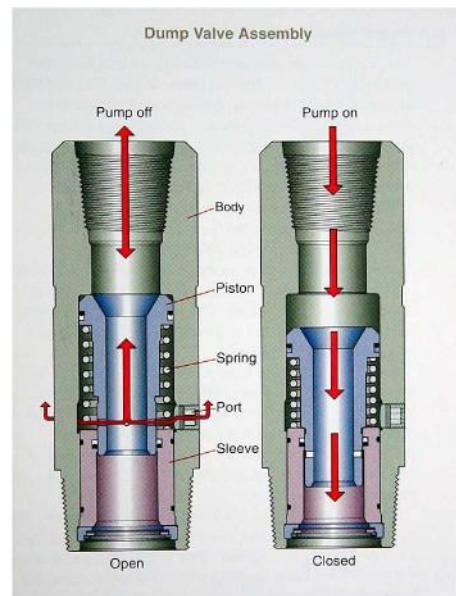


Fig.25 : By-pass valve

I.1.1.3 Une section motrice (*power section*)

Elle Convertit l'énergie hydraulique du fluide de forage en énergie mécanique et se compose :

- d'un rotor : arbre hélicoïdal fabriqué en acier inoxydable
- d'un stator : élastomère (*élastique polymère*) moulé en forme d'hélice interne avec une hélice supplémentaire par rapport au rotor.



Fig.26 : Section motrice

I.1.1.4 Section de transmission (*Universal joint or connecting rod section*)

Elle convertit le mouvement de va-et-vient du rotor en mouvement concentrique et le transmet à l'arbre de sortie. Elle peut être constituée d'une seule pièce (*flexible coupling*) en alliage de titane ou d'un axe rigide avec une rotule (*universal joint*) à chaque extrémité.

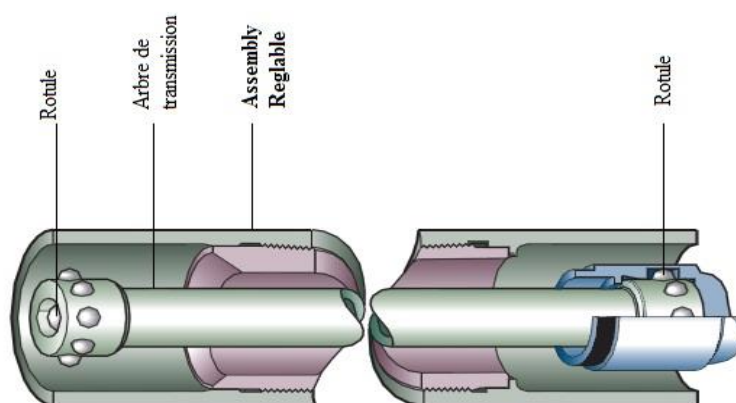


Fig.27 : Type de transmissions

I.1.1.5 Assembly Réglable (*Adjustable Assembly*)

La plupart des moteurs de forage aujourd'hui sont alimentés avec une assemblée réglable extérieure. Ce système est souvent appelé un bent-housing, c'est à dire un angle situé classiquement entre la section motrice et la section s'appui du moteur, il est soit fixe soit ajustable en surface voir fig.28 .



Fig.28 : Assemblée réglable

I.1.1.6 Une section d'appui (*bearing section*)

Contient des paliers et roulements, supportant et transmettant la poussée vers le bas de la section motrice et la force de réaction au poids sur l'outil de forage, dirigé vers le haut. Ces roulements sont lubrifiés, soit par le fluide de forage lui-même, soit en étant enfermés dans des logements étanches remplis d'huile.

Un corps externe (Housing) : le corps de la section d'appui peut être lisse, fileté pour recueillir des sleeves de stabilisation changeables ou bien doté d'un stabilisateur intégré, suivant l'application et le diamètre du moteur. Dans tous les cas ce stabilisateur (sleeves ou intégré) est sous dimensionné voir fig.29 .

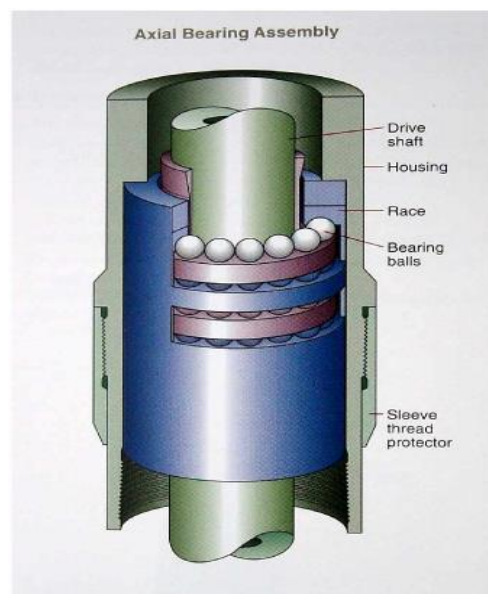


Fig.29 : Section d'appui

I.2 La Turbine

Une turbine consiste en un rotor de girouette à plusieurs étages et 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.

Comme déclaré plus tôt, la section motrice, consiste en une série des stators et des rotors en forme des ailettes. La combinaison du stator et du rotor forme un étage. Les turbines sont connues sous le nom de 90 étages, 250 étages, etc. Le nombre d'étages détermine le moment de rotation produit. Le moment appliqué sur l'outil est la somme des moments partiels produit à chaque étage. L'angle de la lame et le débit de forage affecte le couple et la vitesse fournis à l'outil.

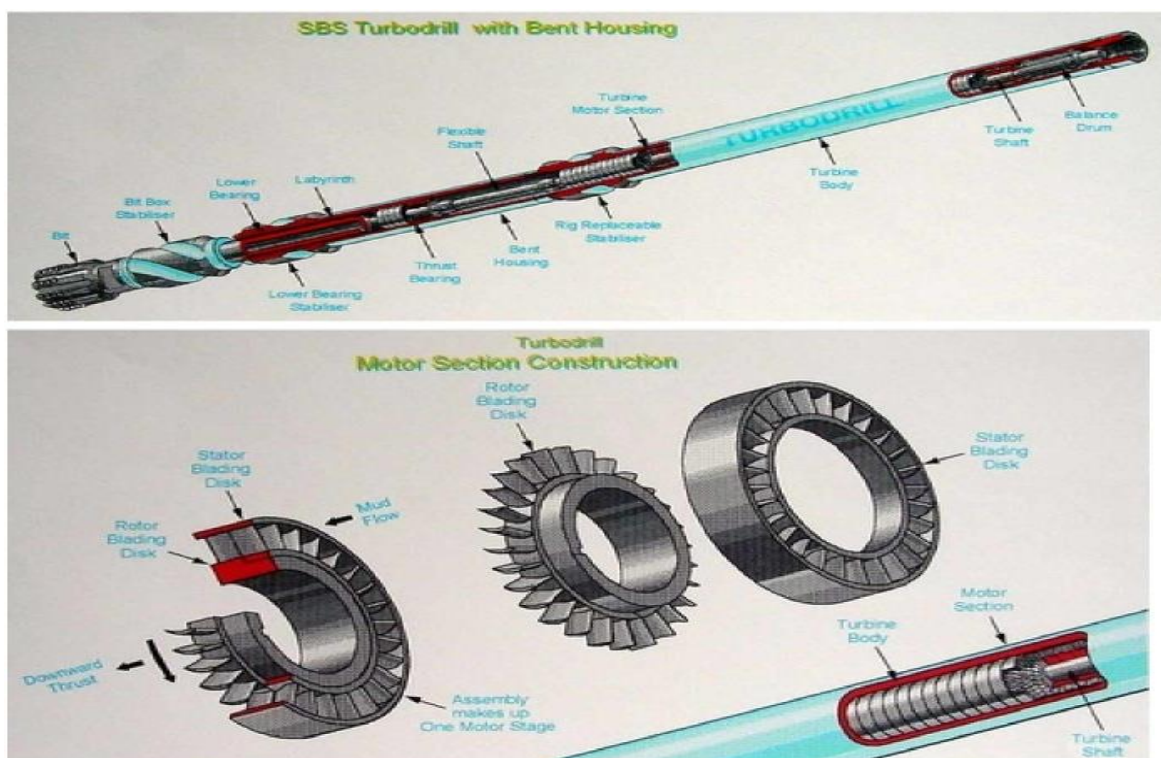


Fig.30 : Section motrice

II Equipements de mesures:

II.1 Les MWD (*Measurement 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.

Ils mesurent et transmettent l'inclinaison, l'azimut et le tool face, à l'aide de capteurs ultrasensibles, accéléromètres et des magnétomètres, leur conférant une précision inégalée par les

instruments de mesure classiques. Diverses mesures d'évaluation des formations peuvent être ajoutées, transformant les MWD en LWD (*Logging While Drilling*) et permettant un contrôle de la déviation tenant compte de la nature de la formation forée et/ou évitant les mesures électriques toujours difficiles à mettre en œuvre en forage horizontal.

Les paramètres mesurés sont transmis vers la surface après avoir été codés sous forme binaire. Deux systèmes de transmission sont utilisés:

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

II.1.1 Composition d'un MWD :

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

II.1.1.1 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.

a- 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.

b- Mesures d'évaluation des formations :

- Gamma ray
- Résistivité
- Porosité

c- Autres mesures :

- Pression annulaire
- Paramètres de forage
- vibrations

II.1.1.2 L'étage de télémétrie

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*")
- la transmission électromagnétique utilisant les formations en tant que conducteur. Pour être transmis, les paramètres mesurés doivent préalablement être transformés en information binaire.

a- Systèmes à mud pulse :

Un mécanisme (pulser) crée des surpressions ou bien des dépressions dans la colonne de boue, générant un train d'ondes qui remontent jusqu'en surface via la garniture de forage, où elles sont détectées par un capteur de pression au niveau du standpipe. On distingue 3 types de pulsations utilisées :

- **Pulses positifs** : (accroissement de pression)

Un petit obturateur (poppet valve, restricter) bloque momentanément le passage de la boue, créant une surpression dans la garniture. Il a l'inconvénient de créer une restriction à l'intérieur de la garniture et donc de rendre plus difficile le traitement des pertes avec des LCM.

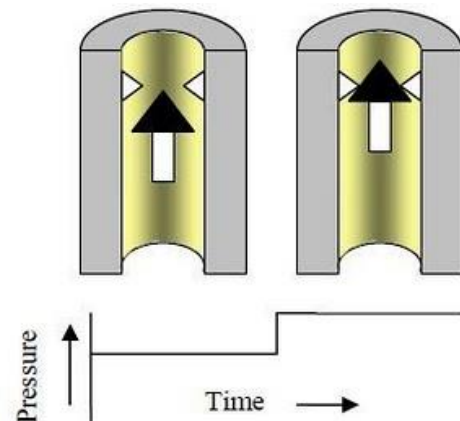


Fig.31 : Pulses positifs

- **Pulses négatifs** : (baisse de pression)

Une vanne de décharge (dump/relief valve) évacue un petit volume de boue dans l'annulaire, créant ainsi une dépression dans la garniture. Inconvénient : perte de l'intégrité de la séparation entre intérieur de la garniture et annulaire.

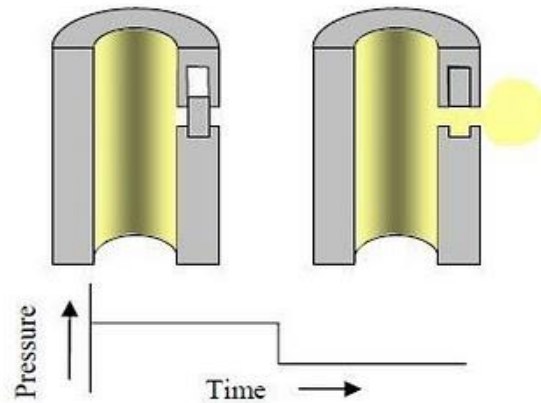


Fig.32 : Pulses négatifs

➤ **Pulses sinusoïdaux :**

Une sirène actionnée par la boue émet un signal de pression continu, en onde sinusoïdale et à modulation de phase. Ce système développé par Anadrill permet le rythme de transmission le plus rapide. Un modulateur constitué d'un rotor et d'un stator, la sirène induit une onde de pression de fréquence, varie sa dépend de l'outil de mesure, dans la colonne de boue par blocage alternatif du passage de boue à travers l'outil MWD. Cette onde est modulée en variant momentanément la vitesse du rotor entre deux fréquences différentes, ce qui correspond à la digit "0,1". Cette modulation de pression est captée en surface sur le stand-pipe, décodée, et fournit les données à raison de 0.25 au 1 bits/sec avec les outils M1 et M3, et jusqu'à 12 bps avec l'outil M10 (appelé "power pulse,telescope").

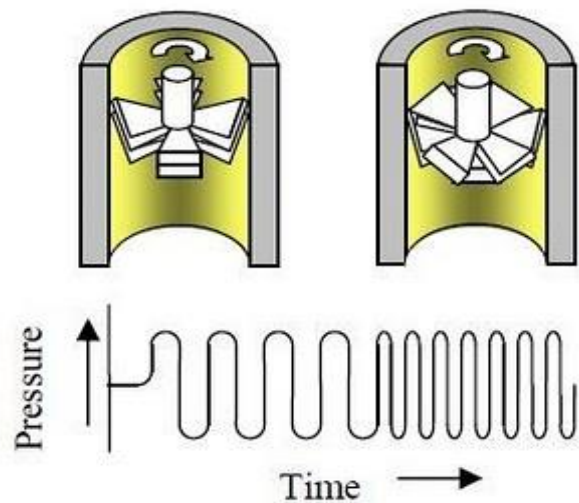


Fig.33 : Pulses sinusoïdaux .

Ce rythme de transmission est essentiel pour le déviateur qui a besoin d'une actualisation de la position du toolface aussi rapide que possible lorsqu'il oriente le puits. C'est également un facteur critique pour obtenir des données pétrophysiques de qualité avec une actualisation régulière.

b- Transmission électromagnétique

Un courant électrique est injecté dans la formation et mesuré en surface. Ce type d'outil a l'avantage d'être totalement indépendant 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.

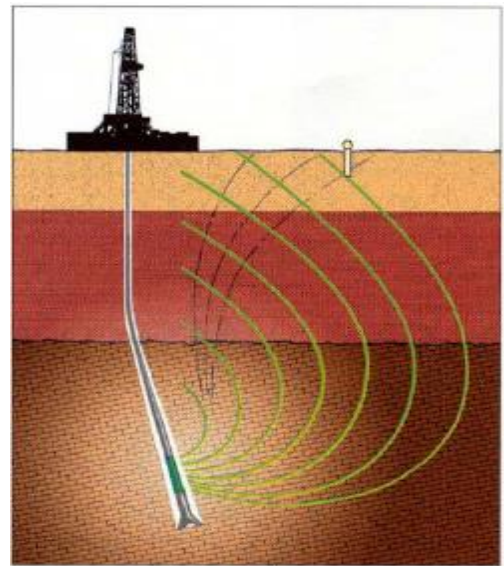


Fig.34 : Système de transmission électromagnétique.

II.1.1.3 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

II.2 Construction des MWD :

Les outils MWD se présentent en différentes configurations plus ou moins lourdes:

II.2.1 Type "collar"

Les divers composants et capteurs de l'outil sont fixés dans des tubes en acier amagnétique ayant le même diamètre extérieur que les masses-tiges ordinaires voir Fig.35 (9"1/2, 8", 6"3/4, 4"3/4, etc).

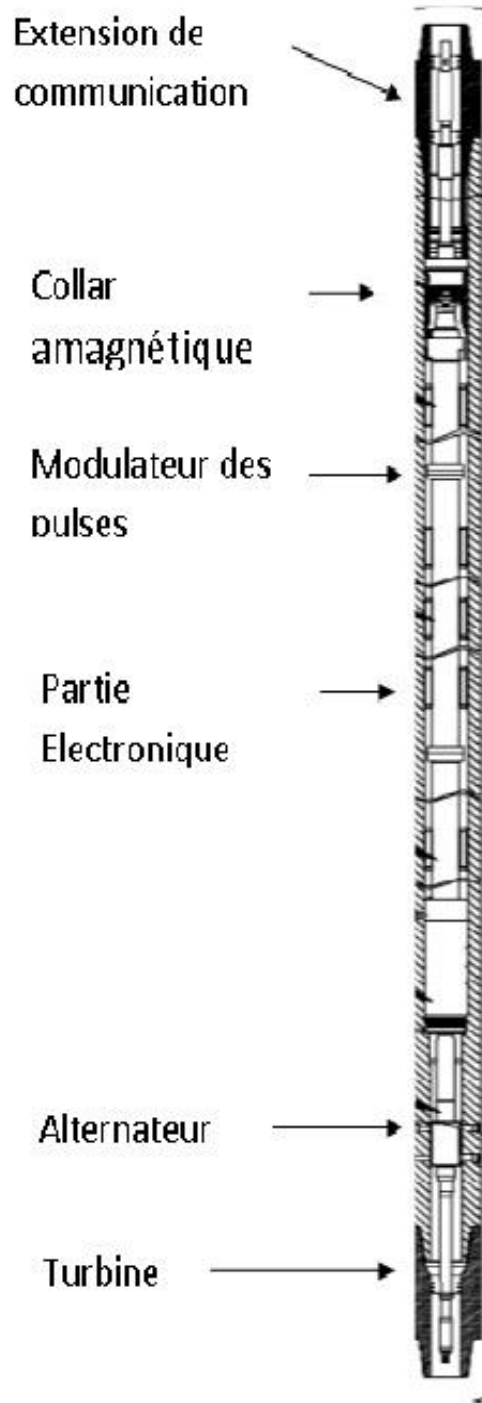


Fig.35 : MWD Type collar

II.2.2 Type "sonde" :

Les composants de l'outil sont installés à l'intérieur d'une sonde (probe) étanche de petit diamètre. La sonde MWD est placée à l'intérieur d'un drill collar amagnétique conventionnel, et peut être ou non repêchable au câble.

II.2.2.1 Repêchable:

A la base des NMDCs se trouve un UBHO (universal bottom hole orientating sub) dans lequel vient se loger le 'Stinger' de la sonde, et qui fournit le tool face du MWD.

En fait le repêchable au câble (tête de repêchage + coulisse de battage) n'est possible que si l'inclinaison du puits est $\leq 30^\circ$. Donc si l'inclinaison est supérieure, il faut remonter la garniture jusqu'à ce que $I \leq 30^\circ$ avant de pouvoir se livrer à l'opération.

D'autre part la redescente au câble est hasardeuse car on n'a aucune garantie que la sonde s'engage correctement dans le UBHO \Rightarrow on ignore si le tool face communiqué par le MWD est bien celui de l'UBHO (dont le tool face est référencé par rapport à celui du moteur).

C'est la raison pour laquelle les opérateurs préfèrent remonter en surface pour changer et remettre en place les sondes repêchables.

II.2.2.2 Non repêchable :

Au top des NMDCs est vissé un "hang off sub", encore appelé "alignment sub", dans lequel est suspendue la sonde. Le tool face du MWD est fourni de la façon suivante : le scribe line gravée au

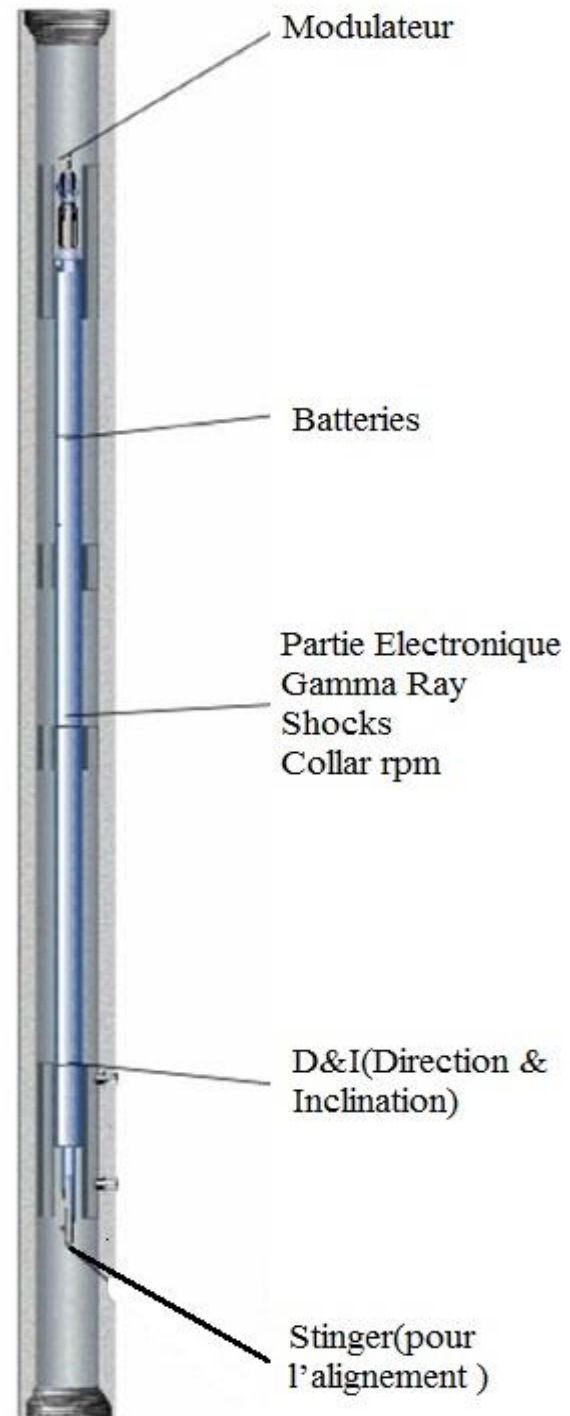


Fig.36 :MWD Type sonde

sommet de la sonde est aligné avec celle située sur le corps du NMDC réceptacle. Ce dernier a généralement une scribe line gravée à sa base et à son sommet.

Les MWDs de type sonde sont de plus en plus proposés par les compagnies de service, car leur prix de revient (coût opérationnel) est plus économique qu'un MWD collar : plus facilement transportables, moins de charges de stockage et de capital immobilisé. Pour la compagnie de service, le MWD collar n'est rentable qu'en association avec des autres mesures que directionnelles.

II.3 Les gyroscopes:

II.3.1 Gyro Single Shot & Multishot (GSS & GMS) :

Ils sont basés sur le principe du mouvement selon lequel un axe tournant à grande vitesse garde sa direction fixe dans l'espace, à condition qu'aucune force (frottement, choc, vibration) ne vienne perturber son équilibre.

Si le gyroscope directionnel est pointé en surface vers un repère de référence visible depuis le plancher de forage, une fois descendu dans le puits, l'angle entre le cadre/boîtier extérieur du gyroscope et l'axe tournant indique l'azimut géographique du puits.

L'inclinaison est fournie par un pendule (fil à plomb) ou par des accéléromètres chez les instruments plus sophistiqués.

Les mesures sont stockées sur un film (Gyro conventionnel) ou bien transmises en surface (SRG = Surface Recording Gyro) via wireline pour traitement par computer.

- Il n'y a pas besoin de drill collars amagnétiques et l'outil fonctionne quel que soit l'environnement métallique.

II.3.2 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. Les capteurs et l'électronique associée sont installés dans un tube d'acier amagnétique et descendus et mis en place dans une masse tige amagnétique.

Le câble est connecté à l'outil à l'aide d'un "wet connector" et remonte en surface à travers les tiges de forage jusqu'à un raccord d'entrée latérale (side-entry sub) lui permettant de passer de l'intérieur à l'extérieur des tiges. A partir de ce raccord le

câble passe entre les tiges et le tubage permettant l'ajout des tiges mais excluant toute rotation du train de tiges. Hors l'existence du câble de liaison et des inconvénients

associés, un steering tool serait l'instrument idéal de contrôle du forage dirigé.

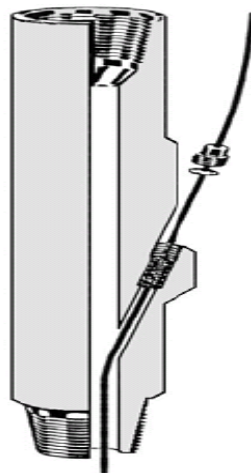


Fig.37 : side-entry sub

III. Equipements amagnétiques :

L'acier des éléments du train de tiges perturbe les lignes du champ magnétique terrestre. Cette perturbation est proportionnelle à la masse et inversement proportionnelles à la distance. Pour la bonne utilisation d'instruments de mesures magnétiques il est donc nécessaire d'éloigner les équipements de mesure des éléments perturbants. Ceci est réalisé en utilisant 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
- des alliages tels que le "Monel" (70% nickel + 30% cuivre)

Les équipements amagnétiques les plus courants sont:

- des masse-tiges ;
- des masse-tiges courtes ;
- des tiges de forage compressives ;
- des tiges de forage ;
- des stabilisateurs ;
- des raccords ;

Et bien sur les équipements de mesure eux-mêmes:

- MWD
- *steering tools*.

III.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. Les masse-tiges amagnétiques sont trois à quatre fois plus chères que les masse-tiges en acier standard.

III.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.

III.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.

III.4 Raccords amagnétiques

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

III.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.

La chemise peut être positionnée et bloquée dans une position permettant d'indexer l'orientation de l'outil de déviation par rapport à l'outil de mesure.

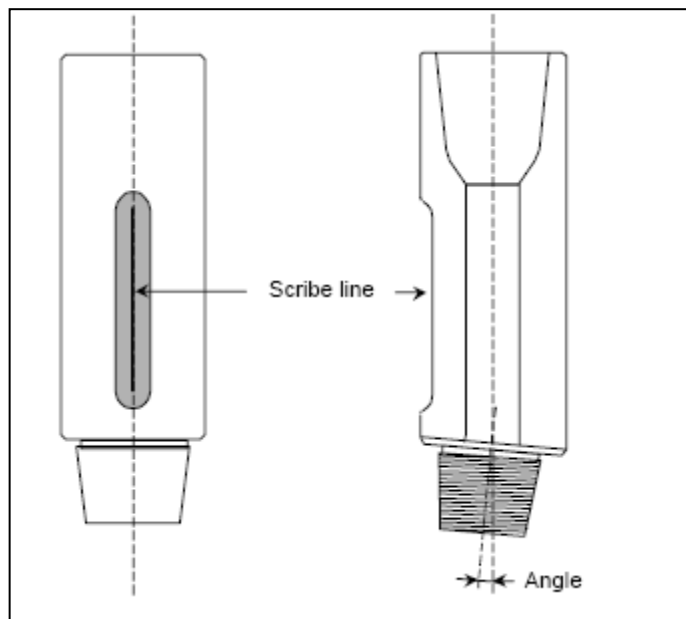


Fig. 38 : Raccord d'orientation

III.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. Ils sont installés immédiatement au-dessus du moteur. Ils sont fabriqués soit en acier standard, soit en acier amagnétique. La valeur de l'angle est gravée dans le corps du raccord et une ligne de repérage ("*scribe line*") est usinée le long du corps afin de permettre le repérage précis de l'angle.

La valeur de l'angle détermine le gradient de montée ou de rotation du puits, qui dépend aussi des diamètres du trou et du moteur ainsi que de la longueur de celui-ci, mais aussi de la formation. Le rendement du raccord est donc difficilement prévisible à moins de disposer d'une expérience locale. Il est donc nécessaire de disposer sur site de raccords de différentes valeurs afin de couvrir une gamme de gradients adaptée au programme de forage. L'utilisation des raccords coudés tend à disparaître avec le développement des coudes incorporés aux moteurs ("*bent-housing*"). Les raccords coudés et les raccords d'orientation sont fréquemment combinés en seul raccord appelé "raccord coudé d'orientation".

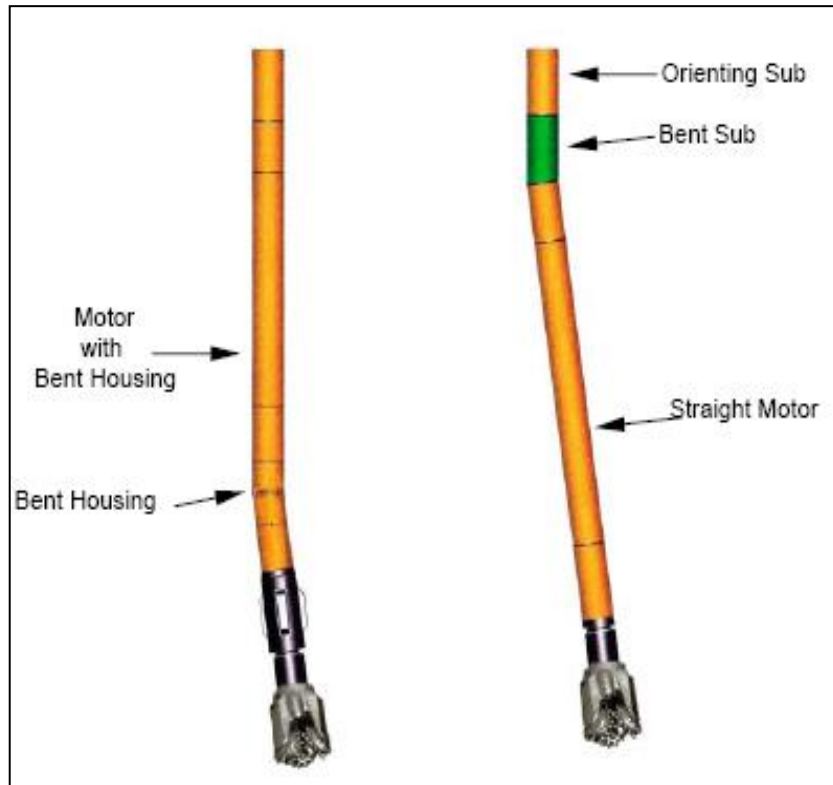


Fig.39 : Raccord coudé incorporé ("Bent-housing") & Raccord coudé indépendant

III.7 Outils de déflexion :

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 obliger de riper vers la paroi et de sortir du puits initial.

Les Whipstocks peuvent être:

- permanent or récupérables.
- orientables ou non.

Ils peuvent être utilisés

- en trou ouvert, pour effectuer un side-track ou démarrer un drain latéral

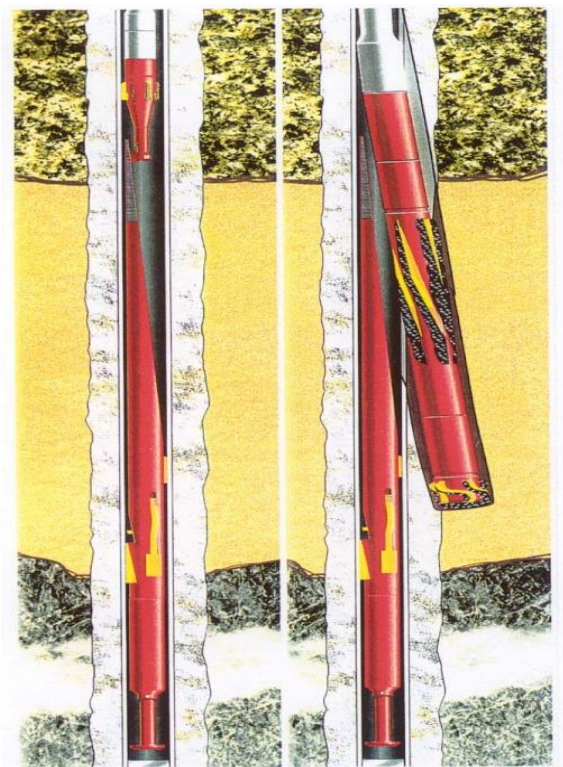


Fig.40 : Whipstock

➤ dans un tubage, pour ouvrir une fenêtre.

Communément utilisés au début du forage dirigé,

les Whipstocks avaient peu à peu disparus avec le développement des moteurs de fond et les progrès relatifs à l'orientation.

Ils réapparaissent en raison du développement des puits en ré-entrée, offrant un bon moyen d'ouvrir une fenêtre dans le tubage.

III.8 Les stabilisateurs :

En forage dirigé, l'utilisation de stabilisateurs est l'un des moyens de contrôler l'inclinaison du puits. Ils sont donc largement utilisés, particulièrement en forage

dirigé conventionnel. Ces outils sont constitués par des "lames" installées sur des corps tubulaires. Ces lames ont un diamètre égal ou inférieur à celui de l'outil de forage. Ce contrôle est obtenu en jouant soit sur le diamètre des stabilisateurs, soit sur la longueur entre lames, soit sur les deux à la fois. Les stabilisateurs sont installés soit directement au-dessus de l'outil de forage et sont alors appelés "near-bit" ou plus haut dans la BHA où ils sont appelés "string".

Les stabilisateurs near-bit possèdent des filetages femelle x femelle permettant le vissage direct sur l'outil. Un logement permettant d'installer une valve anti-retour est souvent aménagé à leur extrémité inférieure, évitant ainsi l'utilisation d'un raccord.

III.8.1 Stabilisateurs à lames soudées :

Les lames (en général au nombre de trois) sont soudées sur le corps, obliquement (plus ou moins spiralées) ou parallèlement à l'axe (lames droites). Ces lames sont le plus souvent en acier non revêtu et réalisent un contact limité avec les parois du trou. De plus ce type de stabilisateur risque d'endommager les formations tendres ou peu consolidées. Ces stabilisateurs ne constituent donc pas de bons outils pour le forage dirigé.



Fig.41 : Stabilisateurs à lames soudées

III.8.2 Stabilisateurs à lames intégrales :

Les stabilisateurs dits à lames intégrales sont, soit forgés, soit usinés dans un bloc d'acier.

Les lames sont larges et "spirales" autour du corps. Elles offrent un bon contact avec les parois du trou. La forme des lames et l'espace entre lames conduisent à deux types de stabilisateurs

- de type ouvert (open design)
- de type fermé (tight design)

De manière à prolonger leur durée la surface des lames est couverte de revêtement constitués de matériaux durs tels que:

- grains de carbure de tungstène
- plaques de carbure de tungstène
- boutons de carbure de tungstène

III.8.3 Stabilisateurs à chemise :

Les stabilisateurs à chemises sont constitués d'un mandrin sur lequel vient s'installer une chemise portant des lames Fig.43. Deux types existent, différant par le mode de montage de leur chemise:

- soit la chemise est directement vissée et bloquée sur le mandrin



Fig. 42 : Stabilisateur à lames intégrales.



Fig. 43 : Stabilisateurs à chemise.

➤ soit le mandrin est divisé en deux parties se vissant l'une sur l'autre, la chemise étant

Bloquée entre ces deux parties. Ce système présente l'avantage de ne pas avoir à serrer directement sur la chemise. En réduisant la quantité de matériel nécessaire, les stabilisateurs à chemises pourraient être une alternative économique aux stabilisateurs intégraux, mais présentent cependant certains inconvénients:

- Le montage et le démontage des chemises prennent du temps, surtout quand elles remontent surbloquées. Le dévissage en force conduit alors souvent à une déformation rendant la chemise inutilisable et réduisant l'avantage quantité de matériel.
- La surface des lames est réduite par rapport aux lames des stabilisateurs intégraux, offrant une moins bonne qualité vis à vis du forage dirigé.

III.8.4 Stabilisateurs à chemise non rotative :

Ces stabilisateurs sont constitués d'une chemise, portant des lames le plus souvent droites, installée librement sur un mandrin. Les chemises et leurs lames sont faites, soit intégralement en caoutchouc, soit en acier recouvert de caoutchouc. Leur rôle est plus de centrer que de stabiliser.



Eg.44 : Stabilisateur à chemise non rotative

III.8.5 Stabilisateurs "clamp-on" :

Les stabilisateurs "clamp-on" sont constitués d'une chemise portant des lames, pouvant être glissée à une position quelconque sur un élément tubulaire et être bloquée entre deux couronnes contra-rotatives. Ils sont nécessaires quand une stabilisation est requise et qu'il n'est pas possible d'installer des stabilisateurs conventionnels, par exemple sur des outils longs tels que certains MWD. Ils doivent alors être constitués d'acier amagnétique.

IV Design du train de tiges:

L'objectif du design du train de tiges est double:

- déterminer les équipements nécessaires à la conduite du forage dirigé
- déterminer les différents équipements tubulaires nécessaires aux opérations de forage et pouvant supporter les différentes contraintes qui seront rencontrées sans risque de rupture.

La conception d'une garniture de forage dirigé doit satisfaire à différents critères:

- contrôler l'inclinaison du puits
- contrôler l'azimut (selon le type de garniture)
- permettre le forage (c'est à dire pouvoir pousser l'outil de forage)
- inclure le système de mesure et/ou permettre les mesures

IV.1 Garniture de montée (Build-up assemblies):

Une garniture de montée consiste en un stabilisateur installé au plus près de l'outil de forage (near-bit), agissant comme une rotule.

IV.2 Garniture de maintien de l'inclinaison (Packed-hole assemblies):

L'inclinaison d'un puits peut être maintenue à l'aide d'une garniture dite "Stabilisée" (packed-hole assembly), combinaison de plusieurs stabilisateurs et éléments tubulaires arrangés de manière à obtenir une résultante latérale nulle ou négligeable.

La composition de base d'une telle garniture consiste en:

- Un stabilisateur near-bit (plein trou, rarement sous-dimensionné)
- Plusieurs stabilisateurs string (plein-trous ou sous-dimensionnés)
- Des éléments tubulaires (drill-collars, MWD, etc) les reliant de manière à obtenir un ensemble rigide.

La Fig.45 représente les deux configurations maintien et augmente l'inclinaison(Build up).

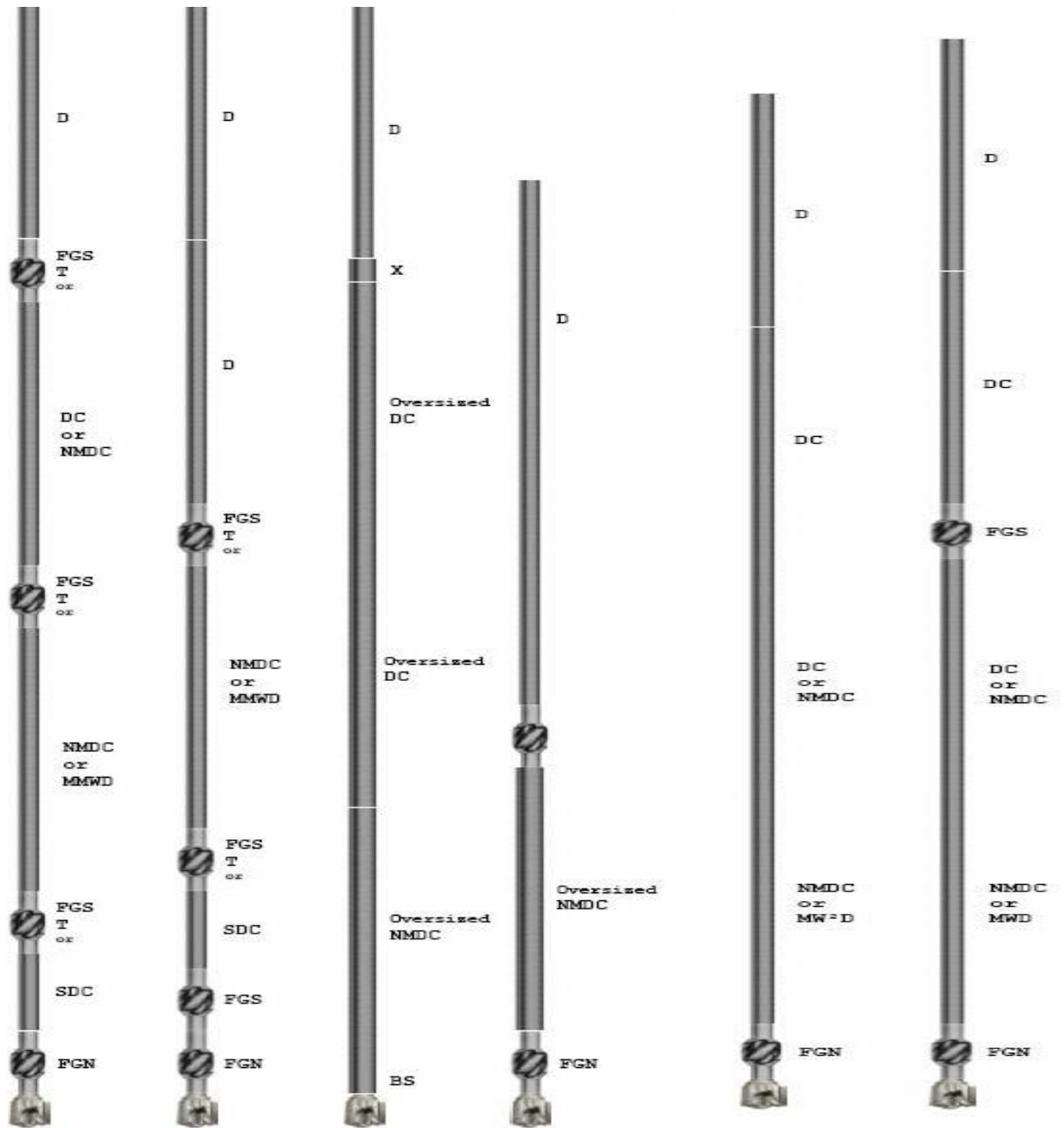


Fig.45 : exemple de garniture de maintien d'inclinaison

Exemple de garniture de Build up

IV.3 Garnitures pour chute de l'inclinaison ou pendulaires (Pendulum assemblies):

Une chute d'inclinaison est souvent difficile à réaliser ou à contrôler, en particulier aux faibles inclinaisons. L'effet de chute sera d'autant meilleur que la force pendulaire est forte, il faut donc repousser le point de tangence aussi loin que possible de l'outil. La garniture de chute la plus courante consiste à intercaler dans les masses-tiges un stabilisateur (string plein trou), à 15 à 20 mètres au dessus de l'outil, voir Fig.46.

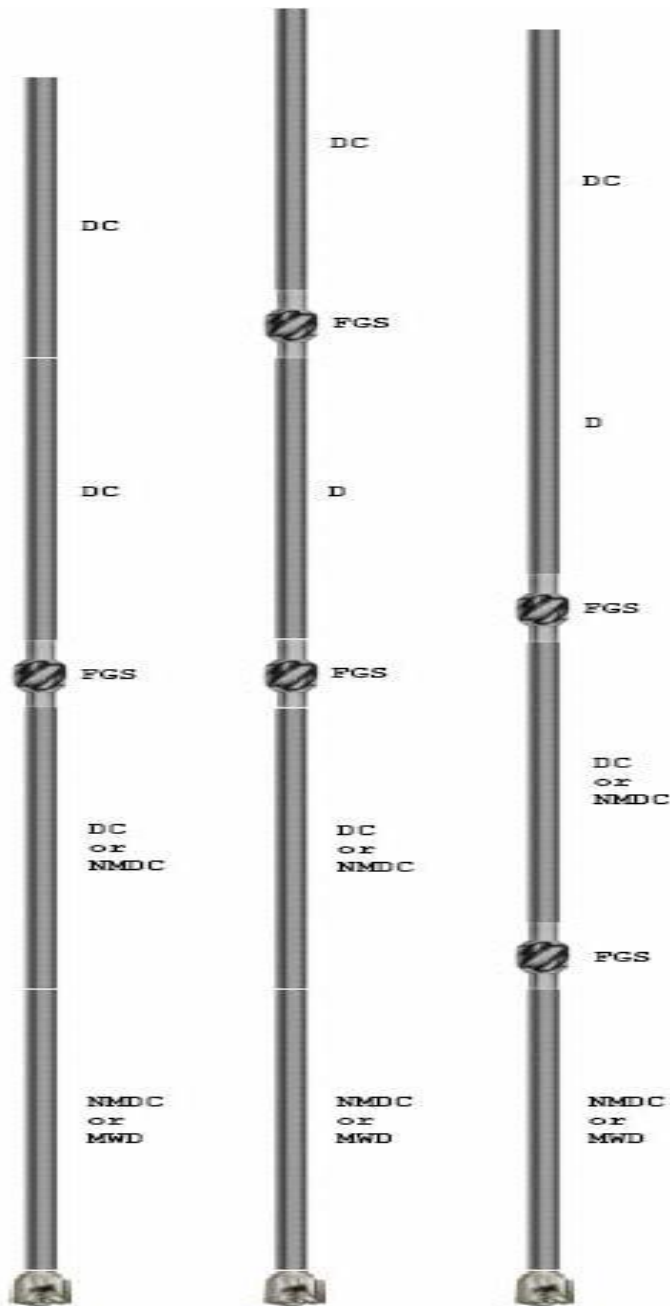


Fig.46 : Garniture de drop off.

Chapitre IV

*PLANIFICATION ET
EXÉCUTION DE SHORT
RADIUS*

Introduction

Les puits en Short Radius sont couramment utilisés pour transformer un puits vertical existant en puits horizontal (Re-entry) afin d'optimiser la production.

Les puits cimentés et tubés facilitent ainsi la réalisation des DLS élevés par opposition aux puits non tubés (open hole). Un profil en Short Radius peut permettre de forer toute la section au sein de la zone de production. Le petit déplacement nécessaire pour atteindre un angle quasi-horizontale favorise également l'utilisation de Short Radius dans le cas d'un réservoir à faible épaisseur. Les puits SR ont aussi certains avantages économiques. Il s'agit notamment un coût en capital plus faible. La figure 47 montre un exemple de Short Radius en re-entry.

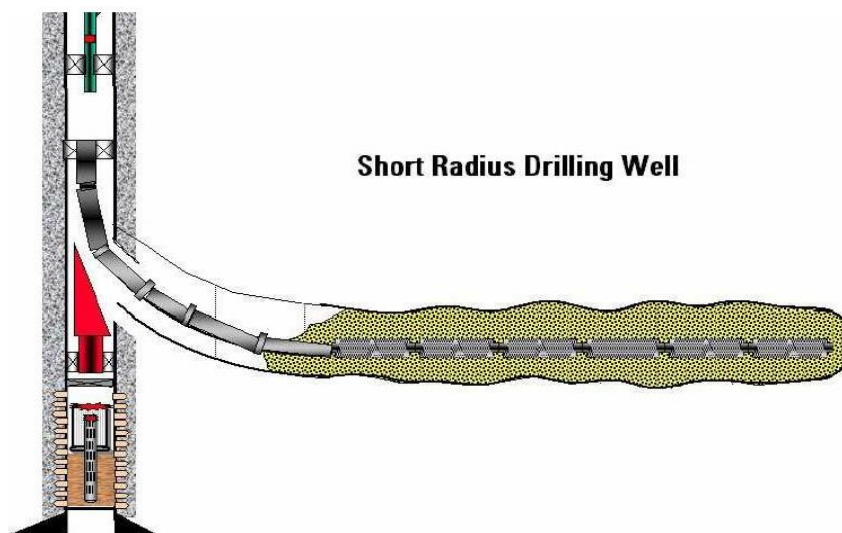


Fig.47 : Exemple d'un Short Radius

I Planifications et l'exécution :

I.1 Capacité de sonde du forage:

Les exigences relatives à un puits SR sont semblables à un puits medium ou bien Long Radius. Les pompes à boue doit être capable de mettre le débit et la pression nécessaires au TD. Trois pompes peuvent être mieux, mais ce n'est pas un facteur limitant. Amortisseurs de pulsations doit être utilisé et correctement chargé.

La table de rotation (TOP DRIVE ou bien kelly) doit avoir une position de verrouillage pour le forage en mode sliding et aussi un torque suffisant pour la rotation sur la section latéral. Les sondes électriques sont mieux pour le contrôle de torque(les sondes mécaniques peuvent apporter un élément de risque telque excès de torque).

La capacité de mât est importante. Le dispositif doit d'être capable de tiré un minimum de 70.000 livres particulièrement lorsqu'un Jar est utilisé. La hauteur que le moufle mobile peut atteindre doit être connue surtout avec les sondes ayant une tige carrée.

I.2 Le trajectoire du puits:

Les profils de puits en SR sont fondamentalement les mêmes sur les puits traditionnels, mais avec un DLS plus élevés. La planification de la courbe devrait être aussi simple que possible. Une courbe 2D sera plus simple que d'un profil 3D. Parfois est difficile d'obtenir les bonnes DLS pour atteindre la courbe sur un puits SR. La Prévision de DLS est important sur un SR. Il doit être aussi proche que possible de la proposition de plan ou bien plus élevé, lorsque DLS est plus faible que prévu, il faudra ajouter un ou plusieurs descente de BHA supplémentaires.

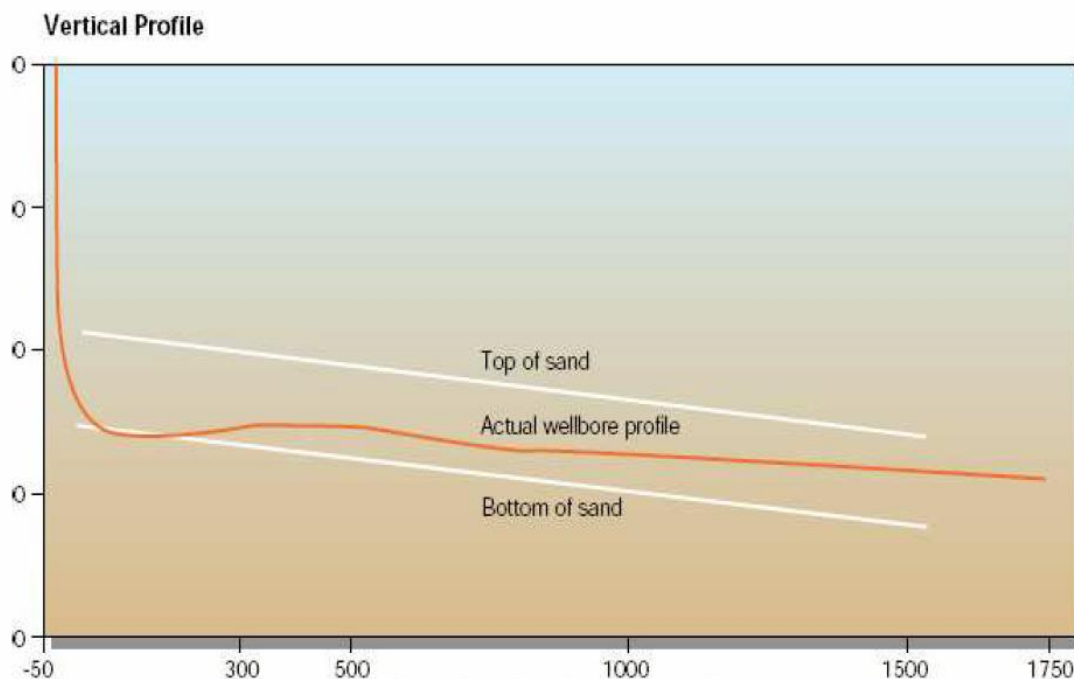


Fig.48 : Exemple d'un short radius

L'atterrissage est une technique courante lorsque le DLS est plus élevé que prévu, consistant à compléter la courbe avant la profondeur programmé avec une plus faible BUR au point d'atterrissage. Habituellement, pour l'atterrissage, la courbe est arrêtée à environ 80 degrés. Le pire scénario qui puisse arriver, c'est quand on a un DLS inférieur. Lorsque cette situation se produite un autre trip doit être fait pour la descente d'une BHA plus agressif. Si la décision est prise trop tard un bouchon de ciment doit être pompé.

Toujours glissé (Sliding) la BHA dans la courbe (aucune rotation) jusqu'à ce que le non-mag flex tige est hors la section de DogLeg élevé. Les seuls éléments à tourner sur la courbe devraient être les tige car ils ont la plus grande résistance à la fatigue. La rotation est possible

jusqu'à 80 deg/100ft avec 3 ½ DP. La rotation de surface ne devrait jamais dépasser 30 tr-min comme la fatigue sera directement eue un impact.

I.3 Planification de la déviation:

Les caractéristiques du puits, lithologie et les limitations des outils permettront de déterminer la méthode de déviation à utiliser. Les Puits SR peuvent être détournés par plusieurs méthodes. Ces méthodes sont :

I.3.1 Trou ouvert :

La réalisation d'une déviation en trou ouverte est plus difficile pour accomplir quand la formation est plus dure que le ciment. Un angle plus élevée du raccord codé sur le moteur conventionnel doit être utilisé pour amorcée la déviation. Une fois que le puits est détourné, un moteur de Short Radius peut être utilisé. Sur un puits incliné, la déviation en trou ouverte doit être faite avec une ToolFace de 180 deg , parce que toute exécution ultérieure avec moteur ou bien liner peut être un problématique.

I.3.2 Fraisage d'une Fenêtre :

C'est une méthode très populaire pour les puits en re-rentree. En utilisant le whipstock on peut facilement sidetracker le puits de l'interface de ciment à la formation. Le GR log de MWD peut servir à établir une corrélation définissant la profondeur du whipstock dans la formation. Il y a plusieurs sortes de whipstock, Certains sont permanents, certains sont récupérables, Certains nécessitent un seul trip, d'autres nécessitent deux trip. Le Whipstocks récupérable permettra la rentrée ou la production des zones plus profondes. Les conditions de casing et de ciment à la profondeur du whipstock est d'une importance capital pour réaliser une déviation avec succès. Si la qualité du casing n'est pas bonne, le whipstock ne peut pas être correctement ancrée. Pour un SR il n'existe aucun outil de fraisage spécial. La valeur de la TVD, perdu entre la fenêtre et KOP doit être pris en compte.

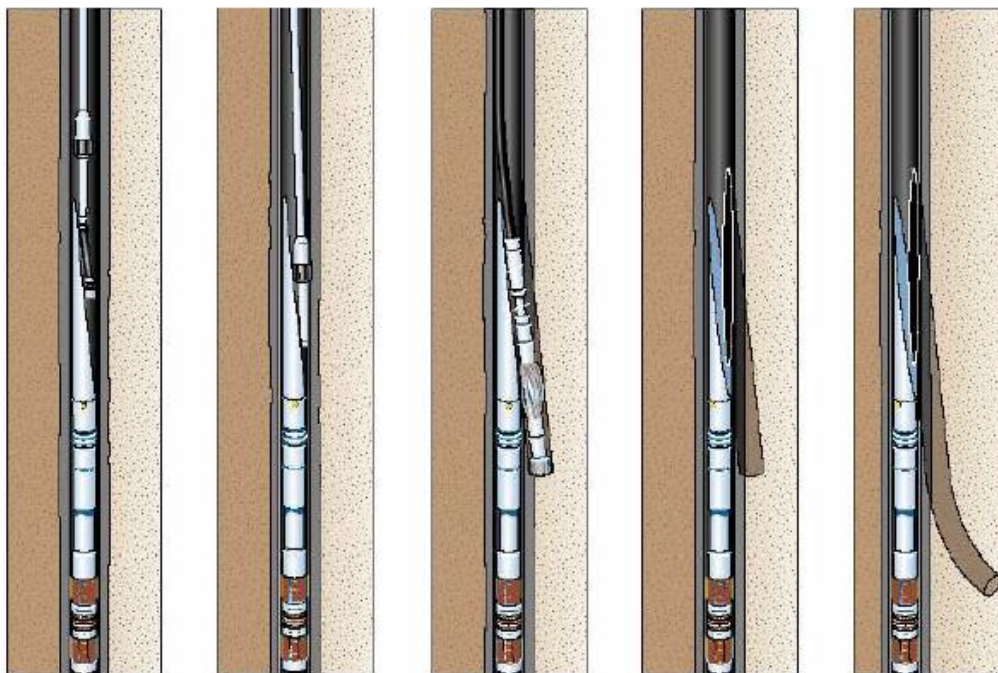


Fig.49 : Ouverture d'une fenetre avec un Whipstock

I.3.3 Fraisage d'une section :

Cette méthode consiste à enlever une section du casing. Une fois la section est enlevée, il faut la reforer et la cimenter, après la cimentation il faut que le ciment soit foré jusqu'au KOP. Cela peut être fait avec un moteur rotatif ou droit, à ce point on peut dire que la déviation est amorcée. Un bon amorçage de la déviation nécessite un bouchon du ciment plus dur que la formation. Pour l'orientation Magnétique (MTF) le D*I devrait être au moins 10m loin de la partie supérieure du casing (Celle distance peut être augmentée si la tolérance d'azimut est élevée). L'interférence magnétique augmentera lorsque le MWD passe à la proximité du casing plus bas. Ce dernier peut être tiré complètement dans

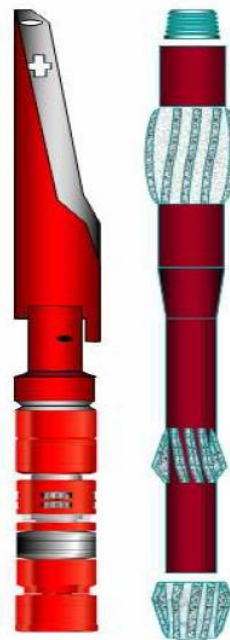


Fig.50 : Whipstock et Outil Tri mill

certain cas. La **figure 50** montre un Whipstock avec un outil tri mill.

I.3.4 Trou tubé (Cased) :

Sidetracks peuvent être réalisées avec un whipstock. La méthode à utiliser dépend de casing , des conditions de ciment et également des préférences du client.

I.3.4.1 Orientation :

En fait, il y a trois options courantes pour orienter le sidetrack. La méthode d'orientation est indépendante de la technique du sidetrack. Cela dépend du puits, casing par rapport au KOP, inclinaison et de l'azimut du trou, etc..Pour la planification et le calcul de KOP Il est recommandé d'avoir les stations directionnels du puits existant.

a- Utilisation de 'ToolFace' Magnétique :

Cette méthode est utilisée lorsque l'inclinaison de trou est très faible (maximum 3 deg). La distance entre le casing et MWD doit être au moins de 10m pour éviter toute interférence magnétique. Une plus grande distance peut être exigée dans certains cas. L'estimation de l'interférence de la colonne du forage (EDI) est nécessaire pour vous assurer qu'il n'y a pas d'interférence de BHA. L'Orientation magnétique n'est pas une option de quitté la fenêtre a cause de la longueur du trou ouvert nécessaire.

b- Utilisation du 'gravity toolface' :

Pour utiliser cette méthode, l'inclinaison du trou doit être au moins trois degrés (3 degrés). Assurez-vous qu'il y a assez d'inclinaison en ayant les stations directionnelles du puits jusqu'au KOP. La distance entre le casing et MWD n'est pas important car la GTF n'est pas affecté par les interférences magnétiques .C'est la méthode commune pour le fraisage de la fenêtre.

c- L'orientation de Gyroscopic :

Un outil de gyroscopie est recommandé lorsqu'aucune autre méthode n'est acceptable, ou comme un soutien à une autre méthode. Il est exigé quand l'inclinaison de trou est très faible (inc <3 deg) et le KOP est près du casing. Cette méthode est plus coûteuse que MTF ou GTF. Gyro est obligatoire lorsqu'on ne peut pas utilisé le Gravité ToolFace.

I.3.5 La Sélection des moteurs :

La sélection du moteur dépend de la cible, DLS, taille de trou, les exigences de production et les outils disponibles. Le diamètre de trou et le débit permettra de définir la taille de l'outil. La Taille de chaque outil a plusieurs options disponibles de moteurs et chaque moteur à ses propres limites, son taux d'augmentation d'inclinaison et des paramètres de fonctionnement recommandées. Il y a des moteurs spéciales pour le forage de la courbe .Dans la section latérale plus options sont disponibles selon le DLS. Il faut aussi s'assurer que le moteur passera dans le trou sans aucun problème par des prédictions de DLS sur le plan

I.3.6 Les types des moteurs :

On va parler sur quelques moteurs désignés pour les puits en Short Radius fabriqués par Schlumberger.

I.3.6.1 PowerPak extra flex (XF):

Le PowerPak XF est un des moteurs les plus agressives. Le XF 3 ¾ est capable de forer un rayon de 12 m avec un BUR(taux de changement d'inclinaison) de 143 deg /30 m. Si le BUR de la courbe est plus 90 deg/30m, le drain latéral doit être foré avec un moteur XF. Généralement, le moteur XF dans la partie latérale est configuré pour un BUR de 15-25 deg/ 30m. Les outils de forage PDC ou bien tricône peuvent être utilisés mais tricône est préférable pour des raisons de contrôle directionnel. Le stabilisateur près a l'outil est le 2^{eme} point de contact après l'outil, On peut utiliser le mode sliding sans problème, Il permet de lisser la paroi du .Aussi il peut être remplacé sur le chantier si nécessaire, Voir Fig.51.

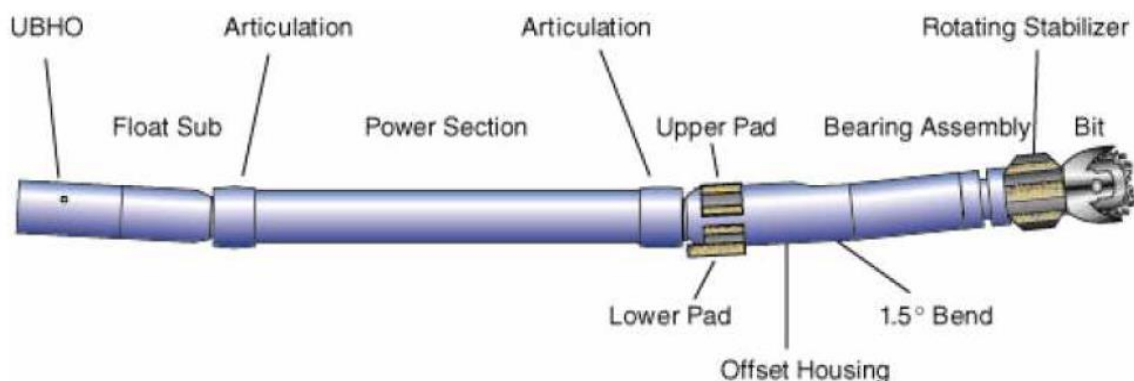


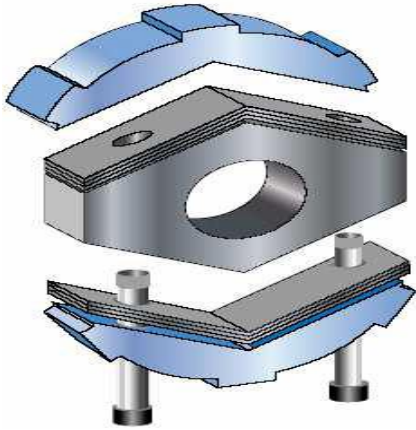
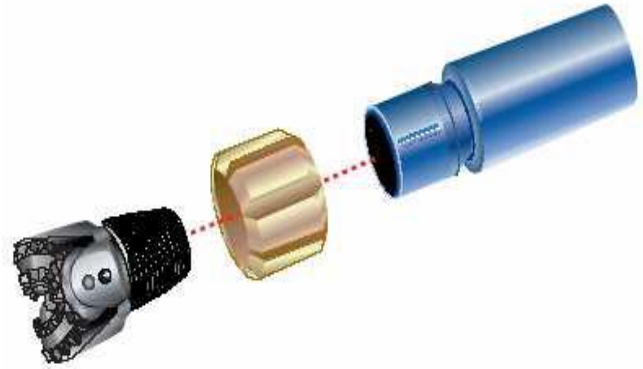
Fig.51 : PowerPak extra flex

Le 375 XF a deux angles de raccord codé(bend) 1,7 deg et 1,0 deg. Le 475 XF n'a qu'une seule angle de bend 1,5 deg. Le tableau suivant affichera le BUR approximative pour chaque bend :

Tool Size	Bend Angle (degrees)	Hole Size (in.)	DLS Range (°/100 ft)	Minimum Radius (ft)
375 XF*	1.7	4 1/2	88 to 127	45
		4 3/4	88 to 145	40
	1.0	4 1/2	15 to 82	70
		4 3/4	15 to 88	65
475 XF	1.5	5 7/8	15 to 72	80
		6	15 to 76	75
		6 1/8	15 to 82	70

Fig.52 : Caractéristiques des moteurs XF

Le bend 1.7 deg est pour un Gradient de montée (BUR) plus grand que 88 deg/30m .On peut utiliser le bend 1 deg pour un Gradient de montée moins que 88deg/30m ,les figures 53 et 54 montre des patins réglables et l'outil de forage.

**Fig.53** : Patins réglables**Fig.54** : Outil de forage avec un stabilisateur

I.3.6.2 PowerPak extra curve (XC):

Le PowerPak XC illustré dans la figure 55 est capable de forer une courbe de rayon de 21m (82 deg/30m). C'est un moteur avec une Assemblé Réglable de Bend (0 a 4 deg) pour le forage des courbes avec un grand Gradient de montée (BUR) et un faible BUR pour le drain latéral. Le moteur XC 3 ¾ est moins agressif que le XF 3 ¾. Le moteur XC peut être assemblé avec une articulation et UBHO/une valve flotteur anti-retour (pour la courbe) ou bien un joint flex avec UBHO intégrale et une valve flotteur (pour drain latérale), au dessus du stator. Il utilise une boîte des patins standards. Une gamme des plaquettes de hauteurs différentes sont nécessaires afin de maximiser le BUR pour un diamètre du trou donné. Le moteur XC est moins sensible au diamètre de trou et a la formation que le moteur XF donc Il a un meilleur contrôle directionnel en latéral.

**Fig.55** : PowerPak extra curve

Il est recommandé si le BUR est acceptable et le passage de moteur dans le trou n'est pas un problème. Il fonctionnera comme un moteur classique.

Généralement, le Gradient de montée il est un peu moins en formation douce et légèrement plus grand dans les formations dure. Il est recommandé pour la section latérale avec un BUR moins de 60 deg/30m et il est une option de secours pour la deuxième course dans le drain latéral pour un BUR moins de 90 deg/30m.

Les DLS varient il dépendra de la hauteur de bloc de Coup de pied utilisée.

Tool Size	Kick Pad Height (in.)	Hole Size (in.)	Maximum DLS (°/100 ft)	Minimum Radius (ft)
375 XC	0.26	4 3/4	82	70
	0.18	4 1/2	76	75
475 XC	0.80	6 1/8	82	70
	0.67	6	76	75
	0.50	5 7/8	72	80

Fig.56 : Caractéristiques des moteurs PowerPak extra curve

Pour les DogLeg élevé il faut bien vérifier que le moteur passe a travers le casing parce que le moteur XC a une offset de bend plus grande qu'un moteur XF donc il nécessite un diamètre de trou plus grand.

I.3.6.3 Moteur PowerPak Standard :

Les moteurs de série M et S ne sont pas recommandés pour la courbe. Ils peuvent être utilisés dans le drain latéral. Ils offrent plus de contrôle et de puissance en raison de leur longueur supplémentaire. Il a été exécuté en DLS aussi élevé que 80deg/30m.

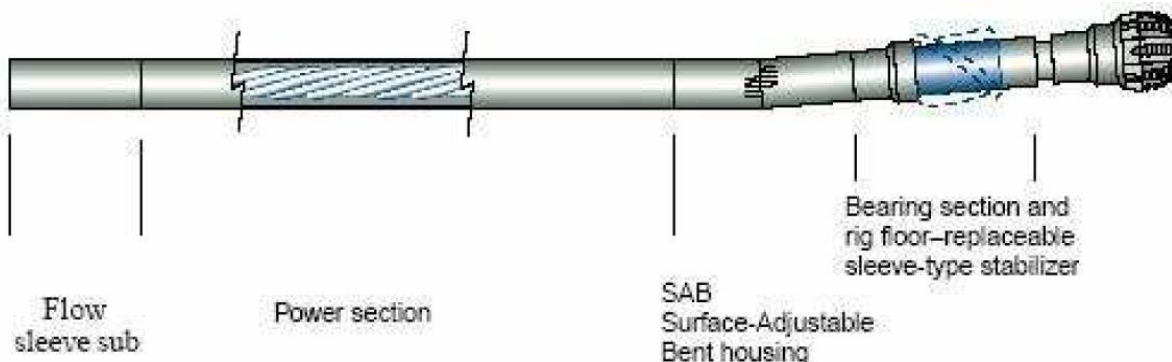


Fig 57 : Moteur PowerPak Standard .

I.3.7 Design de BHA :

Nous discuterons dans ce qui suit un par un les équipements d'une BHA typique pour un puits SR à partir de l'outil de forage jusqu'aux tiges de forage. La figure 58 montre les équipements nécessaires pour le forage d'un puits en Short Radius.

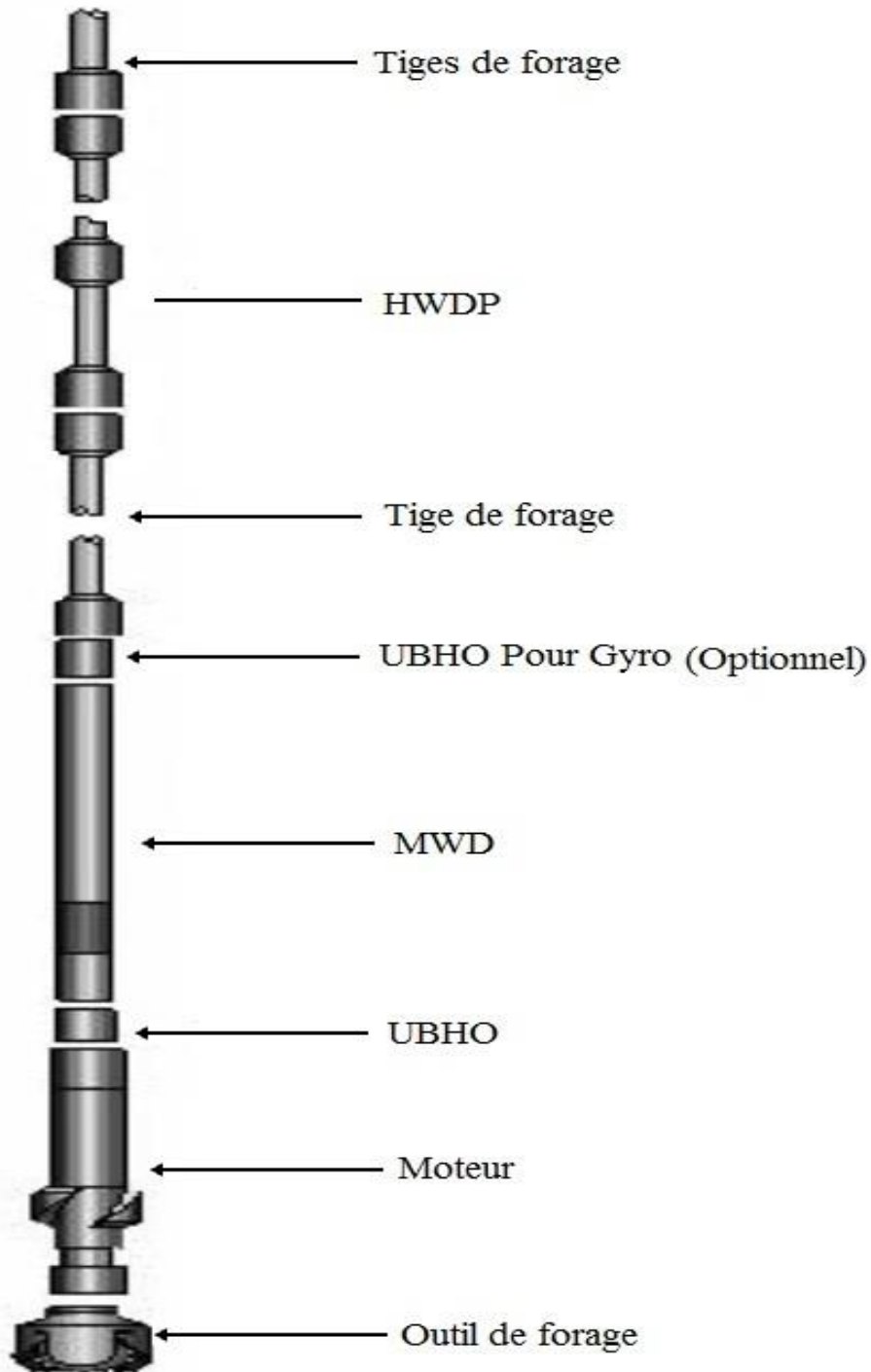


Fig 58 :Short Radius BHA.

I.3.7.1 Outil de forage :

Aucun outil de forage spécial est nécessaire pour la réalisation des puits en Short Radius, mais quelques considérations doivent être tenues en compte afin de forer un SR avec succès. Les outils Tricône sont recommandés pour la courbe, parce que le ToolFace est plus facile à contrôler. C'est parce que si nous réduisons la distance entre l'outil de forage (1^{er} point de contact) et le stabilisateur porte outil (2^{ème} point de contact) le DLS augmentera et ensuite le rayon de la courbe sera plus petit.

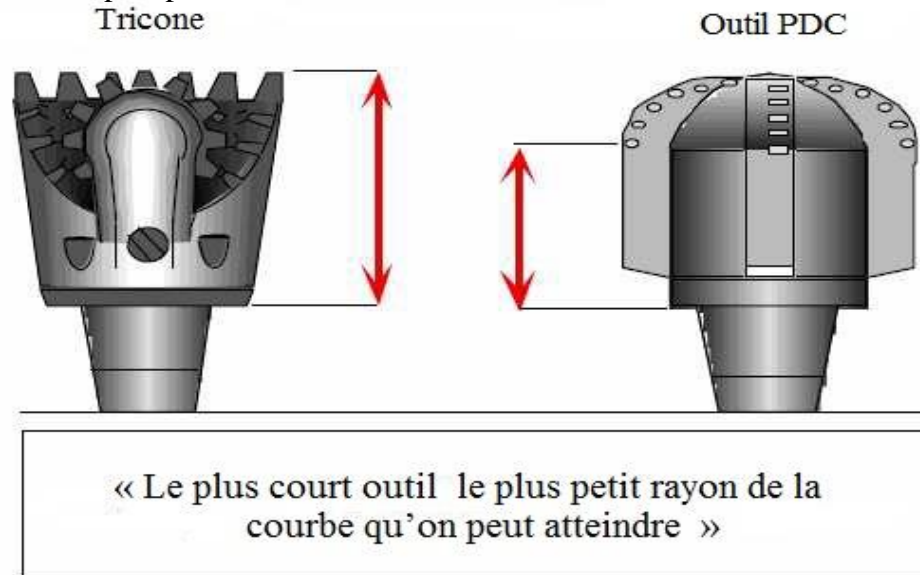


Fig59: Tricone et PDC

I.3.7.2 Moteur:

XC et XF moteurs ont été décrits dans la partie la sélection des moteurs.

I.3.7.3 Float Valve (une valve flotteur anti-retour) :

Il limitera la boue de remontant à l'intérieur de train de forage. Il est situé au-dessus de l'articulation supérieure dans un logement non-mag.

I.3.7.4 UBHO (Sub D'orientation Universel) :

Il est situé au-dessus de la valve à flotteur. Elle a des vis et des joints toriques pour l'étanchéité et pour maintenir MWD en permettant l'alignement de ce dernier avec la direction de bend de moteur pour avoir la ToolFace. L'UBHO est non magnétique. Une UBHO en acier peut être utilisée au-dessus de la MWD pour la descente du gyro.

I.3.7.5 La tige flexible de l'MWD:

Il est conçu pour être suffisamment flexible pour le glisser (Sliding) à l'intérieur de la courbe. Il ne devrait pas être tourné dans la courbe sauf si le DLS soit très faible. Cette tige a un joint supérieur plus long que les autres à cause de la besoin d'une chemise d'emplacement de l'MWD repêchable .

I.3.7.6 HWDP et la Coulisse de battage :

HWDP doit être utilisé au-dessus de la courbe pour transmettre le poids à l'outil de forage. La Coulisse de battage au-dessus de la courbe est optionnelle et peut être utilisée uniquement pour la courbe.

I.3.7.7 Tiges de forage au-dessus de la courbe :

Il n'y a pas des tiges spéciales pour les utilisées au-dessus de la courbe .

I.3.7.8 Tiges de forage dans la courbe :

Les tiges de forage dans la courbe sont soumises à la fatigue des matériaux pendant la rotation. On peut estimer la durée de vie d'une tige nouvel par l'utilisation des logiciels de prédiction où vous pouvez entrer l'OD, tr/min utilisé et le facteur de corrosion (généralement à partir de 0,6 à 1,0) et il donnera le tableau ci-dessous. Ce dernier permettra de comparer la qualité des trois tiges (S-135, G et E) contre les heures de rotation. La tige utilisée sans historique doit être inspectée périodiquement pour vérifier s'il y'a des craquements ou n'importe quel défaillance qui pourrait causer une catastrophe. Les tiges de forage les plus utilisées pour un moteur 4 3/4 est de type S-135 3 1/2 in et pour un moteur 3 1/2 in et de type s-135 2 7/8 in.

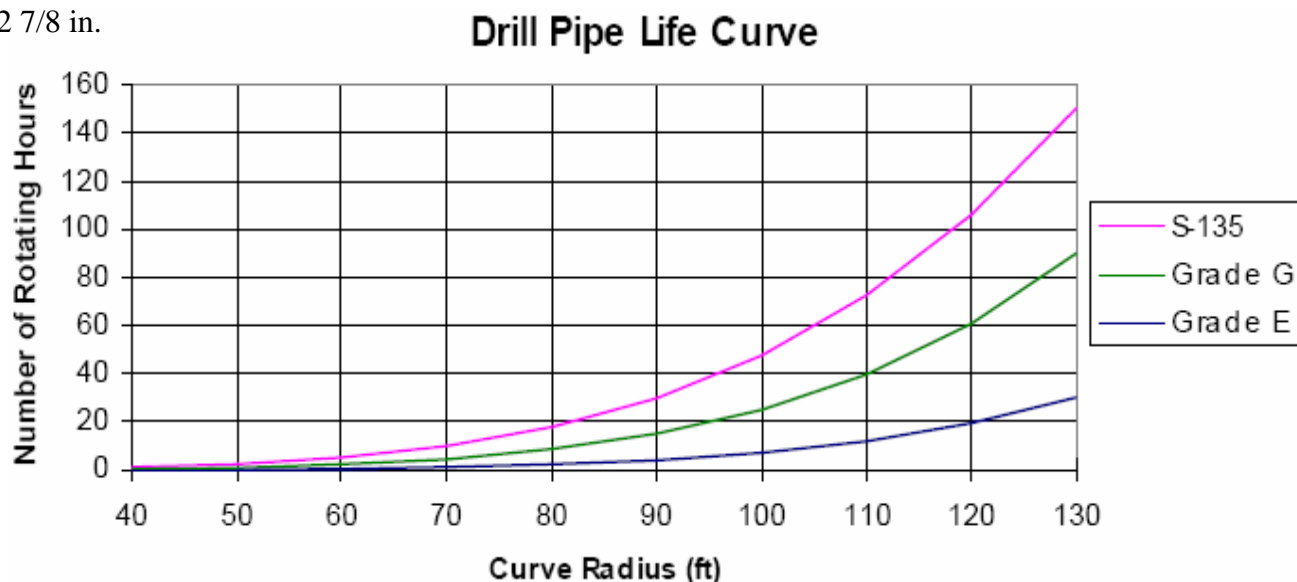


Fig.60 : Graph de la durée de vie .

I.4 Moment de torsion, force de traction et compression :

Le frottement est une fonction du moment de torsion et de la force de traction. Plus le frottement est élevé, plus le moment et la traction augmentent. A grande profondeur les divers frottements rencontrés et la torsion nécessaire du train de tiges rendent l'orientation plus difficile. Le moment de torsion est la composante rotationnelle de la force de contact entre le train des tiges et le puits. La traction est la composante axiale. La source de moment de torsion est à friction, mécanique et l'outil de forage. Frictionnel est affecté par le poids de la garniture de forage, DLS, le coefficient de friction, etc. Mécanique peut être causée par les argiles gonflantes, coincement différentiel, etc, et finalement les caractéristiques de l'outil de forage, les outils PDC produisent normalement plus de moment de torsion que les tricônes. La force tangentielle est la force de contact entre le train des tiges et les parois de puits, Cette force varie selon les charges. Contrainte de pliage est soumis à un moment de flexion générant une contrainte de traction d'un côté et une contrainte de compression sur l'autre. ces contraintes inverse et par conséquent causent la fatigue du métal.

Les facteurs de friction sont affectés par :

- La lubricité de boue (la meilleure lubricité, moins de friction)
- Rigidité
- DLS (haut DLS, plus de friction)
- Le coincement différentiel collante (S'il est présent, possible plus de friction).

I.4.1 Recommandations :

- Eviter la planification des puits SR en 3-D.
- Planifiez la trajectoire de puits le plus simple possible.
- Soyez prudent avec le poids sur l'outil en rotation afin d'éviter le flambage.
- La longueur des tiges de forage utilisé dans la BHA doivent être pris en considération afin d'éviter HWDP dans la courbe.

I.4.2 Hydraulique et nettoyage du trou :

L'hydraulique est la perte de pression dans le système pendant la circulation de la boue liquide. Il n'est pas la pression de fond ou la pression hydrostatique. Pendant le forage on est concerné par la perte de pression dans le train de tige et l'annulaire.

Il faut choisir des duses la plus appropriée pour que ce dernier produire la pression nécessaire pour lubrifier les roulements du moteur. Il est recommandé d'exécuter l'hydraulique avant que le forage du puits commence. Le paramètre le plus important dans le nettoyage de trou est la Vitesse dans l'annulaire(V.A). V.A doit être au moins de 30m/min et plus pour les puits déviés. En cas ou V.A est insuffisant il est recommandé d'augmenter la viscosité de la boue. Cela aidera sur le fait de suspendre les débris quand les pompes sont débranchées, et en d'autres termes la

vitesse de glissement sera réduite. Les Taux Critiques de Transport sont le débit de pompe nécessaire de complètement suspendre les débris dans l'écoulement annulaire.

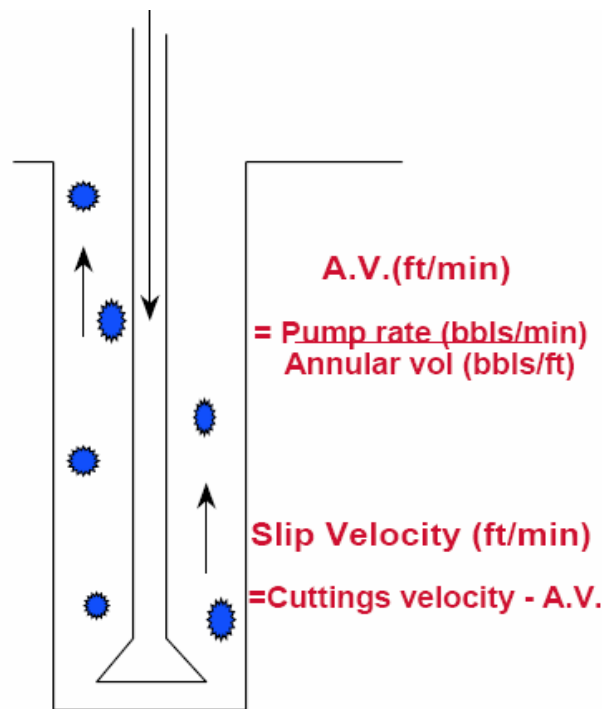


Fig.61 :Circuit Hydraulique du boue

Le nettoyage du trou pour les puits déviés avec un angle élève est très important. L'inclinaison du puits est un facteur à prendre en considération lorsqu'on parle sur le transport des débris. De 65°-90° les débris tombera alors sur la partie inférieure du puits, plusieurs paramètres doivent être en équilibre pour éviter cette situation.

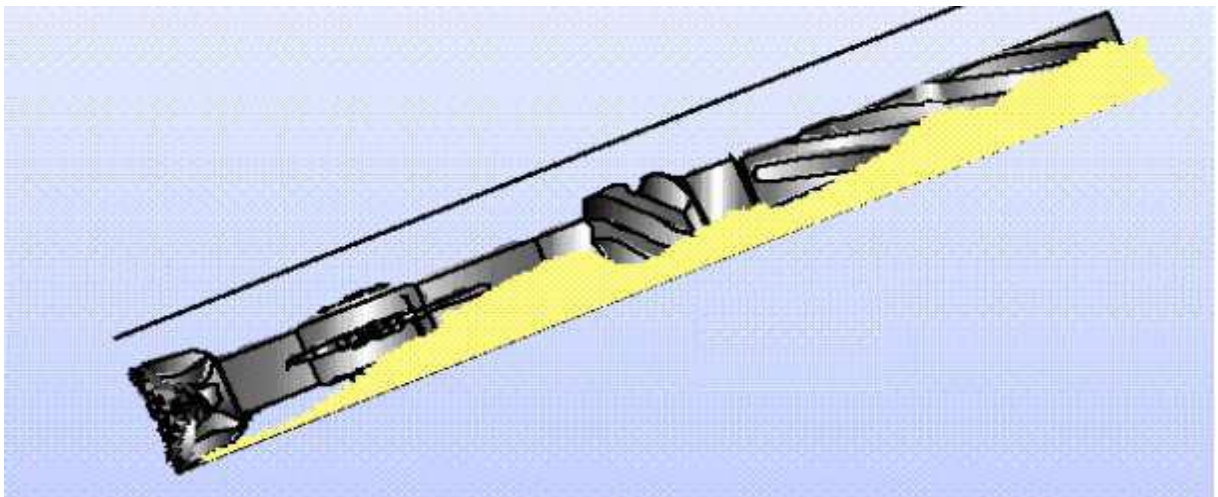


Fig.62 : Disposition des débris

Nettoyage de trou dépendra en vitesse annulaire, taille, densité, type des débris, également les paramètres de forages (ROP, débit, WOB etc.) aura une grande influence. En Short Radius, la courbe est très courte et le nettoyage du trou n'est pas un gros problème. Les problèmes peuvent se produire, pendant le forage du drain, parce que toutes les débris restent dans la courbe. Si le nettoyage du trou n'est pas efficace.

II Les opérations de forage directionnelles :

II.1 Application sur le puits ONM-422 :

II.1.1 But de l'opération:

- Neutraliser le puits par circulation avec une boue à l'huile de densité $d = 0.87$.
- Remonter complétion 3"1/2 , en place depuis 10/08/76.
- Fraisage et Repêchage packer.
- Contrôle et nettoyage du fond du puits.
- Enregistrement électrique pour contrôle casing 7".
- Contrôler et tester en pression l'état et l'intégrité des tubages.
- Enregistrement GR/CCL pour recalage des côtes.
- Création fenêtre dans la crépine 4"1/2 LTC avec Whipstock au-dessous de l'anneau larkin (Azimut = N°110).
- Forage d'un drain latéral en Short radius en Slim hole 3"3/4 dans le ID + D1 en Slanted:

Drain	Top	Bottom	Azimut	➤ Déplacement
ID + D1	3455m	3465m	N°110	350m (Slanted)

- Effectuer un DST.
- Complétion du puits en fonction des résultats de DST.

N.B : On va parler en détails sur la création de fenêtre et le forage du drain latéral.

II.1.2 Intérêt de l'intervention:

Reprise du puits en short radius dans le drain ID + D1, pour remettre le puits en production et augmenter les potentialités du puits. MD-298 est un puits en-rentry avec Sonatrach-DP. L'objectif est de forer la section 3 3/4" sortant du tubage 4 1/2" et augmenter l'inclinaison avec un moteur XC à 88.70 Deg avec un azimuth de 291 Deg et un TVD de 3393 m. Le travail directionnel dans ce puits se compose de 2 sections. La section 5 7/8" forés précédemment avec une inclinaison de 18 degrés et un MD de 3366 m a été tubés. La longueur total planifié de la section 3 3/4" est environ 360 m à TD.

II.1.3 Formations Traversées:

Formation	Toit (m)	Mur (m)	Epaisseur (m)	SW moyenne calculée (%)	Mesures sur Carottes	
					Perméabilité moyenne (md)	Porosité moyenne (%)
EOCENE	212	621	409			
SENONIEN	621	763	142			
TURONIEN	763	889	126			
CENOMANIEN	889	1357	468			
APTIEN	1357	-	-			
MALM	1826	-	-			
LS2	2612	2677	65			
LD3	2677	2709	32			
TS1	2709	2763	54			
TS2	2763	2956	193			
TS3	2956	3187	231			
G10	3187	3187	0			
G20	3273	3273	0			
G35	3319	3319	0			
G50	3359	3359	0			
DISCORD	3398	3398	0			
D3	3398	3410	12		3.16	3.89
RA	3398	-	-			
D2	3410	3434	24		5.49	6.13
ID	3434	3461	27		6.98	6.76
D1	3461	3488	27		43.15	9.15
*Z_PSG	3488	3493	5			
*R2	3493	-	-			

Tableau 2 : Tableau des formations traversées.

II.1.4 Historique du puits:

- Puits ONM-422 foré et complété le 10/08/76 en tubing 3"1/2 ancré et réservoir recouvert avec un liner mixte 4"1/2.
- Du 04/09/76 au 17/02/83, Puits entretenu par grattage–contrôle au Wire line.
- Le 19/02/83, Essai de démarrage au CTU : Descente CT à 2500m, circulation à l'azote à partir de 1500m, retour d'eau Ca Cl2.
- Le 26/10/84, Wire line : Descente calibre 66 et 64mm (TS = 3439m).
- Le 01/06/86, Démarrage puits par pistonnage après 9 runs, ok.
- Le 05 et 06/08/86, Wire line, Descente calibre 71mm posé à 3097m cc SR. Descente calibre 60mm posé à 3330m cc.
- Le 26 et 27/11/87, Wire line : Descente calibre à 3358m cr. Descente calibre 62mm battu à 3399m et 3412m. Descente bailer 51mm pistonné à 3412m, remonté au jour sel.
- Le 07/07/88, Wire line : Descente calibre 44mm, posé à 3439m.
- Le 20/03/00, Wire line : Descente calibre 66mm et 42mm posé à 2713m.
- Le puits est fermé depuis 1982.

II.1.5 Détails des travaux:

II.1.5.1 Neutraliser le puits par circulation avec une boue à l'huile de densité $d = 0.87$:

Neutraliser le puits avec une boue à l'huile de densité $d = 0.87^*$ et observer la stabilité du puits. Si négatif ajuster la densité de boue jusqu'à la stabilité totale du puits.
(*densité requise pour une pression de gisement estimée = 140 kg/cm² @ -3200m).

II.1.5.2 Remonter le tubing 3"1/2, en place depuis 10/08/76:

- Perforer le tubing 3"1/2 jusqu'à rétablir la circulation dans le puits.
- Circuler le puits avec une boue à l'huile en place de densité $d = 0.87^*$. (*Densité requise pour une pression de gisement estimée = 140 kg/cm²).
- Remonter la totalité du tubing 3"1/2, après désancrage de l'Anchor Seal. (Effectuer des coupes si nécessaires).
- Fraisage + Repêchage packer (Packer Baker 83 F1 40).

NB: Contrôler les pertes et les gains éventuels pendant les opérations de surforage et ajuster la densité de la boue si nécessaire.

II.1.5.3 Contrôle et nettoyage du fond du puits.

- Contrôler et nettoyer fond du puits jusqu'au fond de la crépine 4"1/2.

NB: Contrôle des pertes éventuelles dans la formation.

II.1.5.4 Création D'une fenêtre :

➤ La création d'une fenêtre dans la crépine 4"1/2 LTC avec Whipstock au-dessous de l'anneau larkin (Azimut = N°110).

II.1.5.5 Forage d'un drain latéral Short radius :

Effectuer un drain horizontal en Short radius (Slim hole 3"3/4) en Slanted avec les objectifs suivants :

Drain	Top	Btm	Azimut	Déplacement
ID + D1	3455m	3465m	N°110	350m (Slanted)

II.1.5.6 Effectuer un DST:

➤ Descendre un train de test DST.
 ➤ Effectuer un DST du puits et déterminer sa productivité, si le puits n'est pas éruptif prévoir un CTU pour démarrage puits à l'azote.

II.1.6 Carte de position du puits ONM-422 (Zone 12) :

Le puits ONM-422 est situé au Sud-Est de la zone 12.

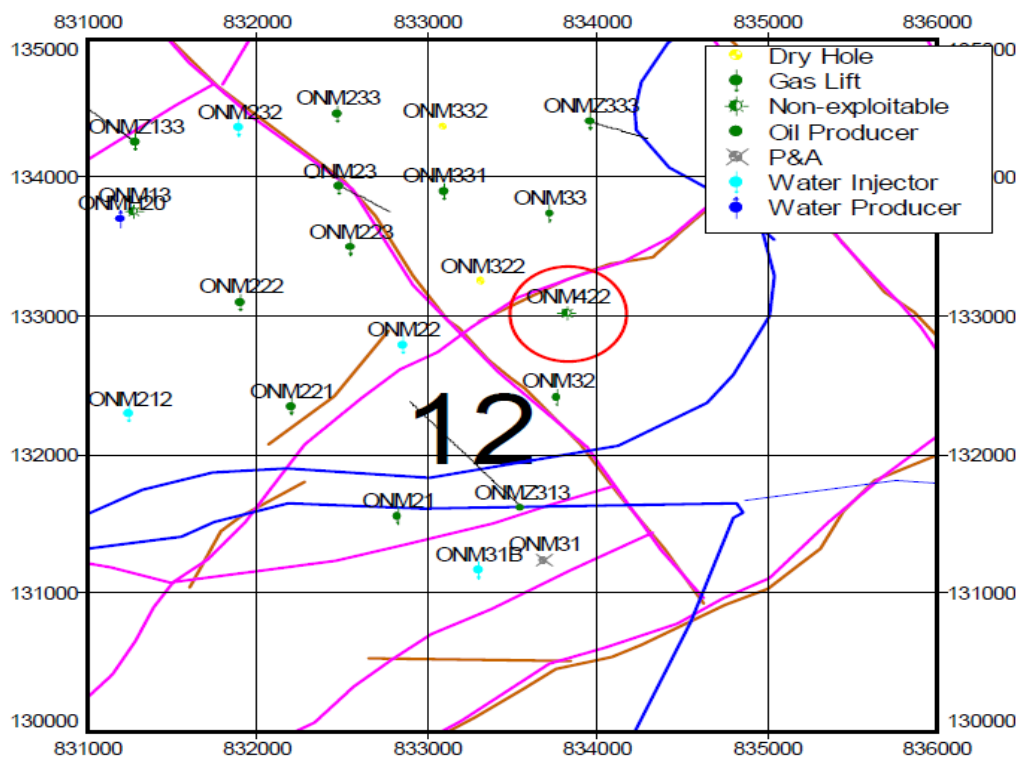


Fig.63 : Positionnement de puits ONM-422 .

II.1.7 COMPLETION 3"1/2 EU ANCRE:

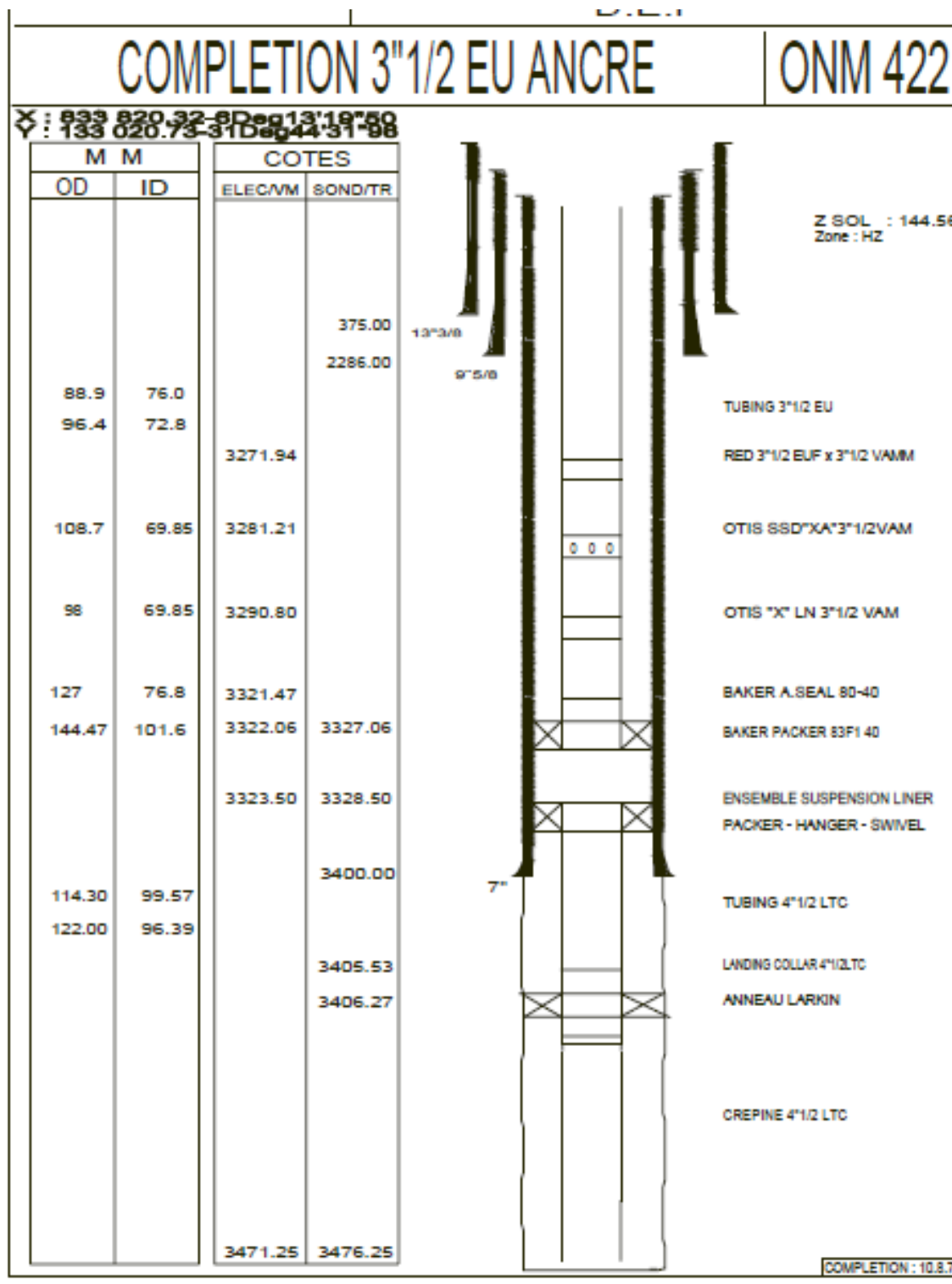


Fig.64 : Plan de complétion

II.2 Plan et plots du Puits ONM-422 :

Comments	MD (m)	Incl (°)	Azim Grid (°)	TVD (m)	VSEC (m)	NS (m)	EW (m)	Closure (m)	Closure Azimuth (°)	DLS (730m)	TF (°)
Tie-In	3377.30	9.99	127.98	3374.60	19.70	-24.94	11.93	27.98	154.39	1.37	98.49L
	3380.00	9.98	127.21	3377.28	20.15	-25.13	12.30	27.97	153.92	0.88	98.14L
	3400.00	9.95	124.62	3398.95	23.48	-27.18	15.10	31.07	150.92	0.88	92.58L
Projection at the bit	3404.50	9.95	124.03	3401.39	24.23	-27.99	15.74	31.77	150.29	0.88	18.44L
EOC	3415.55	20.00	114.50	3412.05	27.05	-28.92	19.28	34.20	147.73	28.00	28.5L
Survey Station	3420.00	23.79	109.90	3418.18	28.71	-29.54	19.80	35.98	146.17	28.00	22.23L
	3438.20	40.00	100.00	3431.59	38.21	-31.82	29.08	43.10	137.58	28.00	HS
	3440.00	41.71	100.00	3432.95	39.37	-32.02	30.24	44.04	138.84	28.50	HS
	3450.00	51.21	100.00	3439.83	46.50	-33.28	37.37	50.04	131.69	28.50	HS
	3460.00	60.71	100.00	3445.42	54.85	-34.72	45.52	57.25	127.33	28.50	HS
EOC	3475.05	75.01	100.00	3451.08	88.34	-37.13	59.21	69.89	122.09	28.50	37.99R
Landing point	3480.00	78.24	102.57	3452.23	73.10	-38.08	63.93	74.41	120.78	24.78	37.37R
Planned TD	3494.91	88.09	110.00	3454.00	87.94	-42.23	78.11	89.80	118.40	24.78	HS
	3794.94	88.09	110.00	3464.00	397.71	-144.79	369.89	397.93	111.92	0.00	
Survey Type:	Def Plan										
Survey Error Model:	ISCVSA Rev 0 "" 3-D 95.000% Confidence 2.7955 sigma										
Survey Program:	MD From (m)	MD To (m)	EOU Freq (m)	Survey Tool Type	Borehole / Survey						
	0.000	6.010	Act Sns	SLB_BLIND-Depth Only	ONM422 / ONM422 SH_Actual Survey						
	6.010	3150.000	1/30.000	SLB_BLIND	ONM422 / ONM422 SH_Actual Survey						
	3150.000	3150.000	Act Sns	SLB_BLIND	ONM422 / ONM422 SH_Actual Survey						
	3181.000	3181.000	Act Sns	SLB_NS3+SSHOT	ONM422 / ONM422 SH_Actual Survey						
	3247.280	3247.280	Act Sns	SLB_MWD-INC_ONLY	ONM422 / ONM422 SH_Actual Survey						
	3285.370	3285.370	Act Sns	SLB_UNKNOWN	ONM422 / ONM422 SH_Actual Survey						
	3377.300	3377.300	Act Sns	SLB_MWD+DMAG	ONM422 / ONM422 SH_Actual Survey						
	3794.942	3794.942	1/30.480	SLB_MWD+DMAG	ONM422 / ONM422 SH_V1.2.100811_ZH-Proposal Report						

Fig.65 : les stations proposées du puits ONM-422

II.3 BHA Proposée pour la section 6'' (Curve+Hold) :

Description	OD/ID (in)	Max OD (in)	Connectio n (Bottom/Top) (in)	Gende r (Bot/Top)	Length (m)	Cum. Length (m)
6" PDC Bit	3.750	6.000	3 1/2 REG	Pin	0.216	0.22
	1.250					
A475M4560XP	4.750	5.875	3 1/2 NC38 (3 1/2 IF)	Box	6.87	7.09
	3.750					
Float Sub	4.750	4.750	3 1/2 NC38 (3 1/2 IF)	Pin	0.6	7.69
	2.250					
4 3/4" NM Pony DC	4.750	4.750	3 1/2 NC38 (3 1/2 IF)	Pin	3.05	10.74
	2.250					
SlimPulse 475 - Bat. On bottom	4.750	4.820	3 1/2 NC38 (3 1/2 IF)	Pin	9.449	20.19
	3.250					
4.75" NM Drill Collar	4.750	4.750	3 1/2 NC38 (3 1/2 IF)	Pin	9.144	29.33
	2.250					
3-1/2 " Drill Pipe (3 joints)	3.426	4.125	3 1/2 NC38 (3 1/2 IF)	Pin	27.42	56.75
	2.764					
4 3/4" Drill Collar (18 joints)	4.750	4.750	3 1/2 NC38 (3 1/2 IF)	Pin	169.77	226.52
	2.250					
3-1/2 " 13.30 DPG, 10% Wear	3.426	4.125	3 1/2 NC38 (3 1/2 IF)	Pin	10	236.52
	2.764					

Tableau 3 : 6in BHA#1_Curve+Hold.

II.4 BHA 3.75in A278M Slimhole Curve:

Description	OD/ID (in)	Max OD (in)	Connecti on (Bottom/ Top) (in)	Gend er (Bot/ Top)	Lengt h (m)	Cu m. Len gth (m)
3 3/4 " Insert Bit	3.250	3.750			0.15	0.15
	1.000		2 3/8 REG	Pin		
A287M7837SP	2.875	3.060	2 3/8 REG	Box	3.417	3.57
	2.380		2 3/8 REG	Box		
Float sub	3.060	3.060	2 3/8 REG	Pin	0.46	4.03
	1.750		2 3/8 VO55	Box		
UBHO	3.060	3.060	2 3/8 VO55	Pin	0.91	4.94
	1.750		2 3/8 VO55	Box		
SlimPulse 3 1/16" - Bat. On TOP	2.875	3.060	2 3/8 VO55	Pin	9.08	14.02
	2.060		2 3/8 VO55	Box		
4 3/4" Flex NMDC	3.060	3.060	2 3/8 VO55	Pin	9.08	23.10
	2.060		2 3/8 VO55	Box		
XO VO55-P----2 3/8 Reg B	3.060	3.060	2 3/8 VO55	Pin	0.46	23.56
	1.750		2 3/8 REG	Box		
XO 2 3/8Reg-P----2 3/8 Reg P	3.060	3.060	2 3/8 REG	Pin	0.4	23.96
	1.750		2 3/8 REG	Pin		
XO 2 3/8 Reg B----2 3/8 IF B	3.060	3.060	2 3/8 REG	Box	0.26	24.22
	1.750		2 3/8 IF	Box		
2-3/8 " 6.65 DPG, 10% Wear (21 joints)	2.319	3.375	2 3/8 IF	Pin	199.82	224.04
	1.815		2 3/8 IF	Box		
XO 2 3/8 IF-P----2 3/8 Reg B	3.060	3.060	2 3/8 IF	Pin	0.52	224.56
	1.750		2 3/8 REG	Box		
3.125" Drill Collar (12 joints)	3.125	3.125	2 3/8 Reg	Pin	110.07	334.63
	1.250		2 3/8 Reg	Box		
Drilling Jar	3.125	3.125	2 3/8 REG	Pin	3.06	337.69
	1.250		2 3/8 REG	Box		
3.125" Drill Collar (3 joints)	3.125	3.125	2 3/8 Reg	Pin	29.5	367.19
	1.250		2 3/8 Reg	Box		
	1.750		3 1/2 NC38 (3 1/2 IF)	Box		

Tableau 4 : BHA 3.75in A278M Slimhole Curve.

II.5 BHA 3.75in A313S Drain:

Description	OD/ID (in)	Max OD (in)	Connectio n (Bottom/T op) (in)	Gender (Bot/Top)	Len gth (m)	Cum. Lengt h (m)
3 ¾ » Impreg Bit	3.000	3.750			0.19	0.19
	1.000		2 3/8 REG	Pin		
A313S5652GT	3.125	3.125	2 3/8 REG	Box	5.16	5.35
	2.625		2 3/8 REG	Box		
Float sub	3.060	3.060	2 3/8 REG	Pin	0.46	5.81
	1.250		2 3/8 VO55	Box		
UBHO	3.060	3.060	2 3/8 VO55	Pin	0.91	6.72
	1.750		2 3/8 VO55	Box		
SlimPulse 3 1/16 » – Bat. On Top	2.875	3.060	2 3/8 VO55	Pin	9.07	15.79
	2.060		2 3/8 VO55	Box		
3 1/16 » Flex NMDC	3.060	3.060	2 3/8 VO55	Pin	8.75	24.54
	2.060		2 3/8 VO55	Box		
XO VO55-P----2 3/8 Reg B	3.060	3.060	2 3/8 VO55	Pin	0.46	25.00
	1.750		2 3/8 REG	Box		
XO 2 3/8 Reg P----2 3/8 IF B	3.375	3.375	2 3/8 REG	Pin	0.51	25.51
	1.750		2 3/8 IF	Box		
2-3/8 « 6.65 DPG, 10% Wear (53 joints)	2.375	3.375	2 3/8 IF	Pin	508. 47	533.98
	1.815		2 3/8 IF	Box		
XO 2 3/8 IF-P----2 3/8 Reg B	3.125	3.125	2 3/8 IF	Pin	0.52	534.50
	1.750		2 3/8 REG	Box		
3.125 » Drill Collar (6 joints)	3.125	3.125	2 3/8 Reg	Pin	54.8 7	589.37
	1.250		2 3/8 Reg	Box		
Drilling Jar	3.125	3.125	2 3/8 REG	Pin	3.04	592.41
	1.250		2 3/8 REG	Box		
3.125 » Drill Collar (3 joints)	3.125	3.125	2 3/8 Reg	Pin	27.3 3	619.74
	1.250		2 3/8 Reg	Box		
Crossover	3.060	3.060	2 3/8 REG	Pin	1.16	620.90
	1.750		3 ½ NC38 (3 ½ IF)	Box		
3-1/2 « 13.30 DPG, 10% Wear	3.426	4.125	3 ½ NC38 (3 ½ IF)	Pin	10	630.90
	2.764		3 ½ NC38 (3 ½ IF)	Box		

Tableau 5 : BHA 3.75in A313S Drain .

Chapitre V

*CONTRÔLE DE LA
TRAJECTOIRE*

I 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:

> en cours de forage,

- 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.

Il n'existe pas d'outil de mesure permettant de déterminer directement la position d'un puits, les seuls paramètres pouvant être mesurés étant l'inclinaison et l'azimut, 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. Pour cela on procède de manière suivante :

➤ **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, obtenue par mesure de la longueur du train de tiges.

Le type d'outil à mettre en oeuvre 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.

➤ **Calculer :**

Le calcul de la position du puits sera effectué dès l'obtention des mesures et selon la méthode

de calcul déterminée dans le programme de forage.

➤ **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".

➤ **Décider :**

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

I.1 Calculs de trajectoire :

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

I.1.1 Principe du calcul :

Le calcul est fait 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, on détermine 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. A une profondeur x du puits, les paramètres de base sont:

La profondeur verticale $V_x = \sum_0^x (\Delta V)$

La coordonnée Est/Ouest $X_x = \sum_0^x (\Delta X)$

La coordonnée Nord/Sud $Y_x = \sum_0^x (\Delta Y)$

avec:

ΔV = variation de la profondeur verticale entre deux mesures consécutives

ΔX = variation de coordonnée Est/Ouest entre deux mesures consécutives

ΔY = variation de coordonnée Nord/Sud entre deux mesures consécutives

Ces trois paramètres ne sont pas directement mesurables. Il faut donc faire appel à des paramètres mesurables et à un calcul de transformation.

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**

Soit une longueur et deux angles à transformer en trois longueurs.

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

Les autres paramètres tel que le déplacement horizontal seront déduits de ces éléments

I.1.2 Conditions et options initiales :

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

I.1.2.1 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)

I.1.2.2 Système de coordonnées :

Le système de 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

I.1.2.3 Méthodes de calcul :

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

I.1.2.4 Azimut de projection

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

I.1.2.5 Autres paramètres

Un certain nombre de paramètres supplémentaires doivent être déterminés, à des fins de calcul ou de rapport:

- Altitude du sol
- Hauteur de la table de rotation par rapport au sol
- Profondeur d'eau (si offshore)

Chaque mesure fournira les paramètres de base suivants:

a/- 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 mètres ou pieds

b/- Inclination obtenue de l'outil de fond

I_x = Inclination at station x degrés

c/- **Azimut obtenu de l'outil de fond** et corrigé en fonction du nord de référence utilisé (déclinaison magnétique) et du système de projection .

I.1.3 Méthodes de calcul :

Il n'existe pas de solution purement mathématique pour répondre au problème de calcul de trajectoire.

Un grand nombre de méthodes ont été établies pour déterminer la position du puits

dans l'espace géométrique. Elles dérivent toutes de considérations trigonométriques et sont plus ou 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.).

Les méthodes les plus utilisées sont la méthode de l'angle moyen (en cas de calcul manuel), et les méthodes du rayon de courbure et de courbure minimum. Elles sont décrites ci-après :

I.1.3. 1 Méthode de l'Angle moyen :

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

Cette méthode est d'autant plus imprécise que les variations d'inclinaison et d'azimut sont importantes, ainsi que l'espacement entre les mesures. (voir figure ci-après)

Les calculs élémentaires sont obtenus par les formules suivantes:

$$\Delta V = \Delta L \times \cos \left(\frac{I_1 + I_2}{2} \right) \quad \text{mètres ou pieds}$$

$$\Delta H = \Delta L \times \sin \left(\frac{I_1 + I_2}{2} \right) \quad \text{mètres ou pieds}$$

$$\Delta X = \Delta L \times \sin \left(\frac{I_1 + I_2}{2} \right) \times \sin \left(\frac{A_1 + A_2}{2} \right) \quad \text{mètres ou pieds}$$

$$\Delta Y = \Delta L \times \sin \left(\frac{I_1 + I_2}{2} \right) \times \cos \left(\frac{A_1 + A_2}{2} \right) \quad \text{mètres ou pieds}$$

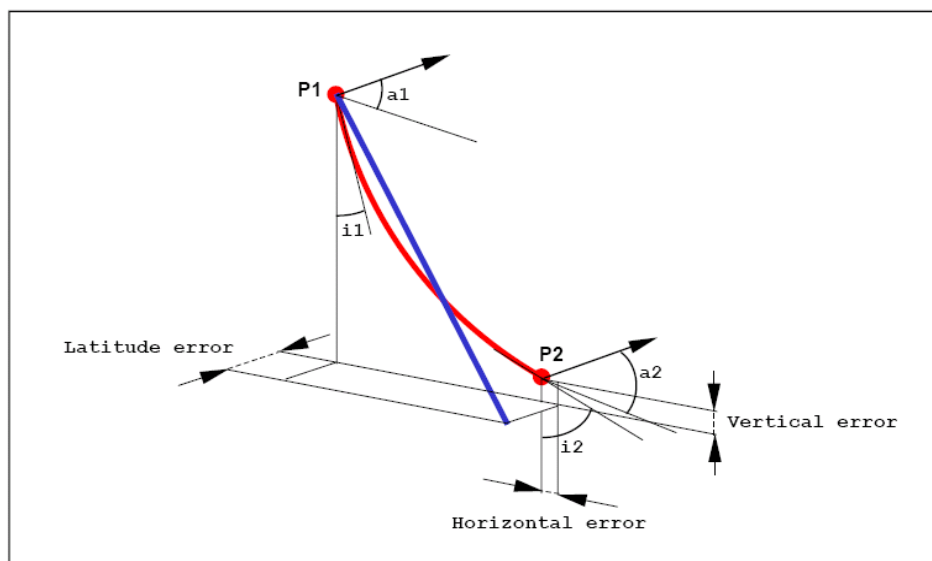


Fig.66: Méthode de l'angle moyen.

I.1.3. 2 Méthode du Rayon de courbure :

La section forcée est assimilée à une courbe inscrite sur un cylindre vertical.

Ses projections horizontale et verticale sont assumées être des arcs de courbure constante correspondants à leurs gradients respectifs.

$$\text{gradient d'inclinaison} = \Delta I / \Delta L$$

$$\text{gradient d'azimut} = \Delta A / \Delta L$$

Les calculs élémentaires sont obtenus par les formules suivantes:

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

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

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

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

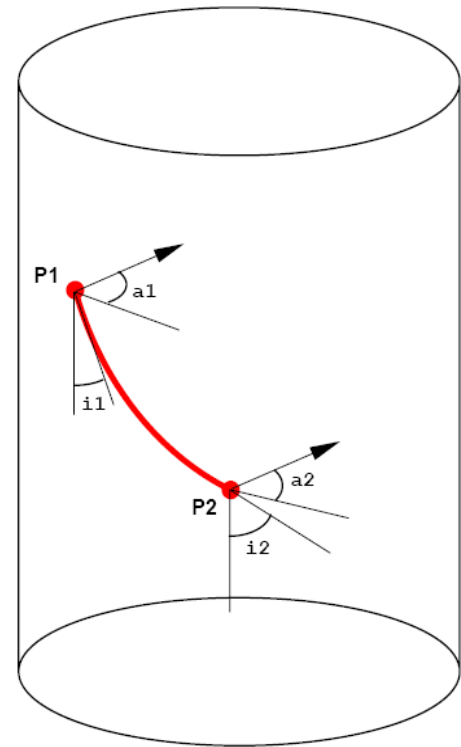


Fig.67 : Méthode du rayon de courbure.

I.1.3. 3 Méthode de la Courbure minimum :

La section joignant deux points est assimilée à un arc s'inscrivant sur une sphère de rayon maximum, c'est à dire de courbure minimum. Pour être plus précis, il prend les vecteurs spatiaux définis par l'inclinaison et l'azimut à chaque station, En utilisant un ratio RF Qui est définie par la courbure de la section foré .

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

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

DL: dog leg.

RF est donne par l'équation suivante:

$$RF = (360/\pi) \times (1 / DL) \times \tan (DL / 2)$$

Ou bien:

$$RF = (360/\pi) \times (1 / DL) \times [(1-\cos(DL))/\sin(DL)]$$

Les calculs élémentaires sont alors obtenus par les formules suivantes:

$$\Delta TVD = \frac{\Delta MD}{2} \bullet (\cos I_1 + \cos I_2) \bullet RF$$

$$\Delta North = \frac{\Delta MD}{2} \bullet (\sin I_1 \cos A_1 + \sin I_2 \cos A_2) \bullet RF$$

$$\Delta East = \frac{\Delta MD}{2} \bullet (\sin I_1 \sin A_1 + \sin I_2 \sin A_2) \bullet RF$$

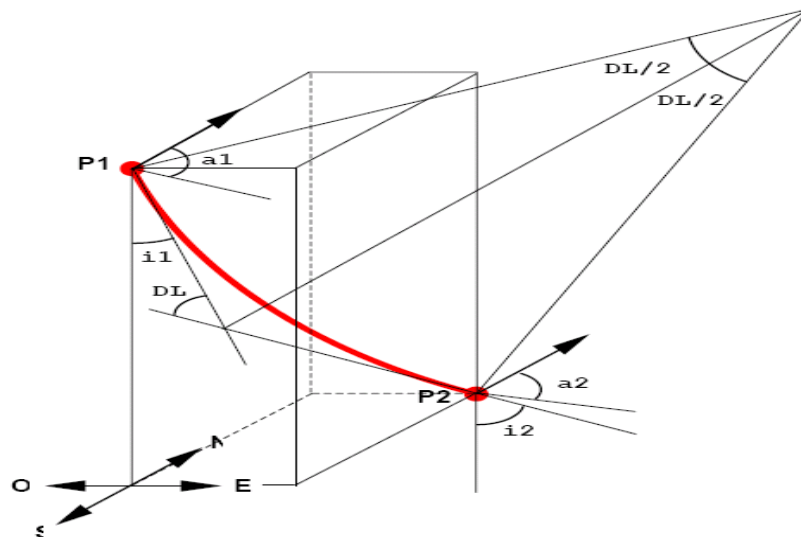


Fig.68 : Méthode de la courbure minimum.

I.1.4. Calculs complémentaires :

Ayant calculé les paramètres de base à la station x

V_x profondeur verticale

X_x coordonnée Est/Ouest

Y_x coordonnée Nord/Sud

des paramètres complémentaires doivent être déterminés:

I.1.4.1 Le déplacement horizontal à la station x:

$$HD = \sqrt{(X^2 + Y^2)}$$

I.1.4.2 La direction du puits :

$A = \arctan (X/Y)$ si $Y > 0$.

$A = 180 + \arctan (X/Y)$ si $Y < 0$.

I.1.4.3 Le déplacement horizontal sur la projection verticale :

$HP = HD \times \cos (Ath - A)$

Ath: azimut théorique de cible.

V.1.4.4 Les coordonnées absolues :

$E = Ewh + X$ Ewh coordonnée Est/Ouest de la tête de puits

$N = Nwh + Y$ Nwh coordonnée Nord/Sud de la tête de puits

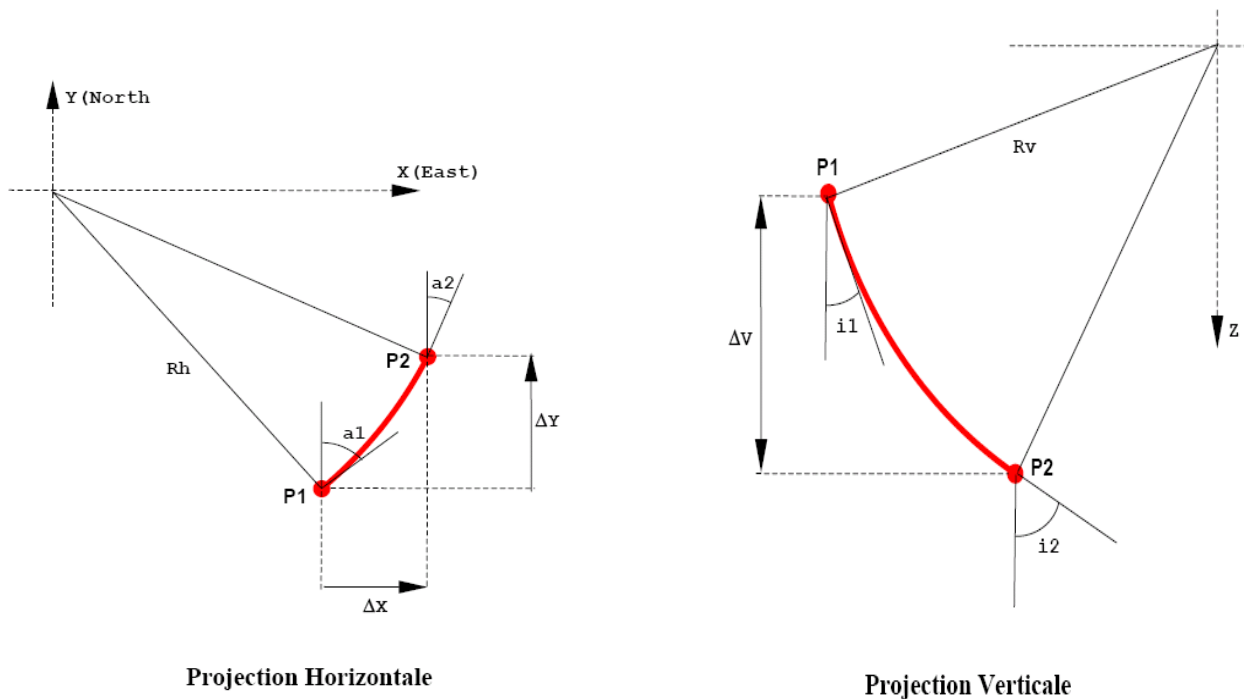


Fig.69 : Méthode de la courbure minimum

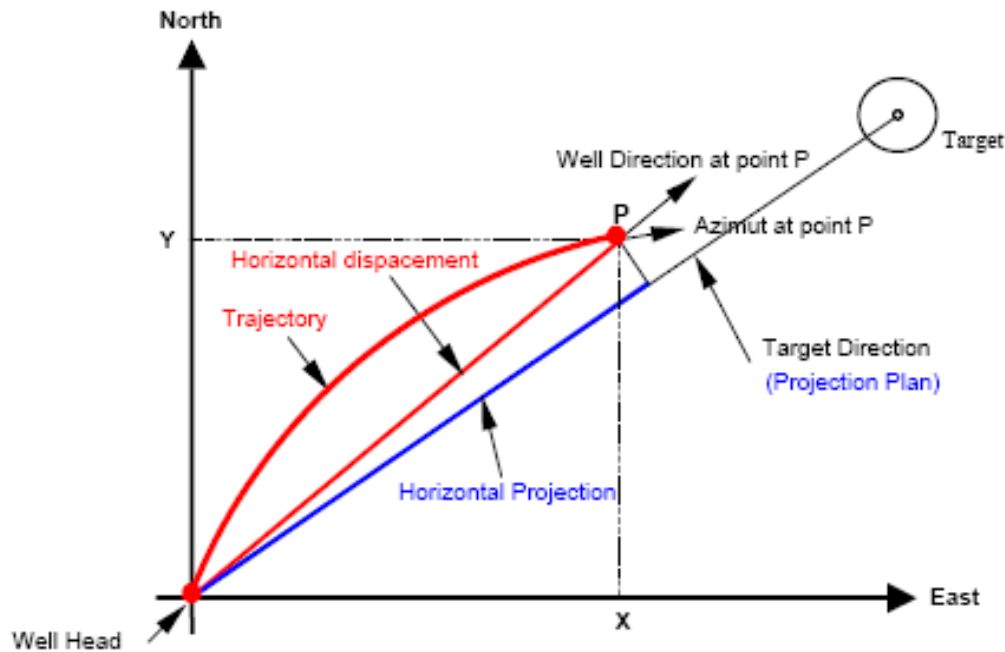


Fig.70 : vocabulaire

I.2 Dog-leg :

Le paramètre appelé "dog-leg" représente un changement global (tri-dimensionnel) de la direction du puits, à la fois en inclinaison et en azimut.

La réalisation d'un forage dirigé implique donc la création de dog-legs (gradients de courbure) afin d'obtenir la trajectoire déterminée.

Dans la pratique nous rencontrerons donc des dog-legs souhaités (résultant des procédures de forage) mais aussi des dog-legs non souhaités (résultant de divers phénomènes géologiques ou d'erreurs de pratique de forage). Les dog-legs réels seront dits :

- dog-leg normal (aussi appelé dog-leg circulaire) quand il correspond à la courbure moyenne du puits.
- dog-leg anormal (aussi appelé dog-leg abrupt) quand il correspond à un changement brutal de direction du puits.

Le dog-leg est exprimé en deg/10m, deg/30m ou deg/100ft.

La détermination des dog-legs d'un puits est essentielle car elle représente la "régularité" ou "non tortuosité" du puits. De plus la présence de dog-legs anormaux peut entraîner des conséquences fatales pour le puits.

Plusieurs formules ont été proposées et sont utilisées, les plus utilisées sont les suivantes:

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

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

Remarque:

La valeur du dog-leg calculé dépend essentiellement de la distance entre les deux points de mesures. Si ces points sont trop éloignés, un "lissage" se produit et le dog-leg calculé ne représente pas la réalité du puits.

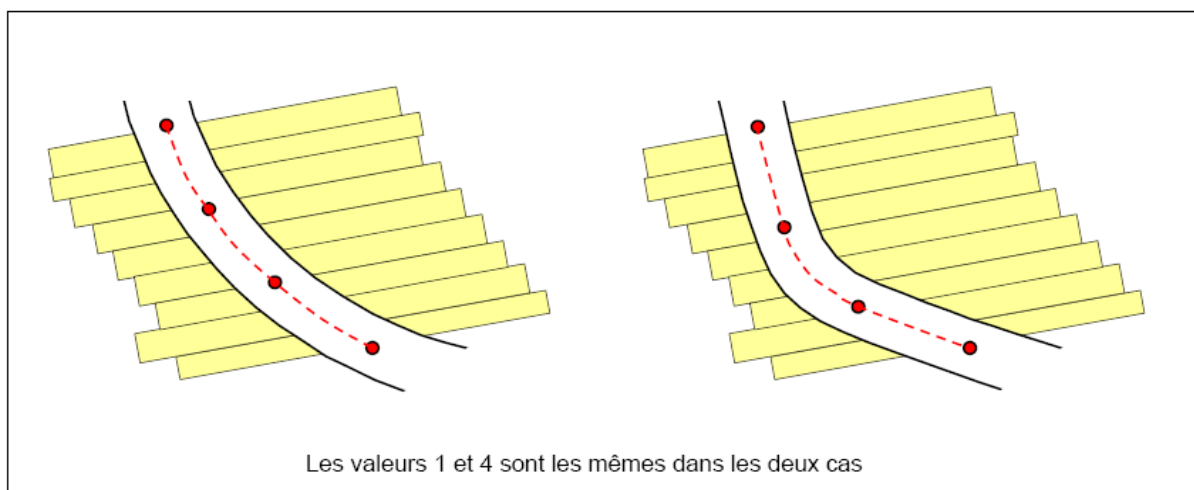
On considère quelquefois les dog-legs verticaux et horizontaux. Ils représentent respectivement les variations de direction du puits dans les plans horizontaux et verticaux.

DLH = Dog-leg Horizontal

$$DLH = \frac{10}{\Delta L} \times \Delta A \times \sin((I_2 + I_1) / 2) \quad \text{deg/10m}$$

DLV = Dog-leg Vertical (égal au gradient d'inclinaison)

$$DLV = \frac{10}{\Delta L} \times \Delta I \quad \text{deg/10m}$$



Dog-leg Normal
(Courbure du puits)

Dog-leg Abrupt

Fig.71 : dog-leg et courbure du puits.

I.3 Tool-face :

Angle caractérisant la direction de l'outil de forage par rapport à l'axe du puits. 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. Le contrôle du tool-face permet d'orienter le puits dans la direction souhaitée.

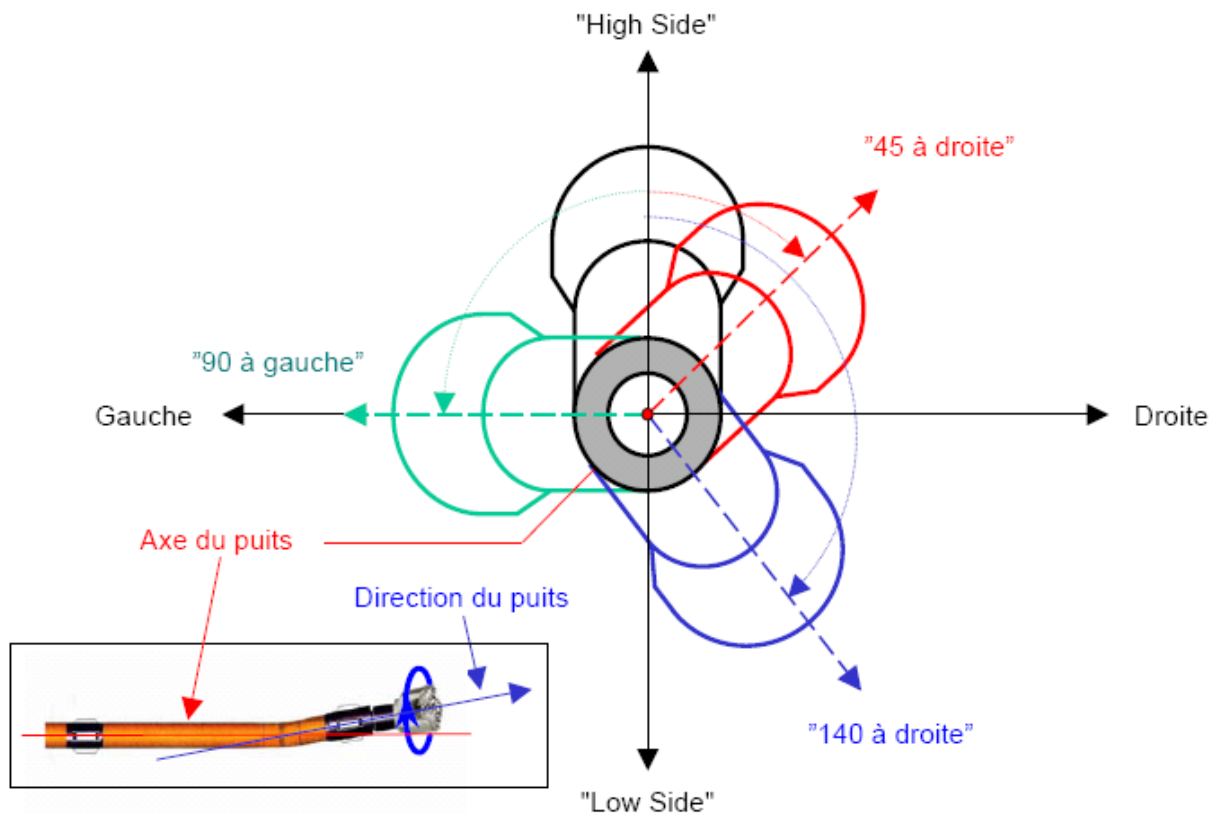


Fig.72 : Tool face.

I.4 Orientation de l'outil de forage:

Afin d'amorcer la déviation, plusieurs méthodes sont utilisées. Les premiers moyens étaient l'utilisation des *whipstocks* et des *jettings bits*, plus tard les PDM avec un raccord coudé ont été introduits. Dans ce paragraphe on expliquera la façon du contrôle et du changement de l'inclinaison et de l'azimut.

Pendant plusieurs années on se référait à "Ouija Board" ou "tableau de Ouija". plus tard Millheim a démontré les équations nécessaires qui décrivent les changements de trajectoire. La figure (74) représente son changement tridimensionnel.

A une profondeur mesurée $MD = a$, une inclinaison α et un azimut ε sont mesurés, la trajectoire sera dirigée vers l'inclinaison α_n et l'azimut ε_n . Ceci va engendrer un changement d'angle global β , (connu sous le nom de *dogleg*). Dans la figure (74), s'il n'y a pas de déviation, l'outil se dirigera vers le point b, une fois orienté, il suivra le nouveau trajet vers c ou d.

I.4.1 Variation d'azimut $\Delta\varepsilon$:

Dans la représentation tridimensionnelle (Fig.75) le trou de forage est dévié à partir du point o. le plan vertical $MOCEM'$ est normal au plan $O'A'B'E$, le plan passant par DAB est normal à celui passant par les points $MOCEM'$. Les droites AA' , BB' et OO' sont verticales et parallèles entre elles. Si MOC subit une rotation de 180° , elle décrira un demi-cercle de rayon r .

Le changement d'azimut $\Delta\varepsilon$ (fig.75) est l'angle du triangle $A'O'B'$ où :

$$\tan \Delta\varepsilon = \frac{A'B'}{O'B'} = \frac{AB}{O'E + EB'} \dots (5.1)$$

La (fig.73) montre que $AB = r \sin\gamma$

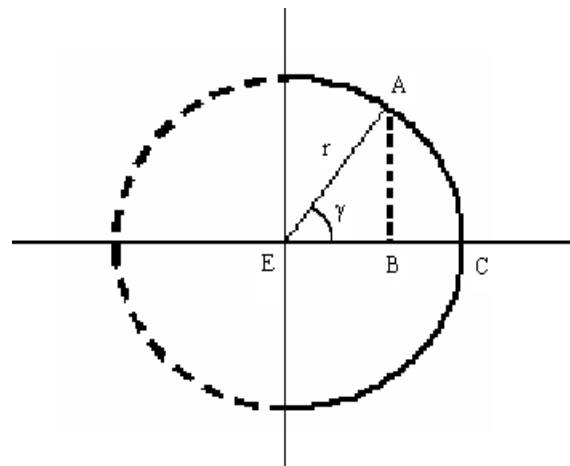


Fig.73 : Plan de changement du ε

L'étape suivante est de déterminer la relation qui lie les termes OE et EB .

Pour cela considérons le triangle EBB' :

$$EB' = EB \cos\alpha \quad (5.2)$$

Et du triangle EAB on aura :

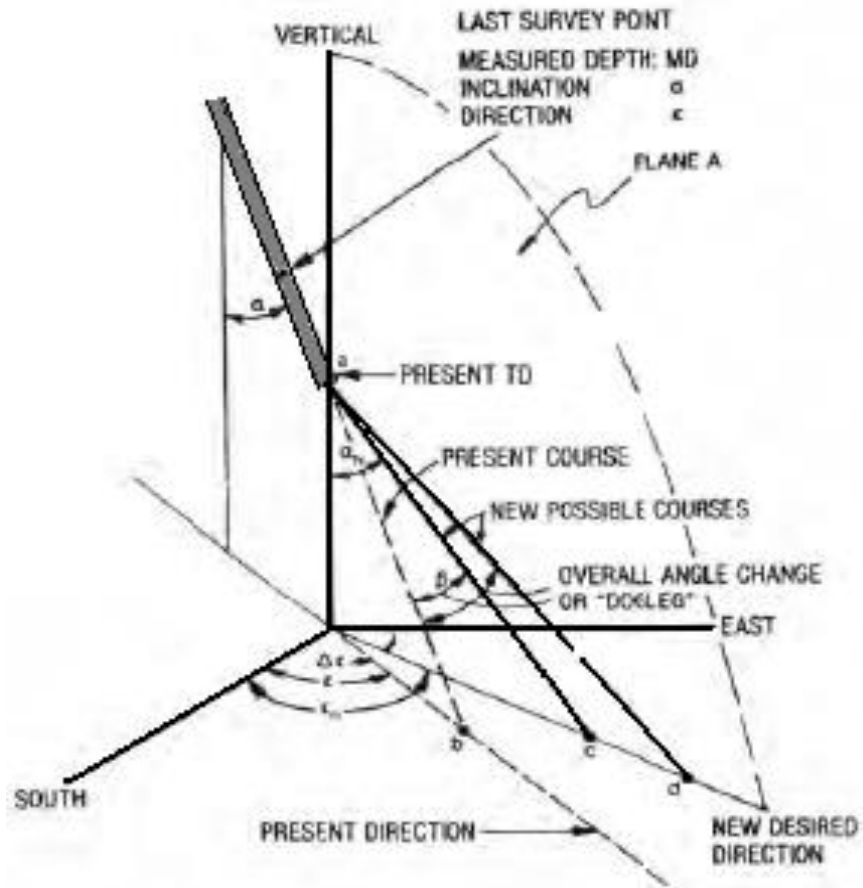


Fig. 74: représentation tridimensionnelle de la déflexion du trou de forage.

$$EB = r \cos \gamma \quad (**)$$

Substituons **EB** dans l'équation (5.2) :

$$EB' = r \cos \gamma \cos \alpha \quad (5.3)$$

Pour déterminer **O'E** , on considère les triangles **OEC** et **OO'E** :

$$r = l \tan \beta$$

Et :

$$O'E = l \sin \alpha$$

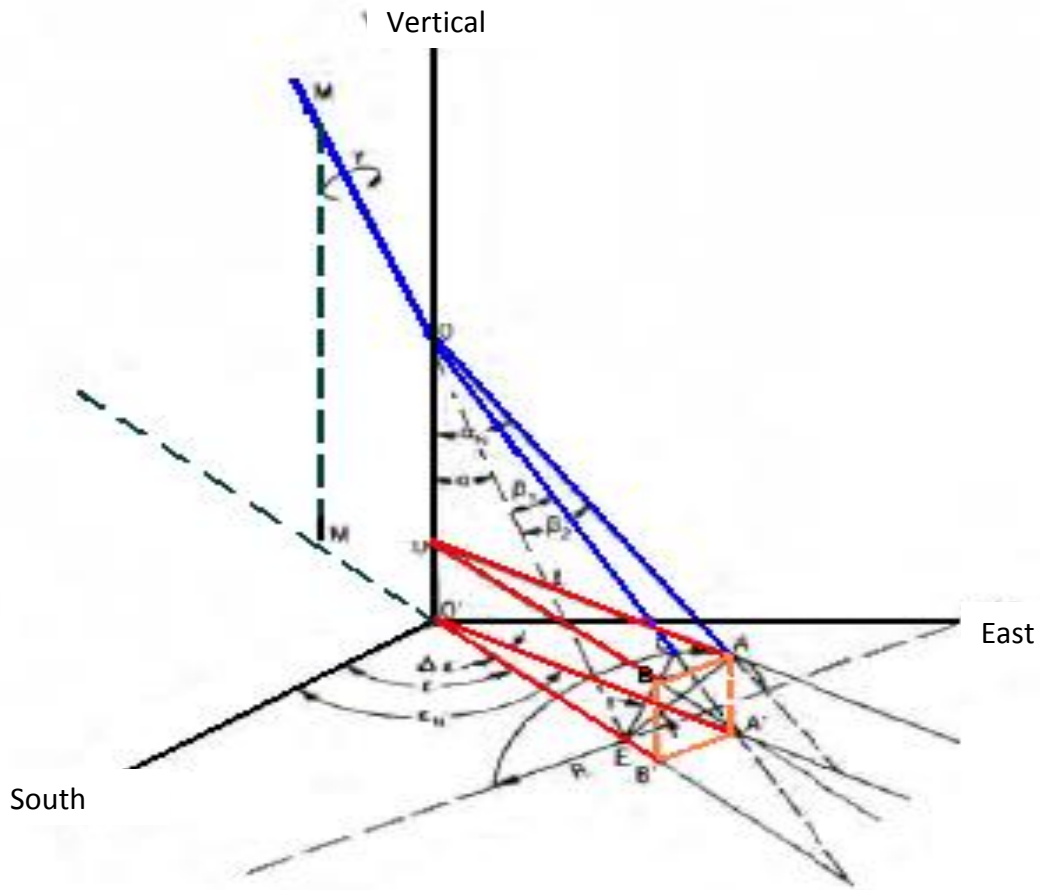


Fig.75 : Modèle tridimensionnel du changement de la trajectoire.

Substituons les deux dernières relations des termes AB , O'E , et EB' dans l'équation (5.1) et en éliminant la valeur de r,

on obtiendra :

$$\tan \Delta \varepsilon = \frac{\tan \beta \sin \gamma}{\sin \alpha + \tan \beta \cos \alpha \cos \gamma} \dots (5.4)$$

Donc

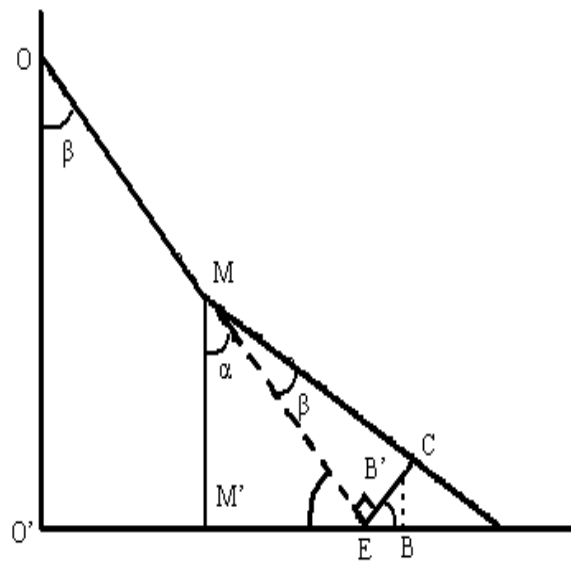


Fig.76 : Plan vertical passant par les points OO'EC.

$$\Delta\varepsilon = \arctan \frac{\tan \beta \sin \gamma}{\sin \alpha + \tan \beta \cos \alpha \cos \gamma} \dots (5.3)$$

La variation de l'angle β est directement liée au

dogleg severity δ par la relation suivante :

$$\delta = \frac{\beta}{L_c} (i) \dots (5.6)$$

où : L_c est la longueur forée entre deux surveys et i est l'indice d'angle

(par exemple si $i = 100$, δ sera en $^\circ/100m$)

I.4.2. Détermination de la nouvelle inclinaison α_n :

Le nouvel angle α_n peut être obtenu en considérant le triangle AOD dans le plan OAA'O' (fig.75)

$$\cos \alpha_n = \frac{OD}{OA} = \frac{OO' - O'D}{OA} = \frac{OO' - AA'}{OA} = \frac{OO' - BB'}{OA} \dots (5.7)$$

En utilisant les deux triangles OO'E et EB'E (fig.76), on pourra écrire

$$OO' = l \cos \alpha$$

Et

$$BB' = EB \sin \alpha.$$

Remplaçons EB dans l'équation précédente (**)

$$BB' = r \cos \gamma \sin \alpha$$

Les triangles AOE et COE sont égaux et AO = OC.

Du triangle AOE :

$$OA = OC = 1 / \cos\beta$$

Remplaçons OA, OO' et BB' dans l'équation (5.7) :

$$\cos\alpha_n = \cos\alpha \cos\beta - \sin\alpha \sin\beta \cos\gamma \quad (5.8)$$

et

$$\alpha_n = \arccos(\cos\alpha \cos\beta - \sin\alpha \sin\beta \cos\gamma) \dots(5.9)$$

où :

$$\Delta\alpha = \alpha_n - \alpha$$

I.4.3 Détermination du tool-face γ :

Le tool-face γ peut être calculé en réarrangeant l'équation (5.8) si l'inclinaison initiale et finale et l'angle total β sont connus ou des valeurs désirées :

$$\cos \gamma = \left(\frac{\cos \alpha \cos \beta - \cos \alpha_n}{\sin \alpha \sin \beta} \right) \quad (5.10)$$

Ou bien à partir de la formule suivante :

$$\sin \gamma = \left(\frac{\sin \alpha_n \sin \Delta\epsilon}{\sin \beta} \right) \quad (5.11)$$

d'où

$$\tan \gamma = \frac{\sin \gamma}{\cos \gamma} = \frac{\sin \alpha_n \sin \Delta\epsilon \sin \alpha}{\cos \alpha \cos \beta - \cos \alpha_n}$$

$$\Rightarrow \gamma = \arctan \frac{\sin \alpha_n \sin \Delta\epsilon \sin \beta}{\cos \alpha \cos \beta - \sin \beta}$$

Les équations (5.5), (5.9), (5.10) et (5.11) peuvent être utilisées pour déterminer la variation d'azimut $\Delta\varepsilon$, la nouvelle inclinaison α_n , le changement d'angle total β , et le tool-face γ .

I.4.4 Utilisation du Ouija Board Nomograph:

Généralement, on utilise une technique graphique qui est le "Ouija Board Nomographe" afin de déterminer les paramètres α_n , $\Delta\varepsilon$, β et γ .

Pour des valeurs où l'angle β est petit, c'est-à-dire inférieur à 6° , on utilise les développements limités suivants :

$$\cos\beta \approx 1$$

$$\sin\beta \approx \beta \text{ (radian)}$$

et

$$\tan\beta \approx \beta \text{ (radian)}$$

en substituons dans les equations (5.5)et (5.8)on obtiendra les relations suivantes :

$$\Delta\varepsilon = \arctan \frac{\beta \sin \gamma}{\sin \alpha + \beta \cos \alpha \cos \gamma} \quad \dots(5.12)$$

et

$$\gamma = \arcsin\left[\frac{1 - \cos \alpha \cos \alpha_n}{\beta \sin \alpha} \tan(\Delta\varepsilon)\right] \quad \dots(5.13)$$

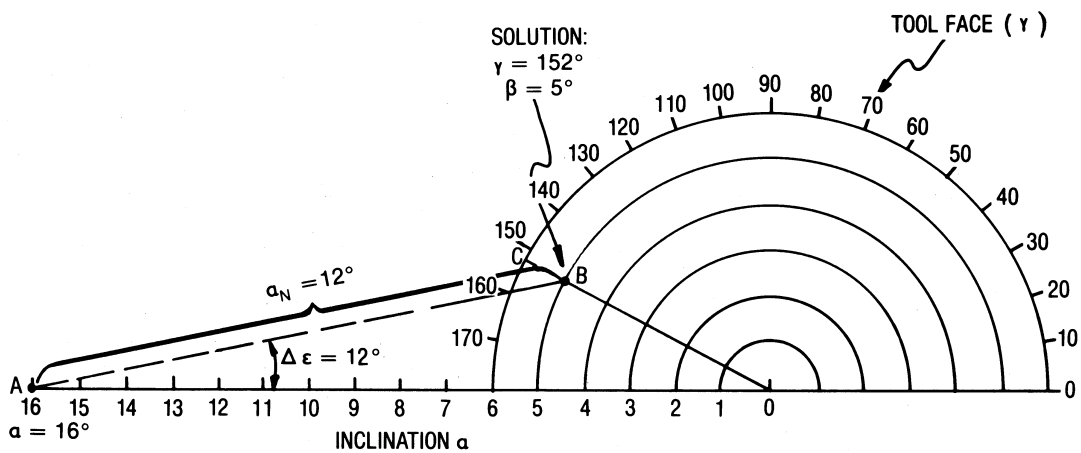


Fig.77: Graphical Ouija Analysis.

Dans la figure (77), l'axe des abscisses représente l'inclinaison initiale α (excepté lorsque $\Delta\varepsilon = 0$, $\beta = 0$ et $\alpha = \alpha_n$)

Le segment de droite AB représente $\Delta\varepsilon$, le point d'intersection de la droite $0^\circ B$ est projeté sur le demi-cercle extérieur en C qui est lu comme la valeur du tool-face γ à gauche ou à droite du High side. Sur la droite $0^\circ B$ on lie l'angle total β . La longueur AB représente la nouvelle inclinaison α_n .

Exemple de calcul :

En utilisant le Ouija Board Nomographe :

Dans la figure (77), l'inclinaison $\alpha = 16^\circ$, on veut avoir une nouvelle inclinaison $\alpha_n = 12^\circ$ avec un changement d'azimut $\Delta\varepsilon = 12^\circ$. En utilisant ce graphe, on trouve qu'il faut orienter l'outil à 152° par rapport au High Side et on aura comme conséquence un dogleg $\beta = 5^\circ$.

En utilisant les formules de calcul trouvées précédemment :

En combinant les équations (5.4), (5.10) et (5.11) en terme de $\sin\gamma$ et $\cos\gamma$ et en faisant quelques manipulations, l'angle β peut être écrit en fonction de $\Delta\varepsilon$, α et α_n :

$$\beta = \arccos(\cos\Delta\varepsilon \sin\alpha_n \sin\alpha + \cos\alpha \cos\alpha_n)$$

Ou bien sous une autre forme :

$$\cos\beta = \cos\Delta\varepsilon \sin\alpha_n \sin\alpha + \cos\Delta\varepsilon - \sin\alpha \sin\alpha_n$$

A.N :

$$\beta = \arccos(\cos 12 \sin 12 \sin 16 + \cos 16 \cos 12) = \arccos(0,9963)$$

$$\beta = 4,92^\circ \approx 5^\circ$$

Remarquons que les valeurs trouvées à partir de Ouija Board Nomographe sont légèrement différentes, cela est dû aux approximations faites ($\tan\beta \approx \beta$ et $\sin\beta = \beta$) si β est petit.

I.4.5. Utilisation du diagramme de Ragland :

Le diagramme de Ragland est une autre façon de résoudre les problèmes de calculs de changement de trajectoire. Cette méthode est similaire à celle de Ouija Board Nomograph. La figure (78) montre les étapes à suivre afin de déterminer les paramètres inconnus.

La première étape consiste à tracer un vecteur qui représente la valeur initiale de l'inclinaison α , ce même vecteur représente la direction du trou ε et considéré comme étant le High Side (tool-face = 0°). Les inconnues α_n et γ , pour les trouver, le vecteur de la nouvelle inclinaison est tracé à partir de l'origine 0° en direction $\Delta\varepsilon$ ($\Delta\varepsilon = 10.5^\circ$ dans la figure). On trace un cercle dont le rayon représentant le dog leg severity β (caractéristique de l'outil de déviation). L'intersection de ce cercle avec le vecteur de la nouvelle inclinaison nous donnera le tool face γ .

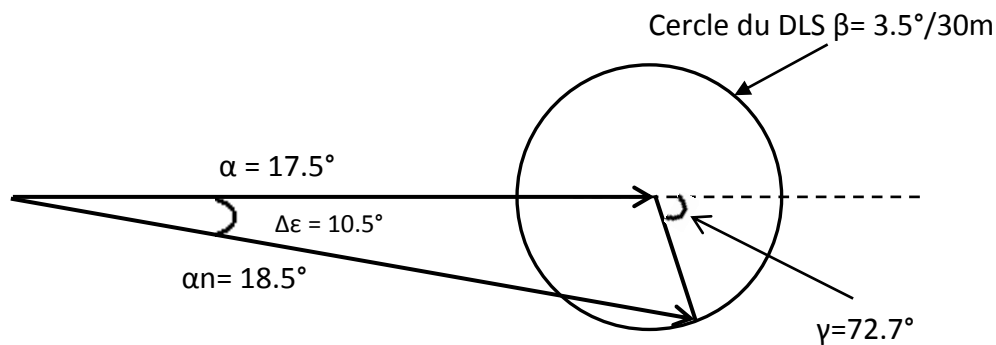


Fig.78 : méthode Ragland.

I.4.6 Compensation du moment réactif d'un moteur de fond :

Lors de l'utilisation d'un moteur de fond associé à un raccord coudé, une correction du tool-face doit être introduite afin de compenser le moment réactif. Quand on travaille en *sliding* mode, le tool-face aura toujours tendance à tourner vers la gauche, ce qui doit être corrigé en réorientant le tool-face suffisamment afin d'éliminer l'effet de ce torque réactif.

La rotation de la garniture de forage due à cet effet peut être estimée par la formule suivante :

$$\theta = \frac{ML_{moteur}}{G_{moteur} J_{moteur}} + \frac{ML_{bha}}{G_{bha} J_{bha}} + \frac{ML_{drillstring}}{G_{drillstring} J_{drillstring}}$$

$$J = \frac{\pi}{32} (OD^4 - ID^4)$$

Où :

M : moment généré par le trépan ;

L : longueur d'un élément de la garniture de forage ;

G : coefficient d'élasticité transversal ($G = 8.10^5$ bar environ pour l'acier);

J : moment d'inertie polaire.

θ L'équation (5.14) ne tient pas compte des frictions entre la garniture de forage et les formations traversées, cependant pour des profondeurs allant jusqu'à

3000ft ayant une inclinaison inférieure à 5°, l'équation (5.14) peut donner une bonne approximation nécessaire pour compenser le couple réactif. Toutefois, la meilleure façon de le compenser est d'introduire un outil de mesure en temps réel des paramètres de forage (cas d'un MWD), qui donnera une actualisation permanente du tool-face.

$$\theta = M \sum \frac{Li}{GiJi} \dots (5.14)$$

Exemple de calcul :

Les *surveys* n°4 et 5 ont donné les mesures directionnelles suivantes :

Survey		
MD m	Incl deg	Azi deg
3336.40	5.64	338.35
3348.80	14.90	303.70

Le dog leg severity de l'outil de déviation est de 24°/30m soit 8°/10m.

On se propose d'orienter la trajectoire vers l'azimut prévisionnel (310°) pour cela on calculera :

- tool face nécessaire ;
- la nouvelle inclinaison α_n ;

a/ utilisation de la méthode numérique :

$$\cos\beta = \cos\Delta\varepsilon \sin\alpha_n \sin\alpha + \cos\alpha \cos\alpha_n. \text{ avec } \beta = 8^\circ.$$

d'où :

$$\alpha_n \approx 22^\circ.$$

et :

$$\gamma = 17,2^\circ.$$

b/utilisation du diagramme de ragland :

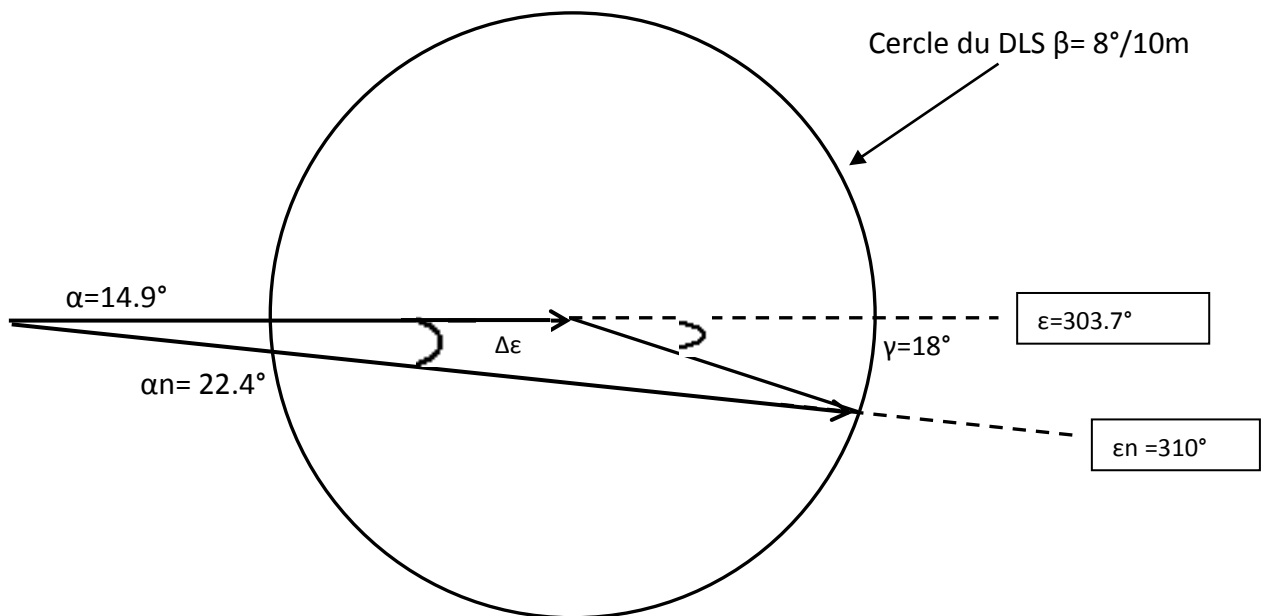


Fig.79 : solution avec le diagramme de Ragland.

Donc :

Il faut orienter l'outil vers 18° par rapport au high side pour avoir un azimut de 310° et cela nous donnera une nouvelle inclinaison $\alpha_n = 22.4^\circ$.

c/ Calcul du changement de γ dû au couple réactif :

On utilisera les données de calculs de la garniture utilisée lors du forage du puits ONM-422.

Données : Longueur des drill pipe : 2500m ;

Longueur des drill collar: 139m 2''^{13/16} ID X 7'' OD

Torque généré par l'outil 3000 ft.lbf soit 1355,8 N.m

Supposons que le moteur a les mêmes propriétés d'une masse tige 7''.

On prendra le module de torsion de l'acier $G = 11,5 \cdot 10^6 \text{ psi} = 8,16 \cdot 10^{10} \text{ Pa}$;

$$J_{DP} = \pi/4(88,9^4 - 70,2^4) = 3 \cdot 10^{-5} \text{ m}^4.$$

$$J_{DC} = \pi/4(120,65^4 - 57,15^4) = 1,58 \cdot 10^{-4} \text{ m}^4.$$

$$\theta = 57^\circ$$

Donc le dynamique tool-face sera $\gamma = 18 + 57 = 75^\circ$.

c/ détermination de la position de la trajectoire dans un repère géométrique :

on définit un repère géométrique comme suite :

- l'axe des abscisses est la direction **Ouest-Est**.
- L'axe des coordonnées est la direction **Sud-Nord**.
- La verticale à la tête de puits étant le troisième axe.

En utilisant la méthode de la courbure minimum aura les résultat suivants :

$$DLS = 24,798^\circ/30\text{m}.$$

- Variation de la profondeur verticale : $\Delta V = 8,75 \text{ m}$. ($\Delta V \text{ réel} = 8,76\text{m}$) ;
- Variation du déplacement horizontal : $\Delta H = 2,95\text{m}$ ($\Delta H \text{ réel} = 2,93\text{m}$) ;
- Variation des coordonnées est-ouest : $\Delta X = -2,34\text{m}$ ($\Delta X \text{ réel} = -2,28\text{m}$) ;
- Variation des coordonnées nord-sud : $\Delta Y = 1,79 \text{ m}$ ($\Delta Y = 1,82\text{m}$).

	Survey							
	MD m	Incl deg	Azi deg	DL deg.	ΔV	ΔH	ΔX	ΔY
		3348.80	14.90	303.70				
Résultats de calcul								
Prévisionnel : $\gamma = 18^\circ$	3358.04	22.4	310	8	8,75	2,95	-2,34	1,79
Résultats réels	3358.04	22.10	311.89	7.63	8,76	2,93	-2,28	1,82

Tableau 6 : exemple de calcul**I.4.7. Stratégie de forage de la section courbe :**

Les variations d'azimut et d'inclinaison, sans prendre compte du dogleg severity peuvent causer de sérieux problèmes à la BHA lors des manœuvres (coincements vers le haut et vers le bas) et lors du forage (augmentation du torque). Pour éliminer ces risques, il est nécessaire de contrôler la longueur dans laquelle le changement de trajectoire est réalisé.

La stratégie utilisée dans le forage d'une section courbe consiste à ajuster l'azimut lorsque l'inclinaison est entre 1 et 6°, puis monter uniquement en inclinaison jusqu'au landing point.

I.5 Simulation de la trajectoire :

Les mesures effectuées au fond à l'aide des différents instruments de mesure sont nécessaires à la détermination de la position réelle de la trajectoire du puits, afin de faire une comparaison avec le plan théorique établi préalablement, ce qui permet l'évaluation du succès du projet de forage. Les compagnies de services utilisent des logiciels qui, en ayant l'azimut, l'inclinaison, et la profondeur mesurée comme des inputs, donnent les paramètres suivants en tant que output :

- la TVD ;
- variation des coordonnées est-ouest ;
- variation des coordonnées nord-sud ;
- le déplacement horizontal ;
- le dog leg severity,
- le build up rate ;
- et le turn rate ;

Parmi ces logiciels on trouve le TVD, qui est élaboré par Datalog Technology Inc. Celui-la donne tous les paramètres cités précédemment, en plus de la simulation en 3D de la trajectoire du puits.

En faisant entrer les données des surveys une par une, on obtient l'évolution de trajectoire avant chaque ajout de simple, ce qui permet de procéder à toute correction éventuelle.

I.5.1 Application au puits ONM-422 :

I.5.1.1 Plan prévisionnel du short radius :

La division production de Sonatrach a élaboré le plan suivant :

KOP1 à 3215 m

KOP2 a 3411.12m

Landing point à 3455m en TVD ;

Longueur de drain 300 m ;

Azimut du drain 110° ;

Inclinaison du drain 88° ;

Comments	MD (m)	Incl (°)	Azim Grid (°)	TVD (m)	VSEC (m)
Tie-In	0.00	0.00	110.00	0.00	0.00
RKB	6.01	0.00	110.00	6.01	0.00
13 3/8" Casing Shoe	375.00	0.00	110.00	375.00	0.00
9 5/8" Casing Shoe	2286.00	0.00	110.00	2286.00	0.00
7" Casing Shoe	3200.00	0.00	110.00	3200.00	0.00
End of Window	3206.00	2.50	110.00	3206.00	0.13
KOP#1	3215.00	2.50	110.00	3214.99	0.52
EOC#1	3257.50	11.00	110.00	3257.16	5.51
4 1/2" Liner Point	3405.05	11.00	110.00	3402.00	33.67
KOP#2	3411.12	11.00	110.00	3407.95	34.83
EOC#2 - Landing Point	3489.40	88.09	110.00	3455.00	90.00
Planned TD	3789.44	88.09	110.00	3465.00	389.87

Tableau 7 : Plan prévisionnel du puits ONM-422 [7].

I.5.1.2 Plan réel de la trajectoire :

Le logiciel TVD donne les résultats sous forme numérique et sous forme graphique.

➤ Les résultats numériques sont montrés dans le tableau suivant :

Comments	MD (m)	Incl (°)	Azim Grid (°)	TVD (m)	VSEC (m)	NS (m)	EW (m)	DLS (°/30m)
Surface	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	N/A
RKB	6.01	0.00	0.00	6.01	0.00	0.00	0.00	0.00
Tie-In	3150.00	0.00	0.00	3150.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Gyro Survey	3181.00	0.74	31.27	3181.00	0.04	0.17	0.10	0.72
First MWD Survey	3219.06	3.81	168.27	3219.03	0.75	-0.86	0.49	3.45
	3227.52	5.26	184.87	3227.47	1.00	-1.52	0.51	6.88
	3247.26	8.37	190.26	3247.07	1.48	-3.83	0.18	4.82
	3265.37	10.58	175.89	3264.93	2.38	-6.79	0.06	5.34
	3273.79	11.19	170.23	3273.20	3.10	-8.37	0.26	4.38
	3283.33	11.68	165.89	3282.55	4.11	-10.22	0.65	3.11
	3293.47	12.03	161.80	3292.47	5.34	-12.22	1.23	2.69
	3313.25	12.64	146.30	3311.80	8.35	-15.98	3.08	5.09
	3331.16	12.02	137.55	3329.30	11.59	-18.98	5.42	3.29
	3341.72	11.60	135.21	3339.64	13.52	-20.55	6.91	1.81
	3352.83	10.90	131.10	3350.53	15.51	-22.03	8.49	2.87
6in Last MWD Survey	3377.30	9.99	127.62	3374.60	19.70	-24.85	11.92	1.36
	3408.18	15.78	119.99	3404.69	26.39	-28.58	17.68	5.85
	3412.27	20.00	114.58	3408.58	27.64	-29.15	18.80	33.24
	3418.10	29.04	110.55	3413.88	30.05	-30.07	21.03	47.28
	3430.15	44.44	96.47	3423.52	37.13	-31.58	28.02	43.49
	3440.18	48.62	97.96	3430.42	44.23	-32.50	35.24	12.91
	3450.01	51.92	98.03	3436.71	51.62	-33.55	42.72	10.07
	3456.91	54.16	98.82	3440.85	57.02	-34.36	48.18	10.12
	3460.40	55.03	100.12	3442.88	59.82	-34.83	50.98	11.78
	3465.16	56.51	102.54	3445.55	63.71	-35.60	54.84	15.68
	3470.07	60.91	106.04	3448.10	67.88	-36.64	58.90	32.50

3480.16	74.17	111.45	3451.95	77.18	-39.65	67.70	42.12	
3486.03	81.13	111.87	3453.21	82.91	-41.76	73.03	35.63	
3497.02	85.24	111.29	3454.51	93.81	-45.77	83.17	11.33	
3507.30	88.00	111.07	3455.12	104.07	-49.48	92.74	8.08	
3514.46	88.55	110.44	3455.33	111.23	-52.02	99.43	3.50	
3542.00	88.62	109.73	3456.01	138.76	-61.47	125.29	0.78	
3551.40	89.86	109.75	3456.14	148.16	-64.65	134.14	3.96	
3567.41	88.69	109.97	3456.34	164.17	-70.08	149.19	2.23	
3577.10	89.17	110.81	3456.52	173.86	-73.46	158.28	2.99	
3592.99	89.31	110.97	3456.73	189.74	-79.13	173.12	0.40	
3612.79	88.27	110.64	3457.15	209.54	-86.16	191.62	1.65	
3622.05	87.90	110.63	3457.46	218.79	-89.42	200.29	1.20	
3643.55	87.86	108.88	3458.26	240.27	-96.68	220.51	2.44	
3654.00	88.17	108.54	3458.62	250.71	-100.03	230.40	1.32	
3663.48	88.03	108.37	3458.93	260.19	-103.03	239.38	0.70	
3674.48	87.14	108.48	3459.39	271.17	-106.50	249.81	2.45	
3686.00	88.45	108.86	3459.84	282.68	-110.19	260.72	3.55	
3695.71	89.00	109.32	3460.05	292.39	-113.36	269.89	2.22	
3712.44	88.25	109.35	3460.46	309.11	-118.90	285.67	1.35	
3723.00	88.04	108.98	3460.80	319.66	-122.36	295.64	1.21	
3734.09	87.97	108.86	3461.18	330.75	-125.96	306.13	0.38	
Last MWD Survey	3743.13	87.73	108.60	3461.52	339.78	-128.86	314.68	1.17
Projection to TD	3755.00	87.67	109.30	3462.00	351.63	-132.71	325.90	1.77

Tableau 8 : les données réel [7].

➤ Les résultats graphiques sont:

En bleu : trajectoire prévisionnelle ;

En rouge : trajectoire réelle.

On voit bien qu'il n'y a pas un grand écart entre la trajectoire prévisionnelle et celle réelle, donc du point de vue trajectoire on pourra dire que le projet de forage est réalisé avec succès.

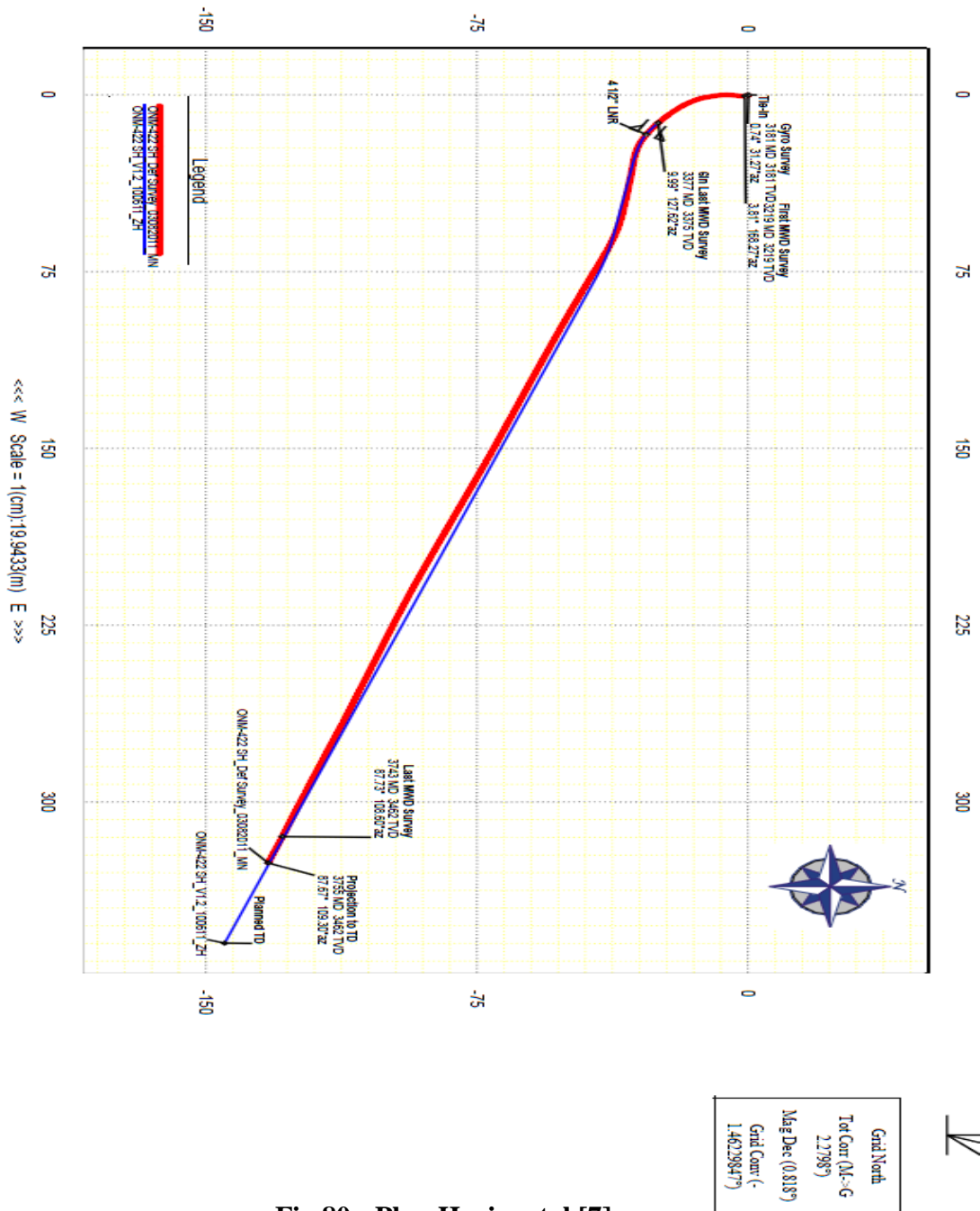


Fig.80 : Plan Horizontal [7].

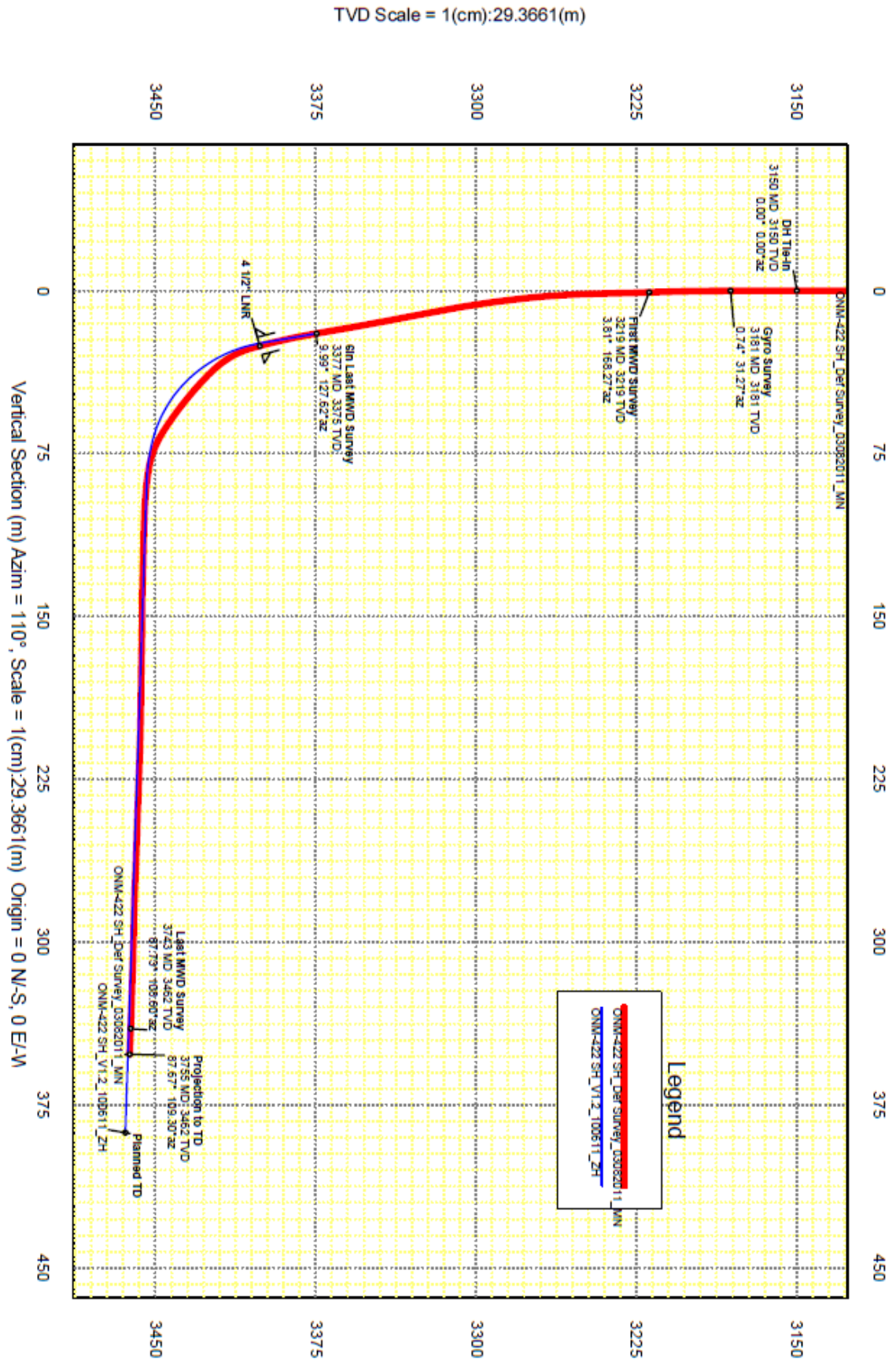


Fig.81 : Plan Vertical [7].

I.5.2 Interprétation des données:

En regardant dans le plan vertical, On peut deviser la trajectoire en 3 parties selon l'écart entre le plan réel et le plan prévisionnel : la section 6 pouces ,section de la courbe et la section d'atterrissage :

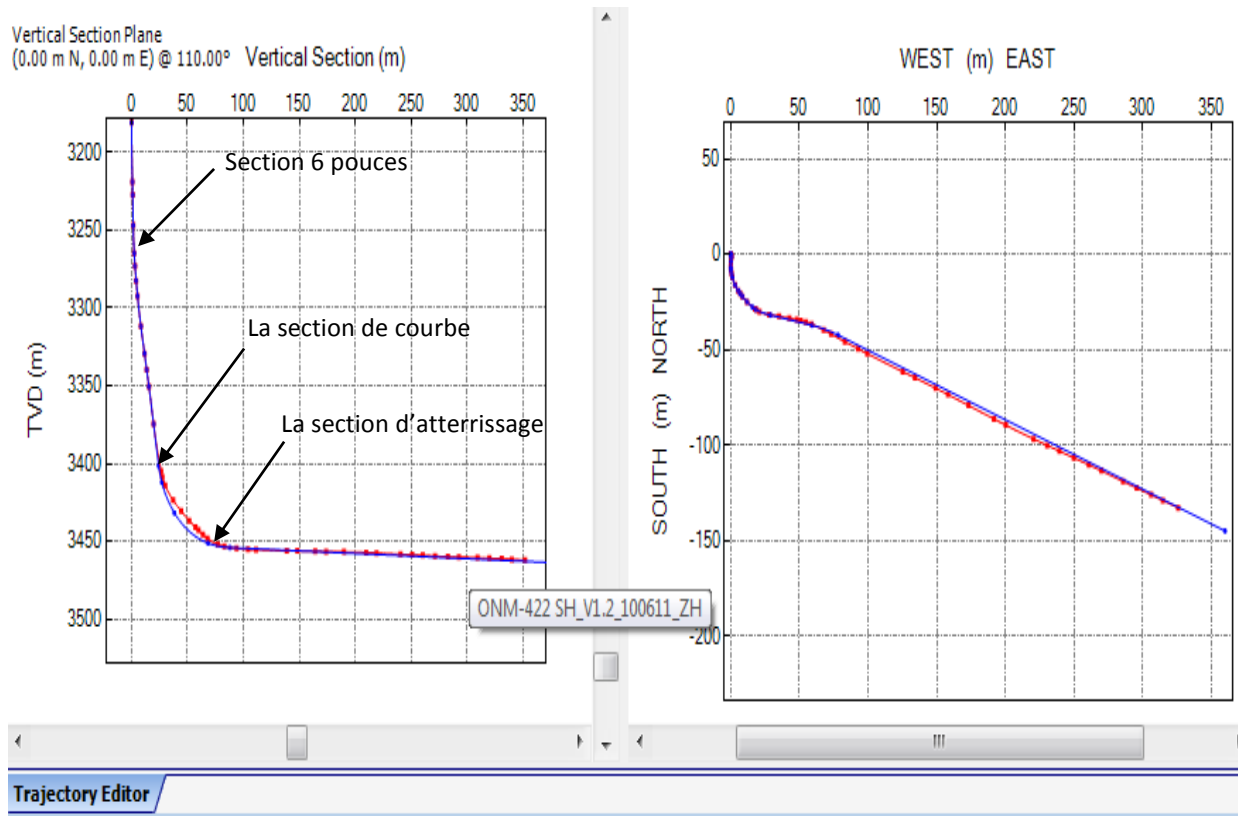


Fig.82 : Comparaison entre données réel et plan [7].

I.5.2.1 La section 6 pouce :

Lorsque on agrandit le graphe de la section 6", on peut dire que la trajectoire est exactement le même que le plan prévisionnel, les data sont représentées dans la Fig.84. Cette section était faite par deux manœuvres (2 BHA) . L'objectif était de forer la section 6 pouces au sabot . En construisant l'inclinaison à 11 degrés et vers 110 degrés d'azimut. Puis maintenez l'inclinaison à 11 degrés jusqu'au TD. Il n'était pas facile de contrôler l'Azimut avec l'outil PDC comme on avait besoin d'un Gyro pour Orienter le TF. Le moment réactif produit par le PDC n'était pas facile à estimer. Foré de 3261.5 à 3404.5 m avec un bon ROP et bonne réponse du BHA a été observé.

I.5.2.1 La section de courbe :

Monter un moteur A278M avec un insert bit et MWD (SlimPulse). L'objectif de la BHA était de forer la section de courbe $3\frac{3}{4}$ " et construire l'inclinaison à 88° au point d'atterrissage. Une fois sur le fond nous avons incapables de forer dans la nouvelle formation. La pression augmente et des calages du moteur. Plusieurs tentatives avec aucun succès. Sévères Chocs ont également observé sur l'outil MWD. Ensuite, il a été décidé d'exécuter un fraise $3\frac{3}{4}$ " et fraisé à 3405.75m. Une fois cette BHA a été sorti, nous avons récupéré dans la basket une plate pièce de métal de centralisateurs de la chemise $4\frac{1}{2}$ ". Après cinq tentatives de pêche (avec l'aimant et basket), grande quantité de débris métalliques avaient été recouverts. Ensuite, nous avons repris le même BHA comme précédente avec un moteur bent de $2,6\text{ deg}$. nous avons continué de forer jusqu'à 3430 m, après sa, la décision a été prise pour exécuter impreg bit avec un GT (Great Torque) moteur. Nous avons repris le forage de 3430m à 3466m avec mode "Sliding" On était obligé de continuer le forage et essaierai d'atteindre un Dog-leg de 17 deg , Mais ils était impossible d'atteindre plus que 13 deg a cause de la difficulté d'estimer le torque réactif du moteur et l'instabilité du Tool Face.

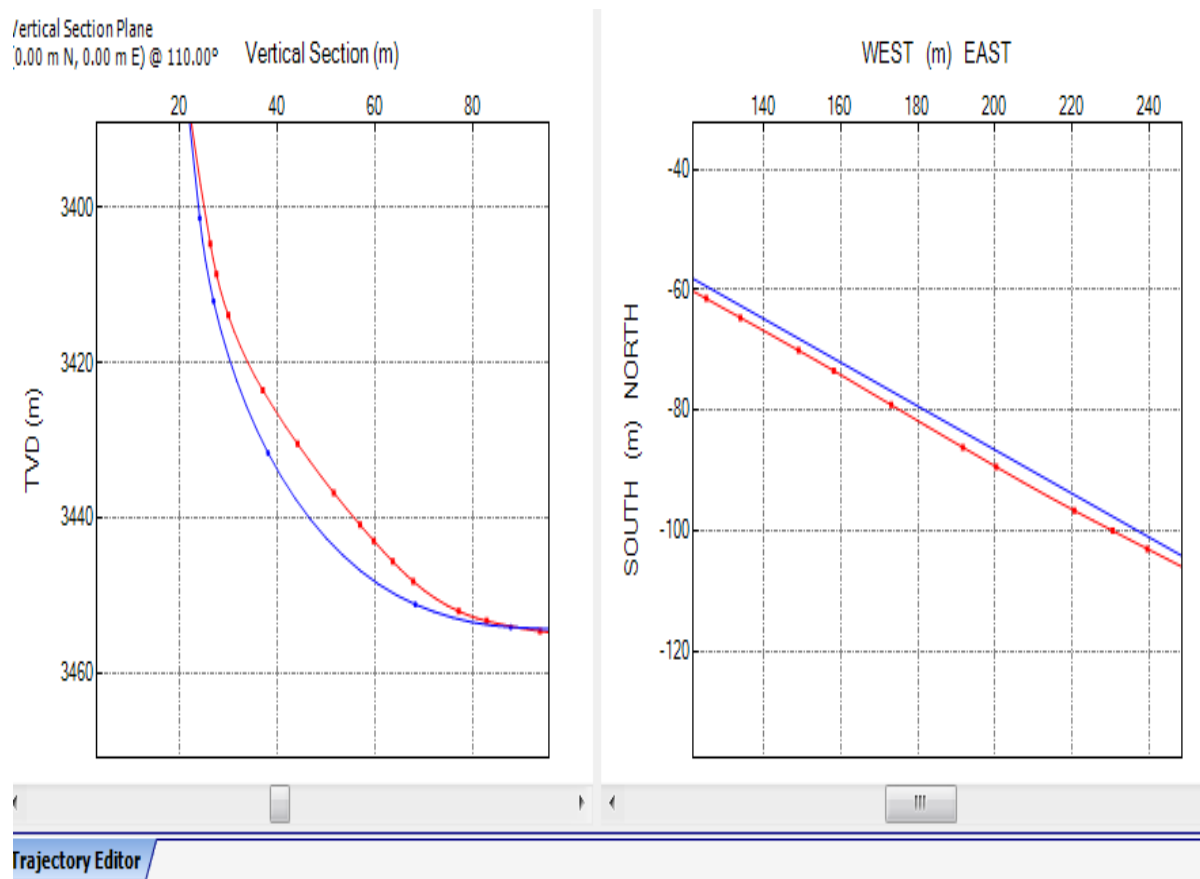


Fig.83 :Section de courbe [7].

La Fig.83 montre le grand écart entre le plan et la réalité à cause de cette difficulté d'atteindre le Dog-Leg souhaité. On était au dessus du plan donc l'atterrissage sera soft , Nous avons continué le forage de la section jusqu'au point d'atterrissage. Le grand écart s'explique par offset de D&I package de MWD était 5.37m loin de l'outil (voir **Tableau 9**), donc le déviateur il peut pas voir le comportement du BHA juste après le forage de cette longueur 5.37m, Il faut qu'il bien estime le BR (Build up rate), pour bien orienter le Tool-Face, des fois on estime que le BHA a un BR de zéro mais après le forage de 5.37 m on trouve qu'il y'a une augmentation d'inclinaison ou bien un changement de direction donc il faut le corriger. Cela arrive surtout quand il y'aura un changement de formation par exemple l'ancien formation était dur et la nouvelle formation est soft si on continue le forage avec les mêmes paramètres surtout poids et débit, on aura une augmentation de l'avancement avec une diminution de BR, Il est recommandé de bien suivre toutes les paramètres de forage poids, densité, débit ...etc, et aussi les données géologique spécialement dans les puits en Short Radius.

I.5.2.2 la section d'atterrissage :

Parce qu'il était impossible d'atteindre le dog-leg souhaité dans la section de courbe, donc on était au dessus du plan , le déviateur doit atteindre un dog-leg moins que le dog-leg souhaité pour que le plan réel s'alterne avec le plan prévisionnel c'est qu'on appel atterrissage soft (soft landing).cette section était bien forer avec un minimum écart .

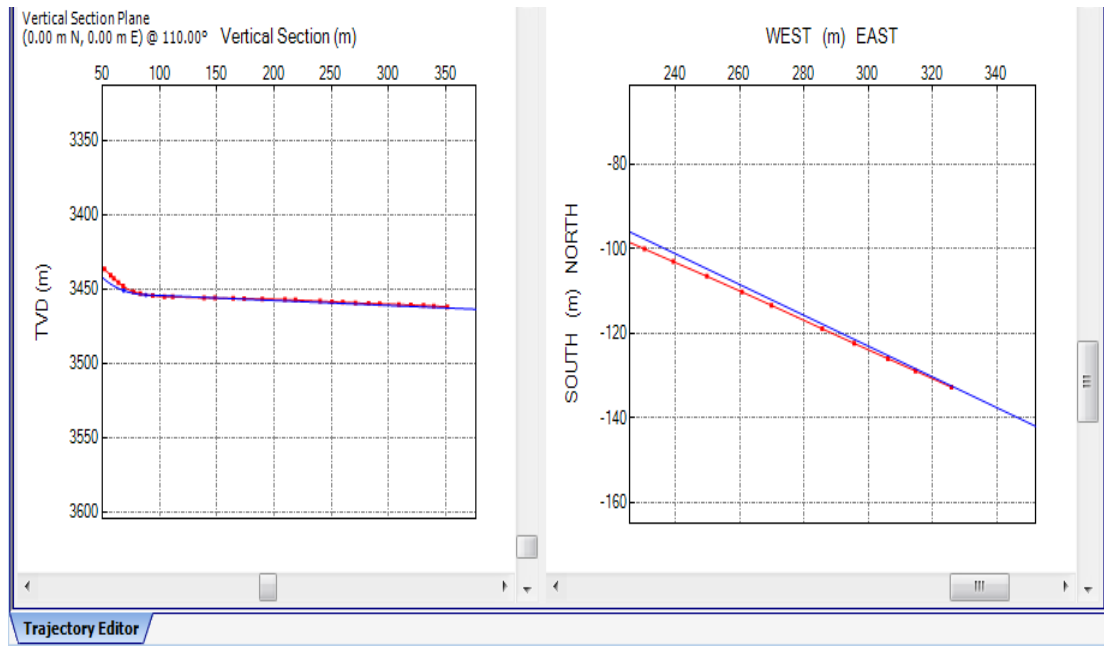


Fig.84 : la section d'atterrissage [7].

Conclusion

➤ A la fin de ce travail, il est très intéressant de ressortir les avantages et l'importance des reprises des puits en short radius. En fait, ces dernières assurent des gains très appréciables de productivité. D'autres opérations telles que l'acidification et la fracturation qui, moins rentables qu'une reprise, demandent une programmation et une mobilisation très importante.

➤ Cependant cette opération, valorisée par ces avantages précédemment cités, reste une tâche assez délicate de part son domaine de définition de la trajectoire qui est réduit, ce qui impose un suivi très minutieux de la compagnie de services soumissionnée. Il est recommandé de bien contrôler le trajectoire et suivre le plan prévisionnel spécialement pour les réservoirs à faible épaisseur.

➤ Dans ce travail, nous ne pouvions pas atteindre le Dog-leg prévu, nous avons changé le BHA et nous avons essayé de récupérer le Dog-Leg voulu, la décision a été prise de faire un atterrissage graduelle (soft) et atteindre le même TVD avec moins Dog-Leg.

➤ La réussite d'un puits horizontal en général et d'une reprise en short radius en particulier ne peut être atteinte sans le développement des moteurs de navigation et des outils de mesure en temps réel. Comme les deux compétiteurs, d'un côté, Schlumberger a développé le POWERDRIVE (rotary steerable motor) qui peut forer un puits dévié en 100% rotation dans le but de diminuer le temps de forage et facilite le contrôle de trajectoire et de l'autre côté, Baker Hughes a développé le GEO-PILOTE .

Recommandations

- ✓ Pour augmenter la vitesse d'avancement (ROP) et le temps au fond du puits ,il faut bien combiner entre le moteur et l'outil de forage, un moteur High Speed avec un outil PDC sont recommandés dans le drain, mais on les utilise juste dans la dernière partie de la courbe mais il faut bien estimer le *Build Up rate* nécessaire parce que les moteur HS est long et il ne peut pas atteindre un grand Dog-Leg.
- ✓ Il faut bien éviter les plans en 3D pour diminuer le risque de fatigue et faciliter le control de trajectoire
- ✓ S'assurer que les configurations du moteur de fond et MWD permettent de bien suivre le plan prévisionnel en regardant la distance entre le module de mesure de la Direction, de l'inclinaison et de l'outil de forage, qu'il faudrait minimiser au maximum possible pour donner l'occasion au déviateur de bien estimer le BR, et être sûr que le moteur de fond est configuré avec un *Bend housing* précis pour avoir le BR souhaité .

BIBLIOGRAPHIE :

1. Fiche technique : « Procédures de forage horizontal, champ de Hassi Messaoud », réalisée par SONATRACH, division forage (direction régionale de Hassi Messaoud), date 01/11.
2. Manuel de formation en “forage dirigé” de Weatherford (Measurement while drilling essentials),2002.
3. “Horizontal Drilling Training Manual” – Anadrill 1991.
4. Programme « Work over ONM-422. Préparation & Réalisation Short Radius » ,SONATRACH / division production 2011.
5. Pr Mellak Abderrahmane « Cours de Technologie de Forage », cours pour les Post Gradués (Magister), année universitaire 2011/2012, Université de Boumerdès.
6. Rapports journaliers du boueux,MI SWACO,Puits ONM-422, Hassi Messaoud,Algeria,Jun 2011.
7. Rapports journaliers du deviateur et MWD,Drilling and measurment, Schlumberger,Puits ONM-422,Hassi Messaoud,Algeria,Jun 2011.
8. Z.Boubekeur,End Of Well Report,ONM-422,Anadrill,Schlumberger 2011
9. J.P. NGUYEN «Le forage »: Editions Technip,P :267-294, 1993.
10. “Continuous Measurement-While-Drilling Surveying System Utilizing MEMS Inertial Sensors”, DEPARTMENT OF GEOMATICS ENGINEERING University of CALGARY, ALBERTA FEBRUARY, 2009
11. Fisher and M. R. French, (1991), “Drilling the First Horizontal Well in The Gulf of Mexico: A Case History of East Cameron Block 278 well B-12,” *Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, TX, USA.
12. Mellak Abderrahmane : « Optimisation des paramètres mécaniques lors de l’exploitation d’un forage d’un puits pétrolier », in VIème Journées d’Etudes Techniques 2010 (organisation Franco-Maghrébine), du 05 au 07 mai 2010 à Marrakech, Maroc.
13. Mason, C. M. and H. L. Taylor, (1971), “Systematic Approach to Well Surveying Calculations,” *Society of Petroleum Engineers*, SPE3362.

14. McMillian, W., (1981), "Planning the Directional Well – A Calculation Method," *Journal of Petroleum Technology*, 1981; 33(6):952-962.
15. Wright J. W., (1988), "Directional Drilling Azimuth Reference Systems," *Society of Petroleum Engineers / International Association of Drilling Contractors Drilling Conference*, Dallas, TX, USA.
16. Mellak Abderrahmane (2011): « Study of chemical and physical properties of cement suspensions specific to inject into oil drilling », in 22^{ème} Congrès Mondial des Mines (22nd World Mining Congress), Istanbul, (Turquie). Avec actes.
17. "Forage dirigé & UBD, Drilling, Production & Reservoir Engineering", ALGERIAN PETROLEUM INSTITUTE ,IAP spa, Février 2008, P:4-170
18. "Short Radius Drilling, Revision 1.0", Schlumberger, 2004
19. « Conception et Planification d'un puits horizontal de Sperry-Sun », (Halliburton), 2003
20. Charle ingold, "Short Radius Drilling 10 years of development", 2006
21. « JP. Székuka », Forage dirigé : Ingénierie et méthode, ENSPM., Edition3.3 Juin2005.
22. Graham and Totman "Directional drilling, Volume 2, petroleum engineering and development studies", 1987, Norwell, USA
23. « Réalisation des forages dirigés et contrôle des trajectoires », Editions Technip , Paris,1985, P :63 - 171.