

N° Ordre/Faculté/UMBB/2022.

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA DE BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département Gisements Miniers et Pétroliers

Mémoire de fin d'études
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :
GUIZAH BILEL

Filière :Hydrocarbures

Option :Génie pétrolier : Forage des puits.

Thème

**EVALUATION D'UNE REPRISE DE PUIT
EN SHORT RADIUS A HASSI MESSAOUD,
CAS DU PUIT OMO#38.**

Devant le jury :

Yahi Fatma	MCB	UMBB	Présidente
Mellak Abderrahmane	Professeur	UMBB	Encadrant
Azril Nadjet	MAA	UMBB	examinatrice
Boubkeur Zinelabidine	MAB	UMBB	Examineur

Année Universitaire : 2021/2022

Remerciements

*Toute la gratitude et le merci au **bon Dieu** notre créateur qui m'a donné la force pour terminer ce modeste travail.*

Je tiens à remercier vivement mon professeur encadreur, Monsieur le

Professeur MELLAK Abderrahmane

pour son sérieux, ses conseils judicieux, ses orientations éclairées et sa disponibilité tout le long de l'élaboration de ce travail de recherche.

J'adresse aussi mes sincères remerciements à l'ensemble des enseignants de l'INHC qui ont contribué à ma formation en particulier :

Mr. BAOUCHE ; Mr. BENYOUNES;

Mr. BOUBKEUR; Mr. GARECHE; M^{dm}. AZRIL;

*Je remercie également toute personne ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail en particulier **mes amis.***

Bilel

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail

*A ma très chère **Mère** et mon très cher **Père***

*Et mes très chers **frères** et **sœurs***

*A ceux qui m'ont toujours encouragé pour que je réussisse
dans mes études*

*A tous mes amis qui ont toujours été présents et qui n'ont ménagé
aucun effort pour me bénéficier avec leur aide et leur suggestion*

A ceux qui ont veillé pour mon bien être

A ceux qui m'ont soutenu dans les moments les plus difficiles de ma vie

A ceux que j'aime et je respecte infiniment

Le jour est venu pour leur dire Merci...

G. Bilel

Table des matières

INTRODUCTION.....	Error! Bookmark not defined.
I. Généralités sur le forage horizontal :	Error! Bookmark not defined.
I.1 Introduction sur le forage horizontal :	Error! Bookmark not defined.
I.2 Historique:	2
I.3 Applications du forage horizontal :	Error! Bookmark not defined.
I.4 Profils d'un forage horizontal :	6
I.4.1 Courbure du puits :	6
I.5 Représentation des puits:	10
I.5.1 Systèmes de coordonnées :	11
I.5.2 Projections horizontales:	13
I.6 Vocabulaire et définitions :	17
I.7 Conception de reprise de puits en short radius :	18
I.7.1 Planification du programme de reprise des puits en short radius	18
I.8 Méthodes de forages dirigé:	22
II. Matériels du forage dirigé:	23
II.1 introduction:	23
II.2. Equipements de forage :	23
II.2.1 Moteurs de fond:	23
II.2.2 Stabilisateurs:	29
II.2.3 Equipements amagnétiques:	30
II.2.4 Raccords d'orientation:	31
II.2.5 Raccords coudés:	31
II.2.6 outils de déflexion:	33
II.3. Equipements de mesure	34
II.3.1 Outils de mesures en temps différé:	35
II.3.2 Outils de mesures en temps réel:	38
II.4.1 Design des garnitures de forage dirigé:	44
III. Conduite du forage dirigé:	54
III.1 Méthodes de la Réalisation du forage dirigé:	54
III.2 Méthodes de démarrage du forage dirigé:	57
III.2.1 Utilisation d'un moteur de fond:	57
III.2.2 Jetting:	60

III.2.3 Outil de déflexion:.....	61
III.3 Méthodes de forage des phases droites ou courbes:	63
III.3.1 Forage dirigé conventionnel:	63
III.3.2 Forage de navigation (steerable drilling):.....	63
III.3.3 Geosteering, forage de navigation assisté:	63
III.4 Contrôle de l'azimuth:	64
III.5 Poids sur l'outil :	65
III.5.1 Poids maximum disponible à l'outil:	66
III.5.2 Poids réel disponible à l'outil:	67
IV. Reprise du puits OMO38 en short radius:	69
IV.1 Localisation et données du puits:	69
IV.1.1 Caractéristiques géologiques:	70
IV.1.2 Découpage en drains et caractéristiques pétro-physiques:	70
IV.1.3 Candidature du puits au short radius:.....	70
IV.2 Programme prévisionnel de reprise:	73
IV.3 Réalisation de la reprise :	80
IV.3.1 Pose bouchon de ciment :.....	80
IV.3.2 Forage du side track :.....	81
IV.3.3 Forage du build up :	81
IV.3.4 forage du drain horizontal:.....	82
IV.3.5 Suivi de la trajectoire.	83
IV.4 Les problèmes rencontrés :.....	88
Conclusion et recommandations:	90
Bibliographie:.....	92

Liste des figures

Figure 1: Puits d'interception (Relief well).....	Error! Bookmark not defined.
Figure 2: Puits latéral (Side-track).	Error! Bookmark not defined.
Figure 3: Emplacements de surface impraticables.	Error! Bookmark not defined.
Figure 4: Plates-formes de production à puits multiples.	Error! Bookmark not defined.
Figure 5: Profils d'un forage horizontal	Error! Bookmark not defined.
Figure 6 : comparaison des gradients de montée en inclinaison	Error! Bookmark not defined.
Figure 7 : Coordonnées géographiques	Error! Bookmark not defined.
Figure 8 : Projection Transverse	Error! Bookmark not defined.
Figure 9 : Projection conique tangentielle ; Quadrillage Lambert	Error! Bookmark not defined.
Figure 10 : Nord Géographique, Magnétique et Système	Error! Bookmark not defined.
Figure 11 : Les différents Azimuts d'un puits	Error! Bookmark not defined.
Figure 12: Déclinaison magnétique.....	Error! Bookmark not defined.
Figure 13: Convergence.....	Error! Bookmark not defined.
Figure 14 : Configuration des moteurs de fond	25
Figure 15 : Relation entre le torque & la vitesse de rotation des moteurs de fond	26
Figure 16 : Coude adjustable incorporé au moteur (en position débloquée)	26
Figure 17 : Moteur de fond	28
Figure 18 : Raccord Coudé d'orientation	31
Figure 19 : Raccord coudé incorporé ("Bent-housing") & Raccord coudé indépendant	32
Figure 20 : Whipstock	33
Figure 21 : Whipstock	37
Figure 22 : Panneau de contrôle en surface	39
Figure 23 : MWD style "tube interne".....	43
Figure 24 : Divers types de garnitures de forage	46
Figure 25 : Garnitures de montée (Build-up assemblies)	48
Figure 26 : Garnitures de maintien d'angle (Packed-hole assemblies).....	50
Figure 27 : Garnitures de Drop-off (Pendulum assemblies).....	52
Figure 28 : "Steerable Drilling"	54
Figure 29 : "Jetting"	61
Figure 30 : Outil de déflexion	62
Figure 31 : Forage "geosteering" & forage "géométrique"	64
Figure 32 : Coupe du puits OMO 38.....	69
Figure 33 : Etat initial du puits OMO 38.....	72
Figure 34 : Etat prévisionnel du puits OMO 38.....	73
Figure 35 : Trajectoire prévisionnelle du puit OMO #38 :.....	79
Figure 36 : Orientation prévisionnelle de la trajectoire du puits OMO 38.....	79
Figure 37 : Pose du bouchon de ciment.....	80
Figure 38 : Profil de la trajectoire réalisée du puit OMO #38	87

Figure 39 : Comparaison des profils des trajectoires réelle et prévisionnelle	87
---	----

Liste des tableaux

Tableau 1 : Calcul géométrique de l'efficacité d'un raccord coudé.....	58
Tableau 1 : données du puits.....	69
Tableau 3 : Caractéristiques géologiques de la formation :.....	70
Tableau 4 : Découpage en drains et caractéristiques pétro-physiques :	70
Tableau 5 : Situation actuelle du puits:	71
Tableau 6 : Caractéristiquesdeproduction:	71
Tableau 7 : Trajectoire prévisionnelle	74
Tableau 8 : Composition du BHA (Forage du side track) :.....	81
Tableau 9 : Composition du BHA (Composition du BHA) :.....	82
Tableau 10 : composition du BHA (Forage du drain horizontal) :	82

INTRODUCTION

Afin d'optimiser la production des hydrocarbures, et suite à la forte demande mondiale, il est nécessaire d'optimiser l'exploitation des réservoirs et développer une nouvelle technique qui est: le forage horizontal. Cette technique est venue pour satisfaire ce besoin industriel vital et résoudre des problèmes d'exploitation de couche dont la réalisation était impossible. Une telle révolution a mis au monde une nouvelle génération d'équipements venus au secours du forage. En Algérie le forage horizontal est devenue une technique très utilisée depuis le début des années 90.

Actuellement, sur les champs pétroliers Algériens, on distingue :

- Forages horizontaux propres : ce sont des puits programmés au début pour atteindre un objectif donné (medium & long).
- Reprise en Short Radius : ce sont des puits verticaux repris en puits horizontaux pour résoudre des problèmes liés à la production.

Cette dernière a connu une large application au niveau du champ de Hassi Messaoud, en raison de son faible coût par rapport au coût d'un nouveau forage.

I. Généralités sur le forage horizontal :

I.1 Introduction sur le forage horizontal :

Le forage horizontal est une méthode qui consiste à traverser le réservoir, horizontalement, sur une longueur appelée drain.

En général, les statistiques montrent qu'il est nécessaire de majorer le budget d'un puits vertical de 30 à 40% pour obtenir le budget d'un puits horizontal.

Les objectifs recherchés lors d'un forage horizontal sont généralement une combinaison de plusieurs facteurs à savoir :

- Augmenter une longueur optimale de liaison couche-trou.
- Augmenter l'efficacité et la productivité du puits.
- Limiter le nombre de puits à forer sur un champ.
- Pour résoudre un problème particulier de production tel que :
 - Anisotropie de la perméabilité.
 - Limiter l'effet de cône de l'aquifère ou de l'anneau de gaz lors de la production.

I.2 Historique :

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. Lacq-90 fut suivi par Lacq-91, Casteralou toujours en France puis Rospomare-6d en Italie et Pelican Lake au Canada. A la fin des années 80 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.3 Applications du forage horizontal :

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

- Puits d'interception (*Relief well*).
- Forage latéral (*Side-track*).
- Forages dirigés pour raisons géologiques.
- Forage de drainage.
- Emplacements de surface impraticables.
- Plates-formes de production à puits multiples.
- Puits multilatéraux.

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

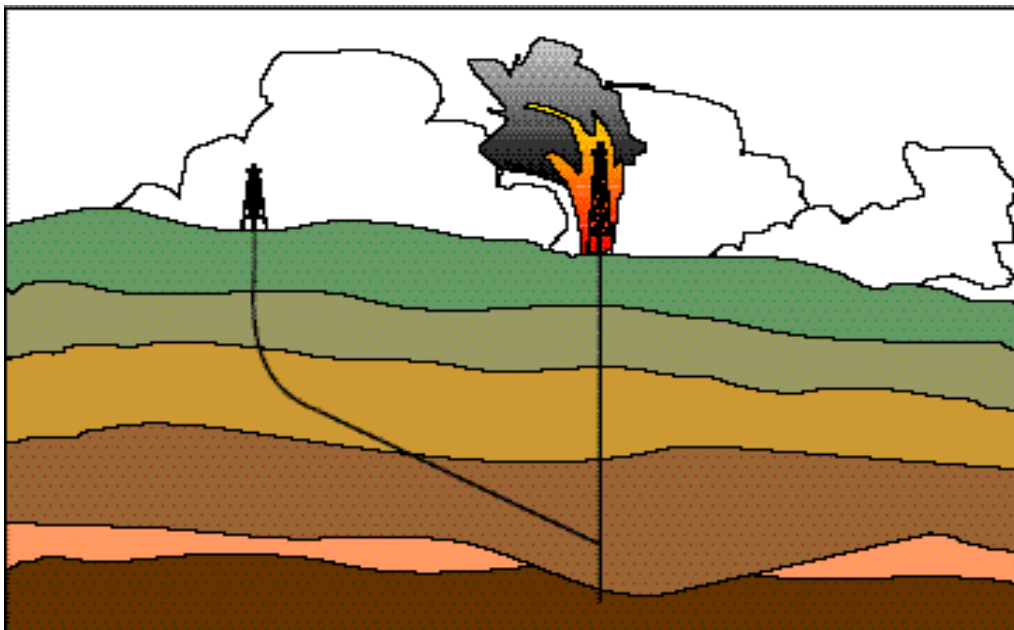


Figure 1: Puits d'interception (*Relief well*).

[17]

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, 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.

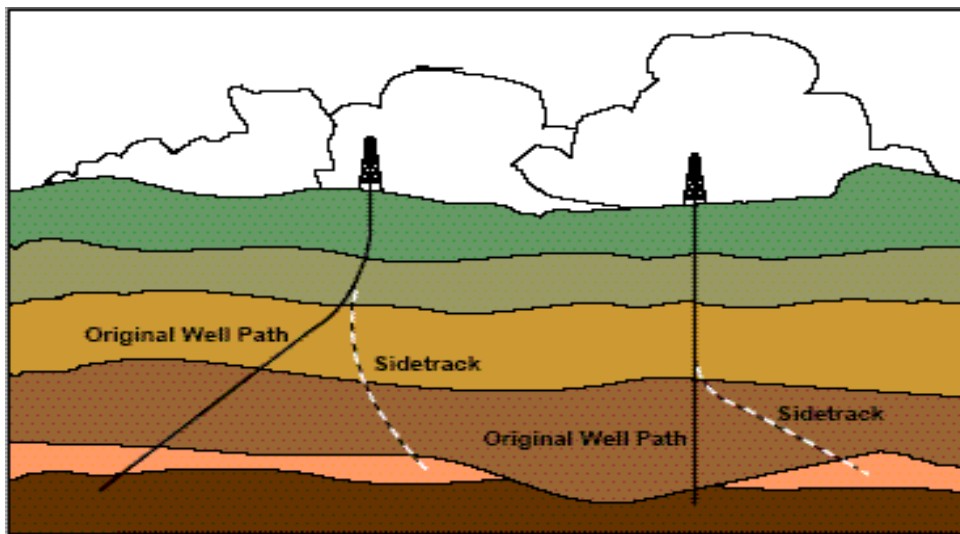


Figure 2: Puits latéral (Side-track). [17]

Forages dirigés pour raisons géologiques:

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

Forage de drainage:

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

Emplacements de surfaces impraticables:

- 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 montagne. Les puits à long déplacement résultent le plus souvent de l'une de ces causes.

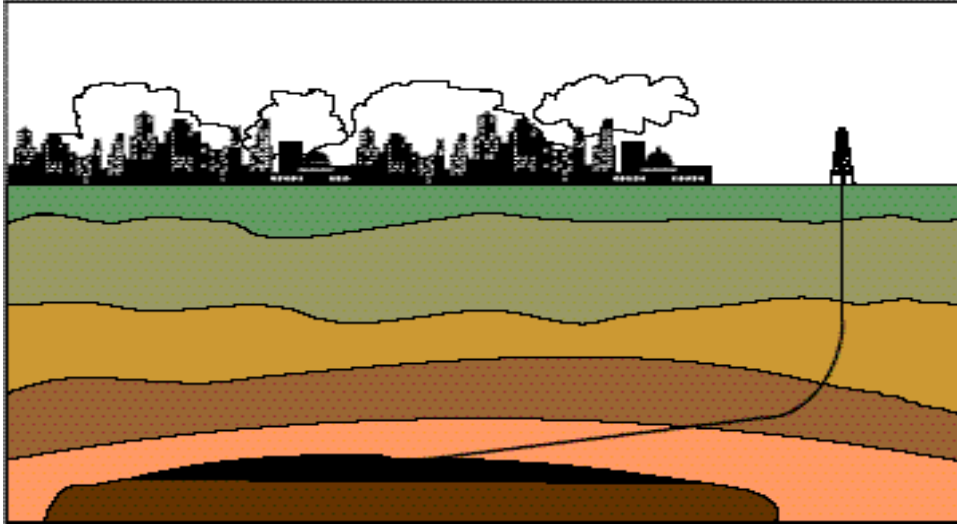


Figure 3: Emplacements de surface impraticables. [17]

Plates-formes de production à puits multiples :

C'est l'une des plus importantes applications du forage dirigé,

- permettant le développement économique de réservoir offshore,
- également utilisée à terre pour des raisons soit économiques, soit écologistes.

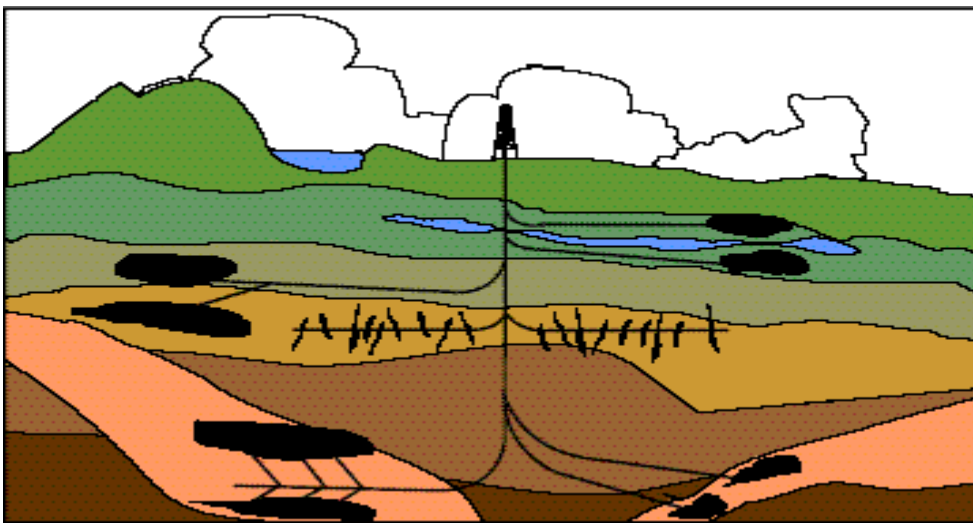


Figure 4: Plates-formes de production à puits multiples. [17]

Puits multilatéraux :

Cette technique consiste à forer plusieurs puits à partir d'une unique tête de puits.

I.4 Profils d'un forage horizontal :

Trois profils de puits peuvent être définis à savoir :

- Profil de puits ayant un rayon de courbure long $ROC > 300m$, appelé *long radius*
- Profil de puits ayant un rayon de courbure $100m < ROC < 200m$, appelé *medium radius*
- Profil de puits ayant un court rayon de courbure $5m < ROC < 30m$, appelé *short radius*

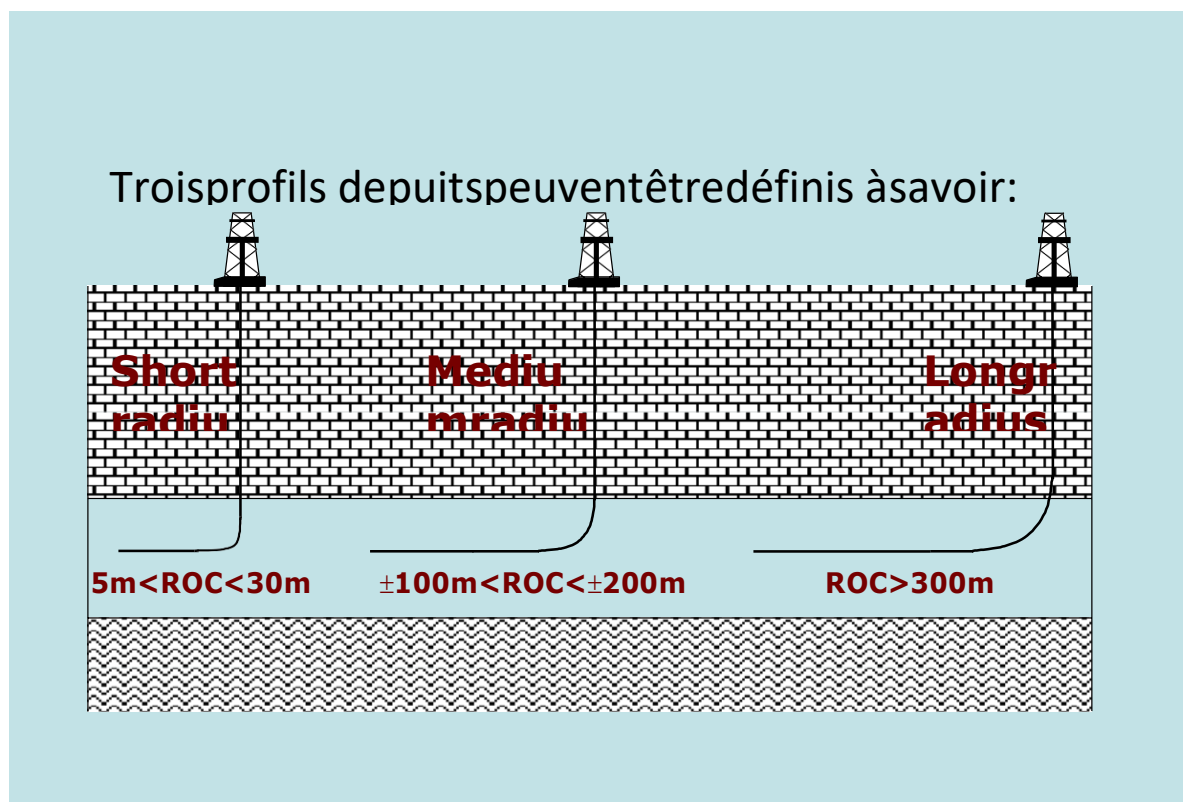


Figure 5: Profils d'un forage horizontal [5]

Courbure du puits :

La courbure est en fonction du gradient, de l'inclinaison et de l'azimut de la trajectoire forée. Elle est communément définie sous le nom de *dog leg severity* (DLS) ou le *build up rate* (BUR) si l'azimut est constant. La distinction entre les profils de puits long, medium et short radius est principalement basée sur le concept de DLS et est donc assez arbitraire. Le profil de la trajectoire sélectionnée sera fonction de la conception du puits.

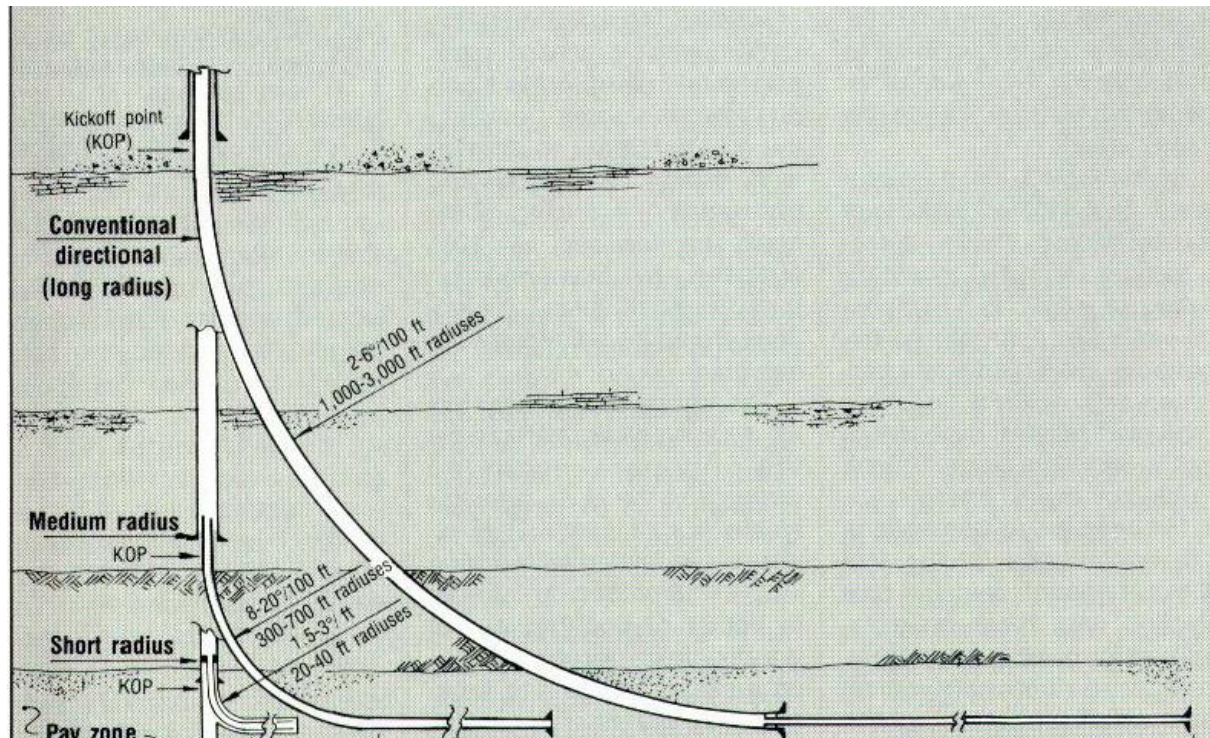


Figure 6 : Comparaison des gradients de montée en inclinaison [19]

I.4.1.a) Long radius :

Les puits long radius ont un rayon de courbure ROC > 300m ou un gradient du build up BUR < 6° / 30m, ces profils sont particulièrement utilisés pour des puits offshore et les puits à long déport.

Avantages :

Les puits long radius ont plusieurs avantages :

- Ils sont plus faciles à forer et ne nécessitent que des équipements de forage classiques. L'inclinaison du puits peut être obtenue puis maintenue avec une garniture 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 médium ou short radius.
- Les puits long radius permettent de forer des trains horizontaux longs (1500m et plus) et d'atteindre des points très éloignés.

- Enfin ces puits permettent de descendre tous types de diagraphies électriques différées conventionnelles. Ils s'accommodent de tous les types de complétions, de stimulation, de work over et des équipements classiques de gaz lift.

Inconvénients :

Ces puits ont également leurs revers :

- La longueur forée nécessite un appareil de forage plus puissant muni d'un top drive, de pompes puissantes et d'une capacité de traitement de la boue plus important.
- De plus la longueur accrue du trou augmente les risques de coincement, de venue et détérioration des parois pouvant exiger la pose de tube supplémentaire.
- Le contrôle de la profondeur vertical est moins précis du fait des grands éloignements entre le démarrage du puits et la cible, encore que ce facteur devient 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 envisageable sur des concessions de petites surfaces, car le grand déport engendré pour arriver à 90° est trop important au regard de la dimension des blocs considérés.

I.4.1.b) Medium radius :

Ce sont des puits avec un rayon de courbure $100\text{m} < \text{ROC} < 200\text{m}$, ou soit un gradient de build up BUR compris entre 6 et $10^\circ/30\text{m}$.

Ces profils typiquement utilisés dans les forages à terre ont été surtout développés en 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 medium radius sont limités par l'espace entre le trou et la garniture de forage. Généralement, on emploie des versions modifiées des équipements conventionnels longs radius, conçues pour rester à des combinaisons accrues de courbure, torsion et flambage.

Les dog legs maximums générés en mode sliding sont de l'ordre de 16 à $20^\circ/30\text{m}$.

Avantages :

Les puits medium radius diffèrent des longs et short radius sous bien des aspects :

- Comparés aux long radius, ils sont plus précis dans l'atterrissage à l'horizontal mais génèrent davantage de frottements et de torques.
- On peut utiliser indifféremment des MWD de diamètre conventionnel (MWD collar) ou repêchable de petit diamètre (1 3/4 OD) ainsi que des moteurs de navigation (steerable) conventionnels.
- On peut forer des drains de longueur importante (environ 1200m) et carotter de façon conventionnelle.
- On peut descendre des tubages et des complétions classiques.

Inconvénients:

- Moins bonne transmission du poids sur l'outil, car le gradient du build up d'un puits médium radius est supérieur à celui d'un long radius.
- Si le diamètre du puits est inférieur ou égal à 6"1/8, les options sont limitées en ce qui concerne LWD, complétion, wire line et work over.

I.4.1.c) Short radius :

Les puits short radius ont un rayon de courbure $5\text{m} \leq \text{ROC} \leq 30\text{m}$ ou soit un gradient de build up compris entre 3 et 10°/m.

Avantages :

- Plus précis encore en déplacement horizontal que les puits LR et MR. Les puits short radius sont particulièrement attractifs sur des petites concessions ou de petites lentilles dont la position précise est connue.
- Forcer à partir des puits déjà existants, les puits short radius sont moins chers à compléter puisque l'infrastructure est déjà en place (tête de puits, tubages, génie civil, pipe line),
- Comme d'initiation de la déviation (KOP) est généralement située sous GOC, donc moins de risque de mauvaise isolation entre les fluides que dans un puits LR ou MR,

- Ces puits permettent de positionner les équipements auxiliaires de pompe le plus bas est donc de diminuer le draw-down du puits.

Inconvénients :

- Les puits short radius nécessitent des équipements de forage spéciaux souvent lents à manier, moins résistants que les équipements standards, et souvent non-conformité aux recommandations API. Ils requièrent également des moteurs, MWD et BHA articulés ou très flexibles.
- Vu le petit diamètre de forage, la vitesse d'avancement des outils est faible ainsi que leur espérance de vie. Donc un nombre très important de manœuvres est nécessaire pour changer l'outil ou le BHA,
- Etant donné que la garniture est particulière pour ces opérations, le coût de forage dévié peut être onéreux.

I.5 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 existants.

Un grand nombre de 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 repérant le Nord magnétique (boussoles, compas) soit en mesurant le champ magnétique terrestre (magnétomètres). Ces instruments sont dits "magnétiques".

Les pages suivantes présentent les systèmes de coordonnées les plus couramment utilisés dans l'industrie pétrolière et les corrections devant être apportées aux mesures afin d'utiliser ces systèmes.

- 1- Systèmes de coordonnées
- 2- Projections horizontales

I.5.1 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 (Universal Transverse Mercator).
- le système Lambert.
- les coordonnées polaires.

I.5.1.a) Coordonnées Géographiques ou Polaires:

Les coordonnées polaires sont exprimées en degrés-minutes-secondes à partir des origines suivantes:

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

Exemple:

$$X = 22^{\circ} 26' 15'' E$$

$$Y = 52^{\circ} 41' 32'' N$$

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

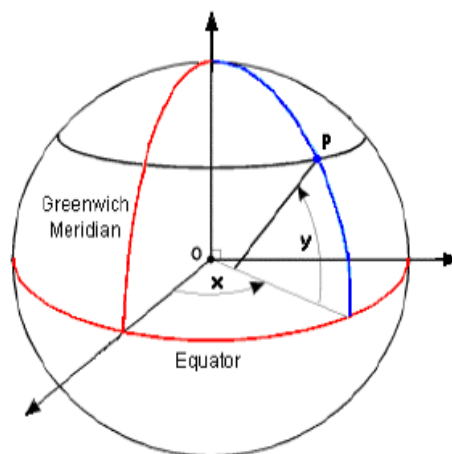


Figure 7 : Coordonnées géographiques [14]

I.5.1 b) 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.

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.

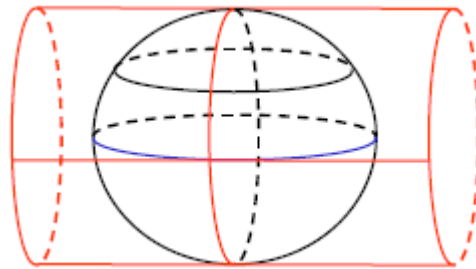


Figure 8 : Projection Transverse [14]

I.5.1.c) 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 minimums 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.

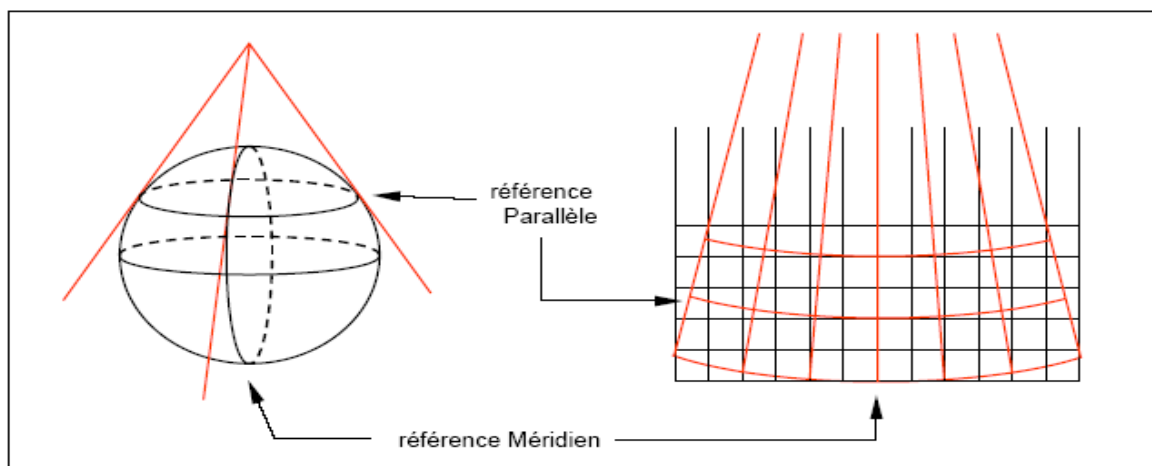


Figure 9 : Projection conique tangentielle

Quadrillage Lambert [14]

I.5.2 Projections horizontales:

I.5.2.a) Les différents Nord:

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

❖ 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.

❖ 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, résultant 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 les directions magnétiques et géographiques est appelé "déclinaison magnétique".

❖ le Nord Système:

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

L'angle entre les directions Nord Système et Nord géographique est appelé "Convergence".

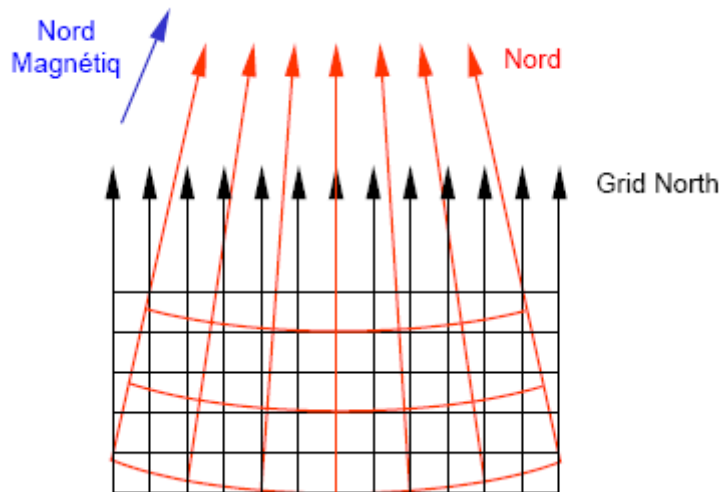


Figure 10 :Nord Géographique, Magnétique et Système [14]

I.5.2.b) 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

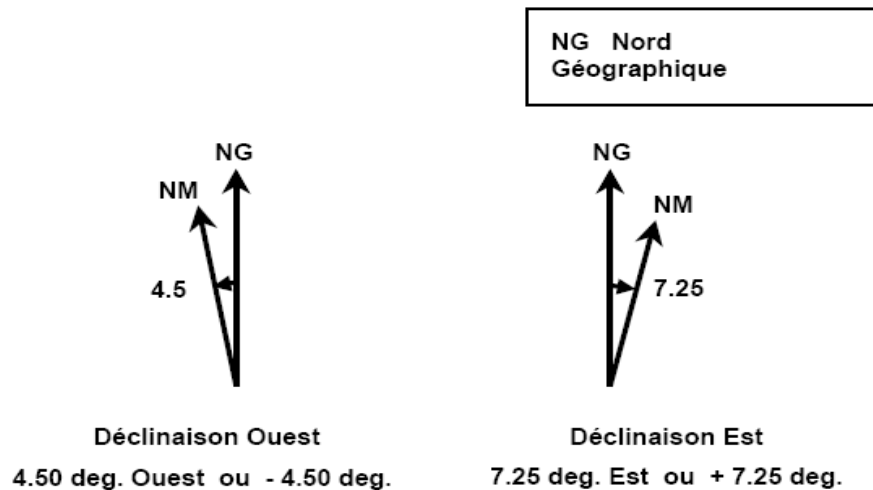


Figure 11 : Les différents Azimuts d'un puits.

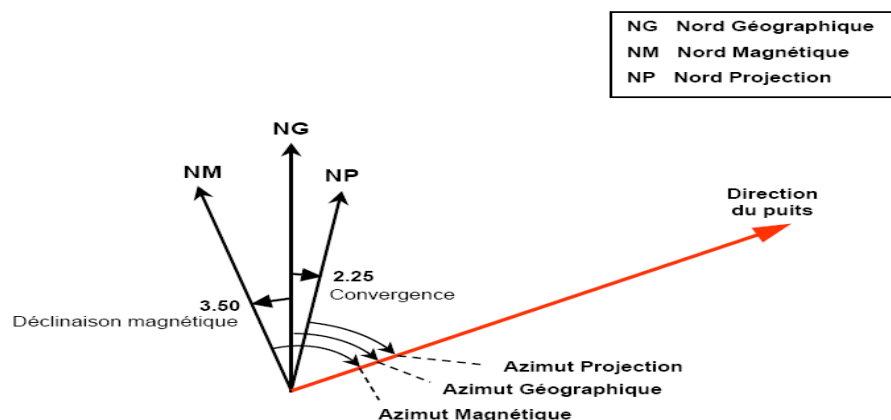


Figure 12: Déclinaison magnétique

I.5.2.c) 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.

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.

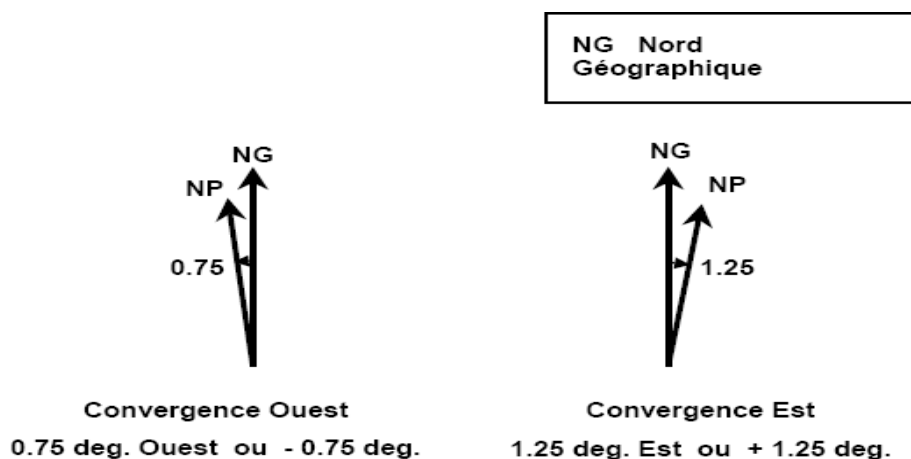


Figure 13: Convergence

I.6 Vocabulaire et définitions :

- **Emplacement de surface** : l'emplacement de la tête de puits ;
- **Cible (s)** : le (s) point (s) visé (s) en sous - sol ;
- **Direction de la cible** : l'azimut relatif entre la tête de puits et la cible ;
- **Référence de profondeur** : l'origine des mesures de profondeur ;
- **Trajectoire** : le cheminement du puits depuis la tête de puits jusqu'à sa profondeur finale ;
- **Kick - off point** : le point où le puits quitte la verticale ;
- **Profondeur mesurée** : la longueur du puits mesurée le long de la trajectoire ;
- **Profondeur verticale** : la distance verticale entre le plan horizontal contenant un point du puits et le plan de la référence de profondeur ;
- **Inclinaison** : l'angle du puits par rapport à la verticale ;
- **Azimut** : la direction du puits par rapport au Nord ;
- **Déplacement horizontal** : distance horizontale entre un point du puits et la projection verticale de la tête de puits ;
- **Montée en inclinaison (Build - up)** : section du puits où l'inclinaison augmente
- **Gradient de montée (Build - up rate)** : croissance de l'inclinaison par unité de longueur exprimé positivement en deg / 10m, deg / 30m ou deg / 100ft ;
- **Chute d'inclinaison (Drop - off)** : section du puits où l'inclinaison diminue ;
- **Gradient de chute (Drop - off rate)** : décroissance de l'inclinaison par unité de longueur exprimé négativement en deg / 10m, deg / 30m ou deg / 100ft ;
- **Rayon de courbure** : le rayon d'une section curviligne du puits ;
- **Section droite** : section rectiligne du puits ;
- **Drain** : section horizontale ou sub - horizontale du puits située dans le réservoir ;
- **Dog - leg** : le dog - leg représente un changement de direction du puits résultant d'une variation d'inclinaison et / ou d'une variation d'azimut, exprimé (> 0 ou < 0) en deg / 10m, deg / 30m ou deg / 100ft ;
- **Garde** : l'angle entre la direction de la cible et la direction initiale (leadangle) 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 ;
- **Mesure** : ensemble des trois valeurs mesurées - profondeur mesurée, inclinaison et azimut ;
- **Correction de la trajectoire** : modification volontaire de la trajectoire d'un puits.

I.7 Conception de reprise de puits en short radius :

Le but d'un projet de reprise de puits en short radius est de placer un drain horizontal ou pseudo-horizontal dans un réservoir dans une tolérance verticale faible.

L'objectif de reprise de puits en short radius :

- Reprendre les nombreux anciens puits verticaux secs et inexploitable.
- Augmenter la productivité des faibles producteurs.
- Maintenir la production du champ.
- Drainage des réserves restantes.
- Limitée le nombre des puits à forer.

I.7.1 Planification du programme de reprise des puits en short radius :

La planification du programme de reprise de puits en short radius se base sur les critères suivants :

- Réservoir et complétion du puits;
- Forage du drain horizontal;
- Forage de la partie build-up;
- Point de déviation (KOP).

a. Réservoir et complétion du puits :

Si la complétion est la dernière séquence lors du forage d'un puits, c'est-à-dire l'optimisation de la liaison couche-trou doit impérativement être abordé dès la conception du puits puisqu'elle conditionne toute l'architecture de celui-ci. Cette optimisation abordera en particulier les points suivants:

- Localisation et définition des cibles du réservoir,

- Choix des diagraphies électriques en trou ouvert et en trou tubé,
- Choix de la complétion, trou ouvert ou trou tubé, Si l'option de trou tubé est retenu quel sera le liner à descendre : liner rainuré ou liner cimenté,
- Choix de la centralisation du liner de production, problèmes de perforation et de la nécessité de l'optimisation de la liaison couche-trou.

b. Forage du drain horizontal :

En vue d'optimiser la longueur du drain, les points suivants doivent être analysés avec attention, à savoir :

- Conception correcte du train de tiges pour un forage optimal du drain, du point de vue de la stabilisation et des frictions afin de pouvoir forer la longueur souhaitée du drain.
 - Sélection des instruments de forage dirigés les mieux appropriés pour cet exercice.
 - Sélection minutieuse du fluide de forage afin de minimiser l'endommagement de la formation sans pour autant pénaliser le nettoyage du trou lors du forage.
 - Choix correct des équipements d'élimination des solides en surface afin de minimiser leurs concentrations dans la boue de forage. Le forage du drain horizontal présente des avantages évidents. Cependant, trois paramètres techniques déterminent sa longueur optimale.
- 1- Evaluation de la capacité de production du puits: il n'y a aucune raison d'augmenter le taux de la production du puits si l'on ne peut pas évacuer la production vers la surface.
 - 2- L'hétérogénéité du réservoir: la plupart des réservoirs hydrocarburés sont produits avec un contrôle judicieux de l'envahissement de la zone de production par l'eau ou le gaz. Avoir un grand nombre de puits verticaux autorise une certaine flexibilité de production. Avec de très longs drains horizontaux, le même résultat peut être obtenu avec une complétion sélective sur des sections différentes de la section du drain seulement; cela implique un matériel de complétion très complexe et cher qui n'a pas cependant prouvé toute son efficacité.
 - 3- La puissance du chantier de forage sélectionné limite la longueur du puits. Les fonctions principales de l'appareil de forage sont l'hydraulique, la rotation et le levage. Ces

paramètres doivent donc être correctement estimés avant de sélectionner l'appareil de forage.

Pour les réservoirs présentant une faible perméabilité, avec une huile visqueuse et dont les fluides indésirables (eau et gaz) ne créent guère de problèmes majeurs, l'amélioration de l'index de production (IP) est l'objectif recherché. Dans ce cas, plus long sera le drain horizontal, plus le puits deviendra attractif. L'équation du débit de production en hydrocarbure huileux nous donnera une réponse rapide sur la longueur optimale du drain.

BHA pour drain :

Elle permet le forage du drain en mode rotary, tout en permettant de slider et de corriger la trajectoire avec son bend hoising (1.15°-1.5").

Les outils imprégnés sont les plus économiques en termes de réduction de nombre de manœuvres et vitesse d'avancement, mais parfois on fore le drain avec un outil tricône selon le programme de forage.

C. Forage de la section 'build-up' et des sections tangentes du puits :

Une attention toute particulière doit être aussi apportée lors de la conception de cette portion de la trajectoire, à savoir :

- Une correcte sélection du point de 'kick-off' afin d'obtenir une montée en inclinaison aisée ;
- Sélection des marqueurs géologiques qui faciliteront la phase d'atterrissage du drain dans le réservoir ;
- Conception du train de tiges en prenant en compte les aspects suivants :
 - Stabilité des parois du puits lors du forage et nettoyage correct du puits;
 - Choix du matériel de forage tels que PDM, MWD-LWD;
 - Sélection la plus appropriée du fluide de forage, vu sous l'aspect rhéologique (nettoyage de puits) et inhibition des argiles forées ;
 - Une sélection judicieuse des outils de forage afin d'obtenir un 'kick-off' facile et un forage rapide des sections tangentes,

Ces considérations de conception des différentes parties de la trajectoire sont toutes interconnectées, et doivent être optimisées dans tous les cas de figure.

Par exemple: les considérations en nettoyage du puits auront un impact direct sur la puissance hydraulique demandée qui elle-même sera fortement influencée par le design du train de tiges

et par les caractéristiques rhéologiques sélectionnées en vue d'optimiser le nettoyage du puits. Le mode de forage appliqué dans cette section est le sliding mode.

BHA pour le build up :

Elle permet de construire la courbe à l'aide du bend hoising (ajustable de 0° à 4"), mais on ne peut excéder 3.24° à cause du casing 7.

Il est recommandé d'utiliser super flex collar et des high torque connections.

Les outils à molettes 5" 7/8 sont les plus utilisés en forage du en build up à raison de leur facilité de passage dans la courbe.

BHA pour le landing :

Elle permet de se poser sur le drain avec un angle de 90 avec un bend hoising qui varie entre 1.15° et 1.5° Il est recommandé d'utiliser le super flex collar et des high torque connections pour contrer les dog legs.

d. Point de déviation(KOP) :

Déterminée en fonction de:

- Formation favorable : toutes les formations ne sont pas favorables au démarrage de la montée en inclinaison, les formations trop dures ou trop tendres ne permettent pas un démarrage efficace de la déviation du puits.
Ces formations doivent minimiser au maximum les frottements potentiels.
- Système de mesure : L'orientation d'un puits est une procédure qui peut être longue, à grande profondeur les frottements rencontrés et la torsion nécessaire du train de tiges rendent l'orientation plus longue si non plus difficile.

Si un MWD est utilisé, la profondeur du kick-off n'aura que peu d'influence sur la durée de la procédure d'orientation par contre si un système single-shot est utilisé la durée de l'orientation sera proportionnelle à la profondeur du KOP.

BHA pour le kick off :

Cette BHA permet de sortir de la verticale en forage contrôlé à raison de 10 cm/ heure sur une profondeur de 3 à 5 m (taux de formation le confirmera).

Le bend hoising varie entre 1.2° à 2.38° (standard : 2.12°).

I.8 Méthodes de forage dirigé :

Le forage dirigé consiste à utiliser des moteurs de fond pour la totalité des phases de forage dirigé, conjointement ou non avec la rotation du train de tiges, Il ne peut être pratiqué qu'avec des moteurs équipés d'un raccord coudé incorporé. Il est appelé de navigation car il permet un contrôle permanent de l'inclinaison et l'azimut par petites corrections obtenues à l'aide du raccord coudé.

a. Forage en mode orienté (Sliding) :

En forage en mode orienté, la garniture n'est pas en rotation, ce qui se traduit par existence d'une force de friction statique entre la paroi du puits et la garniture. Il ne peut être pratiqué qu'avec des moteurs équipés d'un bent housing.

Le forage en mode orienté permet un contrôle permanent de l'inclinaison et l'azimut par petite correction obtenue à l'aide du raccord coudé. Il permet aussi de suivre parfaitement une trajectoire théorique et donne d'atteindre une cible avec certitude.

b. Forage en mode rotary :

Un moteur coudé fore un trou surdimensionné est relativement droit de son utilisation en mode rotary. Les contraintes qui s'exercent sur un moteur apparaissent quand la garniture est mise en rotation de la garniture stabilisée à tendance de maintenir l'azimut.

Le pendage de la formation et la présence des bancs affectent, cependant le comportement directionnel. En général, la rotation de la garniture doit être inférieure à 60 RPM pour éviter les incidents mécaniques (phénomènes de fatigue).

La vitesse d'avancement en mode rotary est plus grande qu'en mode orienté. De plus le mode rotary permet un alésage léger des intervalles forés en mode orienté. Ce qui réduit les variations instantanées des dog legs et adoucit le profil. Enfin, la rotation de la garniture perturbe et empêche la formation de lit de cuttings sur la paroi inférieure du trou, contribuant ainsi à un meilleur nettoyage du puits.

Le forage de navigation permet de suivre parfaitement une trajectoire théorique et donc d'atteindre une cible avec certitude.

II. Matériels du forage dirigé:

II.1 Introduction :

Parmi les équipements utilisés dans le forage horizontal on distingue les moteurs de fond et tous les équipements qui composent l'assemblage de fond (BHA) tels que les équipements amagnétiques, raccord coudée et raccord d'orientation, etc...Ainsi que les équipements les mesures à savoir :

- Outil de mesure en temps réel (système MWD).
- Outil de mesure en temps différé.

Qu'on va donner ultérieurement un aperçu sur leurs compositions et principe de fonctionnement.

II.2 Equipements de forage :

II.2.1 Moteurs de fond:

Les moteurs de fond aussi appelés moteurs à déplacements positifs sont devenus les outils sans lesquels le forage dirigé n'aurait pu évoluer aussi rapidement dans ces dernières années.

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

A/ Principe:

Les éléments clés d'un moteur de fond sont:

- **rotor:** pièce hélicoïdale (hélice externe en queue de cochon) fabriquée en acier inoxydable.
- **stator:** élastomère moulé en forme d'hélice interne, avec une spire supplémentaire par rapport au rotor.

Le rotor et le stator correspondent étroitement et engendrent des cavités étanches les unes des autres.

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

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

B/ Description:

Les éléments constitutifs d'un PDM sont les suivants:

• Un étage moteur :

Différentes variantes permettent d'obtenir des vitesses et des puissances différentes.

• Un étage de roulements :

Il est constitué de roulements axiaux et radiaux qui supportent l'arbre de transmission et transfèrent les efforts de manière à ce que l'étage moteur ne soit pas sous contrainte.

Ces roulements sont lubrifiés, soit par le fluide de forage lui-même, soit en étant enfermés dans des logements étanches remplis d'huile.

Plus que l'étage moteur, c'est l'étage "sensible" duquel dépend la durée de vie du moteur.

• Un joint universel (cardan) :

Le rotor et l'arbre de transmission sont reliés par un joint de cardan, nécessaire pour transformer le mouvement excentrique du rotor en un mouvement concentrique.

• Un arbre d'entraînement :

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

• Une valve de détournement (by-pass) :

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

Cette valve a plusieurs rôles:

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

C/ Différents types de moteurs:

C.1/ Puissance, couple & vitesse:

Les moteurs diffèrent et sont souvent caractérisés par le nombre de circonvolutions du rotor et du stator, appelé "lobes".

Le stator possède nécessairement un lobe de plus que le rotor.

On parlera donc, par exemple, de moteur 1/2, 4/5 ou 9/10.

La multiplication des lobes augmente la puissance du moteur et réduit sa vitesse de rotation. On peut donc distinguer:

- les moteurs à lobe unique (1/2 lobes) > grande vitesse & couple faible

Ces moteurs génèrent des couples relativement faibles (2000 ft x lb) à des vitesses pouvant atteindre 500 rpm.

Le faible couple réactif généré permet un bon contrôle du tool face.

- les moteurs multilobes > vitesse & couple moyen

> basse vitesse & couple élevé

Le nombre de lobes peut atteindre 9/10

De tels moteurs délivrent un couple important (10000 ft x lb) à des vitesses inférieures à 100 rpm.

Le couple développé par de tels moteurs peut rendre problématique le contrôle du tool face. Ils sont préférés pour le forage des sections droites plutôt que pour les phases de montée en inclinaison

Un moteur 5/6 délivre un couple moyen (8000 ft x lb) à des vitesses variant autour de 120 rpm, préservant donc la vie des outils de forage.

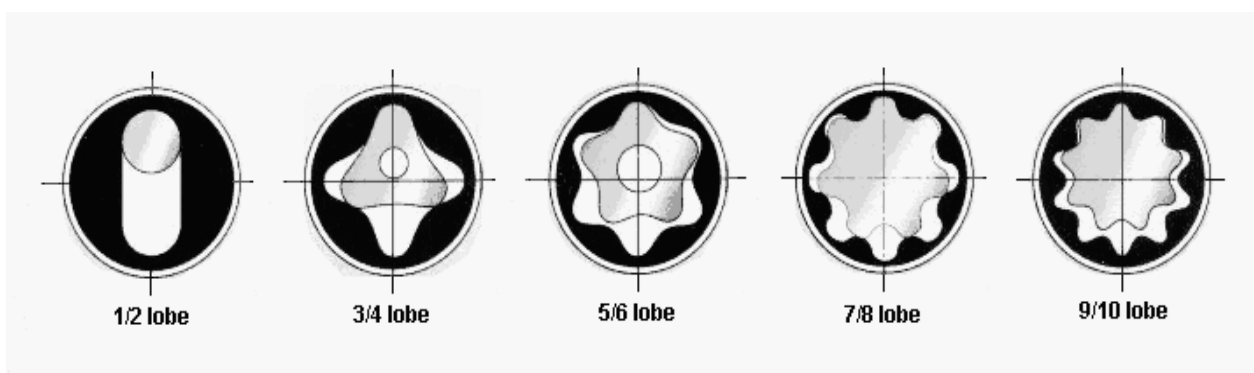


Figure 14 : Configuration des moteurs de fond

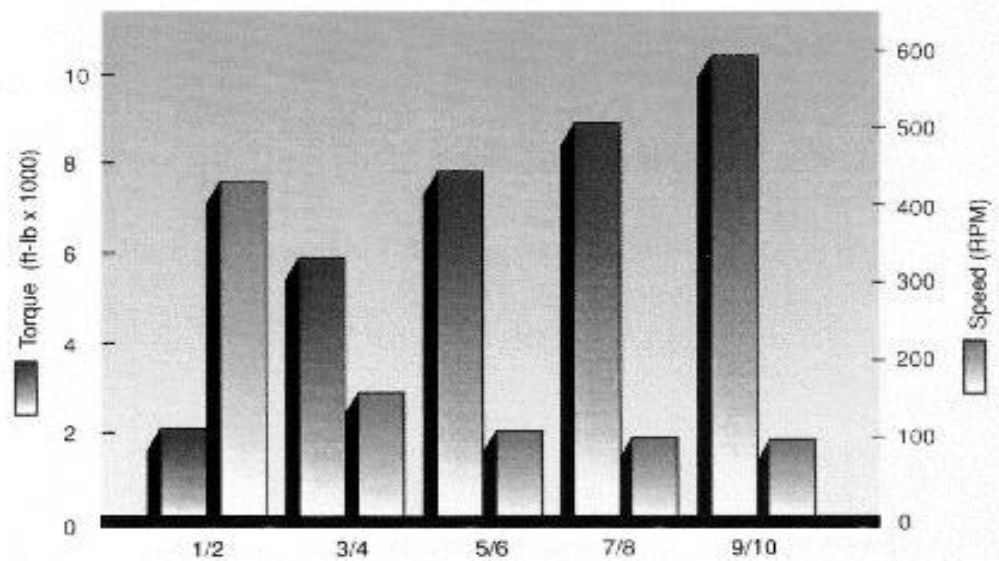


Figure 15 :Relation entre le torque & la vitesse de rotation des moteurs de fond

C.2/ Géométrie des moteurs:

A leur origine les PDM étaient construits avec un corps droit. L'angulation par rapport au train de tiges était obtenue à l'aide d'un raccord coudé installé au-dessus du moteur.

Ils incorporent maintenant un coude fixe ou ajustable (bent-housing) situé dans la partie basse du moteur.



Figure 16 :Coude ajustable incorporé au moteur (en position débloquée)

La proximité de ces coudes par rapport à l'outil de forage augmente l'efficacité de l'angle.

L'angle faible et la diminution de la distance angle - outil permettent la rotation du train de tiges et donc l'élimination de l'effet d'angle et donc de forer droit tout en utilisant un moteur coudé.

Ces coudes sont le plus souvent ajustables, en surface, de zéro (moteur droit) à 3 degrés, par quart de degrés. Une dernière génération de moteur possède un coude ajustable depuis la surface, permettant de modifier le comportement de la garniture sans avoir à manœuvrer.

Certains moteurs ont un corps courbe, d'autres sont articulés.

De nombreuses configurations sont disponibles:

- moteurs à coude incorporé simple fixes ou ajustables :

Ces moteurs sont utilisés pour la plupart des applications de forage dirigé.

- moteurs à doubles coudes incorporés (dual bent-housing) :

Ces moteurs sont équipés de deux coudes ajustables, l'un dans la partie basse, l'autre dans la partie supérieure du moteur. Ils sont utilisés pour les forages à courbure moyenne. L'utilisation de tels moteurs ne permet plus la rotation du train de tiges

- moteurs DTU (Double Tilted Unit) :

Ces moteurs possèdent un système composé de deux angles fixes et opposés.

Les moteurs sont également plus ou moins stabilisés, soit par des lames soudées (quelquefois un seul "patin") ou des chemises interchangeables.

D/ Débit & Perte de charge:

Les moteurs de fond fonctionnent correctement dans une plage de débit donnée, indiquée par le constructeur.

A débit constant et dégagé du fond, la perte de charge à travers le moteur est constante.

Elle augmente quand l'outil atteint le fond et avec elle la pression de circulation.

Le poids sur l'outil est directement proportionnel à cet accroissement de pression appelé "delta P" du moteur.

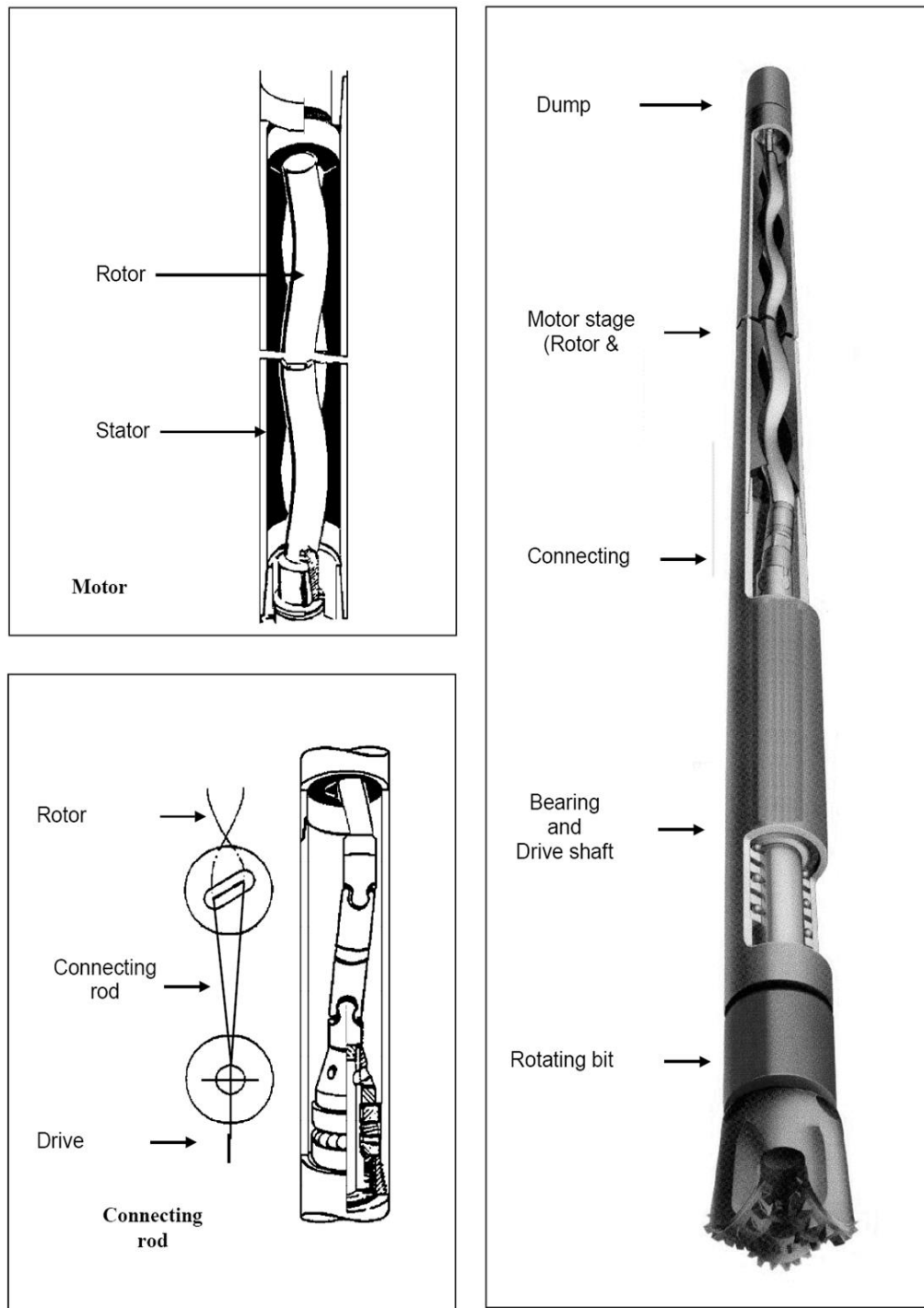


Figure 17 : Moteur de fond.[19]

II.2.2 Stabilisateurs:

En forage dirigé, l'utilisation de stabilisateurs est l'un, sinon le moyen, 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 équivalents aux masses tiges de la même phase. Ces lames ont un diamètre égal ou inférieur à celui de l'outil de forage. Elles centrent les masses tiges dans le puits et constituent autant de points d'appui permettant de contrôler la "déformée" de la garniture 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.

Différents types de stabilisateurs sont disponibles, variant essentiellement par la conception de leurs lames:

- lames soudées
- lames intégrales
- à chemise
- à chemise non rotative

La forme des lames varie également:

- lames droites
- lames spiralées à droite
- lames spiralées à gauche

II.2.3 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 sûr les équipements de mesure eux-mêmes:

- MWD
- Steering tools

A/ 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.

B/ 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.

C/ 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.

D/ Raccords amagnétiques:

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

II.2.4 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.

II.2.5 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 (voir figure 13).

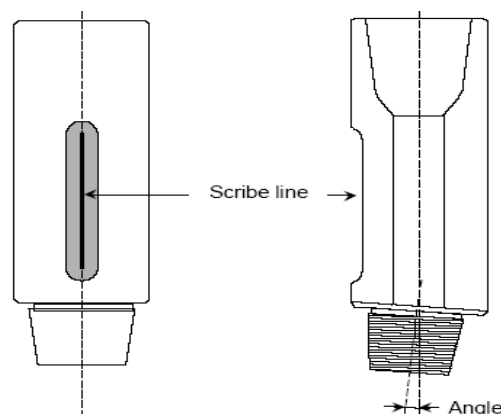


Figure 18 : Raccord Coudé d'orientation [3]

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".

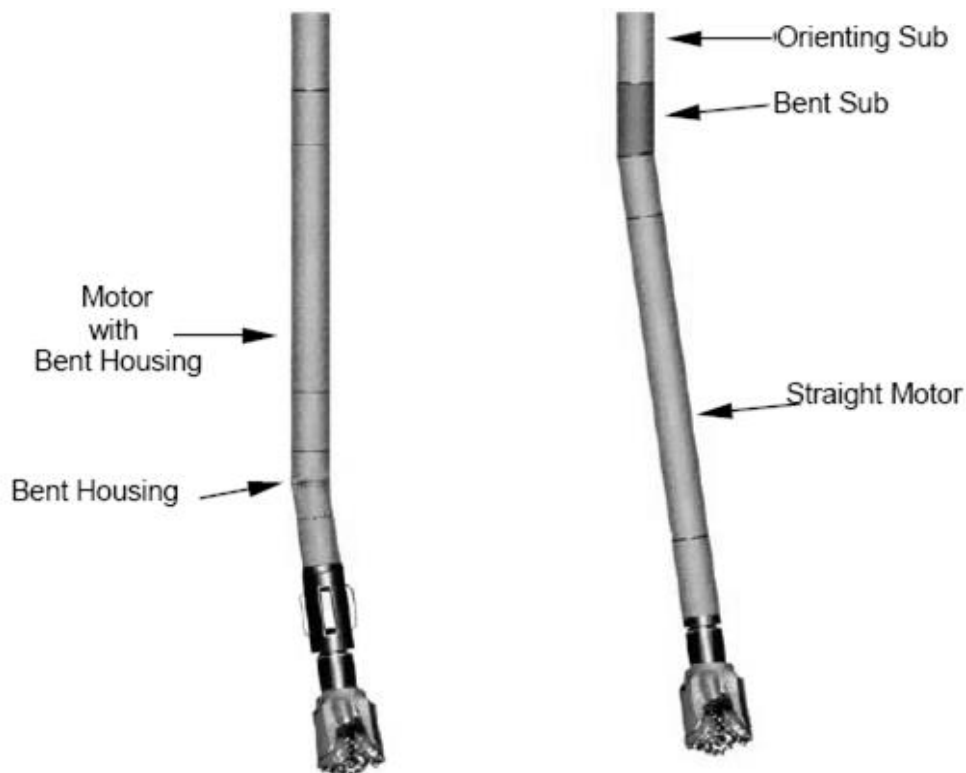


Figure 19 : Raccord coudé incorporé ("Bent-housing") & Raccord coudé indépendant[3]

II.2.6 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 ripper 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
- dans un tubage, pour y 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.

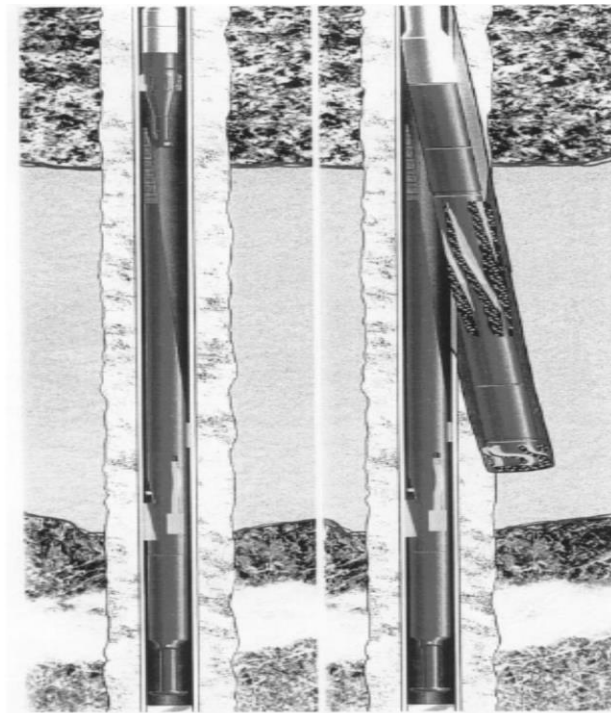


Figure 20 : Whipstock [2]

II.3. Equipements de mesure :

Le besoin de connaître la position de la trajectoire d'un puits dévié conduit au besoin de mesurer régulièrement l'inclinaison et l'azimut du puits. En mode orienté ces mesures permettent de plus de contrôler le tool face du moteur et donc la direction du puits.

Ces mesures peuvent être effectuées par des instruments de mesures en fond de trou. Ils diffèrent par le type des capteurs utilisés mais surtout par leur type de transmission de l'information qui peut être:

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

Les mesures sont faites à l'aide de capteurs plus ou moins sophistiqués:

- Mesure de l'inclinaison:

- pendules
- inclinomètres
- accéléromètres

- Mesure de l'azimut : La mesure de l'azimut peut être effectuée :

Soit à l'aide d'instruments repérant le Nord magnétique:

- compas
- magnétomètres

Ou s'alignant dans une direction référencée:

- gyroscopes
- plates-formes inertielles

II.3.1 Outils de mesures en temps différé:

Les outils de mesures en temps différé sont conçus pour effectuer une ou plusieurs mesures de l'inclinaison et de l'azimut du puits, les enregistrer et les conserver jusqu'à leur lecture après remontée de l'outil en surface.

Ils sont descendus dans le trou soit par l'intermédiaire d'un câble ou jetés à travers les tiges ("go-devil") puis récupérés au câble ou lors de la manœuvre de remontée.

Ils sont composés:

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

On distingue les:

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

II.3.1.1 Inclinomètres:

Les inclinomètres sont les plus simples des instruments de mesures directionnelles en ne mesurant que l'inclinaison du puits.

Ils utilisent un pendule qui n'est affecté que par le champ gravimétrique terrestre.

Ces outils sont essentiellement utilisés pour vérifier l'inclinaison des puits verticaux.

II.3.1.2 Single-shots magnétiques:

Un Single-shot magnétique est conçu pour effectuer une unique mesure de l'inclinaison et de l'azimut du puits (par mesure du champ magnétique), l'enregistrer et la conserver jusqu'à sa lecture. Ils nécessitent donc d'être installés dans au moins une masse-tige amagnétique.

Utilisé conjointement avec un raccord d'orientation indexé avec le raccord coudé, ils fournissent simultanément une mesure du tool-face, permettant ainsi l'orientation et le contrôle de la direction du puits.

II.3.1.3 Multi-shots magnétiques:

Les multi-shots sont similaires aux single-shots mais capables d'effectuer et de stocker plusieurs mesures déclenchées à un intervalle régulier programmé en surface.

Ceci est réalisé en utilisant soit un système de prise de vue multiples utilisant un film de petit format (8mm), soit une mémoire électronique, couplé avec une horloge permettant à la fois de retarder le déclenchement du système puis d'activer la prise de mesure à intervalle régulier (habituellement 30 secondes ou une minute) et/ou un détecteur de mouvement.

La manière la plus courante de mettre en œuvre un multi-shot est de le descendre dans une masse-tige amagnétique avant une manœuvre, puis de remonter le train de tiges en arrêtant à chaque longueur le temps nécessaire à l'obtention d'une bonne mesure.

Le but des multishots n'est pas la conduite de la trajectoire mais la réalisation à posteriori d'un contrôle de cette trajectoire avec un ensemble de mesures ayant une meilleure cohérence que les mesures effectuées successivement en cours de forage.

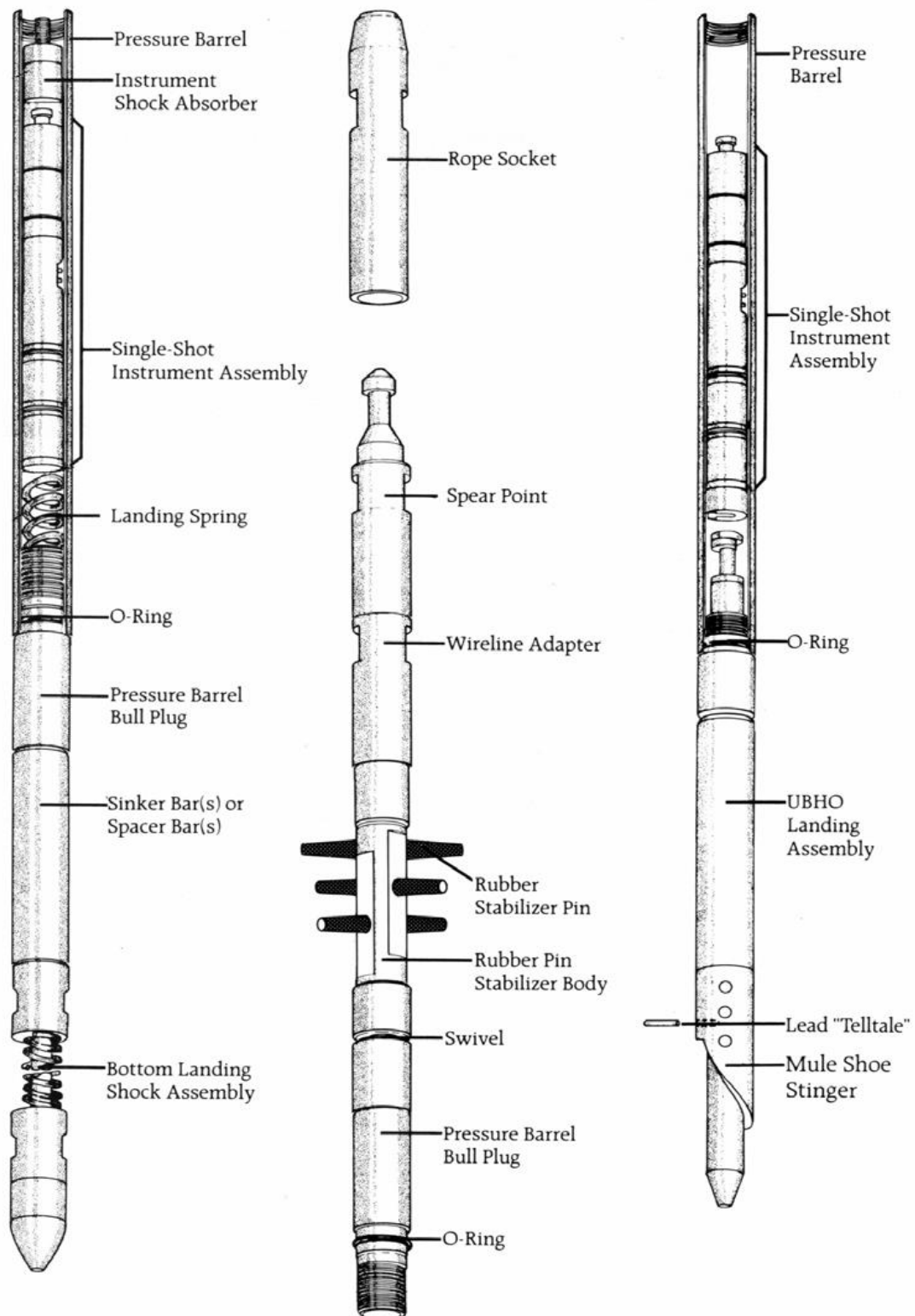


Figure 21 : Whipstock [2]

à gauche: Système standard (mesures d'azimut & d'inclinaison)

à droite: Système d'orientation (mesures d'azimut, d'inclinaison et du tool face)

II.3.1.4 Gyroscopes:

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

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

Ils sont donc utilisés - hors forage:

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

II.3.2 Outils de mesures en temps réel:

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

Ils sont composés:

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

II.3.2.1 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.



Figure 22 : Panneau de contrôle en surface

II.3.2.2 Les MWD (Measurement While Drilling) et LWD (Logging While Drilling):

Les premiers MWD sont apparus dans les années 70, apportant au forage dirigé l'un des instruments qui allait lui permettre une évolution sans précédent, en particulier le développement du forage horizontal et de ses séquelles.

Ils mesurent et transmettent l'inclinaison, l'azimut et le tool face, à l'aide de capteurs ultra sensibles, 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 oeuvre en forage horizontal.

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

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

Les composants d'un MWD sont:

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

A / 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.

• 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.

• Mesures d'évaluation des formations :

- Gamma ray
- Résistivité
- Porosité

- Autres mesures :

- Pression annulaire
- Paramètres de forage
- vibrations

B / 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

B.1) Télémétrie par impulsions à travers le fluide de forage :

Le principe consiste à créer des impulsions dans le fluide de forage, à l'aide d'un système mécanique appelé "pulser". Ces impulsions sont:

- soit des dépressions (impulsions négatives)
- soit des surpressions (impulsions positives)

Ces impulsions se transmettent à travers le fluide à l'intérieur du train de tiges et sont mesurées en surface par l'intermédiaire d'un capteur de pression installé sur la ligne d'injection.

Divers systèmes sont utilisés, plus ou moins performants dans leur capacité de transmission.

Les systèmes à impulsions sont très dépendants du fluide de forage. Ils ne peuvent fonctionner avec l'air ou la mousse.

B.2) Transmission électromagnétique :

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

Ce type d'outil à l'avantage d'être totalement indépendants du fluide de forage. Ils peuvent donc transmettre en permanence (y compris pendant les arrêts de circulation) ou dans les puits forés en dépression.

Les possibilités d'opération de ces outils sont limitées par la résistivité des formations traversées.

C) 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

D) Construction des MWD :

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

- sous forme de masse-tiges :

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 (9"1/2, 8", 6"3/4, 4"3/4, etc).

- sous forme de tube intérieur :

Tous les composants de l'outil sont installés dans un tube de petit diamètre (2 pouces), mis en place dans une masse-tige amagnétique standard ou spécifique.

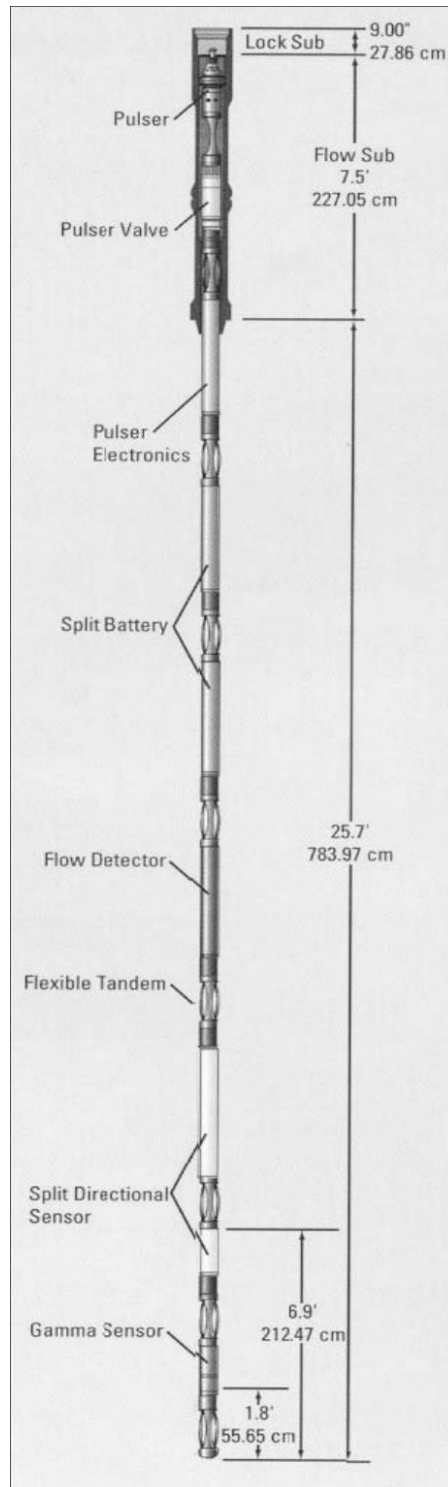


Figure 23 : MWD style "tube interne"

II.4 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.

II.4.1 Design des garnitures de forage dirigé:

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.

Dans un puits dévié, diverses hypothèses peuvent être faites:

- l'outil de forage est libre de tourner mais ses mouvements sont latéralement limités.
- les éléments de la BHA situés immédiatement au-dessus de l'outil reposent sur la paroi inférieure du puits.
- l'outil forera dans la direction dans laquelle il est poussé et non pas celle dans laquelle il est orienté.

Le principe de base est que les différentes forces appliquées à l'outil de forage lui imposent une direction et résultent en une force latérale exercée sur la paroi du puits.

Chacun des éléments de la BHA est soumis aux forces suivantes:

- le champ gravitationnel.
- une force axiale résultant du poids des éléments situés au-dessus.
- des efforts de torsion.
- sa propre résistance à la flexion.

Il en résulte:

- une déformation des éléments.
- des contacts avec la paroi du puits.

Le contrôle de ces déformations et points de contact permet de modifier le comportement directionnel de la garniture.

L'outil est soumis aux forces suivantes:

- une poussée axiale (le "poids" sur l'outil) résultant des éléments situés au-dessus.
- une force latérale (force "pendulaire") due au poids des éléments compris entre l'outil et le premier point de contact de la garniture avec la paroi du puits.
- la réaction de la formation à ces efforts peut se décomposer en deux forces, l'une parallèle à l'axe du puits, l'autre perpendiculaire à cet axe.

La force pendulaire maximum peut s'écrire:

$$L_f = 0.5 \times (L \times L_{Wa} \times B_f \times \sin I) \quad [\text{lbs}]$$

avec: L = Longueur des éléments situés entre l'outil et le point de contact ft

L_{Wa} = Poids linéaire de ces éléments lbs/ft

B_f = Facteur de flottaison

I = Inclinaison locale du puits degrés

Il résulte de ces différentes considérations que les facteurs suivants peuvent influencer le comportement d'une garniture:

- la poussée sur l'outil en influençant la déformation.
- la rigidité des éléments en influençant la déformation.
- l'existence de points de contact.

La création et le contrôle d'un ou plusieurs points peut être réalisée par introduction d'un ou plusieurs stabilisateurs. Ils agissent de deux manières différentes:

- leurs positions relatives en modifiant les points de contact.
- leurs diamètres (lames) en influençant la déformation.

Il faut également se souvenir que:

- La rigidité est modifiée par la rotation : L'augmentation de la rotation augmente la rigidité de la BHA
- L'effet de la gravité dépend étroitement de l'inclinaison du puits : Les tendances augmentent avec l'inclinaison

Bottom hole assemblies

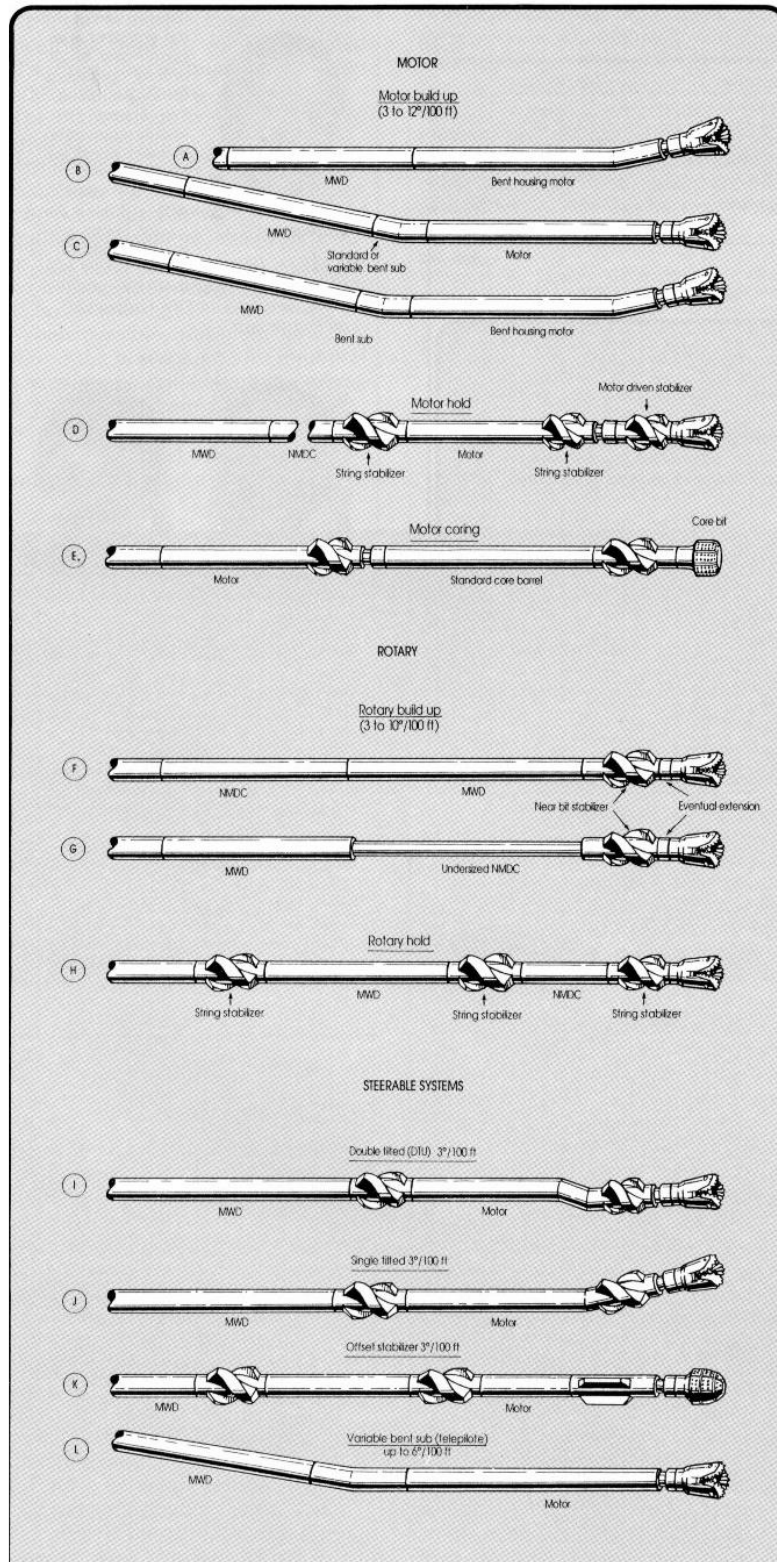


Figure 24 :Divers types de garnitures de forage [15]

II.4.1.1 Garnitures lisses (slick assemblies):

La plus simple des garnitures est dite "lisse" (Slick assembly). Elle consiste en:

1 outil - 1 NMDC ou MWD - 1 DC ou NMDC - n DC - ...

L'application de la théorie pendulaire permet les considérations suivantes:

- Lorsque le train de tiges est suspendu (pas de poids sur l'outil), seule la force pendulaire est appliquée à l'outil. Elle tendrait à ramener le puits à la verticale.
- L'application d'un poids introduit une flexion et rapproche le point de tangence de l'outil, diminuant donc force pendulaire et créant une force axiale poussant l'outil. La résultante de ces forces est difficilement prévisible, dépendant à la fois du poids et de la rigidité des éléments inférieurs.

Une telle garniture peut difficilement être utilisée en forage dirigé.

II.4.1.2 Forage vertical:

Le maintien de la verticalité d'un puits peut être réalisé à l'aide de différentes garnitures, ceci dépendant principalement du type des formations traversées et de leur pendage.

- Garnitures lisses dans les formations tendres
- Garnitures pendulaires dans les formations à faible pendage.
- Garnitures stabilisées dans les formations dures ou moyennement dures, ou ayant un pendage important.

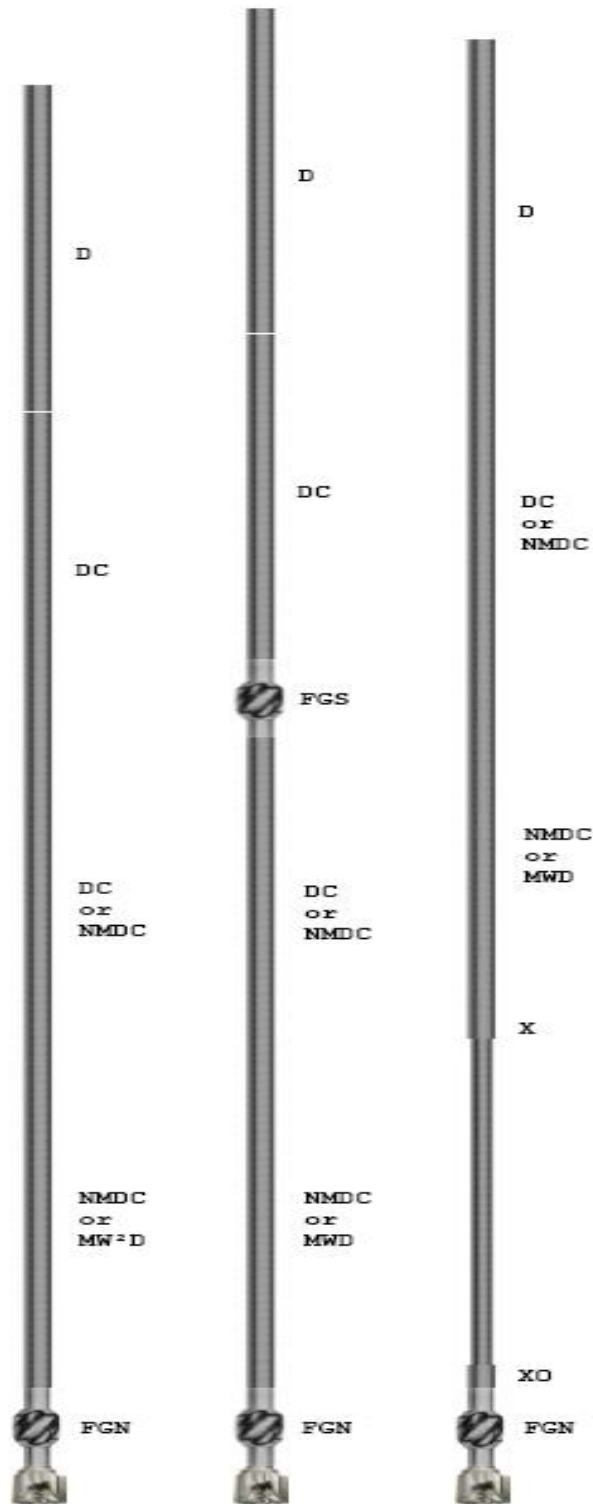


Figure 25 : Garnitures de montée (Build-up assemblies)[15]

II.4.1.3 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. Il en résulte une force latérale positive quand une poussée (poids) est appliquée à l'outil.

Cet effet n'existe pas ou reste trop limité tant que le puits n'a pas atteint une certaine inclinaison (10 à 12 degrés). Ceci expliquant pourquoi il est difficile sinon impossible de commencer un build-up en rotary.

Tendances normales des garnitures de montée:

- L'augmentation du poids augmente le gradient de montée (un effet inverse pouvant survenir si le poids est trop important).
- Le gradient de montée augmente avec l'inclinaison (une même garniture montera plus à 30 degrés qu'à 20 degrés)
- Un élément suivant le near-bit et possédant une rigidité réduite rapprochera le point de tangence et donc augmentera le gradient. C'est en particulier le cas de nombreux MWD.
- Un élément suivant le near-bit ayant un diamètre réduit et donc une rigidité inférieure (drill-collar sous dimensionné par rapport au diamètre "normal"), rapprochera le point de tangence et donc augmentera le gradient (garniture dite "cracker assembly").

II.4.1.4 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, mais aussi suffisamment souple pour, par exemple, permettre de compenser une tendance à la chute.

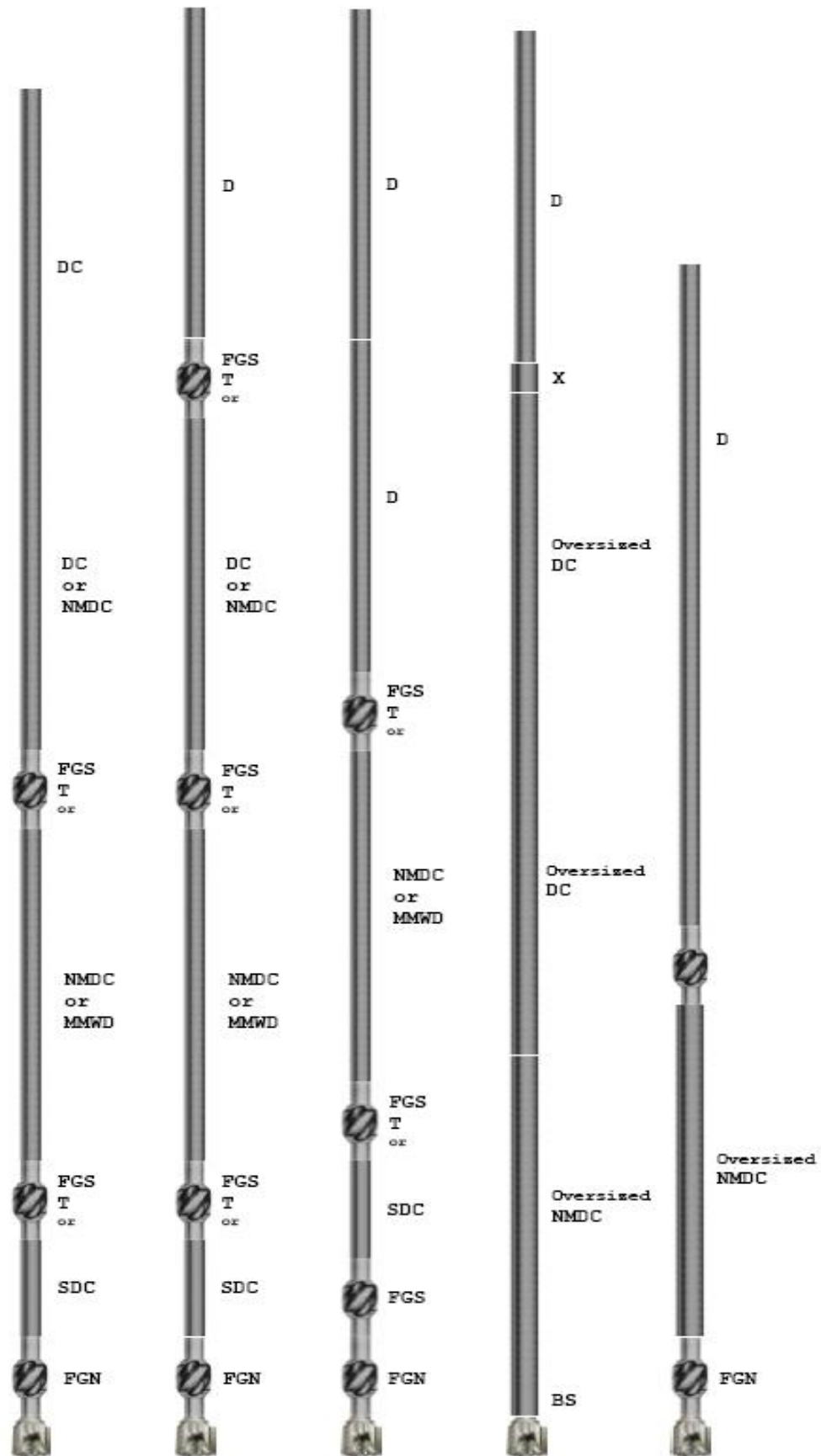


Figure 26 :Garnitures de maintien d'angle (Packed-hole assemblies)[15]

La combinaison exacte nécessaire dépend étroitement des conditions locales:

- inclinaison du puits
- poids sur l'outil

Cependant l'effet d'une variation de poids reste limitée avec ce type de garniture.

- vitesse de rotation

Une augmentation de vitesse augmente la rigidité apparente.

- type de formation

Le comportement de la garniture dépend de la formation traversée.

Ce problème doit être anticipé lorsque le forage de longues sections est prévu.

Plus que jamais, l'expérience locale est utile à la détermination de la "bonne" garniture.

Les garnitures les plus utilisées sont dites:

- "trois points" un near-bit et deux stabilisateurs string.
- "quatre points" un near-bit et trois stabilisateurs string.

Des garnitures plus sophistiquées sont quelquefois utilisées, utilisant:

- deux stabilisateurs consécutifs (piggy back)
- des masse-tiges de gros diamètre
- des drill-collars carrés

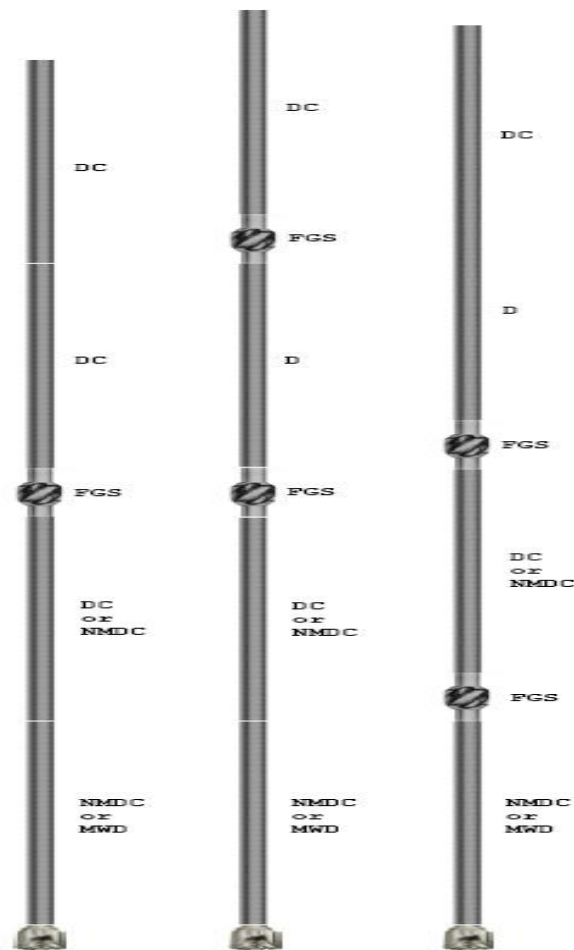


Figure 27 : Garnitures de Drop-off (Pendulum assemblies)[15]

II.3.1.5 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.

Revenir à la verticale peut se révéler quasiment impossible avec une garniture rotary.

Une chute d'inclinaison a peu de chance de réussir dans les formations dures. Ce devrait être évité dans la mesure du possible.

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.

Dans la plupart des cas, l'utilisation d'une garniture de chute provoque une forte rotation vers la droite.

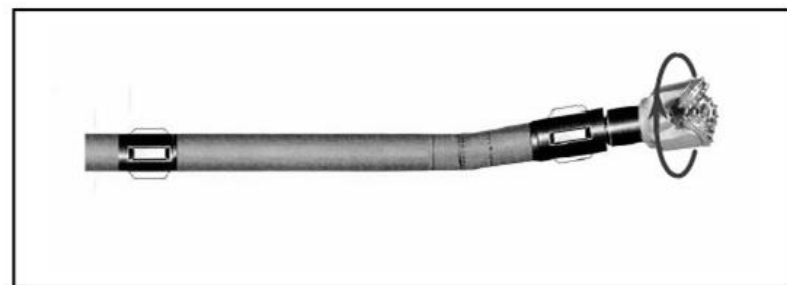
Si une garniture de chute ne produit pas l'effet escompté, diverses tentatives peuvent être faites pour améliorer le résultat:

- en diminuant le poids sur l'outil.
- en diminuant la rotation.

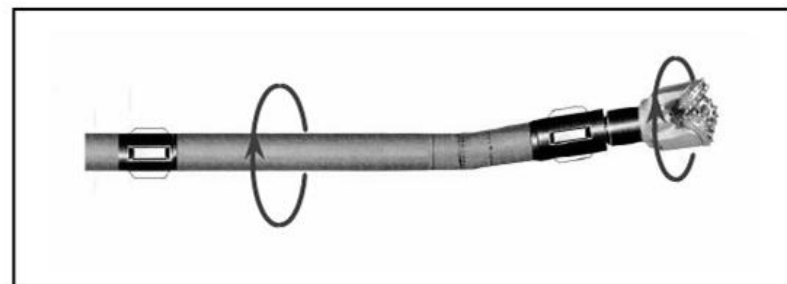
III. Conduite du forage dirigé:

III.1 Méthodes de la Réalisation du forage dirigé: Le choix de la méthode de forage dirigé est essentiel au bon achèvement d'un puits dévié.

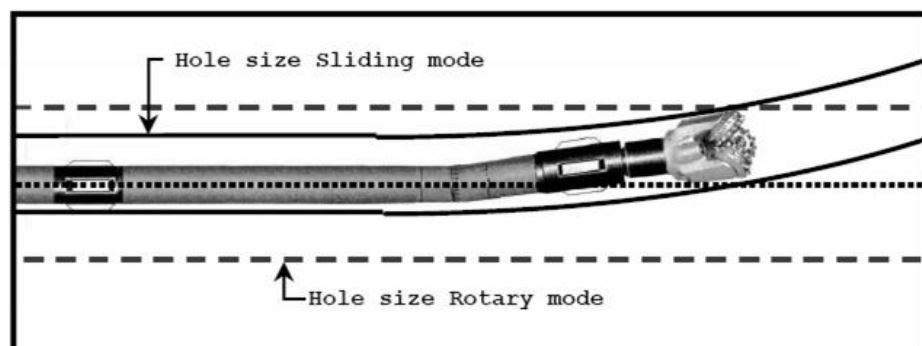
Deux méthodes peuvent être considérées pour la réalisation d'un forage dirigé:



Sliding mode



Rotary mode



Hole size versus Drilling mode

Figure 28 : "Steerable Drilling" [3]

1 - Le forage dirigé conventionnel :

Le forage dirigé dit "conventionnel" est l'approche initiale du forage dirigé, à savoir l'utilisation alternée de phases :

- "moteur" (utilisant un moteur de fond, en principe sans rotation du train de tiges)

Et de phases :

- "rotary" (sans moteur de fond)

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

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

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

2 - Le forage de navigation :

Le forage dirigé dit de "navigation" (*steerable drilling*) consiste à utiliser des moteurs de fond pour la totalité des phases de forage dirigé, conjointement ou non avec la rotation du train de tiges.

Il ne peut être pratiqué qu'avec des moteurs équipés d'un raccord coudé incorporé.

Il est appelé de navigation car il permet un contrôle permanent de l'inclinaison et l'azimut par petites corrections obtenues à l'aide du raccord coudé.

Il consiste à alterner :

- des phases sans rotation du train de tiges ("*sliding*") permettant le contrôle de l'azimut et/ou un changement d'inclinaison.

Avec - des phases avec rotation du train de tiges ("*rotary*"), la rotation annulant l'effet du raccord coudé et résultant en un forage rectiligne.

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

La phase de préparation du puits doit déterminer la méthode de forage afin entre autres de déterminer les équipements de forage dirigé nécessaires à la réalisation de la trajectoire.

Quelle que soit la méthode choisie il faut distinguer la première phase de forage dirigé des phases suivantes:

- Phase initiale - démarrage des phases dirigées (kick-off)

La première phase de forage dirigé devra assurer deux fonctions:

- l'initiation de la montée en inclinaison :

Partant de la verticale il est impossible d'atteindre une inclinaison significative sans recourir à des méthodes et/ou des équipements spécifiques.

- l'orientation du puits

Une orientation correcte du puits doit être atteinte en fin de cette phase initiale.

Trois méthodes peuvent être utilisées:

- le "jetting"
- l'utilisation d'un outil de déflexion
- l'utilisation d'un moteur de fond

- Les autres phases

Après avoir obtenu un minimum d'inclinaison l'une ou l'autre des méthodes de forage dirigé peut être utilisée:

- Forage rotary
- Forage de navigation
- Forage de navigation assisté ("*Geosteering*")

Le choix dépend essentiellement de la nature et de la complexité du profil du puits.

III.2 Méthodes de démarrage du forage dirigé:

III.2.1 Utilisation d'un moteur de fond:

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

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

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

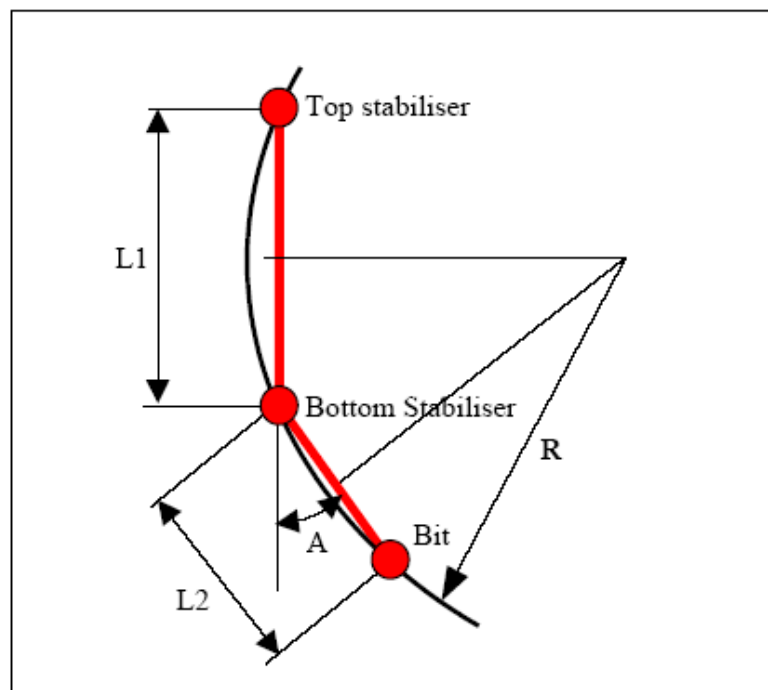


Tableau 2 : Calcul géométrique de l'efficacité d'un raccord coudé.

Motor OD	Hole size	Two Stabs					One Stab					No Stab				
		Bent					Bent					Bent				
		0.78°	1.15°	1.50°	2.12°	3.00°	0.78°	1.15°	1.50°	2.12°	3.00°	0.78°	1.15°	1.50°	2.12°	3.00°
2"3/8	2"7/8											2.6	20.0	28.0	42.1	62.1
	3"1/2											0.0	8.9	17.0	31.0	51.1
2"7/8	3"3/8											7.8	23.6	31.0	44.0	62.3
	3"3/4											2.0	17.8	25.2	38.2	56.5
3"1/2	4"1/4											0.4	6.5	11.1	24.3	36.3
	4"3/4											0.0	6.7	11.5	19.1	31.9
4"3/4	6"	5.8	9.3	12.5	18.3	26.4	7.5	11.0	14.2	20.0	28.1					
	6"3/4	5.6	9.1	12.3	18.1	26.2	8.8	12.2	15.5	21.2	29.4					
6"3/4	8"1/2	4.4	7.0	9.3	13.6	20.4	6.0	8.5	10.9	15.2	22.4					
	9"7/8	4.4	7.0	9.3	13.6	19.5	7.4	9.9	12.3	16.5	22.5					
	10"5/8	4.4	6.7	9.3	13.6	19.5	8.1	10.6	13.0	17.2	23.2					
8"	10"5/8	3.9	6.1	8.3	12.0	17.3	5.9	8.2	10.3	14.0	19.7					
	12"1/4	3.9	6.1	8.3	12.0	17.3	7.3	9.5	11.6	15.4	20.6					
9"5/8	12"1/4	3.6	5.6	7.5	10.9	15.6	5.2	7.2	9.1	12.5	17.2					
	15"	3.1	5.6	7.5	10.9	15.5	6.4	8.4	10.3	13.6	18.3					
	17"1/2	3.1	5.1	7.0	10.3	15.0	8.0	10.0	11.9	15.2	19.9					
11"1/4	15"	2.8	5.2	6.9	9.9	14.2	4.7	6.5	8.2	11.3	15.6					
	17"1/2	3.0	4.7	6.4	9.4	13.8	6.0	7.8	9.5	12.6	16.9					

Prédictions du build-up (deg/100 ft) en fonction des moteurs et de leur stabilisation

Ce type de tableau est habituellement fourni par le fournisseur du moteur.

Les résultats réels peuvent être sensiblement différents.

Pratique:

La méthode diffère en fonction du type de raccord coudé utilisé, incorporé au moteur ou non:

- Raccord coudé installé au dessus du moteur :

- Choisir et installer un raccord coudé dont l'angle est légèrement supérieur au besoin ou mieux en fonction de l'expérience locale. Descendre jusqu'au fond.
- Orienter le moteur dans l'azimut initial déterminé, mettre le tool face à zéro et bloquer la table de rotation.
- Démarrer le pompage et descendre le train de tiges jusqu'à atteindre la perte de pression nominale du moteur.
- Forer une tige.
- Prendre une mesure.
- Contrôler le gradient de montée résultant et l'orientation.
- Corriger l'orientation si nécessaire.
- Forer une tige et répéter la procédure.
- En fonction du gradient de montée obtenu soit le forage sera continué soit l'outil sera remonté pour changer le raccord coudé.

- Raccord coudé incorporé :

La courbe de montée sera construite en alternant des sections en montée et des sections droites.

- Choisir un angle supérieur au besoin ou mieux en fonction de l'expérience locale. Ajuster le raccord et descendre jusqu'au fond.
- Orienter le moteur dans l'azimut initial déterminé, mettre le tool face à zéro et bloquer la table de rotation.
- Démarrer le pompage et descendre le train de tiges jusqu'à atteindre la perte de pression nominale du moteur.
- Forer quatre à cinq mètres en "mode orienté" (sliding)
- Forer le reste de la tige en mode rotary.
- Prendre une mesure
- Contrôler le gradient de montée résultant et l'orientation
- Corriger l'orientation si nécessaire
- Forer une tige et répéter la procédure

- Reprendre le forage en ajustant les longueurs respectives de sliding et de rotary pour obtenir le gradient désiré.

Note:

Cette méthode à l'avantage :

- de permettre un meilleur contrôle de la trajectoire
- d'éviter d'avoir à remonter le train de tiges pour changer le raccord coudé
- permet éventuellement de continuer le forage en phase rectiligne sans avoir à remonter.

Cependant la courbe résultante ne possède pas la régularité d'une courbe réalisée intégralement en sliding. La valeur de l'angle doit être choisie de manière à atteindre le gradient souhaité en conservant des longueurs de sliding au moins égale à la moitié d'une tige. Un bon choix est (2/3 - 1/3) c'est à dire 6 mètres en sliding suivis de 3 mètres en rotary.

Même si le gradient moyen résultant est similaire les sections de fort gradient accentuent les risques associés aux phases de montée (key-seats, frottements).

III.2.2 Jetting:

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

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

Sous l'action de l'impact hydraulique (la vitesse du fluide doit être au moins de 100 m/s) 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.

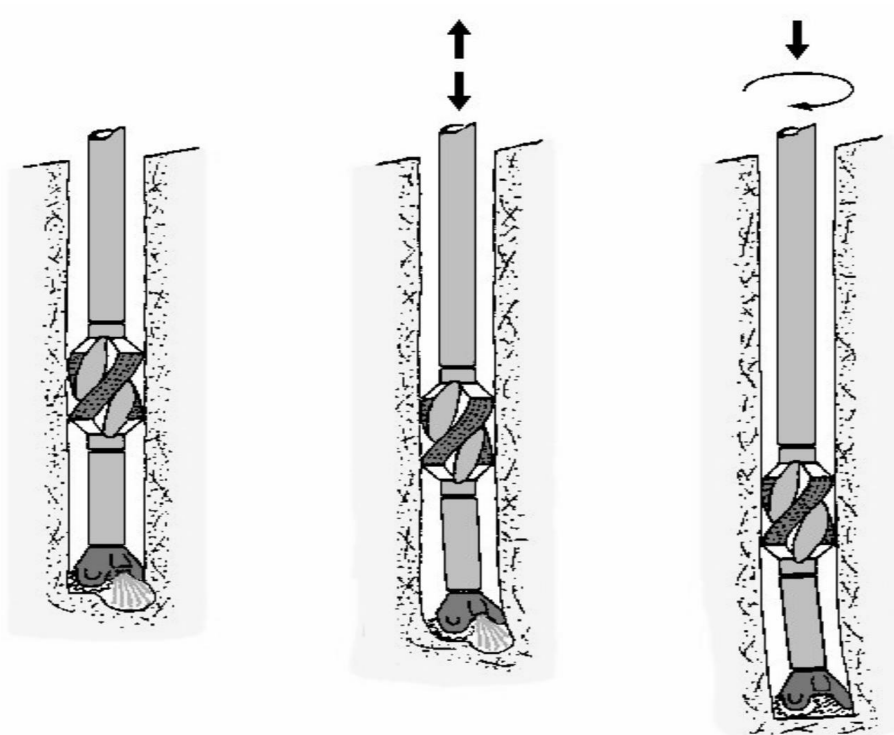


Figure 29 : "Jetting"

III.2.3 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

Pratique:

Les procédures diffèrent énormément en fonction du type d'outil et selon que l'on démarre ne trou ouvert ou dans un tubage. Les grandes lignes sont comme suit::

- Descendre l'outil de déflection à la profondeur déterminée
- Orienter dans l'azimut désiré et ancrer l'outil
- Si nécessaire remonter l'outil de mise en place et redescendre avec la garniture de forage (rotary ou moteur de fond)
- Commencer le forage
- Contrôler l'azimut et la réalisation de trajectoire

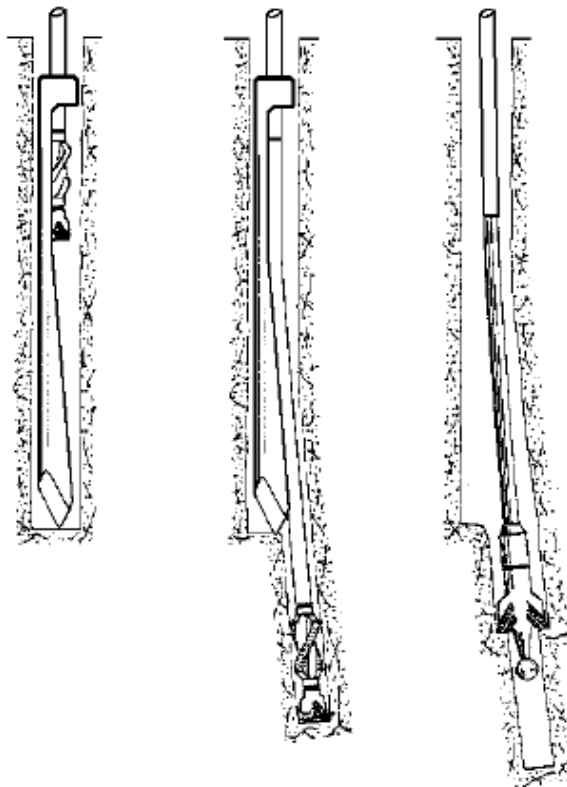


Figure 30 : Outil de déflection. [2]

III.3 Méthodes de forage des phases droites ou courbes:

III.3.1 Forage dirigé conventionnel:

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

III.3.2 Forage de navigation (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.

III.3.3 Geosteering, forage de navigation assisté:

Le "Geosteering" est une extension du forage de navigation consistant à utiliser les paramètres géologiques pour déterminer la direction du puits et les corrections éventuellement nécessaires.

Il nécessite l'utilisation d'un MWD (alors appelé LWD - Logging While Drilling) mesurant des paramètres d'évaluation de formation tels que le Gamma ray (orienté ou non), la résistivité, la porosité (neutron), ... Les systèmes les plus perfectionnés proposent des mesures réalisées juste derrière l'outil de forage (dites "mesures à l'outil")

Cette méthode est particulièrement utile pour le forage de drains dans des réservoirs peu épais (quelques mètres).

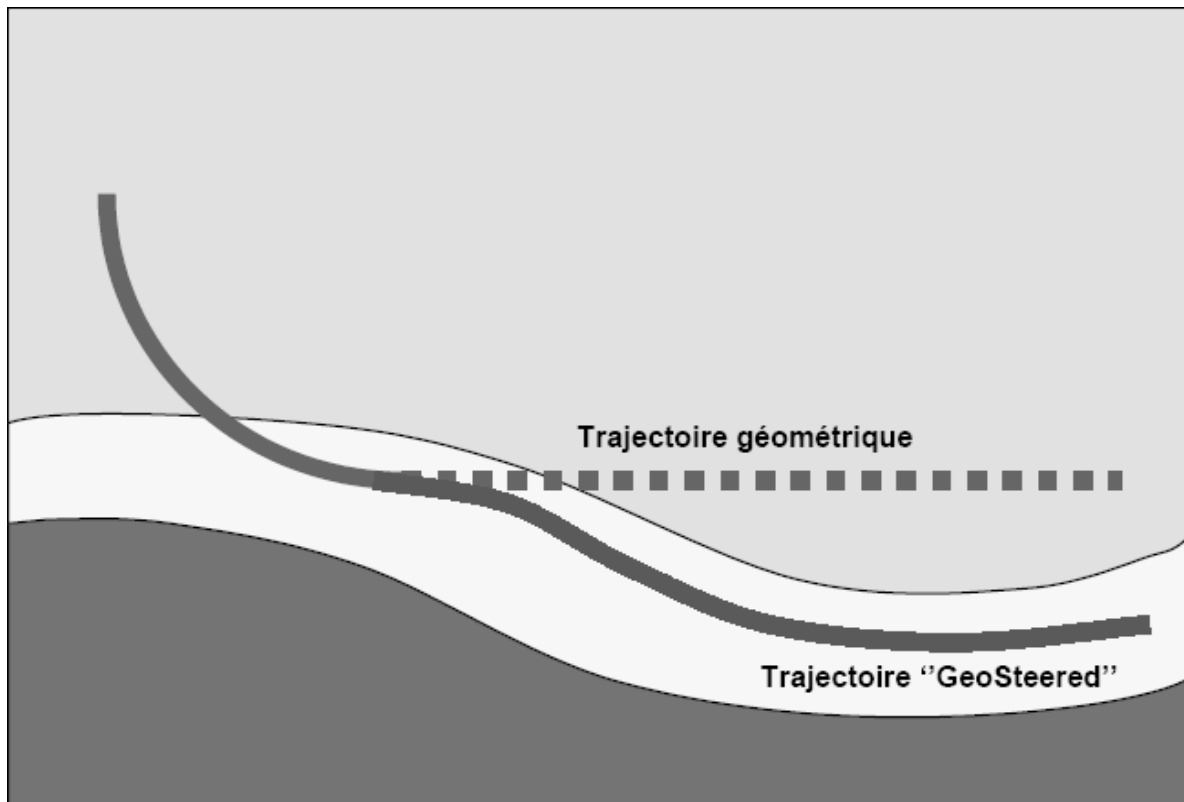


Figure 31 :Forage "geosteering" & forage "géométrique" [18]

III.4 Contrôle de l'azimut:

Le contrôle de l'azimut est un impératif du forage dirigé.

C'est d'abord une nécessité pour orienter le puits dans bonne direction ou dans la direction initiale.

C'est un besoin constant si la trajectoire est tridimensionnelle ou complexe.

C'est un besoin intermittent dans le cas de forages conventionnels et dont le comportement azimuthal est connu ou dont la cible est large.

La seule méthode efficace pour contrôler ou modifier un azimut est l'utilisation d'un moteur de fond équipé d'un raccord coudé (incorporé ou non).

Différentes approches peuvent être tentées pour contrôler l'azimut entre le point de départ (*kick-off*) et l'objectif, dépendant essentiellement de la méthode de forage dirigé choisie:

Forage de navigation:

Si la méthode de navigation est utilisée, l'usage permanent d'un moteur permet un contrôle constant de l'azimut.

Forage conventionnel:

En forage conventionnel l'azimut ne peut être contrôlé que dans les phases utilisant un moteur de fond, soit en principe seule la première phase dite de build-up qui est aussi la phase d'orientation.

La procédure classique est d'obtenir, en fin de phase moteur, une direction déterminée (*lead angle*) tenant compte des variations ultérieures d'azimut, connues ou supposées, de manière à atteindre la cible.

Une correction peut être nécessaire en cas de comportement anormal ou imprévu lors des phases de forage rotary.

Le "Rebel tool":

Le "*Rebel tool*" est l'exception à l'affirmation ci-dessus en permettant des corrections (limitées) d'azimut sans utilisation d'un moteur de fond.

Utilisant un système de patins - contre patins prenant appuis sur la paroi du puits il permet de modifier la tendance d'une garniture rotary à tourner à droite ou à gauche.

C'est un outil d'utilisation délicate et imprévisible. Il peut cependant être efficace lors de forages de développement où les conditions de forage sont connues.

Il a de plus une forte tendance à entraîner une chute d'inclinaison.

III.5 Poids sur l'outil :

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

- dans le cas de forages dirigés conventionnels cette force appelée "poids sur l'outil" est fournie essentiellement par des masse-tiges installées au bas de la garniture.

- dans le cas des forages horizontaux ou très déviés, des masse-tiges installées dans la garniture n'ont plus aucun effet positif pour pousser l'outil et le "poids" (on devrait plutôt dire la "poussée") doit provenir d'une autre partie du train de tiges.

Cette poussée peut être fournie par des masse-tiges installées dans une partie verticale ou peu inclinée du puits, on parlera alors de garniture inversée.

Il s'avère cependant que dans la plupart des cas, le seul poids des tiges peut fournir la poussée nécessaire. Il est nécessaire de considérer les possibilités d'utilisation des tiges de forage en compression dans des conditions spécifiques données (estimation du flambage critique).

III.5.1 Poids maximum disponible à l'outil:

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

P_s = Poussée fournie par la section

$$P_s = LW \times B_f \times L \times \cos(i)$$

ou: $P_s = LW \times B_f \times H_v$

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

B_f = Facteur de flottabilité

L = Longueur de la section

i = Inclinaison moyenne de la section

H_v = Longueur de la projection verticale de la section

La poussée maximum disponible à l'outil peut être obtenu en sommant les poussées élémentaires des différentes sections pouvant être mise en compression.

PM = Poussée maximum disponible à l'outil

$$PM = \sum P_s$$

Cette poussée est dite maximum car elle n'intègre pas les frottements. Le poids réel disponible à l'outil est donc inférieur à cette valeur.

Dans les autres cas ce calcul n'est qu'une première approche, la détermination du poids réellement disponible devant se faire à l'aide des simulations "*torque & drag*".

III.5.2 Poids réel disponible à l'outil:

a) Forage conventionnel:

Jusqu'à 45 degrés d'inclinaison la formule ci dessus pourra être appliquée, une marge de sécurité étant prise pour pourvoir aux éventuels frottements et vibrations axiales du train de tiges, ceci afin que le point neutre reste dans les éléments pouvant être mis en compression sans risque de flambage critique.

Dans ce cas l'utilisation des masse-tiges reste le meilleur moyen de fournir le poids sur l'outil, associées ou non avec des tiges lourdes.

Au delà de 45 degrés les effets négatifs (les frottements) de la gravité l'emportent sur les effets positifs et le design de la garniture nécessite des considérations supplémentaires.

b) Forages très déviés et horizontaux:

Dans le cas des forages très déviés, l'obtention de la poussée à l'outil nécessite une redéfinition totale du problème. L'idée initiale est de relocaliser les masses-tiges dans une partie du puits où elles retrouveraient leur utilité primaire, à savoir utiliser les forces de gravité pour fournir un poids.

- Ceci conduit au design des "garnitures inversées" utilisant des masse-tiges installées dans une section peu déviée du puits.
- Ceci conduit aussi à la détermination des éléments devant être situés entre les masses tiges et l'outil de forage.

Ce problème revient à étudier les possibilités de mise en compression sans risque de rupture de différentes tubulaires utilisées, et donc de déterminer leur résistance au flambage et en particulier de déterminer leur limite de flambage critique.

Considérant les équations relatives au flambage critique on constate que la plupart des éléments utilisée dans un train de tiges, y compris les tiges de forage, peuvent - dans certaines conditions - être soumis à une compression limitée avant que le seuil de rupture soit atteint. Ces conditions sont en particulier le diamètre du puits et la géométrie (OD et ID) des tiges ainsi que l'inclinaison du puits (prise en compte dans la seule équation de Dawson).

Le design du train de tiges revient donc à déterminer une combinaison de :

- masse-tiges - tiges lourdes- tiges de forage

Capable :

- de fournir la poussée nécessaire sur l'outil de forage
- en évitant tout risque de rupture (en compression mais aussi en traction)

Mais également :

- de minimiser les forces de frottement

Et ceci dans différentes configurations géométriques du puits, puisqu'un même train de tiges aura à forer une ou plusieurs section du puits pouvant atteindre plusieurs centaines de mètres, soit en sliding soit en rotary.

IV. Reprise du puits OMO38 en short radius:

Remise du puits en production en effectuant un drain horizontal en Re-Entry (Short radius).

IV.1 Localisation et données du puits:

Coordonnées de location X=8103750

Y=140000.813

Z (sol)= 164.41m

Z(Table)= 172.06m

du puits

Tableau 3 : données

PHASES	TUBAGES	SABOTS (CS)	BOUES	DENSITÉ
17" 1/2	13"3/8	365	Benthonique	1.09
12" 1/4	9"5/8	2326	Ken X	1.24 – 1.33
8" 1/2	7"	3296	S/Saturée	1.32-2.04
6"	Crépine	3395	Huile	0.95 – 1.08

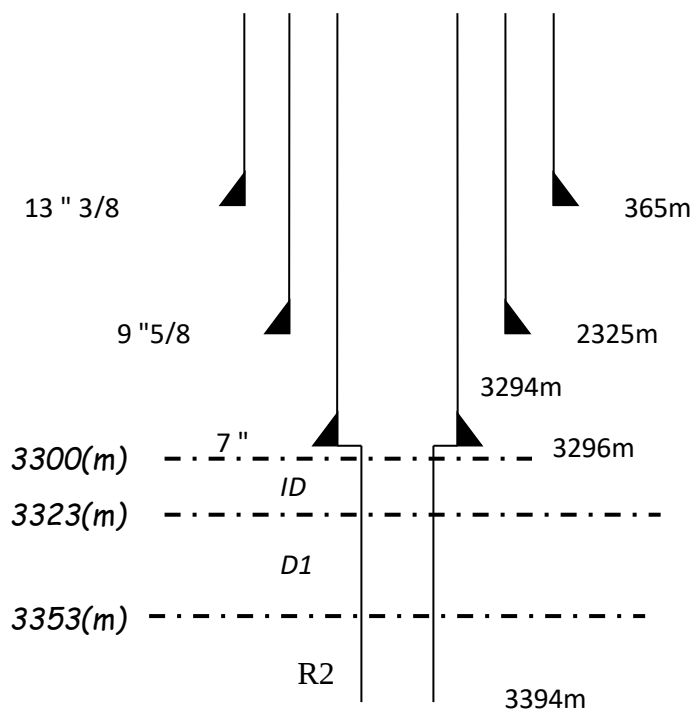


Figure 32 : Coupe du puits OMO 38

IV.1.1 Caractéristiques géologiques:

Tableau 4 : Caractéristiques géologiques de la formation :

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

IV.1.2 Découpage en drains et caractéristiques pétro-physiques :

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

	Résultats carottes					Résultats Elan		
Drain	Top (m)	Btm (m)	K (md)	ϕ (%)	So*	ϕ (%)	Sw(%)	VCL(%)
ID	3300	3323	24.83	7.37	22.38	7.8	9.71	2.41
D1	3323	3349	34.12	7.93	41.36	8.0	8.33	3.10
Z_PSG	3349	3353	19.18	8.81	49.75			
R2	3353	3395	10.01	12.02	46.07	9.85	15.10	6.74

* Saturations exprimées en $\text{cm}^3/100 \text{ gr}$ de roche.

Albien : de 1070m à 1422m (CS)

Lias "LD2" : 2583m à 2640m (CS)

Le plan d'eau théorique est situé à 3391m (−3391m) Abs.

IV.1.3 Candidature du puits au short radius:

Historique du puits OMO38 :

Le puits OMO-38 a été foré et complété en 3"1/2 ancré, le réservoir recouvert d'un liner crépiné 5" FJ Hydrill.

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

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

Après 10 ans, le puits est fermé suite débit nul après plusieurs tentatives de redémarrage par pistonnages pendant 01 semaine. Après 3 mois, reprise du pistonnage qui assure le

démarrage et la production du puits mais durant 05 jours seulement après lequel il est à nouveau fermé pour débit nul.

Tableau 6 : Situation actuelle du puits:

Etat actuel puits :		Ouvert.					
Paramètres de l'unique jaugeage du : 15.02.2020					(*) : Paramètres actuel		
Q _h	Whp	P _p	GOR (GL)	N _p	Whp	Pan 7"	Pan
m ³ /h	kg/cm ²	Kg/cm ²	M ³ /m ³	m ³	kg/cm ²	Kg/cm ²	9"5/8 Kg/cm ²
2.01	10	8	1224	544 795	13	13	/

(*): Pression de gisement : = 155 Kg/cm² @-3200m C/abs BU du 20.09.2014

Tableau 7 : Caractéristiques de production:

Type Test	Date	Bhp Kg/cm ²	Bhfp Kg/cm ²	Whp Kg/cm ²	Qh M ³ /h	IP	HK		Skin	Duse mm
							Proche	Lointain		
DST	17.10.1990	302.9	277.03	70.5	7.19	0.387	427	222	-	9
EP BU	18.11.1990	285.5	202.4	38.5	13.58	0.159	208	114	-2.49	18
BU	03.07.1991	199.9	107.5	14.1	8.4	0.116	-	-	2.32	24
BU	01.09.1992	156.4	93.6	12.7	7.36	0.117	84.3	-	2.25	20
PFS	05.09.1997	184.4	-	-	-	-	-	-	-	-
PFS	17.11.2000	163.8	-	-	-	-	-	-	-	-
PFS	28.05.2001	172.39	-	-	-	-	-	-	-	-
PFS	01.05.2002	181.94	-	-	-	-	-	-	-	-
BU	20.09.2014	155.35	60.31	10.8	2.21	0.026	54	-	2.26	15.9

On constate une chute régulière de la de la pression environ 50% entre 1990 et 2014 soit 24 ans, malgré une augmentation de dusage.

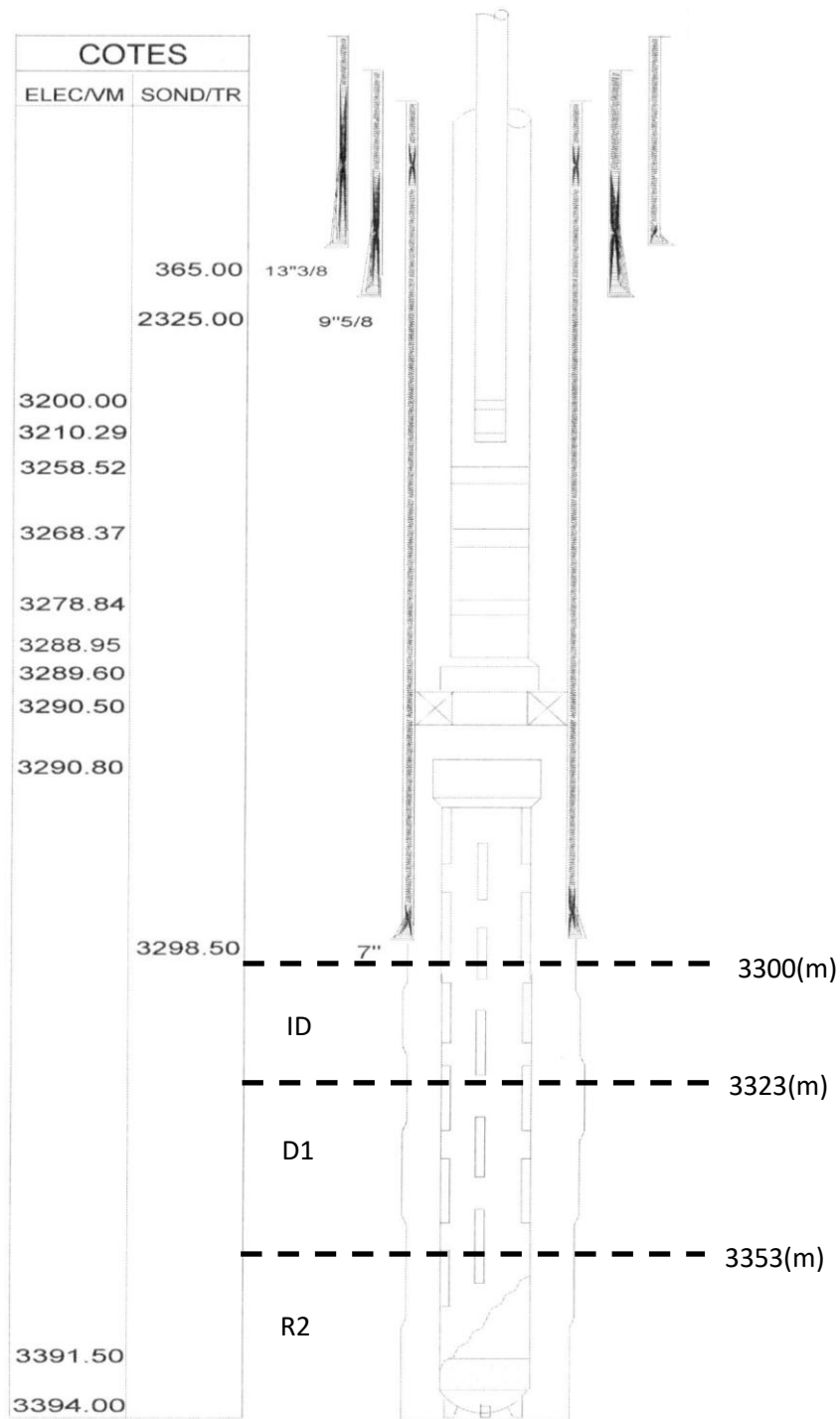


Figure 33 : Etat initial du puits OMO 38. [13]

IV.2 Programme prévisionnel de reprise:

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

X= 813 749.98 Long= E6°00' 45.809"

Y= 140 000.81 Lat=N31°48' 39.829"

Cote du sabot 7" corrigé = 3296m

Azimut = N130°

Inclinaison = 90.0°

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

Drain = 500m.

KOP = 3398m

BUR = 43.65°/30m

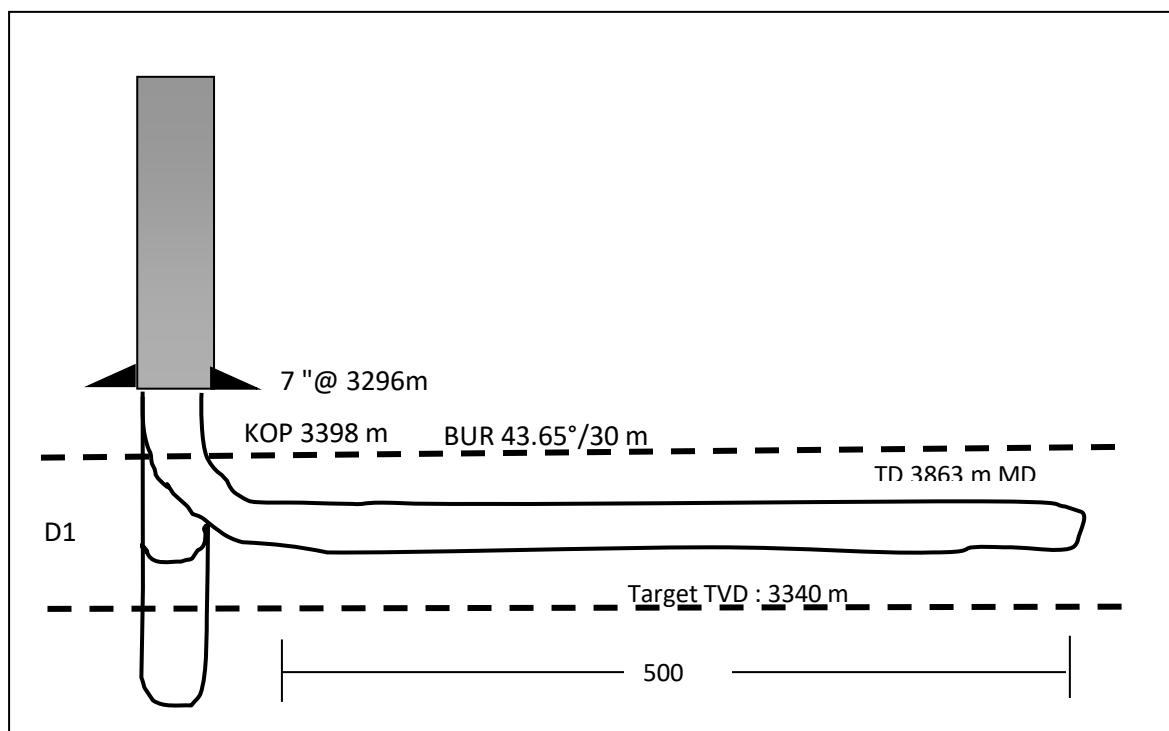


Figure 34 : Etat prévisionnel du puits OMO 38 . [13]

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

Il correspond à un profil short radius avec KOP à 3398m et un BUR final de 43.65°/

Tableau 8 : Trajectoire prévisionnelle

	<i>MD (m)</i>	<i>Inclin (°)</i>	<i>Azim (°)</i>	<i>TVD(m)</i>	<i>VS(m)</i>	<i>North (m)</i>	<i>East (m)</i>	<i>BUR (°/30m)</i>
Partie verticale	0,00	0,000	130,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	7,65	0,000	130,000	7,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	37,65	0,000	0,000	37,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	67,65	0,000	0,000	67,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	97,65	0,000	0,000	97,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	127,65	0,000	0,000	127,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	157,65	0,000	0,000	157,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	187,65	0,000	0,000	187,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	217,65	0,000	0,000	217,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	247,65	0,000	0,000	247,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	277,65	0,000	0,000	277,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	307,65	0,000	0,000	307,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	337,65	0,000	0,000	337,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	367,65	0,000	0,000	367,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	397,65	0,000	0,000	397,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	427,65	0,000	0,000	427,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	457,65	0,000	0,000	457,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	487,65	0,000	0,000	487,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	517,65	0,000	0,000	517,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	547,65	0,000	0,000	547,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	577,65	0,000	0,000	577,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	607,65	0,000	0,000	607,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	637,65	0,000	0,000	637,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	667,65	0,000	0,000	667,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	697,65	0,000	0,000	697,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	727,65	0,000	0,000	727,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	757,65	0,000	0,000	757,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	787,65	0,000	0,000	787,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	817,65	0,000	0,000	817,65	0,00	0,00	0,00	0

	<i>MD (m)</i>	<i>Inclin (°)</i>	<i>Azim (°)</i>	<i>TVD(m)</i>	<i>VS(m)</i>	<i>North (m)</i>	<i>East (m)</i>	<i>BUR (°/30m)</i>
Partie verticale	847,65	0,000	0,000	847,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	877,65	0,000	0,000	877,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	907,65	0,000	0,000	907,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	937,65	0,000	0,000	937,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	967,65	0,000	0,000	967,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	997,65	0,000	0,000	997,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1027,65	0,000	0,000	1027,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1057,65	0,000	0,000	1057,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1087,65	0,000	0,000	1087,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1117,65	0,000	0,000	1117,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1147,65	0,000	0,000	1147,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1177,65	0,000	0,000	1177,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1207,65	0,000	0,000	1207,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1237,65	0,000	0,000	1237,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1267,65	0,000	0,000	1267,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1297,65	0,000	0,000	1297,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1327,65	0,000	0,000	1327,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1357,65	0,000	0,000	1357,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1387,65	0,000	0,000	1387,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1417,65	0,000	0,000	1417,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1447,65	0,000	0,000	1447,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1477,65	0,000	0,000	1477,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1507,65	0,000	0,000	1507,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1537,65	0,000	0,000	1537,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1567,65	0,000	0,000	1567,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1597,65	0,000	0,000	1597,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1627,65	0,000	0,000	1627,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1657,65	0,000	0,000	1657,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1687,65	0,000	0,000	1687,65	0,00	0,00	0,00	0,00

	<i>MD (m)</i>	<i>Inclin (°)</i>	<i>Azim (°)</i>	<i>TVD(m)</i>	<i>VS(m)</i>	<i>North (m)</i>	<i>East (m)</i>	<i>BUR (°/30m)</i>
Partie verticale	1717,65	0,000	0,000	1717,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1747,65	0,000	0,000	1747,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1777,65	0,000	0,000	1777,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1807,65	0,000	0,000	1807,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1837,65	0,000	0,000	1837,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1867,65	0,000	0,000	1867,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1897,65	0,000	0,000	1897,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1927,65	0,000	0,000	1927,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1957,65	0,000	0,000	1957,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	1987,65	0,000	0,000	1987,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2017,65	0,000	0,000	2017,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2047,65	0,000	0,000	2047,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2077,65	0,000	0,000	2077,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2107,65	0,000	0,000	2107,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2137,65	0,000	0,000	2137,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2167,65	0,000	0,000	2167,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2197,65	0,000	0,000	2197,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2227,65	0,000	0,000	2227,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2257,65	0,000	0,000	2257,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2287,65	0,000	0,000	2287,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2317,65	0,000	0,000	2317,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2347,65	0,000	0,000	2347,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2377,65	0,000	0,000	2377,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2407,65	0,000	0,000	2407,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2437,65	0,000	0,000	2437,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2467,65	0,000	0,000	2467,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2497,65	0,000	0,000	2497,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2527,65	0,000	0,000	2527,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2557,65	0,000	0,000	2557,65	0,00	0,00	0,00	0,00

	<i>MD (m)</i>	<i>Inclin (°)</i>	<i>Azim (°)</i>	<i>TVD(m)</i>	<i>VS(m)</i>	<i>North (m)</i>	<i>East (m)</i>	<i>BUR (°/30m)</i>
Partie verticale	2587,65	0,000	0,000	2587,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2617,65	0,000	0,000	2617,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2647,65	0,000	0,000	2647,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2677,65	0,000	0,000	2677,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2707,65	0,000	0,000	2707,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2737,65	0,000	0,000	2737,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2767,65	0,000	0,000	2767,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2797,65	0,000	0,000	2797,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2827,65	0,000	0,000	2827,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2857,65	0,000	0,000	2857,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2887,65	0,000	0,000	2887,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2917,65	0,000	0,000	2917,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2947,65	0,000	0,000	2947,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	2977,65	0,000	0,000	2977,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	3007,65	0,000	0,000	3007,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	3037,65	0,000	0,000	3037,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	3067,65	0,000	0,000	3067,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	3097,65	0,000	0,000	3097,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	3127,65	0,000	0,000	3127,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	3157,65	0,000	0,000	3157,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	3187,65	0,000	0,000	3187,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	3217,65	0,000	0,000	3217,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	3247,65	0,000	0,000	3247,65	0,00	0,00	0,00	0,00
	3277,65	0,000	0,000	3277,65	0,00	0,00	0,00	0,00
Side track	3296,00	0,000	130,000	3296,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	3298,00	0,000	130,000	3298,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Trajectoire prévisionnelle

	<i>MD (m)</i>	<i>Inclin (°)</i>	<i>Azim (°)</i>	<i>TVD(m)</i>	<i>VS(m)</i>	<i>North (m)</i>	<i>East (m)</i>	<i>BUR (°/30m)</i>
Build up	3302,00	2,000	130,000	3302,00	0,07	-0,04	0,05	15,00
	3307,65	10,221	130,000	3307,61	0,67	-0,43	0,51	43,65
	3337,65	53,875	130,000	3332,43	16,21	-10,42	12,42	43,65
	3362,48	90,000	130,000	3340,00	39,42	-25,34	30,20	43,65
Drain	3367,65	90,000	130,000	3340,00	44,60	-28,67	34,16	0,00
	3397,65	90,000	130,000	3340,00	74,60	-47,95	57,14	0,00
	3427,65	90,000	130,000	3340,00	104,60	-67,23	80,12	0,00
	3457,65	90,000	130,000	3340,00	134,60	-86,52	103,11	0,00
	3487,65	90,000	130,000	3340,00	164,60	-105,80	126,09	0,00
	3517,65	90,000	130,000	3340,00	194,60	-125,08	149,07	0,00
	3547,65	90,000	130,000	3340,00	224,60	-144,37	172,05	0,00
	3577,65	90,000	130,000	3340,00	254,60	-163,65	195,03	0,00
	3607,65	90,000	130,000	3340,00	284,60	-182,93	218,01	0,00
	3637,65	90,000	130,000	3340,00	314,60	-202,22	240,99	0,00
	3667,65	90,000	130,000	3340,00	344,60	-221,50	263,98	0,00
	3697,65	90,000	130,000	3340,00	374,60	-240,79	286,96	0,00
	3727,65	90,000	130,000	3340,00	404,60	-260,07	309,94	0,00
	3757,65	90,000	130,000	3340,00	434,60	-279,35	332,92	0,00
	3787,65	90,000	130,000	3340,00	464,60	-298,64	355,90	0,00
	3817,65	90,000	130,000	3340,00	494,60	-317,92	378,88	0,00
	3847,65	90,000	130,000	3340,00	524,60	-337,20	401,86	0,00
	3863,00	90,000	130,000	3340,00	539,95	-347,07	413,62	0,00

Trajectoire prévisionnelle

Après les calculs de trajectoire on obtient le profil provisionnel suivant :

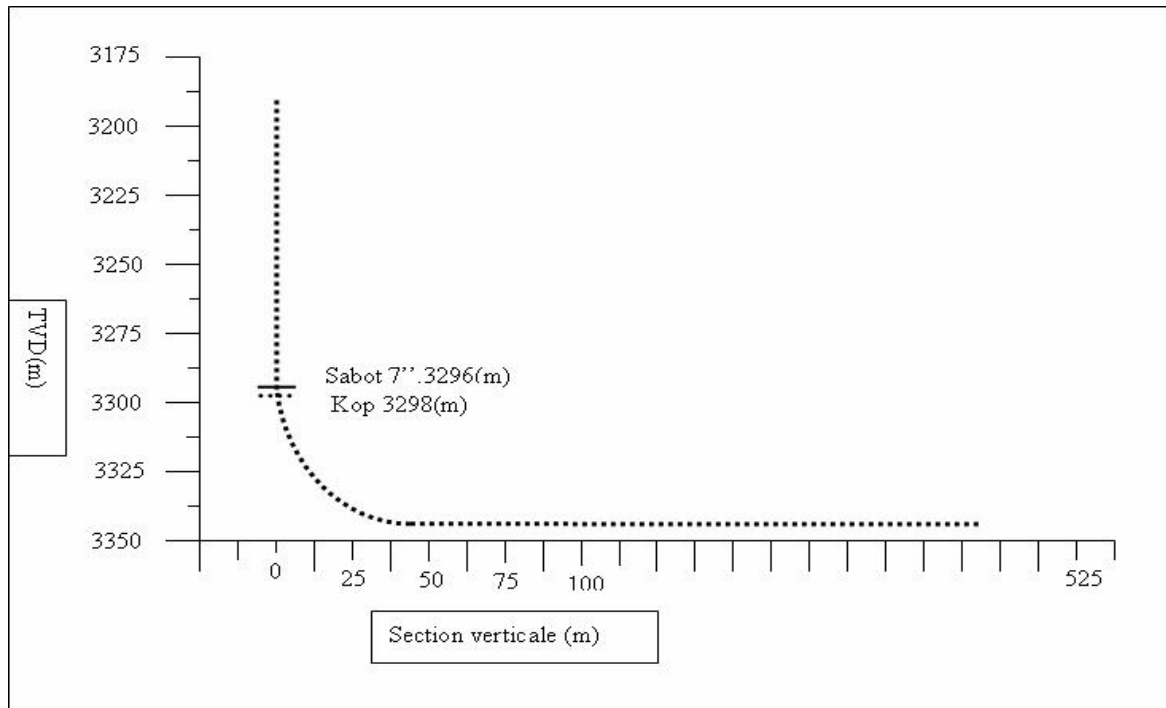


Figure 35 :Trajectoire prévisionnelle du puits OMO #38 :

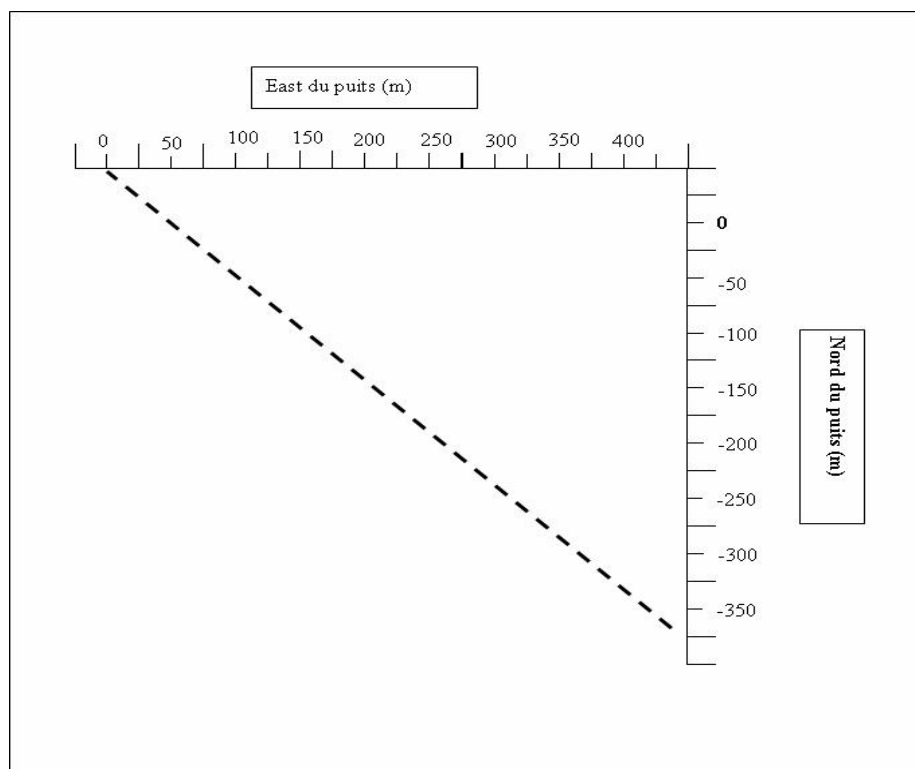


Figure 36 :Orientation prévisionnelle de la trajectoire du puits OMO 38

IV.3 Réalisation de la reprise :

Après la pose d'un bouchon de ciment l'opération de side track est réalisée à travers le découvert sans traverser le tubage.

IV.3.1 Pose bouchon de ciment :

Composition du bouchon :

- 5m³ bouchon spacer
- 4m³ laitier de densité 2.10
- volume de chasse de 35.68m³
- temps de prise de ciment (24h),

Pour un top ciment à 3294m (une hauteur de 100m) :

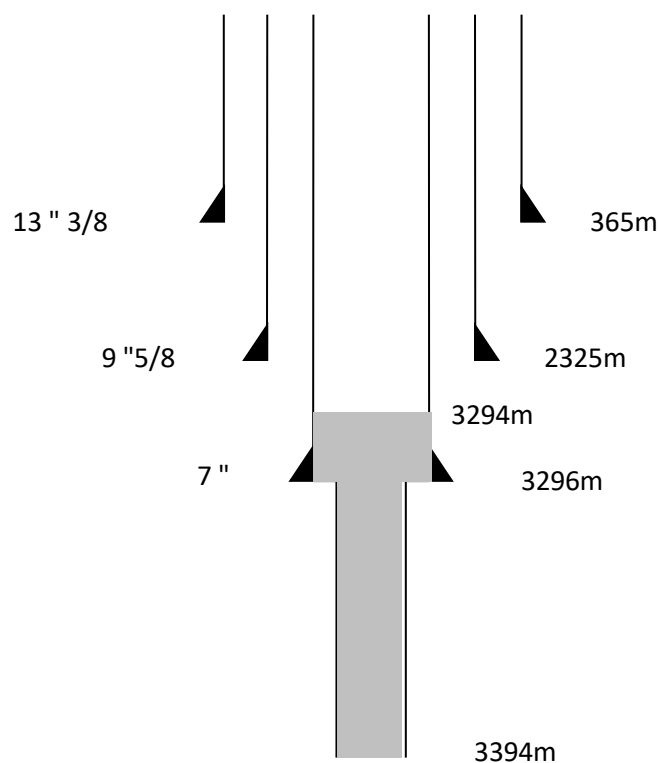


Figure 37 : Pose du bouchon de ciment

IV.3.2 Forage du side track :

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

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

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

Dimension du trou : 6"

Profondeur de : 3298m à 3302m MD

BUR : 15°/30m

Paramètres de forage :

WOB : 0 T

RPM : 160 – 190 (au fond)

Débit : 600 – 700 l/mn

ROP : 15 – 30 cm/h

Tableau 9 : Composition du BHA (Forage du side track) :

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

IV.3.3 Forage du build up:

Le forage de la section build up permet d'augmenter l'inclinaison jusqu'à 90°. Pour réaliser cette partie on choisi un gradient de build up de 43.65°/30m.

Dimension du trou : 5 7/8"

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

Paramètres de forage :

WOB : 6-8 T

RPM : 190-240(au fond) et 30-40 (surface)

Débit : 700 – 900 l/mn

Tableau 10 : Composition du BHA (Composition du BHA) :

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

Note : Quatre outils ont du être utilisé à la réalisation de cette phase.

IV.3.4 Forage du drain horizontal :

La section horizontale du puits est généralement forée à 90° en mode rotary.

Dimension du trou : 5 7/8 "

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

Paramètres de forage :

WOB : 5-8 T

RPM : 200 – 250 (au fond) et 30- 40 (en surface)

Débit : 800 – 1000 l/mn

Tableau 11 : composition du BHA (Forage du drain horizontal) :

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

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

IV.3.5 Suivi de la trajectoire:

Il est indispensable de connaître avec une précision suffisante la trajectoire de l'outil pour les raisons suivantes:

- la canalisation des dog legs ont des coudes beaucoup trop inclinés par rapport au gradient de déviation admissible : les dog legs sont générateurs de frottements importants pouvant coïncider la garniture.
- Suivi la trajectoire théorique pour atteindre l'objectif imposé.
- Connaissance avec la plus grande précision possible la proposition du forage afin de pouvoir éventuellement tuer le puits en cas d'éruption.
- La réussite du puits dépend essentiellement du profil final de section build up.

❖ Enregistrement du survey du puits OMO#38 :

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

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

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

MD (m)	CL (m)	Inc (deg)	Az (deg)	TVD (m)	Local N (m)	Local E (m)	DLS (°/30m)	VS (m)
7,65	0	0	0	7,65	0	0		0
3288	3288,35	0	130	3288	0	0	0	0
3289,4	3,4	2,2	141,5	3289,4	-0,05	0,04	19,41	0,06
3302,4	3	4,8	142,5	3302,39	-0,2	0,15	26,01	0,24
3305,4	3	9,2	139,4	3305,37	-0,48	0,39	44,15	0,6
3308,8	3,4	15,8	137,3	3308,69	-1,02	0,88	58,36	1,32
3311,8	3	21	134,8	3311,53	-1,7	1,54	52,58	2,26
3314,4	2,6	25,8	132,7	3313,92	-2,42	2,28	58,21	3,29
3317,4	3	30,3	131,6	3316,57	-3,36	3,33	45,29	4,7
3320,4	3	34,1	132,8	3319,1	-4,44	4,51	38,53	6,29
3324,1	3,7	38,8	133	3322,08	-5,93	6,12	38,12	8,49
3330,1	6	47,9	131,3	3326,44	-8,89	9,18	45,87	12,59
3333,6	3,5	53,1	129,9	3328,66	-10,45	11,23	45,52	15,29
3339,1	5,5	60,1	129,6	3331,69	-13,38	14,75	38,21	19,88
3343,1	4	65,6	130,7	3333,51	-15,87	17,47	41,9	23,44
3346,1	3	69,4	131	3334,66	-17,49	19,57	38,1	26,2
3349,1	3	73,6	131	3335,61	-19,35	21,72	42	29,05
3351,8	2,7	77,8	131,6	3336,28	-21,08	23,68	47,11	31,66
3357	5,2	82,7	132,8	3337,16	-24,52	27,48	29,08	36,77
3362,7	5,7	83,6	133,4	3337,84	-28,39	31,61	5,68	42,41
3368,6	5,9	84,4	134	3338,46	-32,44	35,85	5,07	48,26
3373,2	4,6	85,2	134,1	3338,87	-35,63	39,14	5,26	52,82
3378,2	5	86,5	134,6	3339,24	-39,11	42,71	8,35	57,78
3382,4	4,2	87,9	135,1	3339,44	-42,07	45,68	10,62	61,95
3388	5,6	90,2	135,5	3339,53	-46,05	49,62	12,51	67,51
3392,6	4,6	92,2	135,5	3339,44	-49,33	52,84	13,04	72,08
3401,9	9,3	94,4	134,4	3338,9	-55,89	59,41	7,93	81,31
3406,8	4,9	94,5	133,7	3338,52	-59,29	62,93	4,32	86,17
3416	9,2	94	132,6	3337,84	-65,56	69,62	3,93	95,31

Trajectoire réalisée

MD (m)	CL (m)	Inc (deg)	Az (deg)	TVD (m)	Local N (m)	Local E (m)	DLS (°/30m)	VS (m)
3425,7	9,7	92,8	131,6	3337,27	-72,05	76,8	4,83	104,98
3435,4	9,7	90,6	130,9	3336,98	-78,44	84,09	7,14	114,88
3445,4	10	91,1	131,4	3336,83	-85,02	91,62	2,12	124,65
3454,5	9,1	90	129,5	3336,74	-90,93	98,55	7,24	133,75
3464,4	9,9	89,3	128,6	3336,8	-97,16	106,23	3,46	143,65
3473,6	9,2	87,7	128,5	3337,04	-102,9	113,43	5,23	152,84
3483,7	10,1	88,4	127,9	3337,39	-109,14	121,36	2,74	162,94
3493,1	9,4	89,3	128,4	3337,58	-114,94	128,75	3,28	172,34
3501,8	8,7	90,2	129,5	3337,61	-120,41	135,51	4,9	181,03
3512	10,2	92,5	129,6	3337,37	-126,9	143,38	6,77	191,23
3521,2	9,2	94,5	130,6	3336,81	-132,82	150,4	7,29	200,41
3531,5	10,3	95,5	129,7	3335,91	-139,44	158,24	3,91	210,67
3541	9,5	94	130,8	3335,13	-145,55	165,47	5,87	220,13
3550,5	9,5	92,4	130,1	3334,6	-151,71	172,69	5,51	229,61
3559,2	8,7	92	130,3	3334,26	-157,32	179,33	1,54	238,3
3568,8	9,6	90,7	129,7	3334,04	-163,49	186,68	4,47	247,89
3579,4	10,6	91,9	129,9	3333,8	-170,27	194,82	3,44	258,49
3589	9,6	93,5	128,9	3333,34	-176,36	202,23	5,89	268,08
3598,6	9,6	93,3	129,4	3332,77	-182,41	209,66	1,88	277,66
3607,5	8,9	92,2	129,1	3332,35	-188,03	216,55	3,84	286,55
3617,2	9,7	90,5	129	3332,12	-194,14	224,08	5,27	296,25
3626,8	9,6	91,2	126,9	3331,88	-200,04	231,84	6,92	305,84
3635,8	9	89,8	126,4	3331,9	-205,41	238,87	4,96	314,84
3646	10,2	88	127,6	3332,09	-211,55	247,01	6,36	325,03
3655,7	9,7	90,8	124,1	3332,2	-217,23	254,87	13,86	334,72
3664,8	9,1	92,7	124	3331,92	-222,32	262,41	6,27	343,78
3674,8	10	93,4	124	3331,39	-227,91	270,68	2,1	353,74
3684,7	9,9	94,4	123,7	3330,71	-233,41	278,89	3,16	363,58
3693,6	8,9	92,2	123,8	3330,2	-238,34	286,27	7,42	372,43

Trajectoire réalisée

MD (m)	CL (m)	Inc (deg)	Az (deg)	TVD (m)	Local N (m)	Local E (m)	DLS (°/30m)	VS (m)
3698,2	4,6	91,6	122,9	3330,05	-240,87	290,11	7,05	377,01
3703,2	5	91,5	122,7	3329,91	-243,58	294,32	1,34	381,98
3713,4	10,2	91,2	123,8	3329,67	-249,17	302,84	3,35	382,13
3723	9,6	89,5	123,7	3329,61	-254,5	310,82	5,32	401,7
3732,5	9,5	92,2	124,1	3329,47	-259,8	318,71	8,62	411,16
3741,9	9,4	91,8	124,6	3329,14	-265,1	326,46	2,04	420,53
3751,5	9,6	91,1	122,3	3328,9	-270,39	334,47	7,51	430,09
3761,2	9,7	88,3	120,9	3328,95	-275,47	342,73	9,68	439,71
3771	9,8	86,9	121,6	3329,36	-280,55	351,1	4,79	449,42

Trajectoire réalisée

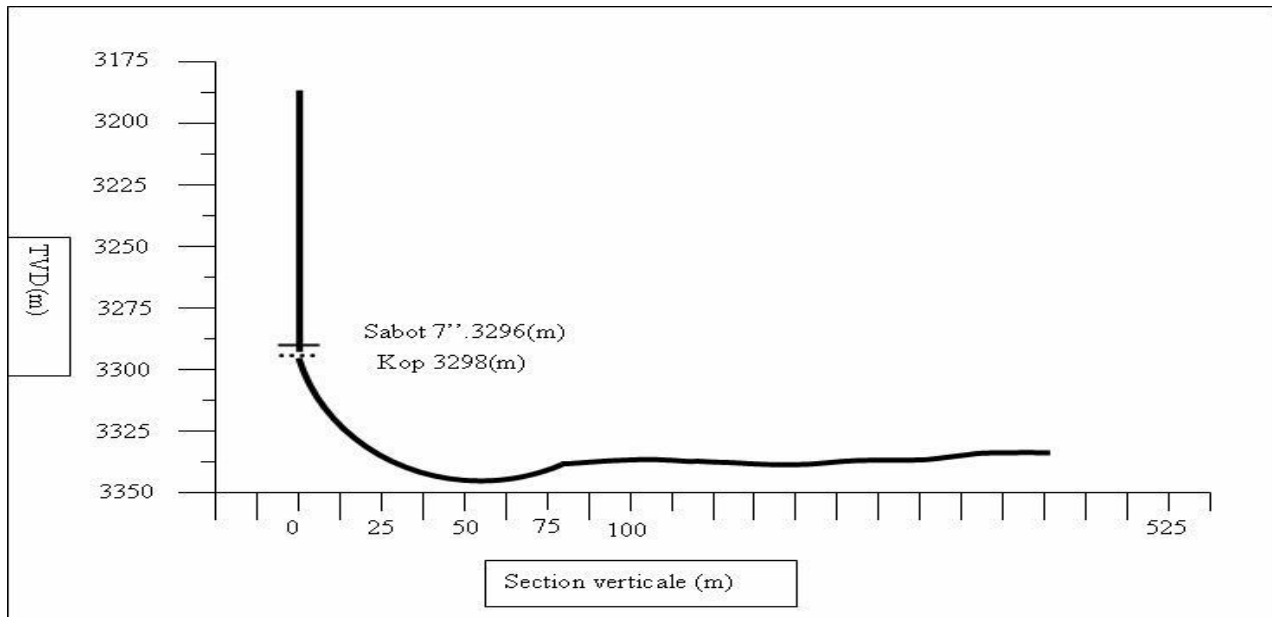


Figure 38 : Profil de la trajectoire réalisée du puit OMO #38

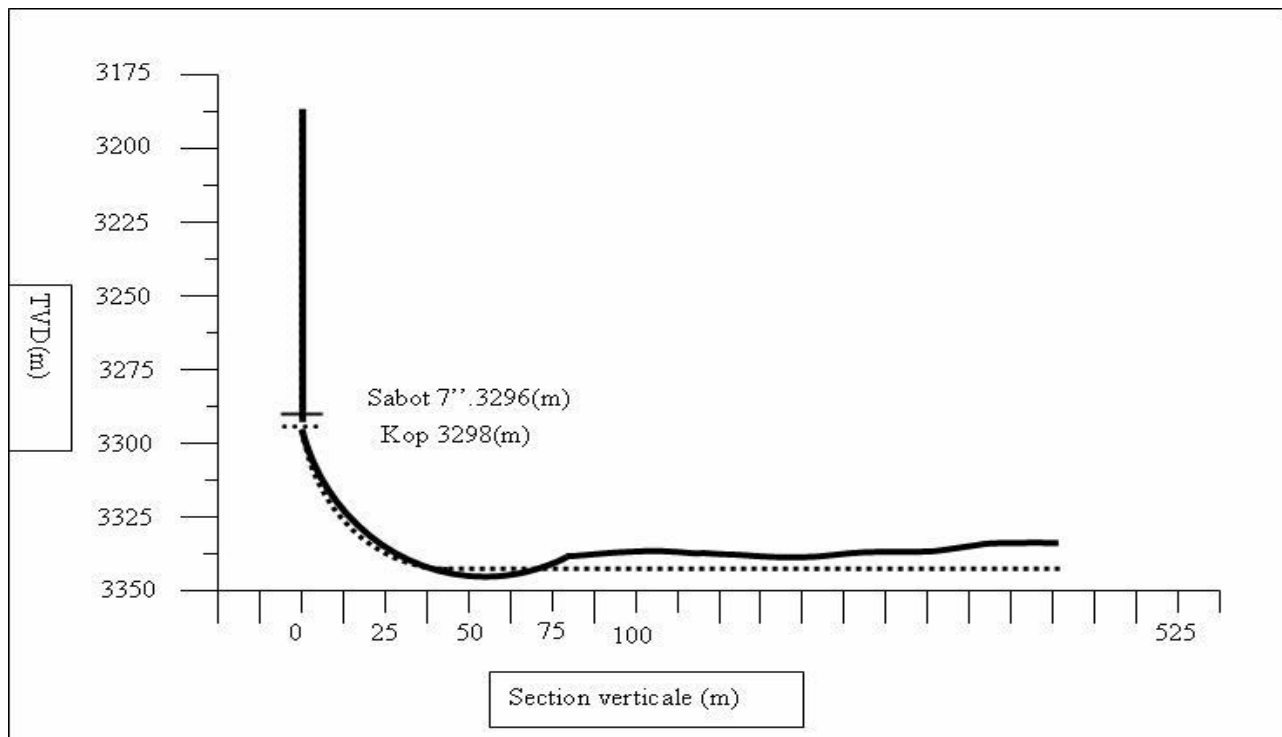


Figure 39 : Comparaison des profils des trajectoires réelle et prévisionnelle

❖ Commentaire:

Les courbes ci-dessus nous montrent la variation entre la trajectoire réelle et théorique.

On constate que le suivi de la trajectoire du short radius a connu un premier décalage pour une TVD égale à 3339,53 m vers le bas, dû à un mauvais choix du poids vers la fin du build up.

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

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

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

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

IV.4 Les problèmes rencontrés :

- Calage :

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

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

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

- Durée de vie des outils de forage :

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

Un outil utilisé avec un moteur à grande vitesse verra sa durée de vie réduite, limitant la longueur formable, imposant une manœuvre environ toutes les 24 h pour changement d'outil.

- Répercutions des dogs leg :

Effectivement les parcours accidentés du trou mal foré favorisant le coincement nous a menés à un cisaillement de garniture à environ 50m à l'amont de la BHA. Celle-ci a été décelée par une chute brusque de la pression de 1200 psi à 1000 psi.

Ce poisson a été repêché en utilisant un over shot.

V. Conclusion et recommandations :

Le forage horizontal est devenu une méthode très pratique et systématique dans le champ de Hassi Messaoud. Elle est très maîtrisée et donne des très bons résultats. La technique de reprise des puits dite short radius s'applique essentiellement sur les réserves condamnées dans des puits classés fermés, sec ou à faible production, selon les trois paramètres sélectionnés : sélection des puits, choix des drains à cibler et choix d'azimut.

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

Nous avons fourni toutes les données nécessaires sur la trajectoire en temps réel donc des résultats instantanés, le régime de forage et les données géologiques.

Les short radius sont très efficaces à Hassi Messaoud; pour trouver les meilleures perméabilités, pour augmenter la productivité des puits et améliorer les puits horizontaux. Ceci ne peut que nous encourager à rechercher les meilleures techniques et à affiner leurs performances.

Forés à partir des puits déjà existants, les puits short radius sont moins chers à compléter puisque l'infrastructure est déjà en place (tête de puits, tubages, génie civil, pipe line), ceci est un point venant renforcer cette option prometteuse

Les différents problèmes rencontrés lors de la reprise du puits OMO 38 en short radius nous a amené à proposer les recommandations suivantes :

- Choix judicieux des paramètres et de la méthode de forage qui doit être scrupuleusement suivi par le chef de poste. Ceci concernant de façon spécifique le poids sur l'outil et les paramètres directionnels.
- Pour pallier au changement répétitif des outils de forage et par conséquent pour diminuer le nombre de manœuvres, il serait préférable d'utiliser des outils PDC. Effectivement, vu que l'on fore dans la même couche prédéfinie (D1) et connue on ne risque pas de rencontrer des surprises. Pour cela les paramètres optimaux de forage

relatif au PDC sont aussi connus avec précision dès le départ, sachant que leurs performances sont meilleurs que les tricônes.

- Toujours vérifier la conformité et la certification des tiges de drain afin d'éviter toute rupture accidentelle.
- Le nettoyage du trou est un autre paramètre non négligeable. Il permet de diminuer les frictions sur la garniture qui nous amène au coincement.
- Imposer des équipements de bonne qualité pour réaliser le puits afin d'éliminer toute probabilité d'attente préjudiciable sur le coût final de l'opération.

BIBLIOGRAPHIE

1. Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel
2. Comités des techniciens, *Réalisation des forages dirigés et contrôle des trajectoires*, Ed. Technip, Paris, 1985
3. J.P. NGUYEN, *Drilling Oil and Gas Field Development Techniques*, Ed. Technip, Paris, 1982.
4. J. BEAUME, *Outils et paramètres de forage*, Ed. ENSPM, 1999.
5. B. GUIRAUDET, *Forage dirigé, chapitre III*, Ed. Technip, Paris, 1970.
6. G. LALLEMAND, *Le forage dirigé, chap IV*, Ed. Technip, 1970.
7. IFP, *Formulaire du foreur*, Ed. Technip, 1989
8. *Cameron catalog* 1998-1999.
9. *Baker Hughes incorporation catalog*, 1996.
10. *Hydril composite catalog* 1998-1999, 1997.
11. *Haliburton composite catalog*. 43rd Ed., 1998-1999.
12. Hughes cristensen co., *Drill Bit Catalog*, 1995.
13. Les rapports journaliers du puits omo38
14. Mémoires de fin d'études inh 2015
15. Cheikh Abdel Karim, Boukhecheba Med Yassine, réalisation du short radius sur le puits : md-69, Mémoire de Master, Université KASDI MERBAH Ouargla, Algérie, 2012.
16. Dr. Mohamed Shehata Farahat, horizontal oil well drilling technology. (2000). Suez, canal University. Faculty of Petroleum & Mining Eng. Petroleum Engineering Dept.
17. Dr. Tabatabaei nejad, An Introduction to Directional Drilling. Master of Petroleum Drilling & Production engineering. Sahand University of Technology (Directional Drilling presentation).
18. Jean-Paul Szezuka, Forage dirigé Ingénierie et méthode, juin 2005, Edition 3.3, chapitre 1 (p31-51)
19. Module M2. Well planning, PROGRAMMATION ET REALISATION D'UN PUITES HORIZONTAL. Horizontal Drilling Training Manual – Anadrill. 1991.