

N° Série:/2018

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers

Département de forage et MCP

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: forage

Présenté Par :

MESAI AHMED Aissa, RAOUANE Mohammed, ZOUAGHI Aissa

-THEME-

**Etude comparative entre le forage conventionnel
et le forage au coiled tubing (champ HMD)**

Soutenue le : 20 /06 / 2018 devant la commission d'examen

Jury:

Président:	Abidli Saad Elfakeur	MAA	UKMO
Rapporteur:	M ^{elle} . M. BOUHADDA	MAA	UKMO
Examineurs:	Moulay Ibrahim Khalil	MAA	UKMO

Remerciement

D'abord Je remercie Allah, notre créateur de m'avoir donné la force, la volonté et le courage afin d'accomplir ce travail

*Voici venu le temps de mettre un point final à ce manuscrit et à ces année d'étude Effectués au sein de l'université KASDI MERBAH, sous la direction de **Mr. Nom de l'encadreur**, M^{elle}. BOUHADDA Mebarka pour la confiance dont elle a toujours fait preuve à mon égard et pour ses perpétuels encouragements.*

A Location, nous remercierons les membres de jury de nous avoir l'honneur d'examiner ce travail

Merci encore à tous...



Dédicaces

*J'ai le plaisir de dédier
ce modeste travail à ceux qui
m'ont donné la vie, à mon très chère
mères et à mon très cher parent Qu'Allah lui fasse
miséricorde pour leurs soutiens, leurs prières et
bénédictions, encouragements et leurs précieux conseils.*

À nous frères et sœurs...

À nous chers amis

*À tous mes collègues et à toute personne qui croix en
moi et qui m'a aidé à accomplir ce mémoire.*



SOMMAIRE

Remercîment	I
Dédicace	II
Liste des figures	III
Liste des tableaux	IV
Introduction générale	01

Chapitre I :Généralité forage dirigé

I.1.Les applications du forage dirigé	2
I.2.Classification des puits horizontaux.....	3
I.2.1. Les puits à long rayon	3
I.2.2. Les puits à moyen rayon	3
I.2.3. Les puits à rayon court ou ultra court.....	3
I.3.Critères du choix de profil.....	4
I.4.La technique SlimHole.....	5
I.4.1.Définition de slimhole.....	5
I.4.2.Les avantages du SlimHole.....	6
I.4.3.Les défis de la technique SlimHole.....	6
I.5. Les problèmes rencontrés lors de réalisation d-un forage dévié.....	6
I.6.Les équipement directionnels et de fond.....	7
I.7.Equipements amagnétiques :.....	9
I.8.Raccords coudés et raccords d'orientation.....	9
I.9. Outils de déflexion :.....	11
I.10. Equipements de mesure	11

Chapitre II : Coiled Tubing Drilling

II.1 Les applications de Coiled Tubing :	13
II.1.1 Applications par pompage :	13
II.1.2 Applications mécaniques :	13
II.1.3 Applications de forage pour l'unité CT(CTD):	13
II.2. Les Capacités et les limitations du CTD :	13
II.2.1. Capacités du Coiled Tubing :	13
II.2.2. Limitation d'utilisation du CTD	14
II.3 Les équipements du CTD	14
II.3.1 Equipements de surface	14
II.3.2. Le train de fond	19
II.4. Caractéristiques du coiled tubing	20
II.4.1. Matériaux de fabrication du tubing	20
II.4.2. Forces appliquées au Coiled Tubing	20
II.4.3. Les moment de déformation critique de Tubing durant la manœuvre	20
II.5. Les inconvénients de la technique de CTD	21

Chapitre III: Etude de cas

III.1. Présentation du champ de Hassi Messaoud	22
III.1.1. Situation géographique du champ de Hassi Messaoud (HMD)	22
III.1.2. Situation géologique du champ de Hassi Messaoud (HMD)	22
III.2. Présentations des cas	23
III.2.1. La présentation du 1 ^{er} cas : le puits OMK-17:	23
III.2.2. La présentation du 2 ^{ème} cas : le puits OMK-64	27
III.3. La comparaison	32
III.3.1. Stabilité d'outil de forage sur la trajectoire :	32
III.3.2. dogleg :	33
III.3.3. Comparaison entre les temps de forage et manœuvre pour chaque puits	35
III.3.4 La consommation des outils, pour chaque puits :	35

Conclusion générale

Références bibliographiques

Liste des figures

Figure	page
Figure I.1: <i>Puits pour control de la verticalité</i>	02
Figure I.2: <i>Puits d'interception</i>	02
Figure I.3: <i>Puits latéral</i>	03
Figure I.4: <i>Forages dirigés pour raisons géologiques</i>	03
Figure I.5: <i>Les puits en Short, Medium& Long Radius</i>	04
Figure I.6: <i>Détermination de Position du kop</i>	05
Figure I.7: <i>L'azimut de la cible</i>	05
Figure .I.8 : <i>Moteur de fond</i>	08
Figure .I.9: <i> Différents types de stabilisateurs à lames intégrale à lames soudées -à chemis</i>	08
Figure .I.10: <i> Record coudé</i>	10
Figure .I.11: <i>Raccord d'orientation</i>	10
Figure .I.12: <i> Whipstocks</i>	11
Figure II.1: <i> Cabine de contrôle</i>	15
Figure II.2: <i>Tambour du treuil</i>	15
Figure II.3 : <i> Groupe de puissance</i>	16
Figure II.4: <i> Ensemble de la tête d'injection</i>	16
Figure II.5: <i> Stripper à portes latérales et conventionnel</i>	17
Figure II.6: <i> BOPs coiled tubing QUAD</i>	18
Figure II.7: <i> BOPs coiled tubing COMBI</i>	18
Figure III.1: <i> Le plan du puits OMO-17</i>	25
Figure III.2: <i> La fiche technique du puits OMO-17</i>	26
Figure III.3: <i> La trajectoire du puits OMK-64</i>	29
Figure III.4: <i> Le profil du puits OMK-64</i>	30
Figure III.5: <i> La trajectoire du puits OMK-64</i>	31
Figure III.6: <i> La trajectoire du puits OMO-17</i>	32
Figure III.7: <i>Dogleg du puits OMK-64</i>	33
Figure III.8: <i>Dogleg du puits OMO-17</i>	33

Liste des tableaux

Tableau	Page
Tableau III.1: <i>Coordonnées Lambert du champs Hassi Massouad.</i>	22
Tableau I. 2 : <i>Positionnement géométrique du puits OMO-17</i>	23
Tableau III. 1 : <i>Les caractéristiques du drain horizontal du puits OMO-17</i>	25
Tableau III. 2 : <i>Positionnement géométrique du puits OMK64</i>	27
Tableau III.5 : <i>Les caractéristiques deux sections réalisées (ST)1 et (ST)2</i>	28
Tableau III.6: <i>Les caractéristiques du drain horizontal OMK-64</i>	29
Tableau III.7 : <i>Temps de forage, celui de manœuvre et la ROP pour les puits étudiés</i>	34
Tableau III.8 : <i>La consommation des outils pour les deux cas</i>	34

Introduction Générale

Introduction

Malgré la révolution des techniques utilisées jusqu'à ce temps au forage pour la récupération des hydrocarbures le problème le plus connu est la diminution de la production. un puits horizontal était une solution idéale pour le développement des champs, mais en raison de la taille des réservoirs, le forage conventionnel de nouveaux puits horizontaux n'était pas intéressant sur le plan économique.

Le Re-entry à l'aide des puits de forage existants en utilisant le Coiled Tubing Drilling (CTD) a été déterminé comme l'une des meilleures options pour le développement des champs grâce aux équipements et aux techniques nouvelles qui confirment ces avantages par rapport au forage conventionnel. Un montage rapide et des temps de déclenchement plus courts entraînent généralement des taux de production plus élevés que ceux obtenus en utilisant les techniques de forage conventionnelles par surbalancement.

Le Coiled Tubing Drilling «CTD» est l'une des techniques nouvellement introduites sur le champ de Hassi Messaoud, elle combine entre les concepts du CT et le forage conventionnel, Il existe des différences importantes entre ces deux techniques. La CTD offre plusieurs avantages et capacités uniques par rapport à la méthode du forage conventionnel, elle a aussi plusieurs inconvénients et des limitations d'utilisation.

Le présent travail a pour objectif de bien connaître le forage avec le Coiled Tubing, ses applications, ses avantages ainsi que ses limites et de faire une étude comparative entre le forage au CTD et le forage conventionnel. Pour cela on a choisi deux puits forés dans une même zone de champs de Hassi Massouad, le puits OMO-17 foré conventionnellement et le puits OMK-64 foré en utilisant l'unité de Coiled Tubing Drilling.

Ce mémoire sera divisé en trois chapitres:

- Dans le premier chapitre, nous présenterons quelques rappels concernant le forage dirigé,
- Le deuxième chapitre est consacré à la présentation de la technique du forage au coiled tubing drilling, ses principales caractéristiques, ses limitations ainsi que ces équipements,
- Dans le troisième chapitre nous réaliserons une étude comparative entre les deux techniques à savoir le forage conventionnel et le forage au coiled tubing drilling.
- Le mémoire sera terminé par une conclusion.

Chapitre I
Généralités forage dirigé

Le forage dirigé est devenu un outil très important dans le développement des gisements des hydrocarbures.

Généralement cette technique est appliquée dans le champ de Hassi Messaoud pour:

1. Augmenter la production du champ,
2. Reprendre les nombreux anciens puits verticaux secs et inexploitable,
3. Augmenter la productivité des faibles producteurs,
4. Drainage des réserves restantes,

I.1. Les applications du forage dirigé

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

- Puits d'interception (*Relief well*),
- Forage latéral (*Side-track*),
- Forage de drainage,
- Forages dirigés pour raisons géologiques,
- Emplacements de surface impraticables,
- Plates-formes de production à puits multiples,
- Puits multilatéraux.[1]

Ces applications sont montrés sur les figures (I.1, I.2, I.3 et I.4).

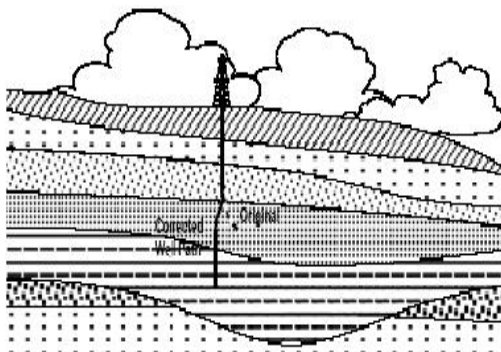


Figure I.1: Puits pour control de la verticalité.[1]

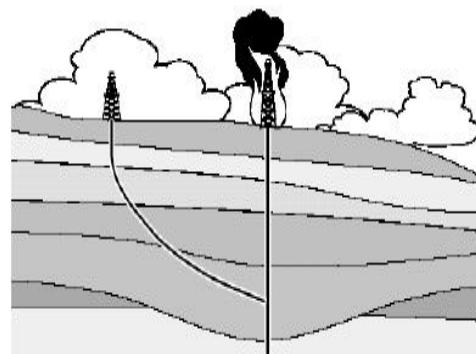


Figure I.2: Puits d'interception.[1]

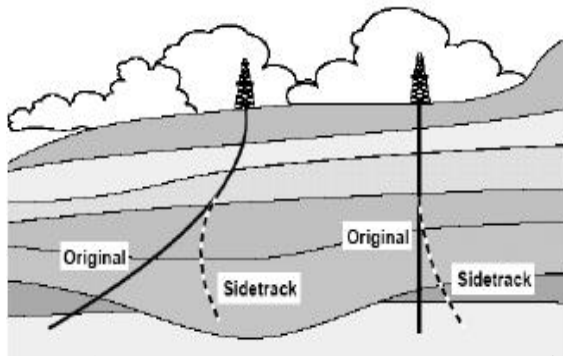


Figure I.3: Puits latéral. [1]

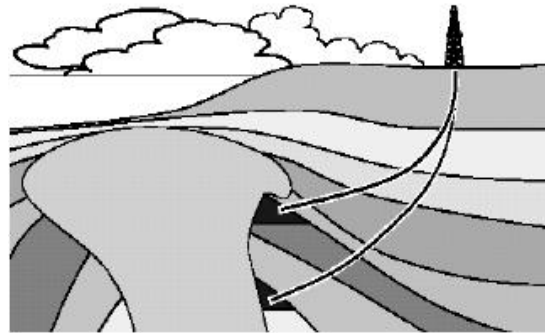


Figure I.4: Forages dirigés pour raisons géologiques. [1]

I.2. Classification des puits horizontaux

Les puits horizontaux sont classés suivant la longueur de leur rayon de courbure en:

I.2.1. Les puits à long rayon

Ces puits ont un rayon de courbure plus de 200 m, ils permettent d'utiliser toutes les procédures de forage conventionnel, forage rotary, carottage, tubage, etc.... Et ceci avec des équipements standard et pour des puits sans restriction de diamètre ou de longueur de drain. La longueur de ces puits peut atteindre plus de 1000m, la figure (I.5).

I.2.2. Les puits à moyen rayon

Ces puits ont un rayon de courbure entre 65m et 160 m, ils nécessitent des équipements adaptés tels que des moteurs de fond coudés (articulés) et ajustables en surface. Avec un tel rayon de courbure on peut aller jusqu'à 600m de drain horizontal si la trajectoire est bien réalisée (affinée), la figure (I.5).

I.2.3. Les puits à rayon court ou ultra court

Ces puits ont un rayon de courbure inférieur à 50m_ et peuvent atteindre même 10 m, ils nécessitent des équipements spécifiques tels que des moteurs articulés et des garnitures articulées. En raison de difficultés de contrôle de la trajectoire la longueur de drain est limitée à environ 300m, et de tels puits sont difficiles à compléter, la figure (I.5). [2]

Les buts essentiels de la reprise des puits en short radius sont:

- Remédier aux problèmes de percé d'eau ou de gaz,
- Optimiser le nombre des puits de développement,

- Baisser la pression d'abandon,
- Augmenter la recuperation total ,
- Drainer la partie qui présente de meilleures caractéristiques pétro- physiques,
- Produire à débit plus élevé.

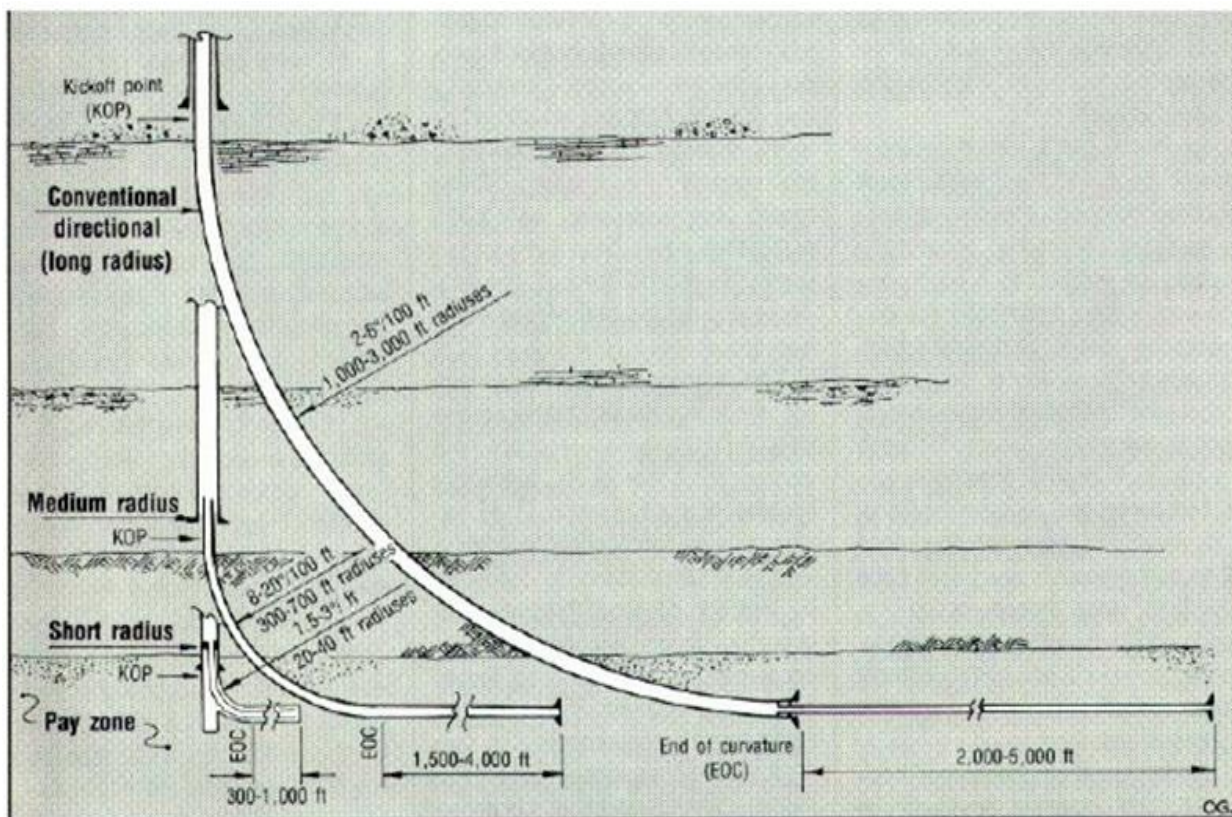


Figure I.5: Les puits en Short, Medium & Long Radius. [2]

I.3. Critères du choix de profil

La réalisation d'un forage horizontal repose essentiellement sur un bon choix du profil à réaliser. Plusieurs critères doivent être pris en considération lors du planning d'un profil, ils sont divisés en:

I.3.1. Les caractéristiques des formations

Le pendage et les frottements ont des impacts importants dans le choix de profil, en effet le pendage nous donnera l'inclinaison finale au niveau du Target. La poursuite du forage se fera sous un angle de 90° pour éviter la perte d'inclinaison ou d'azimut l'étude de la formation à forer s'avère nécessaire.

I.3.2.Choix des drains à cibler

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

I.3.3. L'azimut de la cible

L'azimut du drain est défini dans la mesure du possible dans le sens parallèle à la direction des contraintes maximales. De cette façon, on peut forer rapidement et on aura un puits dont l'instabilité des parois sera minimale, mais cette orientation optimale de forage ne correspond pas forcément à l'orientation sélectionnée du drain optimisant la production.

I.3.4.Position du Kick off Point'KOP'

Pour choisir le Kick off Point, il faut tenir compte des paramètres suivants :

- 1- La forabilité des terrains « étude géologique ».
- 2- Il est recommandé d'éviter le BUILD-UP dans les zones à perte ou à forage difficile.

I.3.5.Longueur du drain horizontal

Il est certain que plus le drain est long, plus le profil est productif ; mais en parallèle les difficultés du forage augmentent (frottement, tirage, coincement, mauvaise transmission du poids sur l'outil, perte d'azimut).[1]

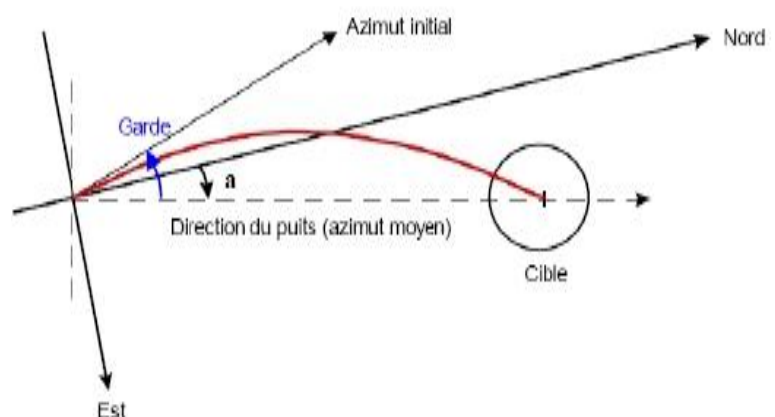
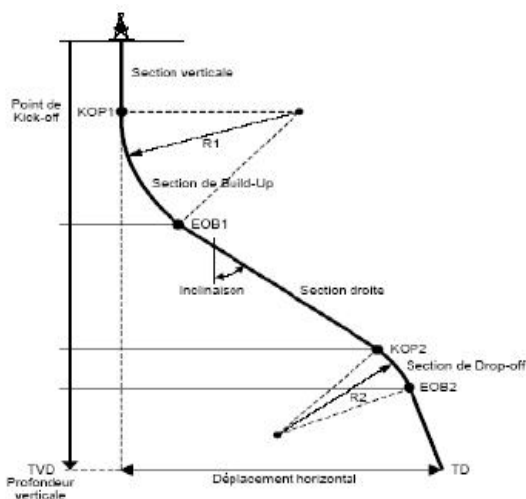


Figure I.6:Détermination de Position du kop.[1]

Figure I.7:L'azimut de la cible. [1]

I.4.La technique Slim Hole

I.4.1.Définition de slim hole

C'est la réduction significative dans le diamètre d'un puits conventionne

I.4.2.Les avantages du SlimHole

Les avantages qui conduisent à utiliser le SlimHole sont :

- Le travail en SlimHole est économique et plus sécurisé,
- Cette technique permet d'éviter d'enlever l'ancienne complétion (4½ « tie-back cimenté»,
- Diamètre du trou réduit.

I.4.3.Les défis de la technique SlimHole

- Contrôle de puits : détection rapide des anomalies ce qui implique que l'intervention doit être dans le temps.
- Outil de forage : grande vitesse de rotation, léger poids sur l'outil.
- Fluide de forage : la présence du fluide de forage dans l'espace annulaire est faible à cause du volume réduit de l'espace entre la garniture de forage et le trou.
- La pénurie des équipements de repêchages qui correspondent à des diamètres réduits, ce qui causera quelques difficultés pendant les opérations d'instrumentation. [3]

I.5. Les problèmes rencontrés lors de réalisation d'un forage dévié

I.5.1.Calage

Le calage est dû à un excès de poids sur l'outil. Ceci nous a mené 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.

I.5.2.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, donc on fait la manœuvre chaque 24 h pour changement d'outil.

I.5.3.Présence des débris de ferraille

Présence des débris de ferraille dans la boue qui influe sur le bon fonctionnement de MWD à cause de l'interférence magnétique.

I.5.4. Pertes partielles de boue de forage

Dans la plus part des puits horizontaux short radius on a signalé de considérables pertes de boue (pertes partielles) à cause des grandes pressions exercées au fond du puits pendant le forage dirigé. Plus que la longueur du drain est grand plus que les pertes augmente.[1]

I.6. Les équipements directionnels et de fond

Dans les paragraphes suivants on va présenter les divers équipements utilisés en forage dirigé soit pour le CTD ou le forage conventionnel ainsi que les équipements de mesure.

I.6 1. Moteurs de fond

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

Les éléments constituant d'un PDM sont les suivants:

- Un étage moteur

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

- Un étage de roulement

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.

- 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. [1]

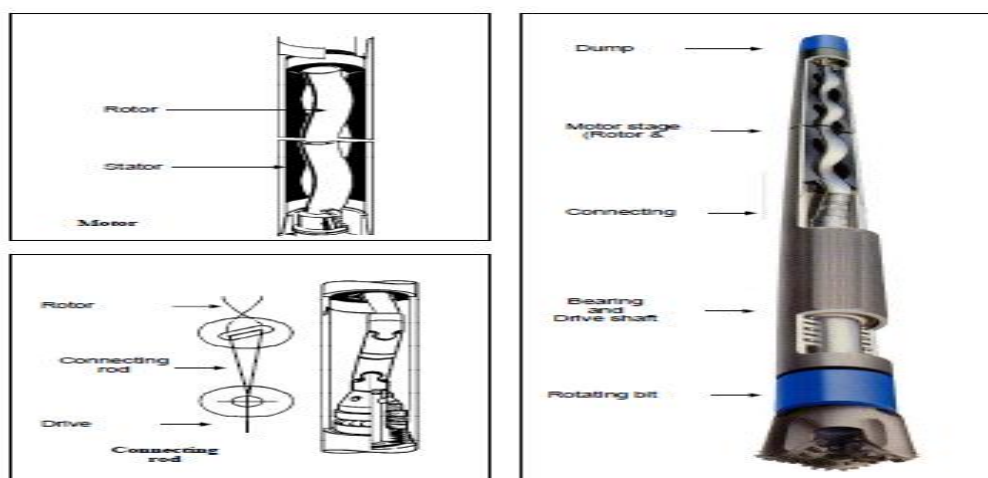


Figure I.7 : Moteur de fond[2]

I.6.2. Stabilisateurs

En forage dirigé, l'utilisation de stabilisateurs est 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 masse-tiges de la même phase. Ces lames ont un diamètre égal ou inférieur à celui de l'outil de forage. [2]

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".



Figure I.8: Différents types de stabilisateurs à lames intégrales - à lames soudées - à chemis [1]

I.7. 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 (ex : MWD).

Ces matériaux amagnétiques peuvent être:

- De l'aluminium ;
- Des aciers inoxydables de haute qualité ;
- Des alliages tels que le "Monel" (70% nickel + 30% cuivre).

Parmi les équipements amagnétiques on cite :

I.7.1. Masse-tiges amagnétiques

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

La longueur nécessaire varie en fonction de la position géographique et peut être déterminée à l'aide de tables ou cartes. Les masse-tiges amagnétiques sont trois à quatre fois plus chères que les masse-tiges en acier standard.

I.7.2. 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.

I.8. Raccords coudés et raccords d'orientation

I.8.1. Raccords coudés

Les raccords coudés sont utilisés en combinaison avec un moteur de fond droit de manière à le désaxer par rapport à l'axe du puits, désaxant ainsi l'outil de forage.

Ils sont installés immédiatement au-dessus du moteur, fabriqués soit en acier standard, soit en acier amagnétique. Leur rendement est donc difficile à prévoir à moins de disposer d'une expérience locale

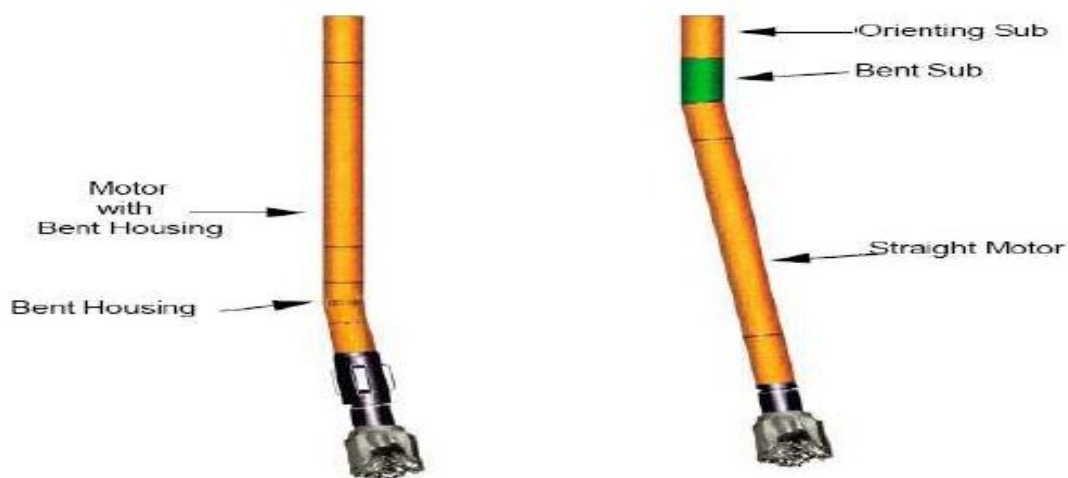


Figure .I.9: Record coudé [1]

I.8.2. 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. La chemise doit être positionnée et bloquée dans une position permettant d'orienter l'outil de mesure en fonction de la position du raccord coudé ou du bent-housing ("scribe line"). Les raccords d'orientation sont fabriqués en acier amagnétique en raison de leur proximité par rapport au compas ou aux magnétomètres. [2]

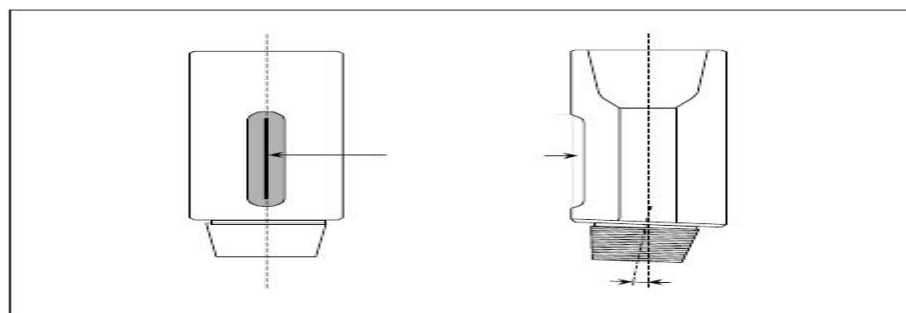


Figure .I.10.: Raccord d'orientation [2]

I.9. Outils de déflexion :

Les outils de déflexion sont souvent appelés "Whipstock" du nom de leur inventeur. Un Whipstock est un sabot d'acier dont la surface intérieure est concave et sur laquelle viendra s'appuyer l'outil de forage, ainsi obliger de riper vers la paroi et de sortir du puits initial.

Les Whipstocks peuvent être:

- permanent ou récupérables
- orientables ou non

Ils peuvent être utilisés soit en:

- trou ouvert, pour effectuer un side-track ou démarrer un drain latéral
- dans un tubage, pour y ouvrir une fenêtre. [1]

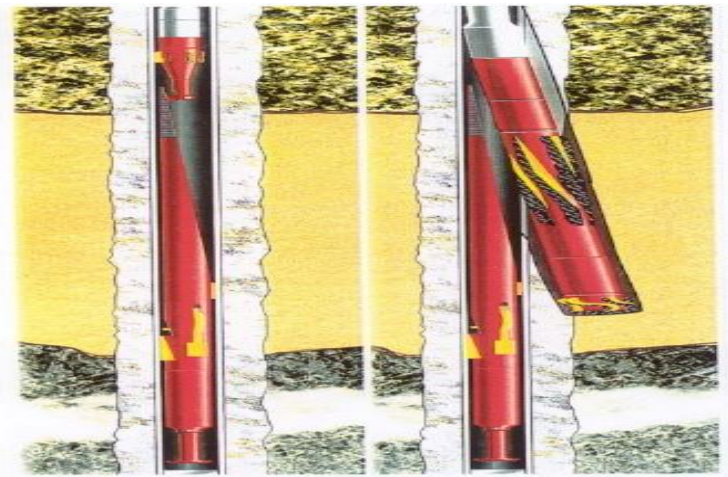


Figure .I.11: Whipstocks [1]

I.10. 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:**

La mesure de l'inclinaison peut être effectuée soit par:

- 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 comme le compas et les magnétomètres, soit s'alignant dans une direction référencée: gyroscopes et plates-formes inertielles [2]

Chapitre II

Coiled Tubing Drilling

Le Coiled Tubing Drilling (CTD) s'était imposé comme une technique de forage moderne qui combine entre les concepts du Coiled Tubing et le forage conventionnel. Il y a eu de nombreuses applications très réussies de la technologie CTD dans des régions telles que l'Alaska et les Emirats Arabes Unis, pourtant

CTD est toujours considéré comme une nouvelle technologie immature.

II.1 Les applications de Coiled Tubing

II.1.1.Applications par pompage

- Démarrage d'un puits avec de l'azote,
- Neutralisation d'un puits,
- Enlèvement du sable ou de sédiments,
- Élimination des dépôts hydrauliquement à haute pression (paraffine, sel ...etc.),
- Traitements de stimulation (colonne de production, traitement matricielle par : acide, reformat, eau traitée, xylène),
- Fracturation hydraulique,
- Squeeze de ciment y compris d'autres traitements pour l'isolation des zones (avec du sable, ou de polymère),
- Isolation des zones (pour contrôler la production),
- Découpage des tubes avec du fluide. [4]

II.1.2.Applications mécaniques

- Pose des bouchons mécaniques,
- Repêchage,
- Perforation,
- Logging,
- Élimination mécaniques des dépôts,
- Coupe mécanique de tubing.

II.1.3.Applications de forage pour l'unité CT(CTD)

- Forage en mode Balanced ou Underbalanced drilling,
- Approfondissement des puits verticaux,
- Re-entry,
- Réalisation d'un puits multi-drains à partir du trou original. [5]

II.2.Les Capacités et les limitations du CTD

Le CTD offre plusieurs avantages et capacités uniques par rapport aux méthodes de forage

conventionnelles. Il a aussi plusieurs inconvénients et des limitations d'utilisation. [4]

II.2.1.Capacités du Coiled Tubing

- ✓ Forer sous pression,
- ✓ Manœuvres (descente, remonté) rapide,
- ✓ Circulation continue en cours d'avancement du pipe,

- ✓ Télémessure bilatérale haute qualité et continue entre surface et fond de puits,
- ✓ Aptitude de pénétration à travers des trous réduits « Slimhole »,
- ✓ Petite dimension d'emplacement,
- ✓ Aire de travail plus sécurisée.

II.2.2.Limitation d'utilisation du CTD

- ✓ Pas de rotation complémentaire,
- ✓ Capacité limitée au repêchage ,
- ✓ Petits diamètres,
- ✓ Faible circulation (cas de diamètre intérieur du casing de production réduit),
- ✓ Durée de vie du tube courte,
- ✓ Coût peut être élevé. [4]

II.3.Les équipements du CTD

L'unité de CTD doit posséder une grande partie du même équipement qu'une unité de forage conventionnel (par exemple : pompes à boue, réservoirs de boue, équipement de retrait des solides, installations de mélange de boue et des équipements de contrôle).

II.3.1.Equipements de surface

L'unité coiled tubing drilling est composée des éléments suivants :

- cabine de contrôle,
- tambour de stockage du tubing,
- groupe de puissance,
- col de cygne,
- tête d'injection,
- stripper(s),
- ensemble des BOPs (blind, shear, pipe et slip rams),
- Les pompes à boue,
- Les bacs à boue, [5]

Pour les opérations associées avec l'underbalanced drilling :

- Citerne d'Azote et pompes, ou générateur de N₂,
- Un système de contrôle de puits et un système d'acquisition des données,
- La conduite d'écoulement,
- Un système de Séparation[5]

A. Cabine de contrôle

La cabine de contrôle est placée de façon à offrir à l'opérateur un bon champ de vision devant lui pour surveiller les équipements de surface, la figure (II.1).

L'opérateur doit avoir à sa disposition devant lui toutes les commandes nécessaires, pour opérer, contrôler et surveiller les paramètres suivants : la pression de circulation, la pression en tête de puits, le poids de tubing, profondeur de l'outil, vitesse de manœuvre, le débit de circulation, le volume pompé,..... [5]



Figure II.1 : cabine de contrôle .[5]

B. Tambour du treuil :

Le tambour est un dispositif qui permet de dérouler, d'enrouler et stocker en entier le coiled tubing. Afin de réduire les forces de flexion sévères que subit le coiled tubing pendant son enroulement et déroulement, le tambour doit avoir un diamètre suffisamment grand, la capacité de stockage peut être entre 5000 – 22000 pieds (1500 – 6700m), la figure (II.2).



Figure II.2: Tambour du treuil.[5]

C. Groupe de puissance :

La puissance hydraulique nécessaire pour faire fonctionner les différents organes et équipements de surface de l'unité coiled tubing (tambour, tête d'injection, BOP, accumulateurs,..) est obtenue à partir des pompes hydrauliques entraînées par un moteur diesel, la figure (II.3). [5]



Figure II.3 : *Groupe de puissance.* [5]

D. Tête d'injection :

La tête d'injection est un organe principal de l'unité Coiled Tubing, utilisée pour manœuvre à l'aide de deux moteurs hydrauliques qui entraînent deux chaînes continues sur lesquelles sont montés des éléments de grippage qui poussent ou tirent le Coiled Tubing dans le puits durant les opérations d'interventions. La figure (II.4) montre la tête d'injection.

La capacité de traction de la tête d'injection est fonction de :

- La dimension de la tête d'injection.
- La pression de travail de la tête d'injection.
- La pression de travail choisie par l'opérateur à partir du groupe de puissance. [5]



Figure II.4: *Ensemble de la tête d'injection.* [5]

E. Col de cygne (goose neck) :

Le col de cygne est un guide qui reçoit le tubing après son déroulement dans le tambour et le guide à passer dans la tête d'injection.

F. Stripper (Packer) :

Le stripper est un élément d'étanchéité qui est installé sous la tête d'injection très proche des éléments de grippages de la chaîne de la tête d'injection afin de prévenir le flambage du coiled tubing pendant la manœuvre.

Il existe sur le marché trois types de stripper :

- a) **stripper conventionnel** : Dans lequel la pression hydraulique appliquée pousse le piston vers le haut, qui à son tour déplace la fourrure inférieure pour comprimer le packer plaqué contre la fourrure supérieure.
- b) **le stripper à portes latérales (side door)** : Le mécanisme de fonctionnement du stripper à portes latérales est inversé par rapport au stripper conventionnel. [5]

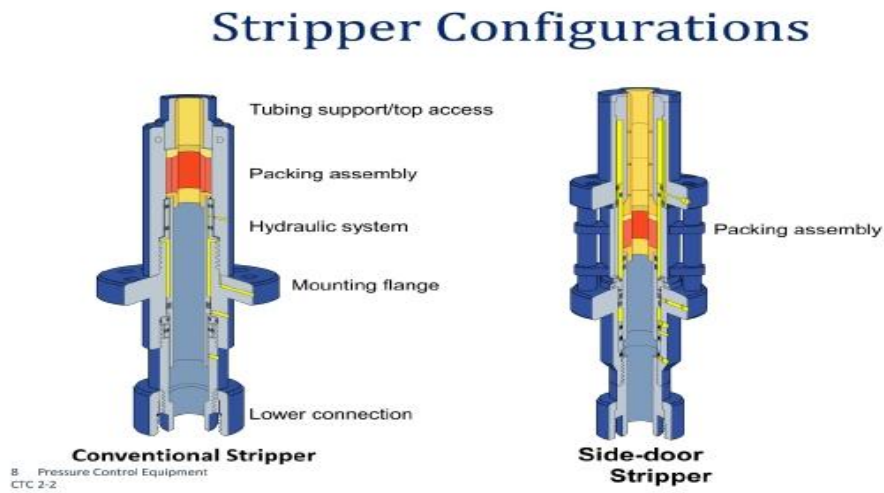


Figure II.5: Stripper à portes latérales et conventionnel. [5]

- a) **le stripper radial** : Le stripper radial est un obturateur avec des mâchoires conçues spécialement pour les tripping du coiled tubing. Il a été développé pour remédier aux problèmes rencontrés durant l'utilisation des strippers conventionnels (Simple ou double).

Le stripper radial présente une hauteur réduite, une facilité et une simplicité de changement des elastomères par rapport au stripper conventionnel. [5]

G. BOPs:

Les types d'obturateurs les plus utilisés dans les opérations d'interventions coiled tubing sont :

1. BOPs QUAD (quadruple) :

Ce type d'empilage standard est le plus répandu des BOPs utilisés dans les interventions coiled tubing, c'est un bloc solide composé de quatre rams arrangées de haut en bas comme suit :

- **un obturateur blind rams** : utilisé seulement pour fermer avec étanchéité sur un trou vide.
- **un obturateur shear rams** : utilisé pour couper le coiled tubing / coiled tubing avec câble de logging à l'intérieur sans faire étanchéité.
- **un obturateur slip rams** : utilisé pour suspendre le tubing dans le puits sans faire étanchéité.
- **un obturateur pipe rams** : utilisé pour obtenir une étanchéité positive contre le tubing.

La raison de cet arrangement est de pouvoir couper le coiled tubing en toute sécurité en cas d'urgence. . [5]

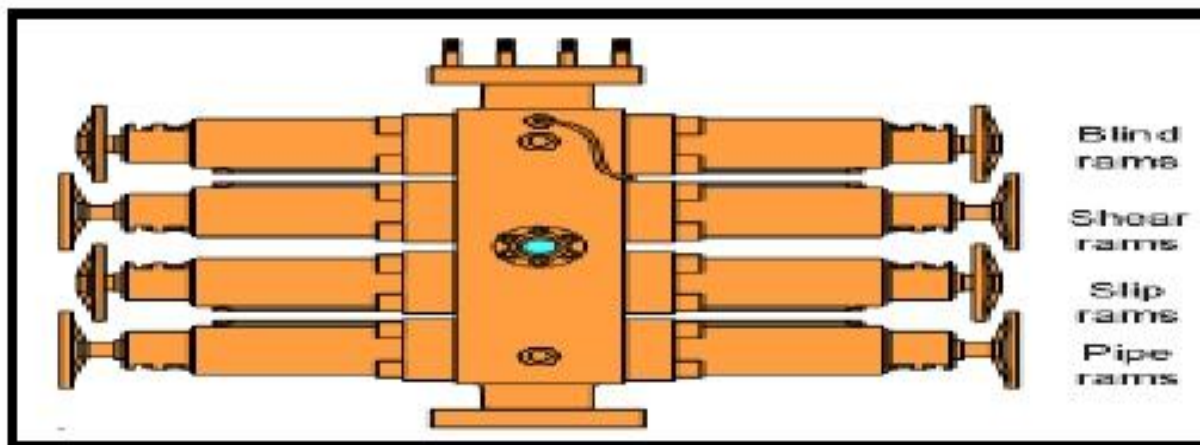


Figure II.6: BOPs coiled tubing QUAD. [5]

2. BOPs COMBI (COMBINES) :

Le BOP COMBI est un obturateur double qui remplit les mêmes fonctions que le BOP QUAD mais avec deux rams seulement, il se compose de :

- un obturateur supérieur **Blind/Shear rams**, utilisé pour couper le tubing et faire étanchéité sur un trou vide.
- un obturateur inférieur **Pipe/slip rams**, utilisé pour suspendre et faire étanchéité sur le tubing.

Chaque obturateur est équipé d'une vanne d'égalisation de pression. Une entrée kill line située entre les deux obturateurs permet de pomper à l'intérieur du tubing si nécessaire.



Figure II.7: BOPs coiled tubing COMBI. [5]

II.3.2. Le train de fond

Le train de forage du CT peut être simple ou tout à fait complexe. Pour un projet de forage vertical simple, il peut être constitué d'un outil de forage, un moteur de fond est un organe principal de BHA ,Mais il est beaucoup plus compliqué pour un forage directionnel. [6]

A. Moteur de fond

Le moteur de fond le plus couramment utilisé est un moteur à déplacement positif (PDM). Il est entraîné par le fluide de forage qui traverse le moteur. Le fluide passe à travers une section rotor / stator (semblable à une spirale). Ce moteur doit pouvoir fonctionner d'une manière optimale à faible débit et peut donner le couple nécessaire à l'outil de forage (bit). Pour le CTD utilisé ou forage dirigé, [6]

B. MWD (Measurement While Drilling)

Le moteur de fond et MWD sont les mêmes qui utilisé ou forage dirigé conventionnel.

C. Orienting tool

L'orienteur est nécessaire pour les puits où capacité de direction en coures de forage , Il tourne index ou la partie inférieure de la BHA pour régler la face de l'outil dans la direction souhaitée.

D. Les raccords

Pour coiled tubing , les raccords servent à l'accouplement de divers outils de fond a l'extrémité du coiled tubing. Il y a trois types de raccords utilisés pour le coiled tubing:

- Raccord à montage vis/creux (Set screw Connector)
- Raccord interne (roll-on):
- Raccord mordants (Grapple connector) [6]

E. Clapets anti-retour

Un clapet anti-retour est généralement monté sur le raccord fixé à l'extrémité du coiled tubing. En interdisant aux fluides de production de remonter à l'intérieur du coiled tubing. La sécurité par rapport au puits est maintenue en cas de rupture du tubing en surface. Des clapets anti-retour devraient faire partie de tout assemblage de fond de coiled tubing. Sauf uniquement dans les cas où les nécessités opérationnelles empêchent leur utilisation (par exemple : si on veut effectuer une circulation inverse à travers le coiled tubing). La plupart du temps, il est conseillé d'utiliser un tandem de clapets anti-retour afin d'avoir un montage redondant. [6]

F- Shear sub (boss)

Le shear sub, est aussi appelé déconnecteur hydraulique ou ball operated shear sub. Il est descendu avec le train d'outil pour libérer le coiled tubing en cas de coincement.

Le principe d'utilisation du boss consiste à pomper une bille à l'intérieur du coiled tubing et continuer à monter en pression jusqu'à cisailer les goupilles du shear sub et libérer le coiled tubing. [6]

II.4. Caractéristiques du coiled tubing

II.4.1. Matériaux de fabrication du tubing

Les matériaux utilisés pour fabriquer le CT sont à base d'acier de très haute performance, sont rigoureusement contrôlés et qui présentent une meilleure résistance à la corrosion et l'hydrogène sulfurique.

II.4.2. Forces appliquées au Coiled Tubing

Les forces appliquées au Coiled Tubing durant sa vie de services est :

- Les contraintes d'écrasement dues à la pression extérieure.
- Les contraintes d'éclatement dues à la pression intérieure.
- Les contraintes de traction qui peuvent causer l'allongement ou la rupture de tubing.
- Les contraintes de compression dans les puits déviés qui peuvent causer le flambage.
- Les contraintes de flexion cyclique entre le touret et la tête d'injection.

La combinaison de toutes les forces réduit la durée de vie de Coiled Tubing. [5]

II.4.3. Les moments de déformation critique de Tubing durant la manœuvre

- Au début du déroulement et de l'enroulement du tubing sur le tambour lorsqu'il passe de l'état de courbure à l'état droit et vice – versa.
- Au moment de passage sur le col de cygne lorsque le tubing passe de l'état droit à l'état courbure et vice versa.
- Au moment de passage du col de cygne à la tête d'injection lorsque le tubing passe de l'état de courbure à l'état droit et vice versa.

Un cycle de fatigue pour un Coiled Tubing est défini comme l'ensemble des séquences, de son déroulement et enroulement sur le tambour , son passage à la descente et repassage à la remontée sur le col de cygne (goose neck).et cela réduit la résistance à la traction environ 5 à 10% de sa limite d'élasticité .

La durée de service d'un Coiled Tubing est généralement considérée de l'ordre de 80 cycles , sans tenir compte des effets de pression , acidification et du poids. [5]

II.5. Les inconvénients de la technique de CTD

Les problèmes rencontrés pendant l'utilisation du coiled tubing drilling sont :

- o La pénurie des équipements de repêchage qui correspondent à des diamètres réduits, ce qui entraîne quelques difficultés pendant les opérations d'instrumentation.
- o Si la garniture de forage est coincée pendant la remontée, le risque de l'abandonner est important, à cause de la faible résistance à la traction du tubing et le manque de rotation.

Chapitre III

Etude de cas

Dans ce chapitre on va effectuer une comparaison entre deux techniques utilisées pour la réalisation des deux drains des puits horizontaux en short radius forés à Hassi Messaoud à savoir le puits OMO-17 foré conventionnellement et le puits OKM-64 réaliser par le forage au Coiled tubing.

III.1.Présentation du champ de Hassi Messaoud

Le champ de Hassi Messaoud représente l'un des champs les plus complexes du monde. Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives et distinctives. D'autres part, par la transformation diagénétique dans le réservoir lors de son enfouissement au cours du temps géologique, jusqu'à ce que le gisement a pris forme tel que représentée par la configuration actuelle. [8]

III.1.1. Situation géographique du champ de Hassi Messaoud (HMD)

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il se situe à environ 850 Km au Sud Sud-est d'Alger, à 280 km au Sud-est du gisement de gaz à condensât de HassiR'Mel et à 350 km à l'Ouest de la frontière tunisienne. Il a pour coordonnées Lambert :

Tableau III.1: Coordonnées Lambert du champsHassiMassouad. [8]

X	790.000 - 840.000 Est
Y	110.000 - 150.000 Nord

III.1.2. Situation géologique du champ de Hassi Messaoud (HMD)

Par rapport aux gisements, le champ de Hassi Messaoud est limité:

- Au Nord - Ouest par les gisements de Ouargla (Guellela, Ben Kahla et HaoudBerkaoui),
- Au Sud - Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb,
- Au Sud - Est par le gisement de Rhoud El Baguel et Mesder.

Géologiquement, le champ de Hassi Messaoud est limité :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya,
- Au Sud par le mole d'Amguid El Biod,
- Au Nord par la structure Djammaa –Touggourt,
- A l'Est par les hautes –fonds de Dahar, Rhoud El Baguel et la dépression de Ghadames. [8]

III.2. Présentations des cas

III.2.1. La présentation du 1^{er} cas : le puits OMK-17:

A. Localisation:

Le puits OMK-17 a été foré parmi les premiers puits réalisés par le short radius à Hassi Messaoud par le forage conventionnel. Le tableau (III.2) représente les coordonnées du puits OMK-17.

Tableau III.2: Positionnement géométrique du puits OMO-17. [9]

Coordonnée de location	
X	810645.50
Y	138163.047
Altitudes	
Table de rotation / niveau du sol	5.39 m
Niveau du sol/ niveau de la mer	157.61m
Table de rotation de la mer	163.00 m
Azimut	N 120°

B. Historique du puits :

Le puits OMO-17 a été foré et complété le 26.04.1959 en 3''1/2 ancré avec réservoir laissé en open hole. Le puits a produit sans problèmes jusqu'en 1970 où suite à la mise en exploitation de plusieurs puits dans la zone entre 1969-1976, une forte déplétion a été induite.

Le puits produira par intermittence jusqu'au 30.04.85 où il a été fermé suite débit nul après plusieurs tentatives de démarrage par pistonage. [9]

En novembre 1987, il fut décidé d'activer le puits en gaz-lift, où un snubbing a été dépêché pour descendre un CCE 1''315 et lors de cette opération un poisson composé d'une partie de la garniture de nettoyage (**Poisson : Couronne + BPV+ Tbg + BPV**), a été laissé dans le puits, vers la cote 3384m/VM. [9]

Après que le puits est exploité en gaz lift, et entretenu par des bouchons d'eau avec un débit à raison de 02 BE/Mois avec des changements préventifs du CCE 1''315 chaque 3 ans.

Le dernier snubbing effectué du 09.04 au 19.04.2004 ayant pour but : Changement CCE 1"315, en place depuis 30.03.2001 et Nettoyage du puits à/couronne 64 mm de 3374.58 m à 3386.54 m soit le fond. (Top poisson). [9]

C. La réalisation du drain horizontal du puits OMO-17

Cette opération est effectuée en deux étapes:

1. Préparation du puits :

- 1- Neutralisation du puits avec une boue à l'huile de densité $d : 0.86$ injectée à travers le CCE, jusqu'au remplissage de tout le puits,
- 2- Remontée de CCE 1".315,
- 3-Démontage de la tête de puits,
- 4- Remontée de la colonne 3"1/2 EU Ancré.
- 5- Enregistrement METT Log par le contrôle du tubage 7" et Enregistrement METT Log 7"
- 6- Contrôle et tester de l'état et de l'intégrité des tubages (Tester le Casing 7" à 3000psi , Tester l'EA 9"5/8 x 7" à 1500psi).

2.Réalisation du short radius

Avant de démarrer le drain horizontal de puits OMO-17, on a remonté Kill String 2"7/8 par la remontée la garniture de neutralisation (Kill string) de tubing 2"7/8 suspendue puis on a fait une opération électrique qui permet d'enregistrer Caliper de l'Open Hole. Ensuite on a passé à la deuxième étape qui est la mise en place d'un bouchon de ciment qui servira comme appui à l'amorce de la déviation.

On a effectué un drain latéral en slanted dans la base du D1 par d'atterrissage à 3285 m de profondeur 3285 casing 7" et une cote de 3350 m(TVD) avec N 120° d'azimut comme le montre le tableau suivant : [9]

Tableau III.3: Les caractéristiques du drain horizontal du puits OMO-17. [9]

Drain	Casing 7"	TVD (max)	Azimut	Déplacement (m)
D1	3122m (abs)	3187m (abs)	N 120 °	400
En slanted	3285m	3350 m		Le drain sera traversé en slanted entre 80 et 85°

Ensuite on a descendu un train de test DST pour tester le puits en déterminantsa productivité

Le plan du puits **OMO-17** est montré sur la figure (III.1).

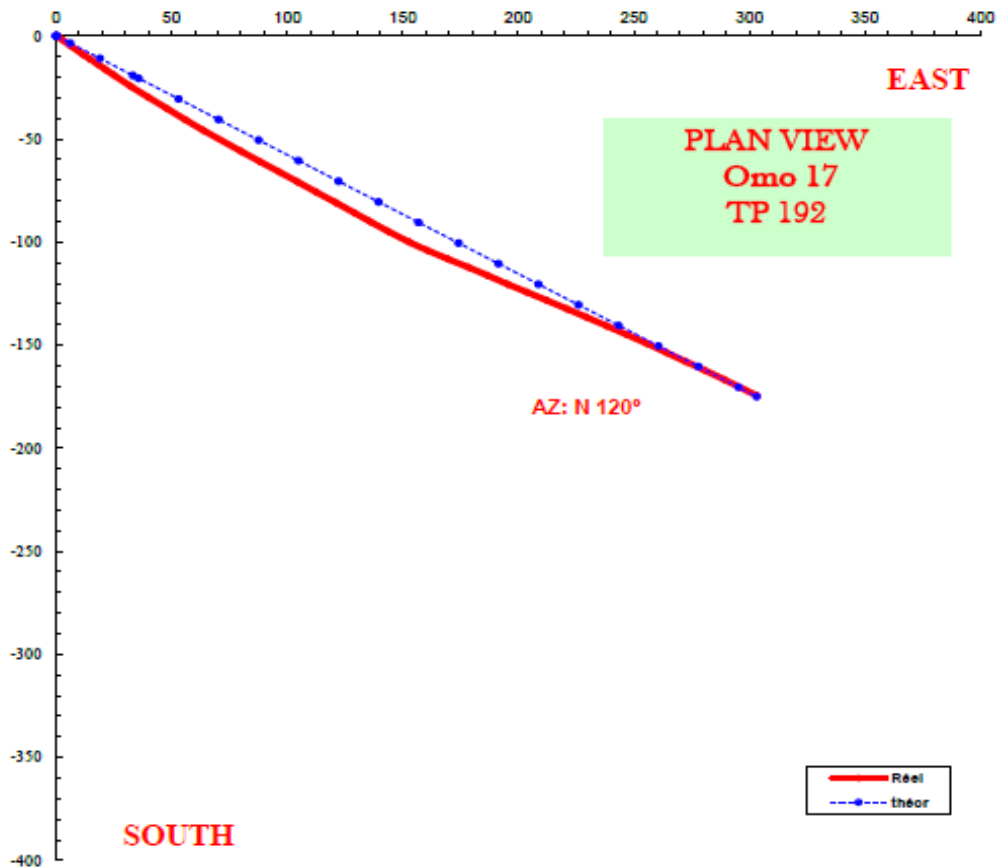


Figure III.1: *Le plan du puits OMO-17.* [9]

La figure (III.2) montre la fiche technique du puits OMO-17 après la réalisation du drain:

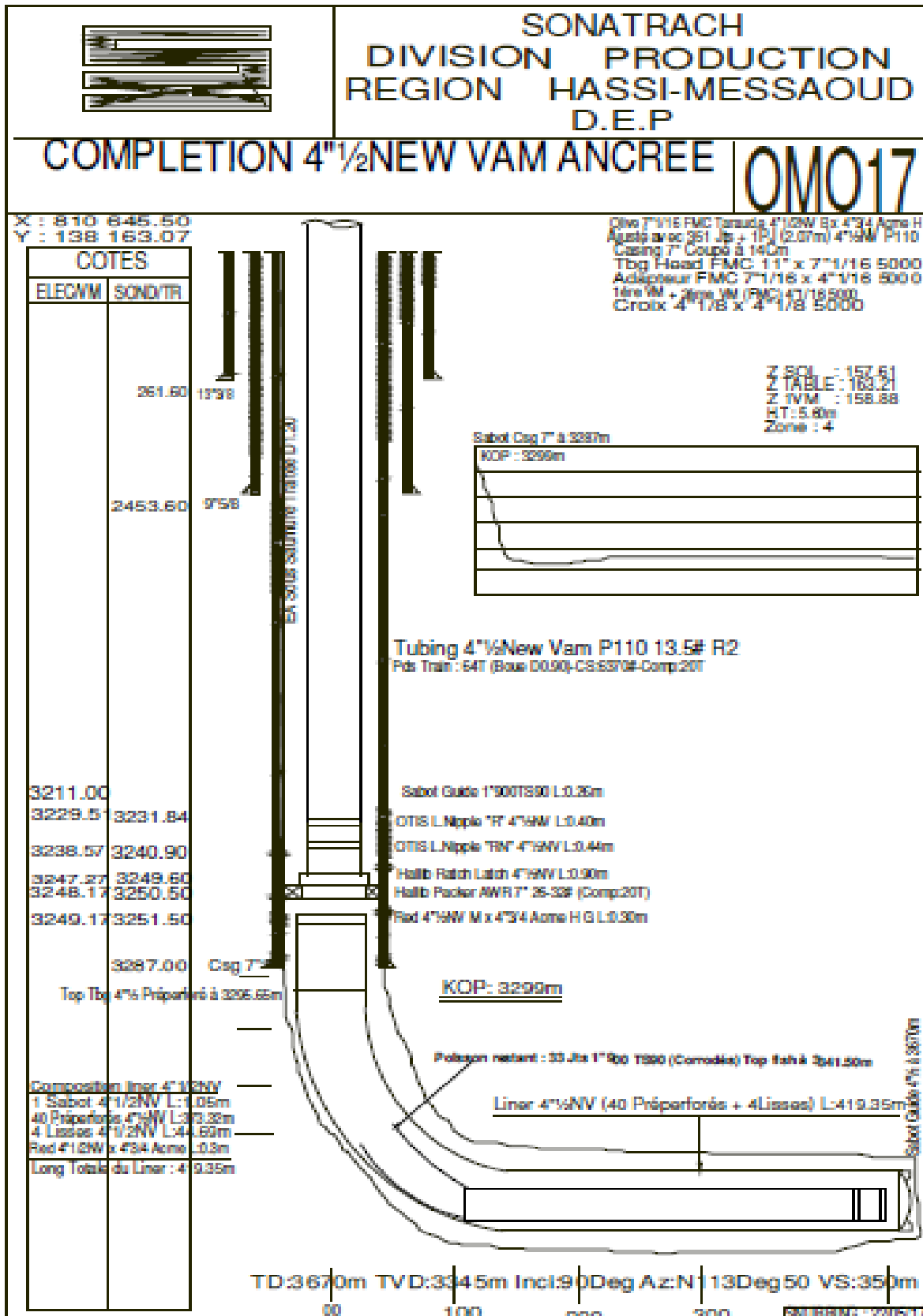


Figure III.2: La fiche technique du puits OMO-17. [9]

III.2.2. La présentation du 2^{ème} cas : le puits OMK-64

A. Localisation:

Le puits OMK-64 se situe dans le champ du bassin de HZN à Hassi Messaoud, le tableau (III.4). Le drain latéral de ce puits est réalisé par le forage au coiled tubing (CTD); l'intervention est programmée en deux parties la première réalisation d'un sidetrack dans le découvert et mise en place d'un liner cimenté, la seconde est de continuer la construction de la courbure puis forer le drain latéral. [10]

Tableau III.4: Positionnement géométrique du puits OMK64. [10]

Coordonne location zone 4	
Latitude	X=817681.30
Longitude	Y=145060.307
Altitudes	
Table de rotation /niveau du sol	5.60m
Niveau du sol(SS) /niveau de la mer	150.62m
Table de rotation /niveau de la mer	156.22m

B. Historique du puits :

Le puits proposé dans la phase 12-2003 pour short radius dans le D1, la préparation du puits est lancée avec un premier work over du 05/01/04 au 02/02/04. Cette opération a été échouée après avoir laissé au fond un poisson constitué de 02 DC 3"1/8 + couronne avec une totale longueur de 18.80m, le top Fish est laissé à 3341.50m soit dans la crépine 5». Le deuxième work over a été lancé avec un nouveau programme (11/06/06) où il a été décidé de créer une fenêtre dans le 7" pour y passer les instrumentations dans le liner mixte, l'opération de work over du 11/06/06 au 01/09/06 a pu fraiser une partie du liner de 3208m à 3287m soit à 13m au-dessus du réservoir. Ensuite, l'opération est arrêtée pour des problèmes techniques (manque d'équipements pour descendre l'élargisseur et d'autre part l'insuffisance de la distance entre sabot ABL et target (24m 3328m à 3352m) pour la réalisation de la courbure), pour cela un changement de programme s'est imposé vu la situation actuelle du puits. [10]

C. La réalisation du drain horizontal du puits OMK-64

Le but de l'opération est de reprendre le puits OMK64 en work over et le préparer pour la réalisation du drain latéral en CTD, l'intervention est programmée en deux parties, la première est la réalisation d'un sidetrack et la mise en place d'un liner cimenté, la seconde est de continuer la construction de la courbure puis forer le drain latéral.

Le drain horizontal de puits OMK-46 a été fait en deux sections principales; dans la première section, on a créé un dogleg par un moteur Max Black avec un tricône d'une inclinaison de 2.32° jusqu'à le dogleg prendre une valeur de $33/30$ m.

Quand cette première section est réalisée, on a passé à la deuxième section en commençant par la première courbe la première était avec le mode de forage sous-balancé, la pression élevée du réservoir poussait le foreur dans une autre direction, il ne pouvait pas obtenir le fond, accidentellement le deuxième trou a été percé à côté du trou original tout en essayons de récupérer le premier trou mais sans succès.

Le mode de forage a été révisé après avoir eu des problèmes concernant la stabilité du trou, des difficultés ont été rencontrées en essayant d'obtenir le trou du fond, la décision a été prise de passer au mode de forage à surpoids pour le reste des opérations. Le troisième trou a été construit avec succès avec le moteur max noir et le monocone bit dans la presque totalité de la construction, la courbe a été construite en presque 5 jours à 3388m MD comparé à la formation dure c'était un bon résultat. [10]

Les paramètres du drain sont donnés dans le tableau (III.5).

Tableau III.5 : Les caractéristiques deux sections réalisées (ST)1 et (ST)2. [10]

	ST1	ST2
Kick Off Point	3331m TVD	3330m TVD
Landing Point	3351.43m TVD	3353 m TVD
Target Azimuth	170° N	40° N-ST2
DLS	$33^\circ / 30$ m	Max $44^\circ/30$ m ($33^\circ/30$ m après le retour à la courbe)
End of Drain	258.65	400m

La section horizontale a été démarrée en très bon état avec le trépan Hughes Tricone et le moteur Blackmax à 1,15 AKO. En raison des heures de pointe (la durée de vie est très courte 8 heures) du tricône Hughes la section horizontale a ensuite été poursuivie avec un moteur CTD de $1,0^\circ$ AKO et un embout Smith KINETIC.

Le forage s'est poursuivi avec de bonnes performances avec différents assemblages BHA exécutés vu les problèmes rencontrés lors de l'exécution.

La section horizontale a été forée jusqu'à 3555m MD (VS= 221.71m) après que la Sonatrach a pris la décision d'arrêter l'opération en raison de la mauvaise ROP (rate of pénétration).

Effectuer un drain horizontal dont les caractéristiques suivantes :

Tableau III.6: Les caractéristiques du drain horizontal OMK-64. [10]

<i>Drain</i>	<i>Target</i>	<i>KOP</i>	<i>Azimut</i>	<i>Déplacement (m)</i>
<i>DI</i>	<i>TVD max:</i> <i>3352m – 3358m/TR</i>	<i>Au dessus du top liner</i> <i>dans le 7''</i>	<i>N 160 °</i>	<i>400 à 450m</i>

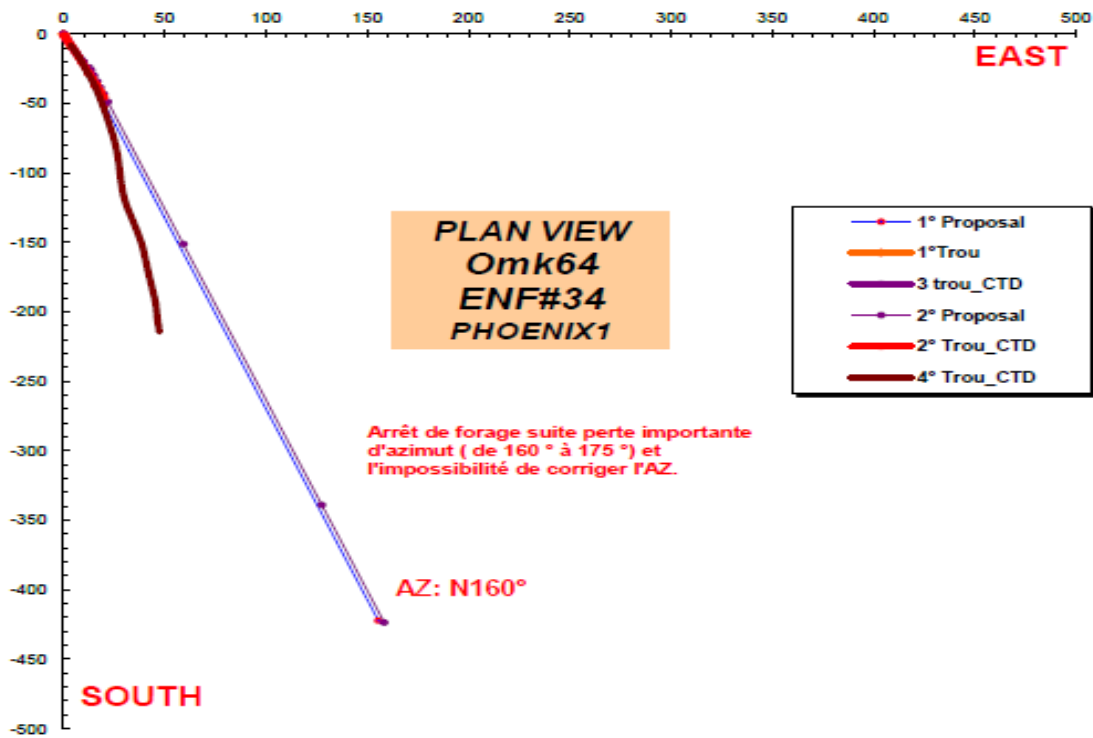


Figure III.3: La trajectoire du puits OMK-64. [10]

La figure (III.4) montre la fiche technique du puits OMK-64 après la réalisation du drain:

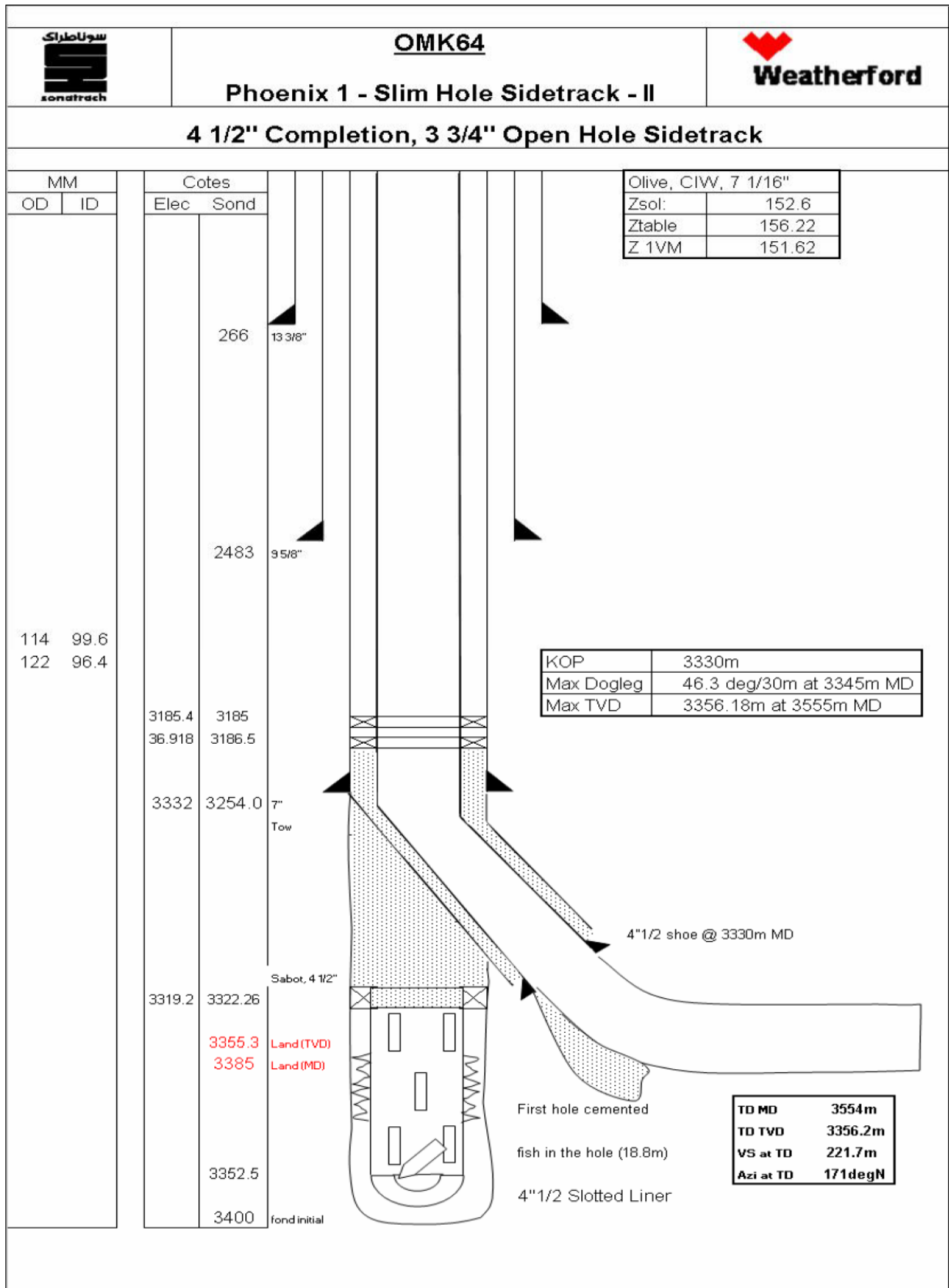


Figure III.4: Le profil du puits OMK-64[10]

III.3.La comparaison

Dans les paragraphes suivants on va faire une comparaison entre les techniques de réalisation des drains horizontaux des puits OMO-17 et OMK-64 forés à Hassi Messaoud par le forage conventionnel et le forage au Coiled Tubing drilling respectivement.

On a essayé de choisir les puits dans les mêmes conditions, et trouver les points comparables, qui peuvent permettre une comparaison raisonnable et convaincante. La comparaison comprend les points suivants:

- ◆ L'avancement pendant le temps réel de forage (éliminant les temps des arrêts dus à des problèmes non liés au mode de travail).
- ◆ Le nombre des outils utilisés pour forer une longueur déterminée.
- ◆ Le temps de réalisation de l'opération,

III.3.1.Stabilité d'outil de forage sur la trajectoire :

Les trajectoires des puits OMK-64 et OMO-17 sont montrés sur les deux figures suivantes.

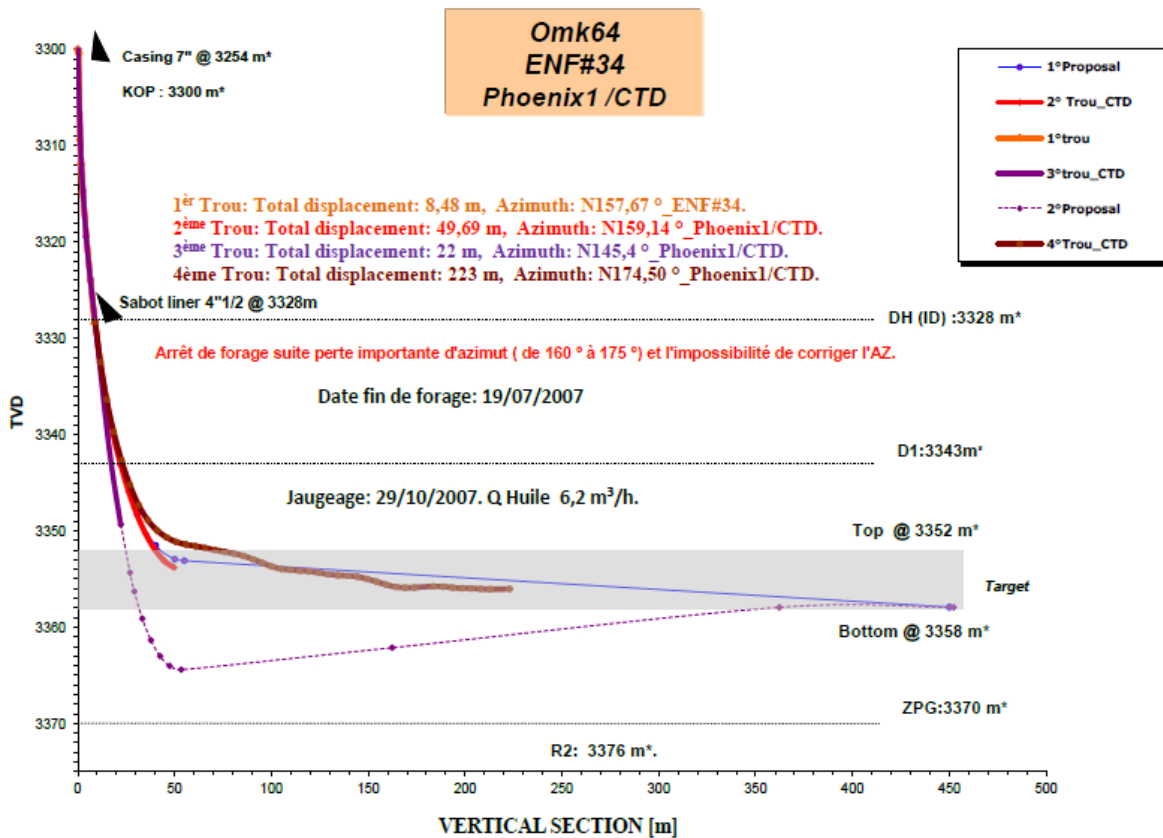


Figure III.5: La trajectoire du puits OMK-64. [10]

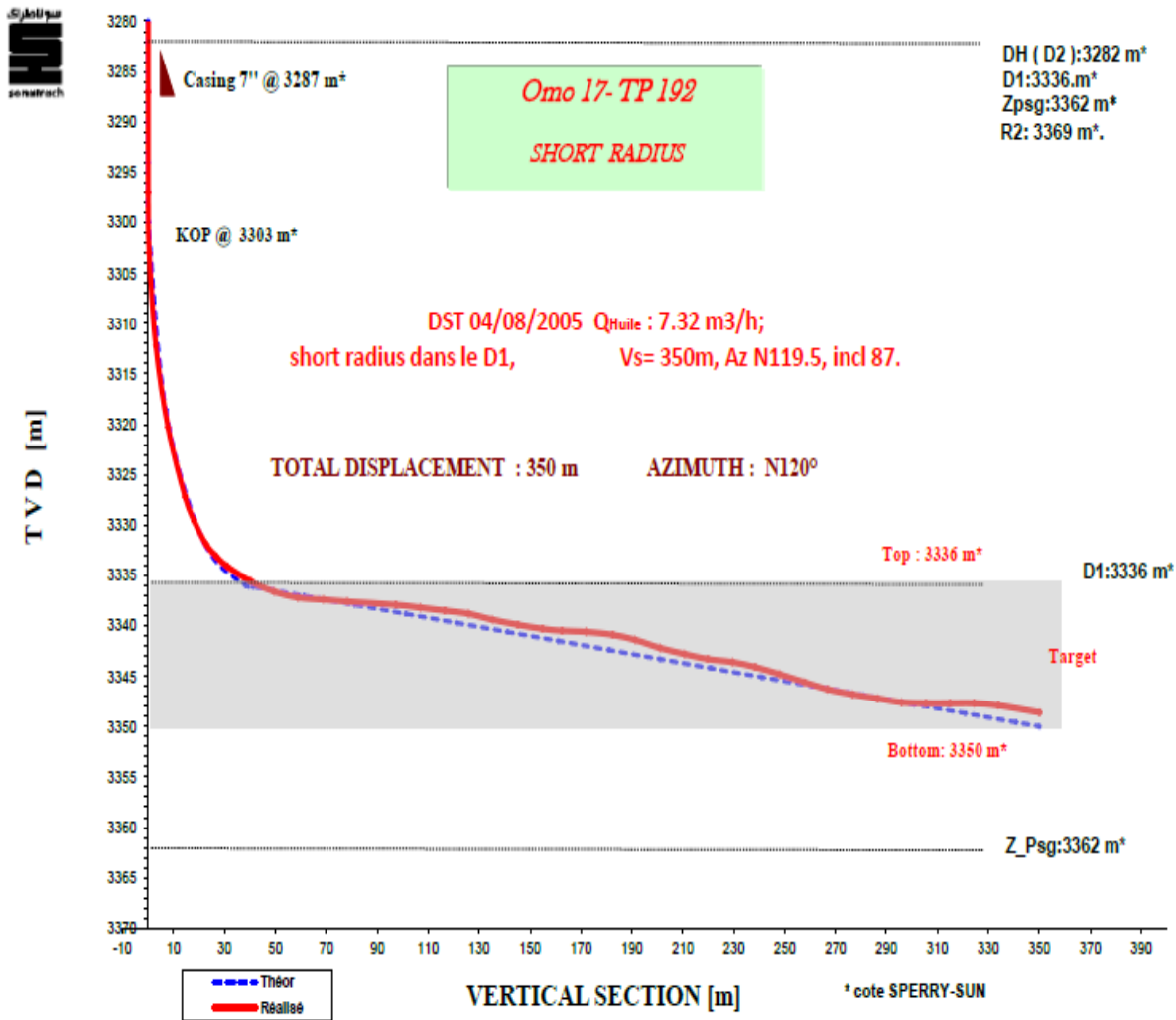


Figure III.6: La trajectoire du puits OMO-17. [9]

On remarque que l'outil forage est déguerpi de sa trajectoire lors de forage du puits foré par CTD d'une façon remarquable par rapport foré conventionnellement, ceci peut être expliqué par le faible poids sur l'outil dans la garniture d'un CTD.

III.3.2.dogleg :

Les Dogleg des deux puits sont montrés sur les figures (III.7) et (III.8) respectivement.

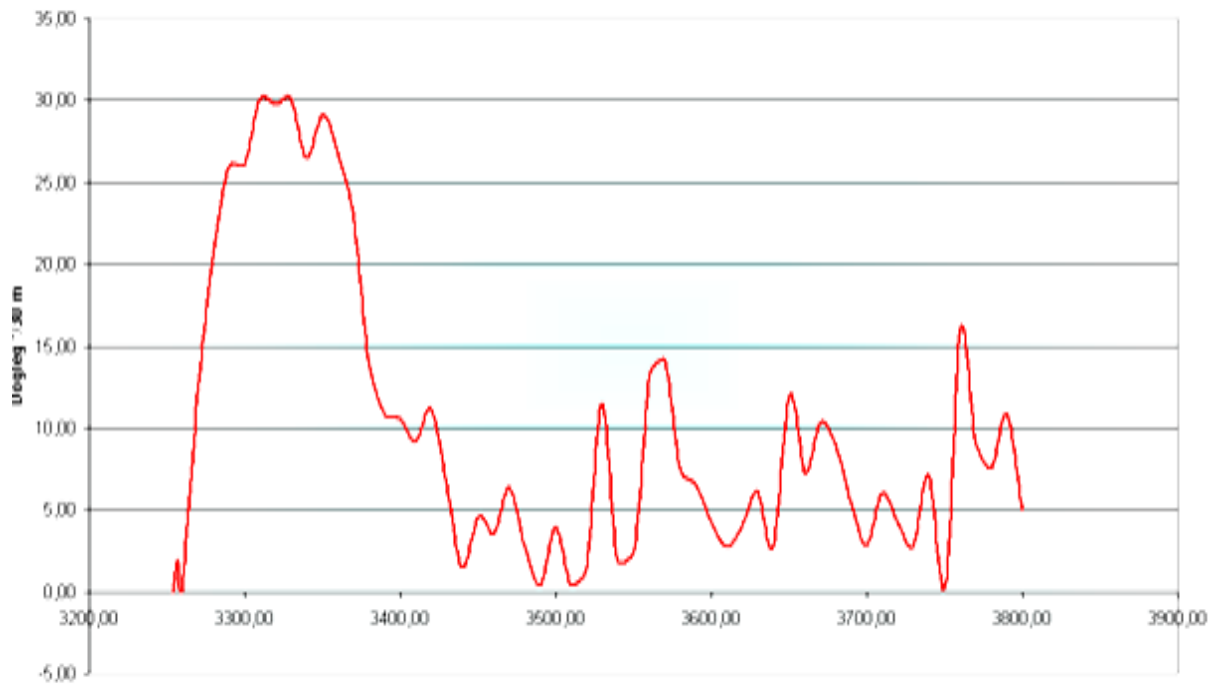


Figure III.7:*Dogleg du puits OMK-64.*

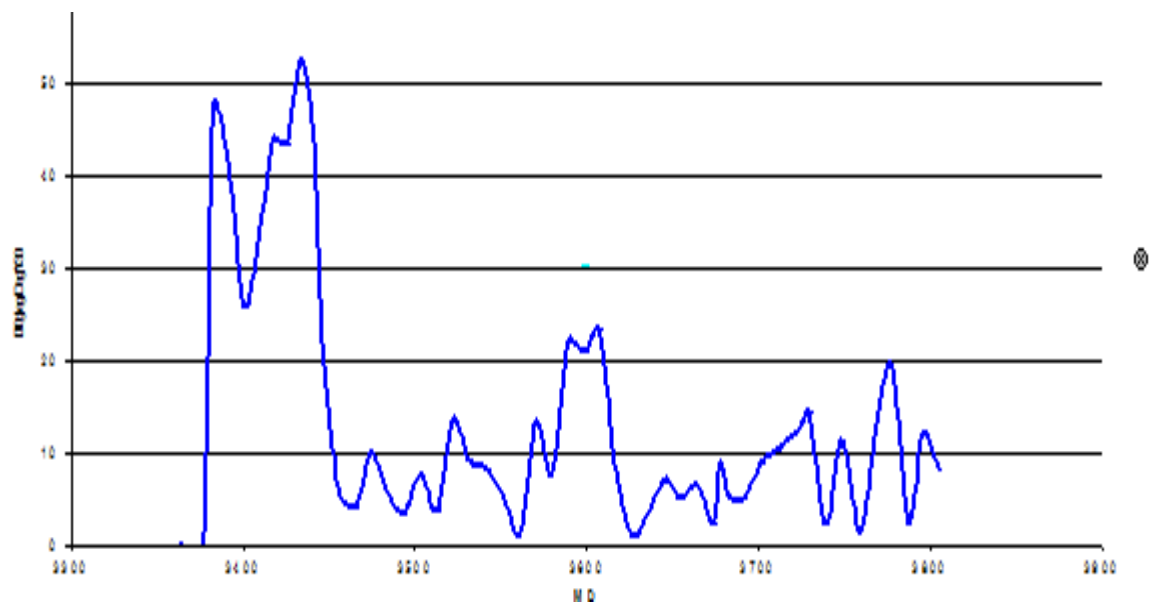


Figure III.8:*Dogleg du puits OMO-17.*

On remarque que la variation du dogleg est importante pendant le forage au coiled tubing, la trajectoire est atteinte difficilement.

III.3.3. la Comparaison du cout

Tableau III.7 : Temps de forage et prix pour chaque jour et le profondeur foré pour calculer le prix de mètre foré.

	<i>T Forage</i>	<i>Prix pour chaque jour</i>	<i>Le profondeur forer</i>	<i>Prix de maitre foré</i>
Puits \ Unité	(Jour)	(DA)	(M)	(DA/M)
OMK-64 CTD	12	4800000	369	156097.56
OMO-17 conventionnel	9	2000000	369	48780.48

D'après le tableau ci-dessus, le coût de forage dans le cas de forage conventionnel est mieux par rapport CTD.

III.3.4 La consommation des outils, pour chaque puits :

Tableau III.8 : La consommation des outils pour les deux cas.

Puits	Mode De forage	Nbr outil	Diamètre (In)	métrage réalisé (M)	moyenne de métrage/ Outil (M/outil)
OMO-17	C	15	3 3/4	369	24.60
OMK-64	CTD	9		400	44.44

On remarque que pour la même longueur forée, le nombre des outils de forage est variable selon le mode de forage appliqué, la dureté de la roche et aussi les paramètres appliqués par l'opérateur. Si le poids sur l'outil et la vitesse de rotation ne sont pas optimales, la vitesse d'usure de l'outil sera élevée ce qui impliquera, un temps de manœuvre élevé aussi.

D'après le tableau (III.8), on observe que le nombre des outils nécessaire pour la réalisation du drain horizontal de puits en mode conventionnel (15 outils consommés pour le puits OMO-17) plus grand que pour le puits réaliser par le mode CTD (tils consommé pour le puits OMK-64)

En effet, les critères qui déterminent le nombre des outils consommé autre que le mode de forage sont :

- expérience de foreur est comment géré opération,
- La nature du terrain à forer,
- La qualité de l'outil,
- Le fluide de forage.

Conclusion générale

Conclusion

Cette étude comporte la comparaison entre deux méthodes de réalisation d'un drain horizontal, le forage conventionnel et l'utilisation du coiled tubing.

En prenant les deux puits OMO-17 et OMK-64 respectivement, au niveau du champ Hassi Messaoud comme un cas d'étude.

Cette comparaison nous a permis de conclure ce qui suit :

- La trajectoire du puits OMO-17 était plus proche au profil théorique, mieux que celle du puits OMO-64 qui a marqué plusieurs dogleg par rapport au profil théorique. Ces écartements sont dus à l'instabilité de l'outil de forage en CTD.
- La consommation des outils de forage au CTD était moindre que celle du forage conventionnel, vu que le torque et le drag sont plus faibles en CTD que ceux en forage conventionnel.
- la technique de coiled tubing est très onéreuse par rapport au forage conventionnel.

A partir des points précédents, malgré que le CTD a des avantages remarquables, concernant la rapidité et la consommation des outils de forage, le forage conventionnel reste la solution optimale, si on met la qualité du trou et la précision de trajectoire. Comme objectif principal, plus le coût est convenable à la majorité des compagnies pétrolières.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] J.P. Szezuka., " Forage dirigé : ingénierie et méthodes", 3^{ème} édition, ENMSPM 2005
- [2] Document IAP , "Forage dirigé et UBD : Drilling, production et reservoir engineering", 2008..
- [3] Mourer Engineering inc., " PROJECT TO DEVELOP AND EVALUATE COILED-TUBING AND SLIM-HOLE TECHNOLOGY ", Houston, 1998.
- [4] Benefits par ICOTA " An Introduction to Coiled Tubing History -Applications,"
- [5] Bernadette Gomez., "Introduction to CT drilling", Document schlumberger
- [6] J.P. NGUYEN, *Drilling Oil and Gas Field Development Techniques*, Ed. Technip, Paris, 1982.
- [7] R. Khelil., "Document IAP : les interventions sur puits".
- [8] Programme Work over de la réalisation d'un short radius pour puits OMO17:15.10.2004
- [9] Programme Work over de la réalisation d'un Slim hole pour puits OMK64: 20.11.2006
- [10] Mr. Thomas Williams et Mr. Greg Deskins " Sound Coiled-Tubing Drilling Practices"

يهدف عملنا إلى إجراء مقارنة بين تقنيتين لإنشاء الآبار البترولية الأفقية، التقنيتين هما: الحفر التقليدي في الوضع المنزلق باستعمال محرك الحفر الهيدروليكي و الحفر باستعمال الانبوب الملتوي CTD. من أجل ذلك اخترنا بئرين حفرا في نفس المنطقة بحاسي مسعود أولهما البئر OMK-64 المنجز باستعمال CTD و البئر الثاني المسمى OMO-17 والذي انجز باستعمال تقنية الحفر التقليدي.

من خلال العمل المنجز لاحظنا ان معدل التقدم المتحصل عليه باستعمال الحفر التقليدي صغير عمليا بالمقارنة مع الحفر مع حفر الأنابيب الملتفة

الكلمات المفتاحية: المقارنة الحفر التقليدي, الحفر باستخدام الانبوب الملتوي, الآبار الأفقية.

Résumé

Notre travail a pour objectif d'effectuer une comparaison entre deux technique de réalisation des drains horizontaux; le forage conventionnel en mode sliding en utilisant un moteur de fond et par le forage au coiled tubing. Pour cela, on a choisi deux puits forés dans la même zone dans le champs de Hassi Massaoud; le premier (OMK-64) foré par le Coiled Tubing Drilling et le puits (OMO-17) foré conventionnellement.

D'après ce travail on a constaté que le taux d'avancement obtenu en utilisant un appareil conventionnel, est pratiquement petit que celui réalisé lors du forage avec un coiled tubing drilling.

Mots clés : Comparaison, forage conventionnel ,coiled tubing drilling, drain horizontal.

Abstract

The objectif of this work is to make a comparaison between two techniques of realization of the horizontal drains; the conventional drilling using the drilling motor and the coiled tubing drilling. We have selected tow wells wich realised in the same zone in Hassi Messaoud, the first OMK-64 realised by Coiled Tubing Drilling and the second OMO-17 realised by the conventional drilling.

The work show that a conventional drill is practically small compared to drilling with coiled tubing

Key words: Comparison, Conventional drilling, Coiled Tubing Drilling, Horizontal drains.