

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**  
**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEURE ET DE LA RECHERCHE**  
**SCIENTIFIQUE**



**UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA**  
**FACULTE DES HYDROCARBURES ET DES ENERGIES**  
**RENOUVELABLES ET DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS**



**DEPARTEMENT DE FORAGE ET MECANIQUE DES CHANTIERS**  
**PETROLIERS**

**Mémoire**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option: FORAGE**

**Présenté par :**  
**KAROUI Hani**  
**ABBASSI Salah**  
**KHANIFAR Choayb**

**-THEME-**

**Etude comparative entre le tubage encours de  
forage (CWD) et le forage conventionnel**

**Cas d'étude: le puits ST 69**

Soutenu le : 13/06/2019

Devant le jury :

**M. Mecibah Ilyes**  
**M. Hadjaj Souad**  
**M. Gharbi Abderezak**

**Encadreur**      **UKM Ouargla**  
**Président**      **UKM Ouargla**  
**Examineur**      **UKM Ouargla**

**Année universitaire: 2018/2019**



# REMERCIEMENTS

*Toute la gratitude et le merci à Dieu notre créateur qui nous a donné  
la force pour effectuer et achever ce travail.*

*Ainsi nos parents qui nous aident.*

*Nous tenons à remercier en premier lieu et très chaleureusement  
notre promoteur **MR MECIBAH Ilyes***

*Pour avoir accepté de diriger notre travail, pour ses précieux  
conseils,*

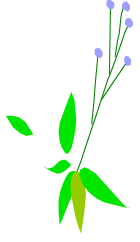
*pour son esprit d'ouverture et sa disponibilité. Grâce à lui,  
notre travail s'est déroulé.*

*Nous remercions aussi :*

*Nous remercions toutes personnes qui nous ont aidés de près ou de  
loin à la*

*finalisation de ce travail, nous tenons à leur  
exprimer notre vive gratitude.*

*Enfin nos remerciements à tous les enseignants qui ont contribué à  
notre formation à l'université de OVARGLA .*





# Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail :*

*À ceux qui ont Consacré toute leurs vies pour la réussite de leurs enfants, mes chers parents.*

*À mes frères HAMIDE, Mohammed, CHARAFE que je les souhaite une belle vie plein de réussite et de bonheur.*

*À mes sœurs MAYA , RAMA ,BATOUL .*

*Ainsi qu'à toute la famille KAHANIFAR et MEKKIOU et à tous qui est proche de mon cœur.*

*Comme je le dédie également à tous mes amis sans exception en particulier : KHALED, MOHEMMED, ISHAKE, SAMI ,FAROKE, MOUSSA .*

*Et mes chers collègues :SALEH,WANI,RAHALI,ZAKI HOUSSEM,OTHMAN,ZINOUE,AKRAM,DIDOU,ISLEM, HICHAM,ZOZOU ,HALIM , LOKMANE.*

**CHOAYB**





# Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail :*

*À ceux qui ont Consacré toute leurs vies pour la réussite de leurs enfants, mes chers parents.*

*À mes frères Amin, Abdelkader que je les souhaite une belle vie plein de réussite et de bonheur.*

*À mes sœurs BATOULI, AYA, SALSABIL.*

*Ainsi qu'à toute la famille ABBASSI et KHELASSI et à tous qui est proche de mon cœur.*

*Comme je le dédie également à tous mes amis sans exception en particulier : SMAIL, ABDELLAH, LAARBI, CHAWKI, YASSER, JALIL.*

*Et mes chers collègues : CHOAYB, WANI, RAHALI, Zaki HOUSSEM, OTHMAN, ZINOUE, AKRAM, DIDOU, ISLEM, HICHAM, ZOZOU, HALIM, LOKMANE.*

*SALAH*





# Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail :*

*À mes chers parents pour leur soutien, leur patience, leur encouragement durant toute mon parcours scolaire.*

*À mes frères Ayoub, Seif eddine, Hafed, khazani que je les souhaite une belle vie plein de réussite et de bonheur.*

*À ma sœur et ma fiancée .*

*Ainsi qu'à toute la famille KAROUI, ACHIRI et CHIKHA MABROUK et à tous qui est proche de mon cœur.*

*Comme je le dédie également à tous mes amis sans exception .*

*Et mes chers collègues : ISLAM, HICHAM, DIDOU,ZOZOU ,HALIM , AKRAM.*

*HANI*



Remerciement	
Dédicace	
Sommaire	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Abréviations	
Introduction .....	1

## Chapitre I : Forage Conventionnelle

Introduction.....	2
I. 1 Structure d'un chantier de forage.....	3
I .1.1 L'installation de forage.....	3
I. 1.1.1 Système de levage.....	4
I .1.1.1.1 le mât (Derrick) .....	4
I .1.1.1.2 Le treuil de forage (draw works).....	6
I .1.1.1.3 Mouflage et câble de forage .....	7
I .1.1.2 Système de rotation .....	8
I .1.1.2.1 la table de rotation .....	8
I .1.1.2.2 top drive .....	9
I .1.1.3 Le système de circulation de boue .....	9
I .1.1.4 Système de production d'énergie .....	10
I.1.2 L'installation de garniture.....	12
I.1.2.1 train de tiges (drill strings).....	12
I.1.2.2 Assemblage de fond BHA («Bottom Hole Assembly »).....	14
I.1.2.2.1 Masses-tiges .....	14
I.1.2.2.2 Les stabilisateurs .....	15
I.1.2.2.3 les outils de forage .....	16
I. 2 Paramètres de forage.....	18
I.2.1 Paramètres mécanique .....	18
I.2.2 Paramètres hydrauliques : .....	18
I.3 la boue de forage.....	18
I.3-1 Types de boue .....	18
I.3.2 les caractéristiques de la boue de forage : .....	19
I.3.3 Rôle de boue de forage .....	19
I. 4 Le tubage et la cimentation.....	20
I.4.1 le tubage .....	20

## Sommaire

I.4.1.1 But du tubage .....	20
I.4.1.2 Les différents types de colonnes .....	20
I.4.2 la cimentation .....	21
I.4.2.1 Définition du ciment .....	21
I.4.2.2 Buts de l'opération de cimentation.....	21
I.4.2.3 Matériels de cimentation.....	22
I.4.3 Mode opératoire .....	22
I.5 Système de sécurité.....	23
I.5.1 Rôles d'obturation [Blow-out Preventers] .....	23
I.5. 2 Différents types d'obturateurs .....	24
I. 5.3 Commande des obturateurs.....	25
Conclusion:.....	25

## Chapitre II : Tubage en cours de forage(CwD)

Introduction.....	26
II.1 Générale sur le tubage encours de forage (CwD).....	26
II.1.1 Historique de tubage encours de forage (CwD).....	26
II.1.2 définition de tubage encours de forage (CwD).....	27
II.2 les différents types de tubage encours de forage .....	27
II.2.Ttubage en cours de forage (CwD) avec système récupérable.....	27
II.2.2Tubage en cours de forage (CwD) avec système non- récupérable.....	28
II.2.3 Liner drilling (LD) avec système non-récupérable .....	28
II.2.4 Liner drilling (LD) avec système récupérable .....	28
II.3 les avantages et les inconvénients de tubage encours de forage (CwD).....	29
II.3.1 les avenages de tubage encours de forage (CwD) .....	29
II.3.1.1 La Stabilité Du Puits.....	29
II.3.1.2 Aucun problème au cours de la descente du tubage .....	29
II.3.1.3 Moins de temps de forage.....	30
II.3.1.4 Des puits plus profonds .....	30
II.3 .1.5 Nettoyage Du Puits.....	30
II.3.1.6 Le CwD est sécurisé .....	31
II .3.2 les inconvénients du tubage encours de forage (CwD).....	31
II.3.2.1 Couple, drague et frottement .....	31
II.3.2.2 La Cimentation.....	31
II.3.2.4 Élongation et vibrations de la garniture.....	31
II.3.2.4 Contrôle et la sécurité.....	32
II.4 L'appareil de tubage encours de forage .....	32
II.4.1. Top drive .....	32
II.4.2 Powered Catwalk .....	33
II.5 Equipements de tubage encours de forage .....	33
II.5.1 CwD/LD avec système récupérable .....	33

## Sommaire

II.5.1.1 Casing Drive System (CDS).....	33
II.5.1.2 Les connexions de tubage.....	35
II.5.1.3 BHA récupérable.....	35
II.5.1.4 Drill Lock Assembly (DLA).....	36
II.5.2 CwD/LD avec système non- récupérable.....	37
III.5.2.1 Overdrive System .....	37
II.5.2.2 colliers flottants.....	37
II.5.2.3 Casing Drill Shoe (sabot) .....	38
II.5.3 Autres Accessoires De Tubage .....	38
II.5.3.1.Les Accessoires de protection de tubage.....	38
II.5.3.2.Les Centreurs .....	39
II.5.3.3 Le Multilobé Torque Ring (MLT) .....	39
II.5.3.4 Le Nipple de tubage .....	40
II.5.3.5 Pump Down Déplacement Plug (PDDP).....	40
II.6 Cimentation de forage par tubage (CwD) .....	41
II.7 Considérations pour le tubage encours de forage .....	42
II.7.1 Buckling .....	42
II.7.2 Fatigue .....	42
II.7.3 Hydraulics.....	43
II.7.4 Torque and Drag Analysis.....	43
II.8 Comparaison entre les deux systèmes.....	44
Conclusion .....	44

## Chapitre III : Etude De Cas

Introduction.....	45
III.1 Données générales .....	46
III.2 Situation du sondage .....	46
III.3 Objectifs du sondage.....	47
III.3.1 Résumé sur les principaux objectifs (Tab.III.2) .....	48
III.4 Données de forage .....	49
III.4.1 RAPPORT de la PHASE 16.....	49
Tab.III. 4 : Paramètres moyens de forage .....	49
Tab.III. 5 : Descente N°07 Outil N°5N .....	50
Tableau III. 6 : Paramètres moyens de forage.....	50
III.4.2 MESURES DE DEVIATION PHASE 16" .....	51
III.4.3 RAPPORT DE BHA PHASE 16" : .....	51
III.4.4 RAPPORT DE BOUE SECTIONS Ø 16" .....	52
III.4.5 RAPPORT DE TUBAGE ET CIMENTATION PHASE 16" TUBAGE 13 3/8".....	53
III.5 Comparaison entre le forage avec tubage dans le puits ST69 applique dans la phase 16" et le forage conventionnel dans les puits offset (ST68, ST67 ET ST66).....	54
III.5.1 Architectural du puits Stah-69.....	54



## Sommaire

III.5.2 courbe d'avancement .....	55
III.5.3 La durée de la phase 16" dans ST-69 et la phase 12 1/4" dans les puits offset .....	55
III.5.4 La durée de forage de la phase 16"dans ST-69 et la phase 12 1/4" dans les puits offset .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
III.5.5 La durée de l'interphase dans ST-69 et dans les puits offset .....	57
III.5.6 Le temps non productif dans la phase 16" (ST-69) et dans la phase 12 1/4" pour les puits offset.....	57
III.5.7 La vitesse d'avancement de forage de la phase 16" dans ST-69 et dans la phase 12 1/4" dans les puits offset.....	58
conclusion .....	59



Conclusion générale.....	60
--------------------------	----

Bibliographie

Annexe

Résumé

## Sommaire

## Liste Des Figures

### Liste Des Figures

Fig. I.1 : Structure d'un chantier de forage.....	3
Fig. I.2 : Le système de levage.....	4
Fig. I.3 : le mât de forage.....	5
Fig. I.4 : Le treuil de forage.....	6
Fig. I.5 : Tambour de manœuvre.....	6
Fig. I.6 : les freines mécanique.....	7
Fig. I.7 : Le système de mouflage.....	8
Fig. I.8 : système Top drive.....	9
Fig. I. 9 : système de circulation de boue.....	10
Fig. I.10 : Groupe électrogène.....	11
Fig. I.11: l'installation de garniture de forage.....	12
Fig. I.12 : Stabilisateurs.....	15
Fig. I.13 : Outils a picot pour terrains plus dure.....	16
Fig. I.14 : Outils a picot pour terrains tendre.....	16
Fig. I.15 : type hydraulique de l'outil.....	16
Fig. I.16 : Une Duse.....	17
Fig. I.17 :Outil diamant.....	17
Fig. I.18 : Outils PDC.....	17
Fig. I.19 : Tubage et Cimentation.....	20
Fig. I.20 : Bouchon de ciment.....	22
Fig. I.21 : Procédure de cimentation.....	23
Fig. I.22 : Les machoires.....	24
Fig. I.23 : Obturateur annulaire.....	25
Fig. II.1 : TYPES DE SYSTEME DE tubage encours de forage.....	29
Fig .II.2 : La relation entre torque et le rayon.....	31
Fig. II.3 : Appareil de tubage encours de forage .....	32
Fig. II.4 : Le Power Catwalk pour le tubage encours de forage.....	33
Fig. II.5 : LA conexion de CDS avec TOP Drive .....	34
Fig. II.6 : CDS extérieur et intérieur Tesco.....	34
Fig. II.7 : Connexion du tubage Grant Prideco.....	35
Fig. II.8 : BHA récupérable pour le forage dirige et le forage verticale .....	36
Fig. II.9 : Drill Lock Assembly.....	36
Fig. II.10 : Overdrive System .....	37
Fig. II.11 : Collier flottant.....	37
Fig. II.12 : Chaussure de forage Weatherford (Weatherford, 2014) .....	38
Fig. II.13 : Wear band.....	39
Fig. II.14 : Wear Sleeves.....	39
Fig. II.15 : Centreur.....	39
Fig. II.16 : FIG Multi-lobe torque ring.....	40
Fig. II.17 : Le Nipple de tubage.....	40

---

## Liste Des Figures

Fig. II.18 : Pump down displacement plug.....	41
Fig. II.19 : Operation de cementation pour le tubage encours de forage .....	42
Fig.III.1 : CARTE DE SITUATION DU PUITTS ST-69.....	47
Fig. III. 2 : Schéma architectural du puits STAH-69.....	54
Fig. III.3 : Courbe d'avancement ST-69.....	55
Fig .III .4 : Durée de la phase.....	55
Fig. III.5 : Durée de forage .....	56
Fig. III.6 : Durée de l'interphase .....	57
Fig.III.7 : Durée des NPT en forage et interphase.....	57
Fig. III.8 : ROP dans la phase 16" (ST-69) et dans la phase 12 1/4"(puits offset) .....	58

---

## Liste Des Tableau

### Liste Des Tableau

Tab I.1 : Type de bouchons de cimentation.....	22
Tab II. 1 : les analyses sur efficacité de system récupérable.....	28
Tab II .2 : Spécifications CDS Tesco.....	34
Tab. II.3 : Comparaison entre les deux systèmes récupérable et non récupérable.....	44
Tab III.1 : Coordonnées du forage ST-69.....	46
Tab III. 2 : Résumé des principaux objectifs du forage ST-69.....	48
Tab III.3 : Descente N°06 Outil N°04.....	49
Tab III. 4 : Paramètres moyens de forage.....	49
Tab III. 5 : Descente N°07 Outil N°5N.....	50
Tab III. 6 : Paramètres moyens de forage.....	50
Tab III. 7 : <i>MESURES DE DEVIATION</i> PHASE 16".....	51
Tab III. 8 : RAPPORT DE BOUE SECTIONS Ø 16".....	52
Tab III.9 : RAPPORT DE TUBAGE ET CIMENTATION PHASE 16" TUBAGE 13 <sup>3</sup> / <sub>8</sub> " .....	53

## INTRODUCTION GENERALE

Dans le cadre de l'amélioration et le développement du forage pétrolier, plusieurs techniques et méthodes ont été élaborées à travers le temps afin, pour résoudre des nombreux problèmes liés aux forages et à la récupération des hydrocarbures.

Parmi les techniques, qui ont été mises à l'essai en Algérie, le tubage encours de forage par tubage (cusing while drilling) .Il est connu comme un processus d'employer le tubage standard de puits pétrolier remplaçant les tiges de forage dans la garniture (CD).

D'une part Le CwD est une des techniques la plus efficace employée avec succès dans le monde et il paraît des bons avantages, après que des millions de puits étaient foré, en-offshore, en puits verticaux, directionnels et horizontaux.

D'autre parte cette technique n'a été mise en œuvre, en Algérie, que ces dernières années, la première expérience efficace l'année précédent à la région de Stah ( le puits ST 69 ) .

l'objectif de ce travail est comparer la technique de forage conventionnel avec-la technique de tubage encours de forage, pour arrive donner quelques propriétés de chaque technique, une comparaison entre forage conventionnel (techniques, problèmes, temps et cout), voir les avantages et les dispositifs de la technique de tubage encours de forage (Casing while drilling), démontrer leur bénéfice aux sociétés pétrolières ,en analysant un cas réel du puits ST69 , qui est foré par la technique de CWD en Algérie.

Le manuscrit s'organise principalement autour de trois chapitres :

- Le premier chapitre consiste en une présentation sur le forage conventionnel.
- Le deuxième chapitre comporte description détaillée du forage par tubage.
- Le troisième chapitre est consacré à l'étude de cas d'application de CwD en Algérie à la région de Stah puits st 69.

**Chapitre I :**

# **Forage Conventionnel**

## Introduction

Dans un premier temps, il apparaît nécessaire d'introduire la terminologie pétrolière de base utilisée par la suite. Nous allons donc brièvement rappeler le principe et la constitution des systèmes de forage les plus couramment utilisés aujourd'hui (forage rotary) ainsi que les termes techniques que nous reprendrons à notre compte.

Le principe de forage rotary consiste à mettre en rotation un outil sur lequel s'applique une force orientée dans la direction d'avancement. Ce procédé permet de creuser un trou de rayon égal à celui de l'outil. Les copeaux (*cutting*) générés au fond du trou suite à la destruction de la roche par l'outil remontent en continu à la surface grâce à la circulation du fluide de forage qui est généralement une boue bentonique à base d'eau ou d'huile. Ce fluide est pompé depuis la surface vers l'intérieur des tiges de forage pour être injecté au travers de l'outil sur le front de coupe. La boue remonte ensuite dans l'espace annulaire entre les tiges et les parois du puits et entraîne ainsi les copeaux de roche vers la surface. Le poids sur l'outil (*Weight On Bit* : WOB) est obtenu par gravité grâce à l'introduction de tiges lourdes appelées masses tiges.

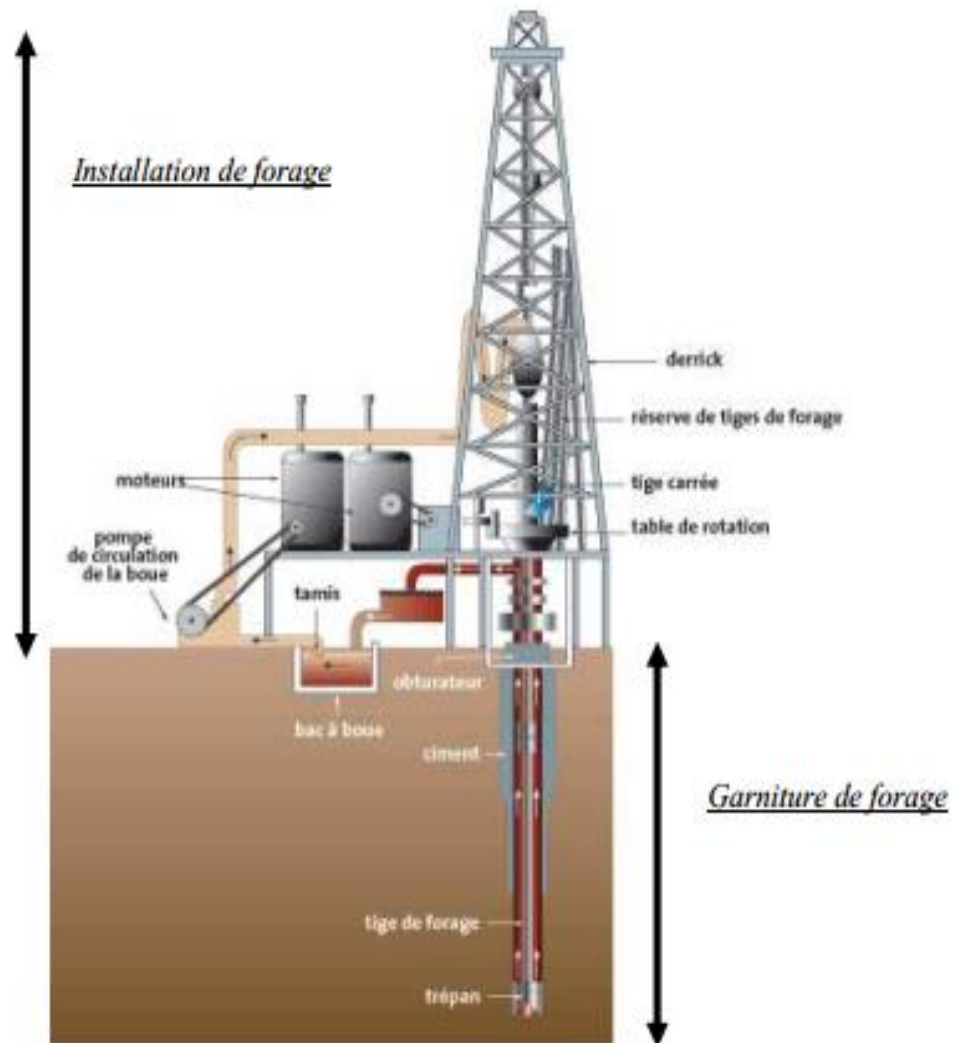
Le couple de rotation est obtenu soit à partir d'un couple en surface transmis vers l'outil via un train de tiges soit à partir d'un moteur fond de trou au-dessus de l'outil et piloté en surface.



## I. 1 Structure d'un chantier de forage

Un système de forage est composé de deux parties (Fig. I. 1)

- L'installation de forage.
- L'installation de garniture.



**Fig. I. 1** Structure d'un chantier de forage

### I.1.1 L'installation de forage

L'installation de forage, conçue pour permettre la manœuvre de la garniture de forage inclus les systèmes suivants :

- Système de levage.
- Système de rotation.
- Système de circulation de boue.
- Système de production d'énergie.

### I. 1.1.1 Système de levage

Pour soulever la garniture de forage (ensemble tiges - tiges lourdes – masse tiges), il faut utiliser une grue de grande capacité, puisque la garniture de forage peut atteindre un poids de 150 tonnes ou plus, Cette grue est constituée de (Fig. I.2).

- ✓ le mât (Derrick).
- ✓ Le treuil de forage (draw works).
- ✓ Mouflage et câble de forage [2].

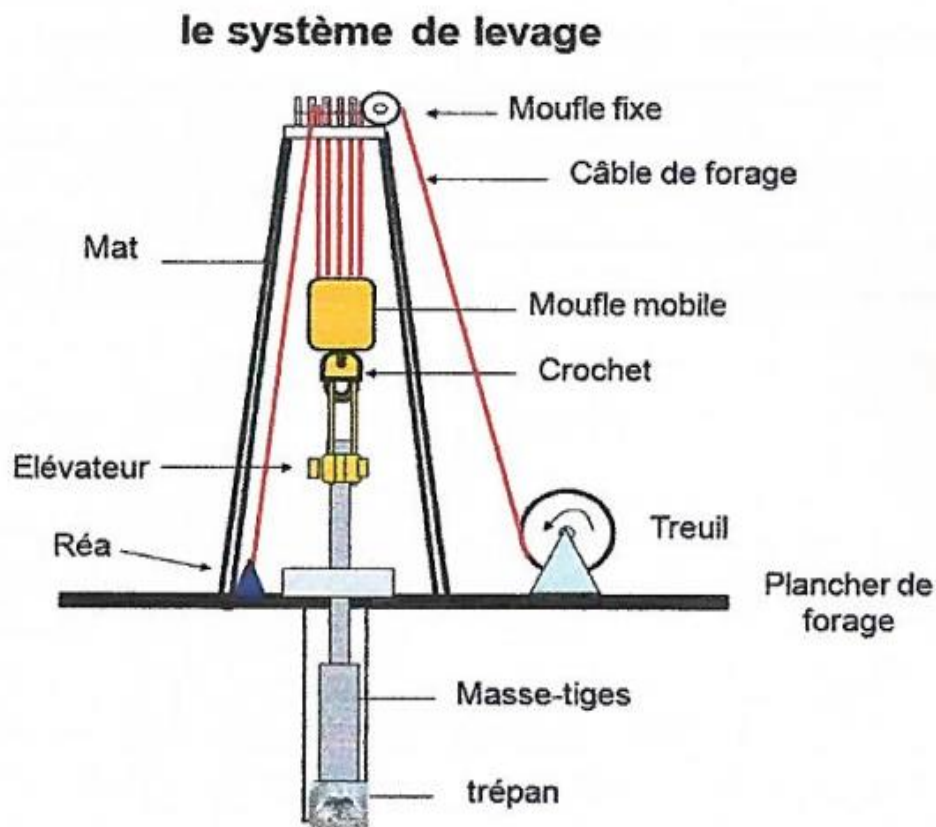


Fig. I.2 Le système de levage

#### I.1.1.1.1 Le mât (Derrick)

Des charpentes métalliques sous forme de 'A', constituent la structure principale des appareils de levage ainsi que celles de leurs équipements de base et auxiliaires.

Les mâtes métalliques sont généralement composés de pieds, reliés par des traverses horizontales et par croisillons. La base carrée du mât repose généralement sur une substructure.

Les mâtes sont munis de plate-forme d'accrochage aménagée à une hauteur telle qu'elle permette à l'accrocheur de travailler dans la position la plus favorable lorsqu'il manœuvre l'élévateur.

A sa partie inférieure le mât comporte un certain nombre d'ouverture dont l'une fait face à elle le treuil, c'est la porte qui permet d'entrée des tiges.

Des échelles ou des escaliers permettent d'accéder aux plates-formes et au sommet du mât (Fig. I. 3).

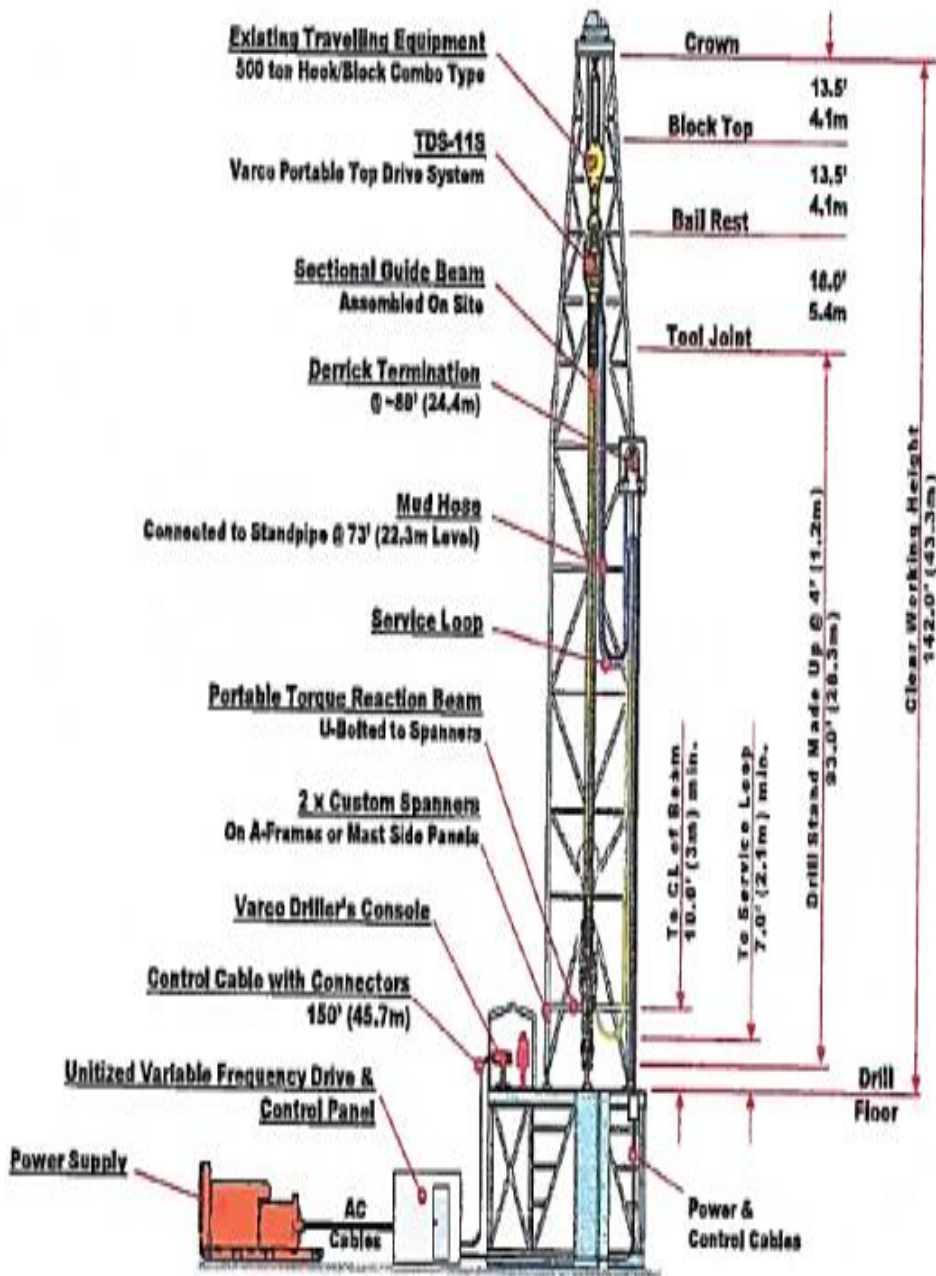


Fig. I. 3 le mât de forage

### I.1.1.1.2 Le treuil de forage (draw works)

Le treuil (Fig. I.4) est l'élément essentiel de toute installation de forage. Il est la source de puissance du système de levage et généralement est le cœur de l'appareil de forage.

Sa capacité de levage et sa vitesse de manœuvre conditionnent pour une large part l'efficacité de la sonde. C'est un engin de levage relativement complexe.

Le treuil de forage (draw works) permet le levage de la garniture de forage et du tubage. Sur certains appareils, il assure l'entraînement de la table de rotation par l'intermédiaire de cardans ou de chaînes et pignons [4].



Fig. I. 4 Le treuil de forage

Un treuil de forage est caractérisé par :

a) **Tambour de manœuvre**

C'est la partie active du treuil, le câble de forage s'enroule sur cet élément. Le tambour de manœuvre peut être lisse ou cannelé (Fig. I.5).

Les tambours cannelés permettent un enroulement correct, ce qui réduit le risque d'écrasement du câble si la charge est trop importante le diamètre d'un tambour doit être égal au moins à 20 fois le diamètre du câble la longueur minimale du fût d'un tambour ne doit pas permettre au brin actif un angle de déflexion supérieur à  $1^{\circ}30'$  [5].

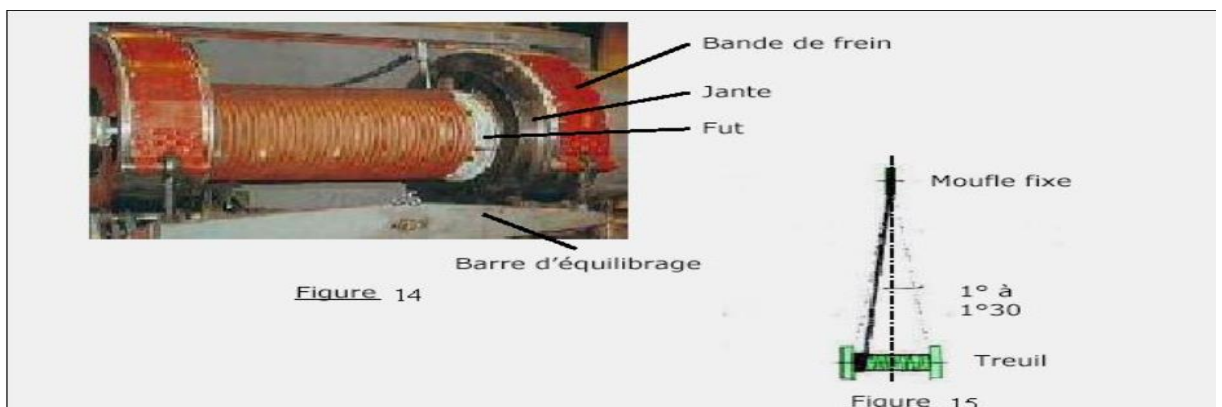
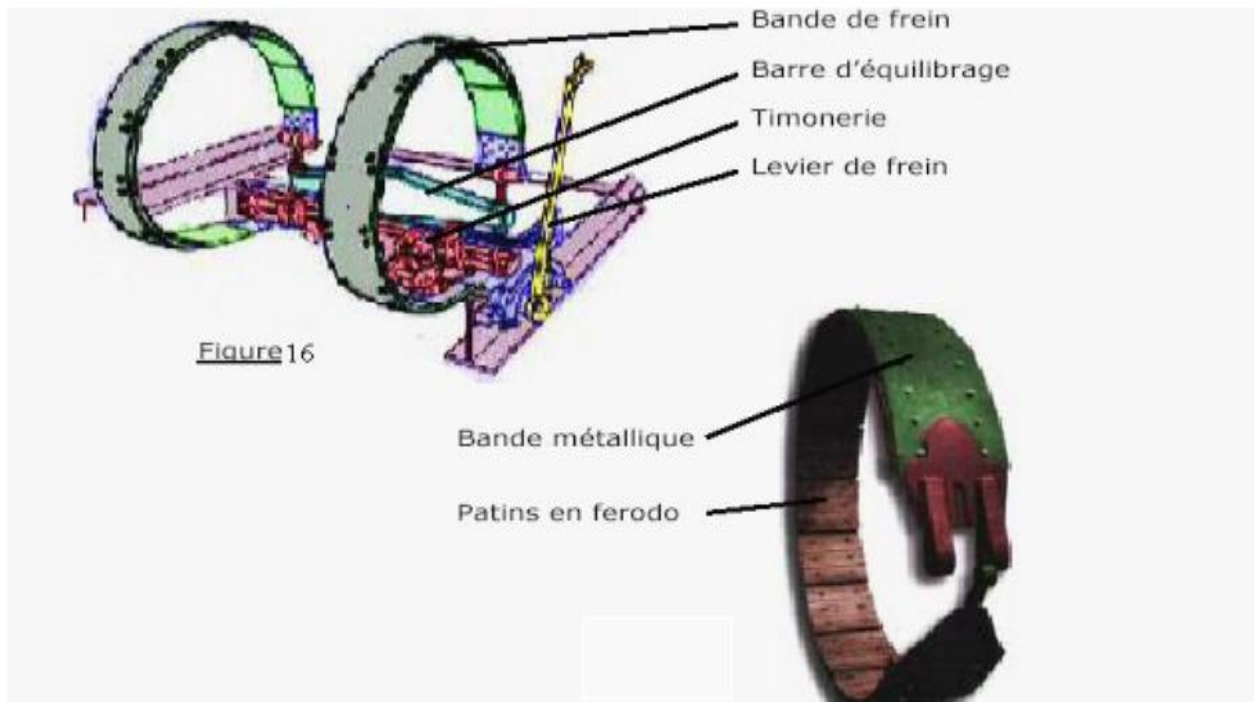


Fig. I.5 Tambour de manœuvre

### b) Frein mécanique

Le frein mécanique (Fig. I.6) a été monté dans le contrôle de l'avancement de l'outil pendant le forage et stoppe complètement le treuil pendant la descente de la garniture. Il est constitué de deux bandes métalliques équipées de garnitures intérieures fixées par des boulons en cuivre ou en aluminium à tête noyée. Ces bandes sont reliées par une barre d'équilibrage qui répartit également la force de freinage entre les deux bandes et réduit ainsi l'usure des patins [2].



**Fig. I. 6 les freines mécanique**

### c) Freins auxiliaires

Même si le frein mécanique à bandes peut supporter seul le poids de la garniture. Il ne peut le faire en continu, car l'échauffement excessif des garnitures entraînerait un freinage inefficace qui provoquerait une usure rapide des garnitures et même des jantes. Pour pallier à ces inconvénients, on installe en bout de l'arbre tambour un frein auxiliaire qui absorbe la plus grande partie de l'énergie engendrée par la descente de la garniture.

#### I.1.1.1.3 Mouflage et câble de forage

Le Mouflage est un moyen simple et efficace utilisé sur les appareils de forage pour lever de lourdes charges, il comprend un câble qui passe successivement sur les poulies d'un moufle fixe (crown block) et sur les poulies d'un moufle mobile (travelling block) avant

désenrouler sur le tambour (drum) d'un treuil. L'autre extrémité du câble est fixée à un point fixe ou réa.

Le système de Mouflage (Fig. I.7) comporte trois parties qui sont :

- ✓ Moufle fixe ;
- ✓ Moufle mobile;
- ✓ Câble de forage [4] ;

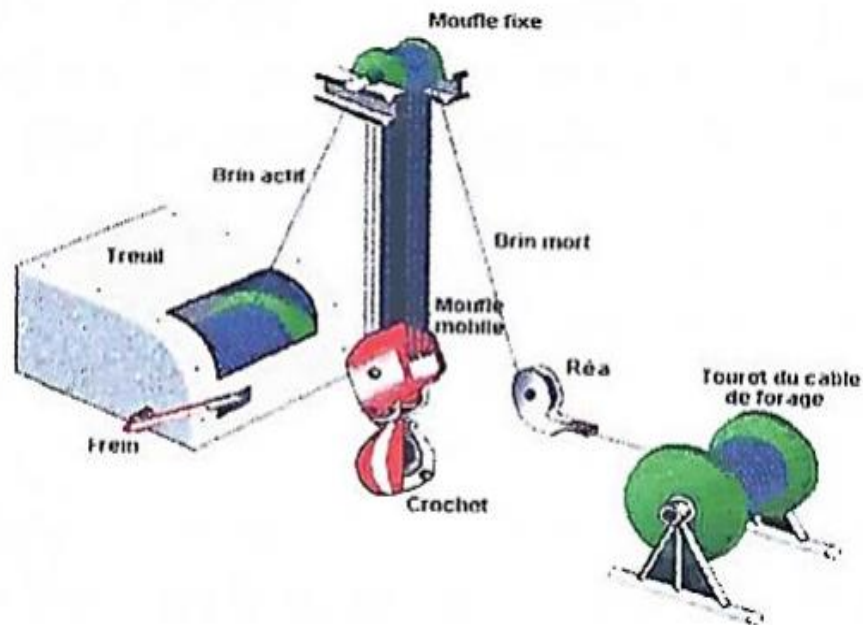


Fig. I. 7 Le système de mouflage

### I.1.1.2 Système de rotation

Le système de rotation devrait pouvoir transmettre aux tiges de forage la puissance nécessaire pour faire tourner le trépan à une vitesse qui permet d'assurer le meilleur rendement de l'outil tout en restant en dehors de la limite de résistance des tiges et des masses tiges. Les équipements assurant la fonction de rotation sont la table de rotation ou le Top Drive :

#### I.1.1.2.1 La table de rotation

En cours de forage, la table de rotation transmet le mouvement de rotation à la garniture de forage, par l'intermédiaire de fourrures et de la tige d'entraînement, et, en cours de manœuvre supporte le poids de la garniture de forage, par l'intermédiaire de coins de retenue

La dimension nominale est caractérisée par le diamètre de passage dans lequel est installé le (master bushing) dont les rôles sont la suspension de la garniture par l'intermédiaire des cales (slips) et l'entraînement du carré d'entraînement (Kelly drive bushing) en forage. Ces dimensions peuvent être  $17\frac{1}{2}$ ,  $20\frac{1}{2}$ ,  $27\frac{1}{2}$ ,  $37\frac{1}{2}$  et  $49\frac{1}{2}$ .

La motorisation de la table de rotation se fait par l'intermédiaire d'une roue d'entrée et chaîne soit à partir du treuil, soit, sur les appareils lourds, par moteur électrique indépendant de la transmission du treuil [4-5].

#### I.1.1.2.2 Top drive

Le top drive (Fig. I.8) est une tête d'injection motorisée qui, en plus de l'injection, assure la rotation de la garniture de forage.

Ainsi, on n'a besoin ni de la tige d'entraînement ni de la table de rotation pour faire tourner la garniture, c'est le top drive qui s'en charge. En plus, pendant le forage, au lieu de faire les ajouts simples par simple, on peut les faire longueur par longueur.

Plusieurs autres options existent dans cet équipement : les bras de l'élévateur sont articulés hydrauliquement pour faciliter le travail de l'accrocheur et il possède une clé automatique et même une coulisse intégrées. Des rails placés tout le long du mât le guident dans ses déplacements [5].

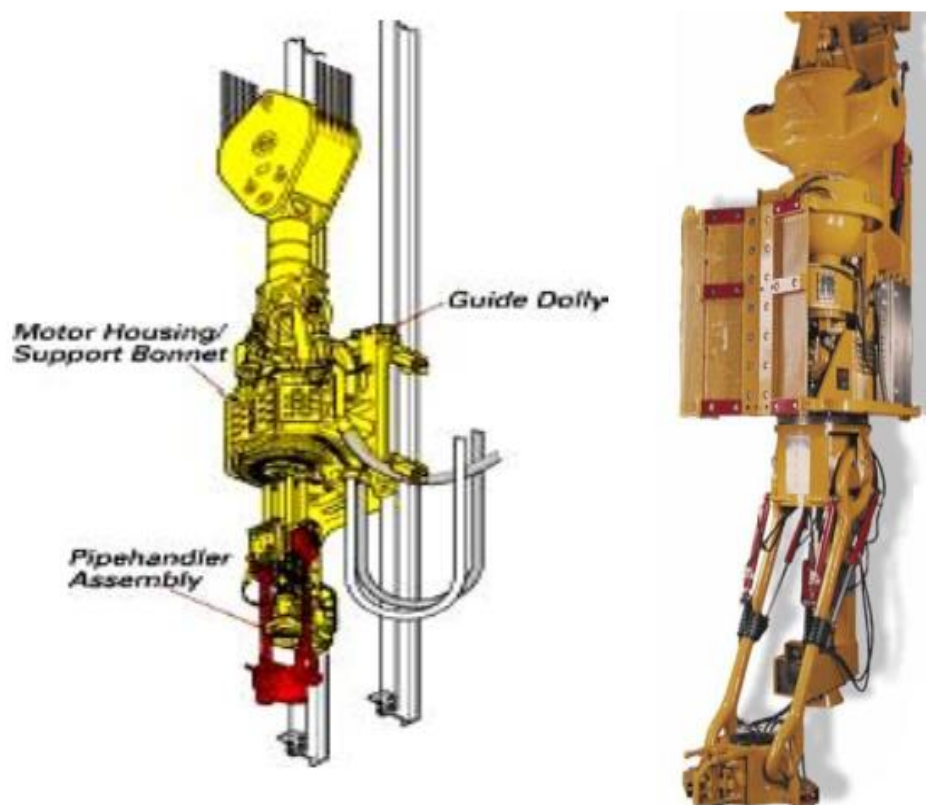


Fig.I.8 Système Top drive

#### I.1.1.3 Le système de circulation de boue

Il assure la circulation de la boue de forage et il est associé à une station de pompage servant au traitement du fluide de forage : la boue est en effet un mélange d'eau, d'argile et d'additifs. Une injection continue de boue dans le puits s'effectue pendant toute la durée du forage.

Les pompes à boue aspirent la boue des bassins par l'intermédiaire d'un tuyau flexible placé à l'intérieur du train de tiges et remontant par l'espace annulaire compris entre les tiges et le puits. La circulation de la boue contribue à la lubrification des pièces en mouvement, à leur refroidissement et à l'excavation par évacuation vers la surface des fragments de roches arrachés par le trépan, mais aussi à l'équilibre hydrostatique du puits et éventuellement à la rotation du trépan au travers d'une turbine. Enfin, la boue est d'une grande utilité pendant l'opération de forage car son analyse fournit des éléments sur la nature géologique du milieu traversés (Fig. I.9) [6].

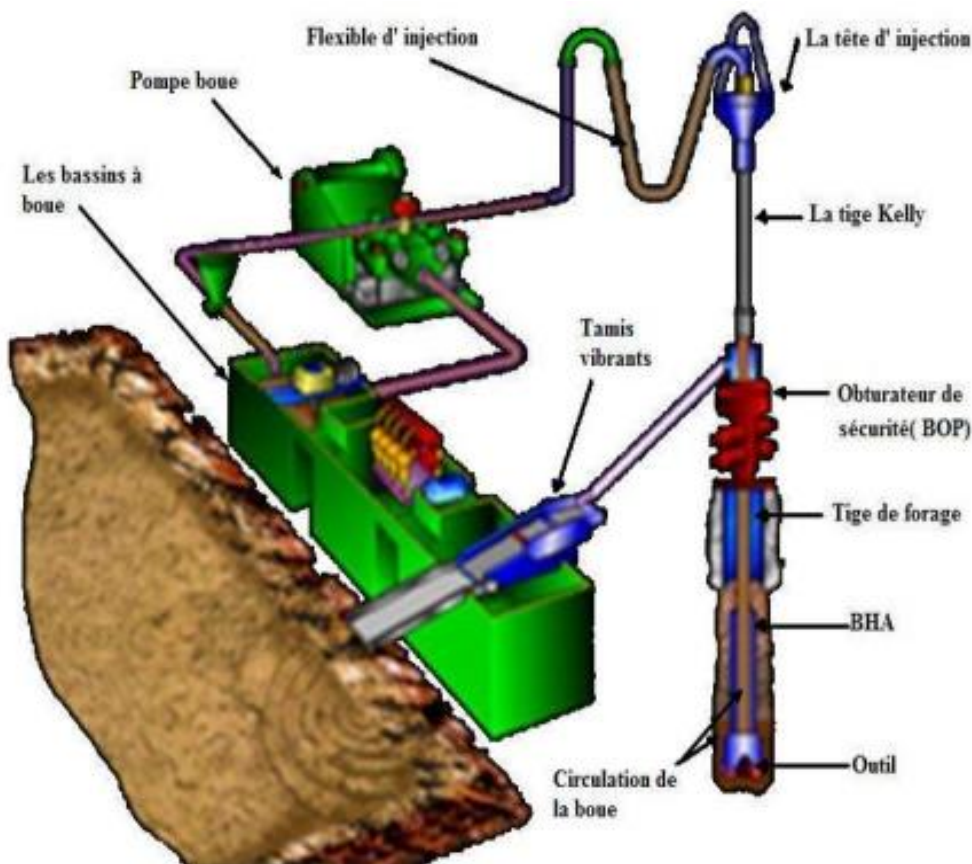


Fig. I.9 Systèmes de circulation de boue

#### I.1.1.4 Système de production d'énergie

Dans le chantier de forage étudié, le système de production d'énergie est constitué par cinq groupes électrogènes de type Caterpillar, quatre de ces derniers sont capables de fournir toute la puissance en courant alternatif nécessaire au réseau, le cinquième est en réserve.



### a) Groupe électrogène

Le groupe électrogène (Fig. I.10) est constitué d'un moteur diesel couplé à un alternateur. L'alternateur est la source principale de l'énergie électrique alternative triphasée qui alimente les moteurs DC des machines de forage à travers le pont SCR avec une tension de 600V de fréquence 60Hz.

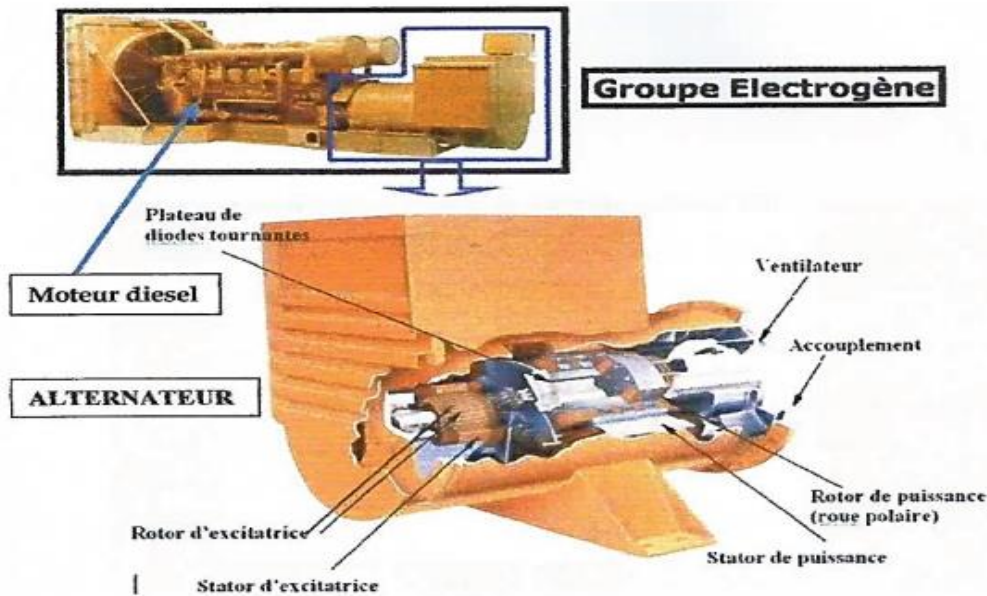


Fig. I.10 Groupe électrogène

### b) Spécification de l'alternateur synchrone

Les unités d'alternateurs sont destinées à contrôler les groupes électrogènes afin de développer une puissance d'alimentation en AC constante. Les sorties d'alternateur sont connectées à un jeu de barres AC commun, chaque unité alternateur dispose d'un gouverneur électronique pour le diesel, un régulateur de tension et un disjoncteur. Ce dernier est verrouillé avec un circuit de protection qui déclenche automatiquement en cas de défaut.

### c) La salle SCR (redresseur commandé au silicium)

Le système SCR permet d'obtenir une conversion de la tension alternative en une tension continue variable, le système permet d'ajuster la puissance AC produite par les alternateurs et délivrer une puissance continue pour les moteurs de traction couplée à des fonctions telles que treuil de forage, table de rotation, commande supérieure, pompes à ciment et pompes à boue [4].

### I.1.2 L'installation de garniture

La garniture désigne la partie souterraine du système de forage (Fig. I.11). Elle est constituée de deux parties principales :

- La partie haute formée du train de tiges (drill strings).
- La partie basse formée de l'assemblage de fond ou BHA (Bottom Hole Assembly).

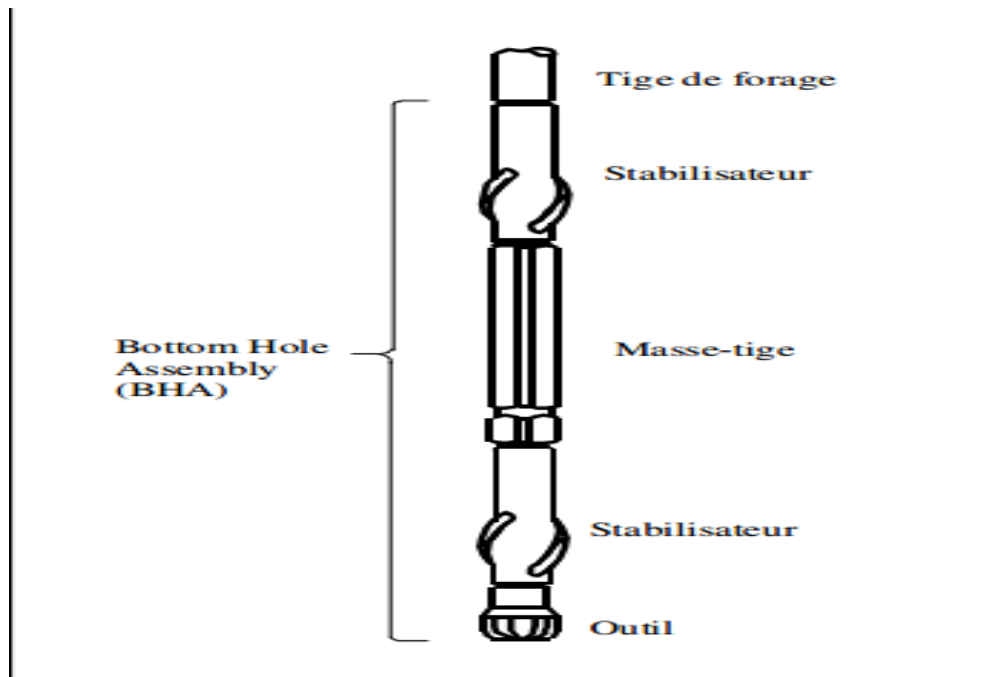


Fig. I.11 l'installation de garniture de forage

#### I.1.2.1 Train de tiges (drill strings)

C'est la partie la plus longue de la garniture ; elle est constituée d'une série importante de tubes minces d'acier qui s'étendent jusqu'à la surface et dont le rôle est de permettre la transmission de la rotation de la table à l'outil et le passage du fluide de forage jusqu'à ce dernier. Chaque tige est munie à ses extrémités de renflements appelés *tool-joint* (TJ) servant pour le vissage des tiges entre elles et comme points d'appui du train de tiges sur la paroi de puits. En conditions normales, on s'arrange pour que le train de tiges soit en traction afin d'éviter son flambement car celui-ci favorise l'apparition de forces de contacts très élevées entre tiges et parois de puits. Ce train de tiges comporte parfois (cas du forage dirigé ou du forage horizontal) une série supplémentaire de tiges lourdes (*Heavy weight Drill Pipe*, HWDP) plus épaisses placées souvent juste après les masses tiges. Ces tiges lourdes ont pour but de réduire les risques de flambement des tiges.

##### a) Caractéristiques

- **Le diamètre nominal**

C'est le diamètre extérieur du corps de la tige, exprimé en pouces.

- **Le grade**

Détermine la qualité de l'acier et donne la résistance de la tige à la traction et à la torsion. Lorsqu'une tige subit un effort de traction, elle s'allonge ; si on ne dépasse pas une certaine valeur et si on relâche la force, la tige revient à sa position initiale : on dit que l'acier a travaillé dans le domaine élastique.

La limite élastique (**contrainte maximale admissible**) est le rapport de la traction maximale sur la section du corps de la tige.

Les grades d'acier normalisés sont : D55 - E75 - X95 - G105 - S135.

- **La gamme**

Caractérise la longueur des tiges. Il existe **3 gammes** de longueur de tige :

- gamme 1 : **5,50 m à 6,70 m (18' à 22')**.

- gamme 2 : **8,25 m à 9,15 m (27' à 30')**.

- gamme 3 : **11,60 m à 13,70 m (38' à 45')**.

- **Le poids nominal**

Il indique le poids du corps de la tige sans les tool-joints.

**b) Classification**

La classe d'une tige définit son degré d'usure après utilisation, donc la diminution de sa section qui entraîne celle de ses caractéristiques mécaniques.

- **L'API a défini les classes de tiges comme suit**

- **Classe 1**

Marquée **d'une bande blanche**.

Les tiges de cette classe sont neuves (**aucune trace d'usure**).

- **Classe supérieure (premium)**

Marquée de **deux bandes blanches**.

**L'usure est caractérisée par :**

- réduction uniforme de l'épaisseur de **20%**.

- réduction excentrique de l'épaisseur de **20%**.

- **Classe 2**

Marquée **d'une bande jaune**.

**L'usure est caractérisée par :**

- réduction uniforme de l'épaisseur de **20%**.

- réduction excentrique de l'épaisseur de **35%**.

➤ **Classe 3**

Marquée **d'une bande orange**.

**L'usure est caractérisée par :**

- réduction uniforme de l'épaisseur de **37.5%**.
- réduction excentrique de l'épaisseur de **45%**.

➤ **Classe 4**

Marquée **d'une bande verte**.

Plus usée que la classe 3.

**Remarque: une tige rebute est marquée d'une bande rouge [4-5-3]**

### I.1.2.2 Assemblage de fond BHA («Bottom Hole Assembly »)

C'est la partie inférieure de la structure de garniture, constituée de l'outil, des stabilisateurs et des masses-tiges.

#### I.1.2.2.1 Masses-tiges

Ce sont des tubes de fortes sections permettant d'exercer du poids sur l'outil. Les masses tiges sont sollicitées en compression et en torsion. Les diamètres de ces tiges peuvent varier selon les puits, de 6 à 8 cm pour le diamètre intérieur et de 10 à 25cm pour le diamètre extérieur pour une épaisseur de 6 à 16cm, ce qui leur confère une bonne rigidité en torsion et en compression.

##### a) Caractéristiques

- ses diamètres extérieur et intérieur.
- Le diamètre intérieur est normalisé par l'API en fonction du diamètre extérieur.
- Lorsqu'il y a un choix possible, il est avantageux de choisir le plus petit diamètre intérieur de façon à augmenter la résistance de la connexion fileté.
- son type et son diamètre de connexion fileté (Reg - FH - IF - NC).
- son profil : lisse, spiralé ou carré.

**Exemple :** NC 46-65

- NC signifie : Numbered Connexion
- 46 est le numéro de la connexion
- 65 signifie 6"1/2 de diamètre extérieur

**Il s'agit donc d'une masse-tige de 6"1/2 de diamètre extérieur, fileté NC 46**

##### b) Différents types de masse-tiges

###### • Masse tiges classiques

L'utilisation du collier de sécurité pour leur manœuvre dans le puits est obligatoire.

- **Masse tiges à rétreints**

Deux rétreints sont usinés dans la partie supérieure pour permettre l'utilisation de la cale et l'élévateur sans collier de sécurité.

- **Masse tiges lisses**

Elles sont lisses sur toute leur longueur.

- **Masse tiges à partie centrale surdimensionnée**

La partie supérieure est réduite pour permettre le repêchage par l'extérieur avec un **overshot** standard

- **Masse tiges carrées**

Elles sont utilisées pour supprimer les dog legs et diminuer la déviation. Les angles sont rechargés par un composite **carbure-diamant** pour éviter leur usure dans les terrains abrasifs.

- **Masse tiges spiralées**

Elles réduisent le risque de coincement par pression différentielle en diminuant la surface de contact masse tige/trou.

- **Masse tiges amagnétiques**

Elles sont utilisées lorsqu'on veut faire des mesures de déviation avec une référence par rapport au nord magnétique. [5]

#### I.1.2.2.2 Les stabilisateurs

Ce sont des tubes d'environ 2 m de long comportant des lames de diamètre égal ou légèrement inférieur à celui du puits permettant de "centrer" les masses-tiges par rapport à l'axe du puits. Leurs formes sont multiples en fonction des terrains et de leur abrasivité ainsi que des longueurs d'appuis.

On distingue les stabilisateurs de diamètre fixe et à diamètre variable. Le dernier type de stabilisateur permet d'augmenter ou de diminuer le diamètre du stabilisateur afin de mieux contrôler la direction d'avancement du système. Cela est obtenu en faisant sortir ou rentrer les picots implantés sur les lames du stabilisateur (Fig. I.12).



Fig. I.12 Stabilisateurs

Le nombre de stabilisateurs dans une garniture, leurs diamètres, leurs longueurs et positions par rapport à l'outil de forage jouent un rôle essentiel dans la maîtrise du comportement directionnel des BHA en dirigeant la force latérale à l'outil vers le haut, vers le bas ou selon l'axe du puits. Ces paramètres imposent à la garniture les trois tendances directionnelles [7].

### I.1.2.2.3 Les outils de forage

Extrémité basse de la garniture, l'outil est entraîné en rotation et permet la progression de la garniture par son action directe sur le front de taille. On distingue deux types d'outils, à molettes (tricônes) et monoblocs (diamant, PDC).

#### a) Trépans à molettes (tricônes)

Un outil tricône comporte trois bras sur lesquels sont montés trois cônes (molettes), soit à l'aide de roulements, soit à l'aide de paliers lisses.

Les dents peuvent être directement fraisées dans le cône ou des pastilles en carbure de tungstène serties (pour les terrains durs) (Fig. I.13).



**Fig. I.13 Outils à picot pour terrains plus dure**

Un outil tricône pour terrain tendre (Fig. I.14) possède des dents longues et espacées, tandis que les dents de celui conçu pour des terrains durs sont petites et peu espacées.

Ces outils travaillent par burinage. Pour permettre la circulation de la boue, ces outils possèdent soit un trou central (outil conventionnel) soit des orifices latéraux placés entre les cônes (outils à duses) (Fig. I.15).

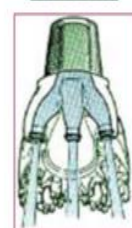


**Fig. I.14 Outils à picot pour terrains tendre**

Outils conventionnels



Outils à duses



**Fig. I.15 type hydraulique de l'outil**

Des duses interchangeable sont introduites dans ces orifices pour régler le jet de la boue, afin de bien nettoyer le front de taille et les dents de l'outil (Fig. I.16).



Fig. I.16 Une Duse

**b) Tréfans monoblocs (diamant, PDC) :**

- **Les outils diamant:** un outil diamant (Fig. I.17) contient des grains de diamant naturel, la roche la plus dure, sertis sur un corps en acier. Ces outils travaillent par abrasion et sont utilisés pour des terrains très durs. Ils possèdent des orifices et des « lignes d'eau » pour le passage de la boue.



Fig. I.17 Outil diamant

- **Les outils PDC :** le PDC (Fig. I.18) est un diamant synthétique, qui a une résistance à la chaleur élevée. Un outil PDC contient des dents en carbure de tungstène sur lesquelles sont déposées de fines couches de diamant synthétique. Ces outils peuvent être utilisés pour une grande gamme de terrains [2].



Figure. I.18 Outils PDC

## I. 2 Paramètres de forage

Les paramètres de forage désignent les grandeurs physiques agissant sur les performances du processus et donc sur sa vitesse de pénétration, désignée par  $v$ . Elles se matérialisent par des facteurs mécaniques et hydrauliques.

### I.2.1 Paramètres mécanique

- **Le poids sur l'outil WOB** (Weight on Bit), exprimé en tonnes : Ce paramètre désigne la force appliquée par la garniture sur l'outil suivant son axe de révolution.
- **La vitesse de rotation (RPM)** exprimée en tr/min: Le choix de la vitesse de rotation dépend de celui de WOB. En surface elle peut être précisément contrôlée mais elle peut être différente de la vitesse de rotation du trépan.
- **le couple exercé sur l'outil, TOB** (Torque On Bit), exprimé en da. Nm: Ce paramètre correspond au couple transmis par la garniture au trépan suivant son axe de révolution.
- **la vitesse d'avancement ROP** (Rate of Pénétration), exprimé en m/h : Correspond à la profondeur forée par heure.

### I.2.2 Paramètres hydrauliques :

- **Type de boue** : Le type de boue est choisi en fonction des performances recherchées et désigne les propriétés physico-chimiques du fluide de forage.
- **Débit et pression hydraulique** : Le débit et la pression hydraulique représentent les variables physiques qui doivent favoriser une bonne évacuation des déblais et éviter des problèmes d'encrassement du trépan ou du puits.
- **Densité de la boue** : L'obtention des informations relatives au puits et particulièrement le contrôle de la pression dans le puits s'effectue à travers la densité de la boue. La boue de forage ramène à la surface les déblais, mais aussi du gaz contenu dans les roches. Cela fournit des indications sur la nature des fluides se situant dans le réservoir et représente un élément important dans le pilotage de la garniture [1].

## I.3 La boue de forage

Le fluide de forage, appelé aussi boue de forage, est un système composé de différents constituants liquides (eau, huile) et/ou gazeux (air ou gaz naturel) contenant en suspension d'autres additifs minéraux et organiques (chaux, alourdissant, réducteurs de filtrats, émulsifiants, viscosifiants...).

### I.3-1 Types de boue

- la boue à base d'eau : le fluide dans lequel sont ajoutés les autres produits est de l'eau.



- la boue à base d'huile : le fluide dans lequel sont ajoutés les autres produits est du gasoil ou du pétrole.

Chaque type de boue est utilisé pour répondre à certains problèmes dans le puits. Par exemple, les argiles dites « gonflante » gonflent au contact de l'eau et viennent coincer la garniture de forage. Pour éviter ce problème, il faut utiliser une boue à base d'huile. La boue à base d'eau dissout le sel.

**A.N :** Les gammes de densité de boue généralement utilisées sont de l'ordre de 1 à 1.6, mais des valeurs beaucoup plus fortes peuvent être utilisées en cas de pressions anormales.

### I.3.2 Les caractéristiques de la boue de forage :

- **la masse volumique:** (appelée densité sur chantier), sert à alourdir la boue pour augmenter la pression hydrostatique dans le puits, et éviter ainsi l'intrusion d'un fluide ou le fluage des argiles,
- **la viscosité :** c'est la caractéristique qui permet à la boue de déplacer les déblais,
- **le filtrat :** c'est l'eau qui pénètre dans la formation pour permettre le dépôt d'une couche de solides, appelée cake, qui "cimente" les parois du puits.

### I.3.3 Rôle de boue de forage

Les boues de forage doivent avoir des propriétés leur permettant d'optimiser les fonctions suivantes :

- Maintien des déblais en suspension.
- Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits.
- Dépôt d'un cake imperméable.
- Nettoyage de puits.
- Prévention des venues d'eau, gaz, ou d'huile.
- Entraînement de l'outil.
- Apport de renseignement sur le sondage
- Augmentation de la vitesse d'avancement.
- Refroidissement et lubrification de l'outil.
- Contamination des formations productrices.
- Évite la corrosion et usure du matériel.
- Sécurité du matériel.
- Diminution du poids apparent du matériel de sondage [8].

## I. 4 Le tubage et la cimentation

Le puits, une fois foré, doit être couvert pour empêcher les parois de s'effondrer. On descend alors des tubes appelés « tubage » et on les cimente (fig. I.19).

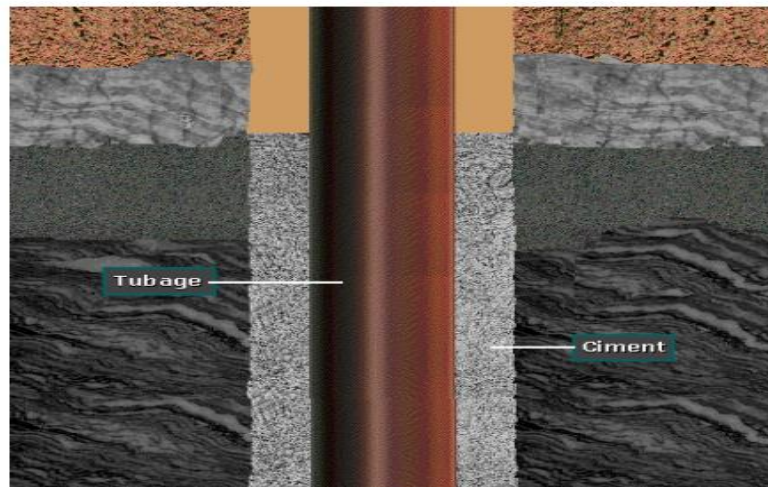


Fig. I.19 Tubage et Cimentation

### I.4.1 Le tubage

L'opération de tubage consiste à introduire une colonne de tubage dans un puits, après avoir foré une profondeur pour une phase donnée

#### I.4.1.1 But du tubage

- La séparation de toutes les couches incompatibles traversées (aquifères, gazéifier et pétrolières).
- Le maintien en place des parois du puits afin du pouvoir continuer le forage dans des bonnes conditions techniques.
- Couvrir les zones à perte.
- Séparer les couches à faible pression.
- Sécurité et mise en place de l'équipement de production tout le long du puits.

#### I.4.1.2 Les différents types de colonnes

- **Tube guide** : Ce dernier n'est souvent qu'un tube roulé de quelques mètres de longueur et descendu à une dizaine de mètres. Son rôle est d'assurer la verticalité du trou dans les premiers mètres forés et de canaliser la circulation de la boue vers les bacs à boue est devient négligeable à partir du moment où la première colonne technique est en place.
- **Colonne de surface** : Appelée encore 1<sup>ère</sup> colonne technique ou colonne de fermeture des eaux, elle est destinée à :

- ✓ Isoler le sondage des nappes phréatiques d'eau douce contenues dans les couches supérieures ;
- ✓ Maintenir les terrains de surface non consolidés, à l'aide des ancrages des dispositifs de sécurité en tête de puits (BOP).
- **Une ou plusieurs colonnes techniques ou intermédiaires**  
Suivant les difficultés des terrains et la profondeur du puits, on descend une ou plusieurs colonnes intermédiaires. Le but principal de cette colonne est de protéger le trou et de rendre possible la poursuite de forage  
Les colonnes techniques doivent être obligatoirement cimentées jusqu'en surface pour les puits à gaz, mais pas nécessairement pour les puits à huiles.
- **Colonne de production** : Ce tubage isole le réservoir de tous les fluides indésirables de la zone de production elle-même ainsi que les zones traversés par le puits. Cette colonne peut être suspendue soit en surface dans la tête de puits, soit en profondeur (encrage dans une colonne technique), dans ce cas on l'appelle une colonne perdue ou Liner.
- **La colonne perdue (Liner)**: Parmi les rôles de cette partie du tubage, elle fournit la possibilité de contrôle du puits, elle représente un solution pour plusieurs problèmes tels que: les pertes de circulation, les formations instables, le collage différentiel. Il permet aussi la protection des formations en cas de pression de puits basse ou élevée, ou en cas des fluides incompatibles [2].

#### I.4.2 La cimentation

La cimentation consiste en la mise en place d'un laitier de ciment approprié à une côte donnée du puits ou dans l'espace annulaire entre le trou foré et le tubage en place.

##### I.4.2.1 Définition du ciment

Le ciment est un liant hydraulique, c'est-à-dire qu'au contact de l'eau, leurs constitutions minéralogiques s'hydratent en formant une pâte ou 'laitier' qui durci et devient un matériau doué de propriétés mécaniques capables de lier d'autres matériaux.

##### I.4.2.2 Buts de l'opération de cimentation

- Isoler une couche productrice des couches adjacentes.
- Protéger ces tubages contre la corrosion due aux fluides contenus dans les couches traversées
- Fournir une base étanche aux équipements de contrôle et de sécurité installés en tête de puits.

### I.4.2.3 Matériels de cimentation

L'équipement de cimentation primaire est standard, comme :

- **La tête de cimentation** : vissée au sommet du tubage, contient deux bouchons, elle permet la circulation de la boue, l'injection du laitier après le largage du bouchon inférieur, la chasse du bouchon supérieur avec la boue initiale.
- **Les bouchons de cimentation** (Fig. I.20) : on distingue deux types représentés dans le tableau suivant :

**Tab. II.1** : Type de bouchons de cimentation

Type de Bouchons de cimentation	Rôle
Bouchons inférieur (Bottom plug)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Séparer les fluides.</li> <li>• Racler les parois du tubage, évitant le plus possible la contamination du laitier.</li> </ul>
Bouchons supérieur (Top plug)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Etudier pour être étanche et résistant aux hautes pressions.</li> <li>• Sert à chasser le laitier.</li> <li>• Permet de réaliser n test en pression de la colonne</li> <li>• Vient se mettre en place normalement sur le bouchon inférieur(ou sur le dispositif d'arrêt)</li> </ul>



**Fig. I.20** Bouchon de ciment

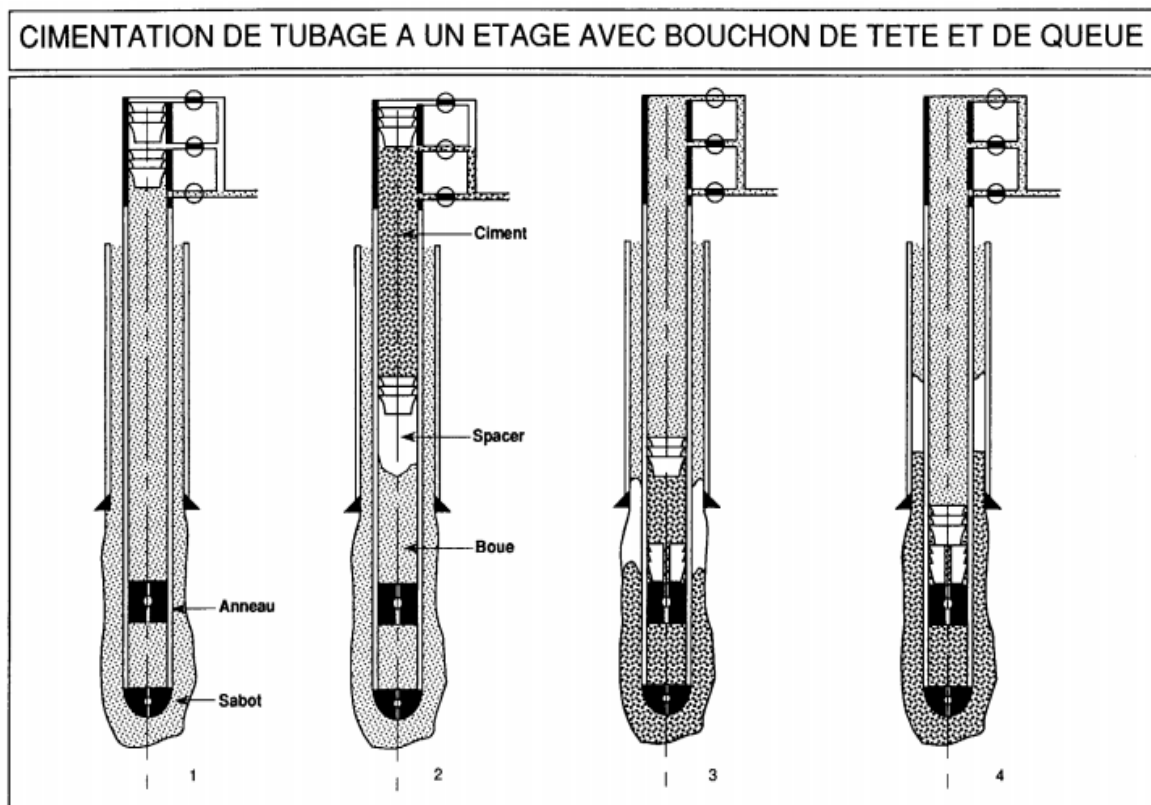
### I.4.3 Mode opératoire

Le tubage est muni, à son bout, d'un sabot qui le guide durant sa descente dans le puits et une vingtaine de mètres plus haut, d'un anneau qui retient les bouchons de cimentation. Une fois le tubage au fond, on place, à sa tête, la tête de cimentation, contenant les deux bouchons, et on la connecte aux conduites arrivant de la pompe de forage et de l'unité de cimentation. Pour cimenter, on commence par libérer le bouchon inférieur, puis fabriquer et

pomper simultanément le ciment. Ce dernier descend dans le tubage derrière le bouchon inférieur, jusqu'à ce que ce dernier pose sur l'anneau.

En continuant le pompage, le bouchon étant retenu par l'anneau, ne pouvant pas se déplacer éclate sous l'effet de la pression et laisse le ciment passer. Une fois le volume total de ciment pompé, on libère dessus le bouchon supérieur et on continue à déplacer le ciment par la boue. Le ciment arrive au bout du tubage, sort par le sabot et remonte dans l'espace annulaire.

On arrête le pompage de la boue lorsque le bouchon supérieur repose sur celui inférieur, déjà bloqué sur l'anneau, ce qui est indiqué par une augmentation brusque de la pression, appelé à coup de pression. (Fig. I.21) [2].



**Fig. I.21 Procédure de cimentation**

## I.5 Système de sécurité

### I.5.1 Rôles d'obturation [Blow-out Preventers]

- ✓ L'obturateur et ses accessoires servant à: Assurer la fermeture du puits en cas de venue de fluides de formations;
- ✓ Permettre la circulation sous pression contrôlée pour reconditionner la boue et évacuer l'effluent ayant pénétré dans le puits;
- ✓ Tester des éléments dans le puits;
- ✓ Tester les formations;
- ✓ Faire des circulations inverses;

Un obturateur est défini par sa marque, son type, sa dimension nominale et sa série (pression de service) Pour chaque obturateur on précise en outre les caractéristiques suivantes:

- ✓ Le diamètre maximal de passage des outils.
- ✓ Les apports d'ouvertures et de fermeture (rapport entre la pression qui règne dans le puits et la pression nécessaire pour commander l'obturateur).
- ✓ Les volumes de fluide nécessaire pour la fermeture et l'ouverture.
- ✓ L'encombrement (fluide).
- ✓ Le poids.

### I.5. 2 Différents types d'obturateurs

- **Les obturateurs à mâchoires [rams BOP] :** Ces obturateurs ferment l'espace annulaire autour des tiges par le déplacement d'une paire de mâchoires.
  1. Garniture frontale .
  2. Garniture supérieure d'étanchéité.
  3. Block métallique.

Ces mâchoires (Fig. I.22) rendent étanche l'espace au-dessous d'elles. Elles peuvent être:

- ✓ **A fermeture totale :** elles permettent de fermer totalement le puits en l'absence de tiges ou de les cisailer si elles sont présentes,
- ✓ **A fermeture sur tiges :** elles sont munies d'ouvertures semi-circulaires correspondant au diamètre extérieur des tiges, pour lesquelles elles sont prévues. Il est absolument essentiel que les mâchoires d'un obturateur correspondent exactement aux dimensions des tiges, des tubages, ou des tubings qui sont en service,
- ✓ **A fermeture variable :** elles permettent de fermer sur différentes tailles de tiges et même sur la tige d'entraînement

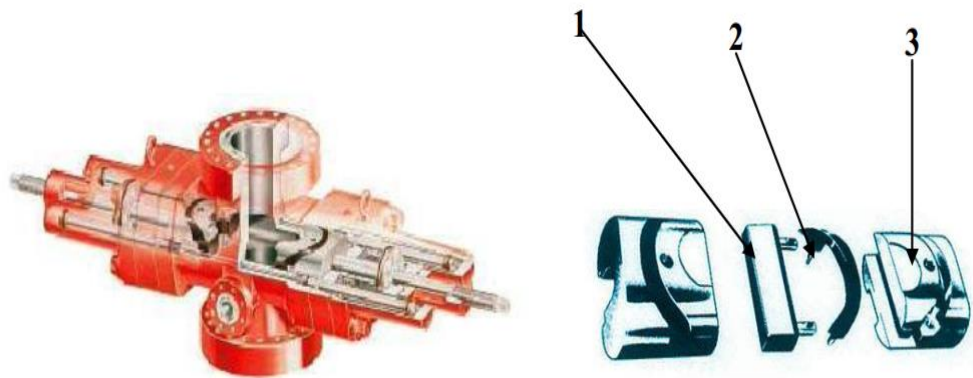
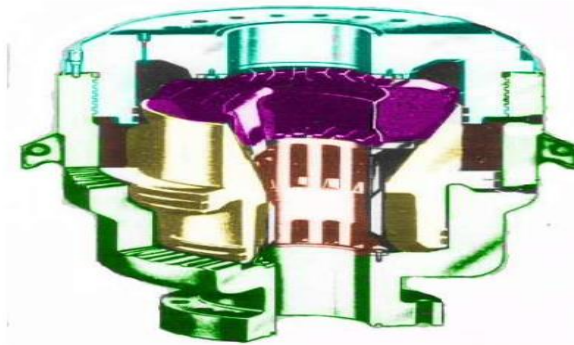


Fig. I.22 Les mâchoires

- **Les obturateurs annulaires [annulaire BOP]:** Ces obturateurs emploient une membrane en caoutchouc synthétique, qui fait étanchéité sur différents diamètres de la garniture de forage. Elle peut même permettre de petits mouvements de translation et de rotation, et fermer complètement le trou s'il est vide (Fig. I.23).



**Fig. I.23 Obturateur annulaire**

- **Les Obturateurs rotatifs:** Placés au dessus des obturateurs fixes, ils permettent la rotation et la manœuvre des tiges, ils sont utilisés pour forer sous pression (comme dans le forage en underbalance).

### I. 5.3 Commande des obturateurs

Les obturateurs sont à commandes hydrauliques. Une unité d'accumulateurs permet de stocker du fluide hydraulique sous pression de manière à assurer une fermeture rapide des obturateurs. La mise en pression s'effectue à la fois par des pompes électriques d'autres pneumatiques. Cette unité d'accumulateurs ainsi que le tableau de commande des obturateurs doivent se trouver à une distance sûre du puits de manière à pouvoir être opérés rapidement et de manière adéquate en cas d'urgence. Un tableau de commande secondaire est généralement situé sur le plancher de forage à portée de main du chef de poste [2].

### Conclusion

Le forage s'est beaucoup développé avec les recherches minières et pétrolières, et il a mis à profit de nombreuses innovations techniques déterminantes comme l'utilisation de matériaux très durs et d'aciers spéciaux, l'air comprimé, la transmission hydraulique. Les matériels existants sont très nombreux et variés, on trouve sur le marché des machines et outillages plus ou moins spécialisés, aptes à répondre aux différents types de problèmes posés.

**Chapitre II :**

**Tubage encours de  
forage (CwD)**



## **Introduction**

Le forage conventionnel a monopolisé le forage des puits de pétrole et de gaz pendant un siècle, après cela en 1900; l'utilisation de tubage pour forer des puits de pétrole et de gaz représente un changement fondamental dans la construction de puits.

### **II.1 Généralité sur tubage encours de forage (CwD)**

#### **II.1.1 Historique de tubage encours de forage (CwD)**

À la fin des années 1990, l'idée du tubage pendant le forage a finalement été acceptée dans l'industrie pétrolière et gazière.

La méthode conventionnelle de forage d'un puits a été confrontée à de nombreux défis tels que le coût d'achat, d'inspection, de manutention et de transport du train de tiges de forage. Un problème courant est le déclenchement de l'entrée et de la sortie du train de tiges à chaque fois que l'ensemble de fond de trou (BHA) doit être remplacé ou lorsque la profondeur totale est atteinte.

Le déclenchement du train de tiges de forage contribue non seulement au temps improductif (TNP), mais entraîne également des difficultés de contrôle du puits, comme l'instabilité du puits de forage et la perte de circulation. Comme ces problèmes devaient être résolus, il était nécessaire d'adopter une nouvelle méthode – forage par tubage (CwD) - pour résoudre ces problèmes.

Les premières étapes du développement de cette nouvelle méthode ont été franchies dans les années 1890, lorsque les ingénieurs ont appliqué une nouvelle approche, basée sur un procédé de forage rotatif pour forer le puits avec le tubage et ensuite récupérer le trépan à expansion hydraulique. Quelques décennies plus tard, précisément en 1926, un nouveau brevet, qui comprenait un trépan de tubage récupérable et ré enroulable, a été présenté. Bien qu'il n'ait pas encore été très bien accepté, ce brevet présentait de nombreux avantages. Parmi ces avantages, mentionnons : l'élimination des tiges de forage, la réduction du temps total de forage, l'immobilisation des tiges, les coûts d'équipage et de forage, l'utilisation de peu de train de tubage, la diminution du nombre d'accidents sur la plateforme et la possibilité de forer chaque pied dans le puits. Ces avantages ont d'abord été reconnus par Brown Oil Tools Company.

Dans les années 1960, ils ont mis au point un système d'entraînement du tubage, qui comprenait des outils de fond de trou et de surface utilisés pour forer avec le tubage et les trépans récupérables, et l'ont appliqué sur les puits de forage. Ce système d'entraînement de tubage est considéré comme l'ancêtre des systèmes d'entraînement supérieurs d'aujourd'hui, il y comprit le système d'entraînement de tubage Tesco, qui est maintenant une norme pour le

tubage pendant le forage. Le système Tesco a réussi à réduire les coûts des puits et à éliminer le temps improductif dans l'industrie du forage.[9]

### **II.1.2 Définition de tubage encours de forage (CwD)**

Le forage par tubage, aussi connu sous le nom de forage avec tubage (DwC) ou tubage pendant le forage (CwD) est une technique de forage alternative à la méthode de forage conventionnelle.

Le forage par tubage (CwD) est un processus d'employer le tubage standard de puits pétrolier remplaçant les tiges de forage dans la garniture (CD), ou remplaçant les sections inférieures de la garniture de forage dans le cas de (LD), alors le puits est foré et tubé en même temps. Le système Top drive (TDS) tourne Le tubage qui transmet l'énergie mécanique pour actionner l'outil.

Le fluide de forage est circulé par l'intérieur du tubage ou la garniture intérieure et remonte dans l'espace annulaire entre le tubage et la paroi du puits. Il y a des équipements de surfaces et de fond, les deux sont nécessaires pour rendre ce processus possible. Tandis que plusieurs des fonctions et des activités sont semblables au processus de forage conventionnel, il y a les considérations concernant le CwD. Les tiges et les masse tiges de forage sont utilisées et les opérations de diagraphie, carottage et de perforation sont les mêmes avec le conventionnel. Pour accéder le chargement et les critères de fond de puits, les modifications sont faites dans le système de levage à la surface et l'outil de forage. [9,11]

## **II.2 Différents types de tubage encours de forage**

il existe de nombreux modèles développés pour forer avec tubage. En général, ces modèles peuvent être classés en quatre grandes catégories (Fig. II.1) :

1. Forage par tubage (CwD) avec système récupérable.
2. Forage par tubage (CwD) avec système non- récupérable.
3. Liner drilling (LD) avec système non-récupérable.
4. Liner drilling (LD) avec système récupérable. [9]

### **II.2.1 Tubage encours de forage (CwD) avec système récupérable**

La CwD avec système récupérable est très avancée avec la capacité de contrôle de trajectoire directionnelle et d'enregistrement avec BHA récupérable tout en gardant la chaîne de tubage au fond. Le système récupérable consiste en des dispositifs spéciaux de verrouillage en fond de puits pour connecter le BHA directionnel ayant le trépan de forage, un élargisseur inférieur, un moteur à déplacement positif (PDM) ou un moteur orientable, un dispositif de

mesure pendant le forage (MwD)/logging pendant le forage (LwD) et un stabilisateur au joint inférieur du tubage. Pour récupérer de BHA, une tige de forage ou une opération filaire peut être utilisé tout en continuant indépendamment la réciprocity de la seule chaîne de tubage afin d'éviter le potentiel problème d'être coincé. Le système de récupération des tiges de forage est simple mais nécessite une tige de tubage statique pendant le fonctionnement. ( la tige de forage dans le puits). [9][11]

**Tab. II .1 :** le tableau sous dessus les analyses sur efficacité de system récupérable (Tesco 2001 a 2006) :

<b>Récupérable BHAs</b>	<b>Verticale BHAs</b>	<b>Directionnel BHAs</b>	<b>fructueux récupérations</b>	<b>infructueux récupérations</b>
<b>890</b>	<b>822</b>	<b>68</b>	<b>957</b>	<b>33</b>
<b>100 %</b>	<b>92 %</b>	<b>8 %</b>	<b>96 %</b>	<b>4 %</b>

### **II.2.2 Tubage encours de forage (CwD) avec système non- récupérable**

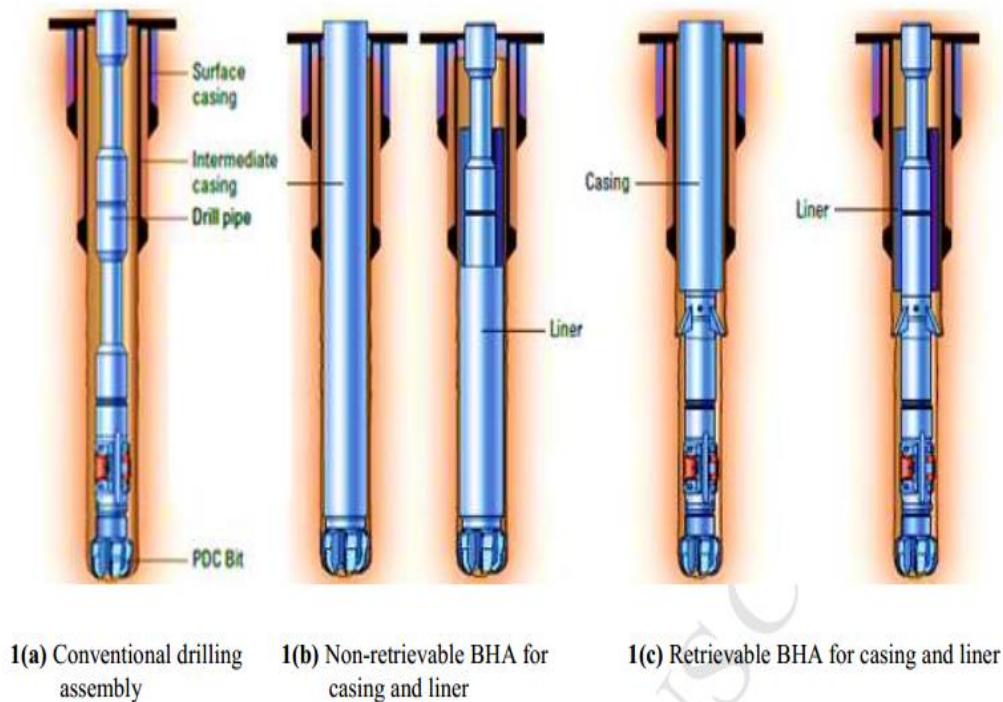
CwD non récupérable est simple dans son fonctionnement et son application par rapport aux autres. Le système se compose d'un trépan ou d'un sabot de forage perçable situé au fond d'un train de tubage qui s'étend jusqu'à la surface. L'analyse montre qu'il s'agit d'une méthode de forage viable pour la mise en œuvre industrielle dans les champs où le trou de forage supérieur sections sont couvertes par le pergélisol. [9]

### **II.2.3 Liner drilling (LD) avec système non-récupérable**

liner drilling présente des similitudes avec le forage par tubage CwD dans lequel un train de tubage complet à partir de la surface est remplacé par des joints de tubage de plus courte longueur prolongés jusqu'au dernier sabot de tubage, le train de tubage est abaissé par un outil de pose sur un tube de forage. Une fois le forage terminé, le système non récupérable est en mesure de fixer le suspentage jusqu'à la profondeur totale (DT), après quoi la cimentation est effectué. [9]

### **II.2.4 Liner drilling (LD) avec système récupérable**

Dans ce cas, BHA doit être récupéré une fois que liner hunger a été fixé et qu'il a été cimenté. Liner drilling à été pratiqué avec succès dans le golfe du Mexique pour atténuer le problème de l'instabilité des trous



**Fig. II.1 TYPES DE SYSTEME DE tubage encours de forage**

### II.3 Les avantages et les inconvénients de tubage encours de forage (CwD)

#### II.3.1 Les avantages de tubage encours de forage (CwD)

##### II.3.1.1 La Stabilité Du Puits

Le Casing/Liner Drilling offre plusieurs aspects uniques qui peuvent aider à maintenir la stabilité de puits. Puisque le casing/liner est toujours à la cote pendant le forage, la durée de temps dépensé au manoeuvre est réduite, et chaque pied foré est un pied gagné dans la longueur du puits. On l'accepte généralement que la plupart des problèmes d'instabilité du puits est les coincements des tiges surgissent pendant le manoeuvre. Un autre avantage de Casing/Liner Drilling est que le temps de mise du trou en découvert est sensiblement réduit, et il n'y a aucune charge mécanique sur les formations faibles après que le casing/liner ait été cimenté en place. Lorsque le puits est tubé, les formations réactives passent moins de temps d'exposition aux fluides aqueux, qui est une autre facette de la technologie qui aide l'amélioration de la stabilité du puits ; moins de temps d'exposition aux schistes réactifs implique à la moindre possibilité de gonflement. [10]

##### II.3.1.2 Aucun problème au cours de la descente du tubage

Dans d'autres cas, il est difficile de descendre le tubage après que la garniture de forage conventionnel soit remontée en raison de la faible qualité du trou de forage. Certaines de ces difficultés sont liées aux problèmes de l'instabilité du trou de forage, directement attribués à la vibration de la garniture du forage, alors que d'autres sont liées plus à la géométrie des

formations du puits étant foré. Le système de CwD réduit ces incidents en installant le tubage immédiatement pendant que le puits est foré. [10]

### II.3.1.3 Moins de temps de forage

On le convient que lorsque le temps de forage est plus grand alors la probabilité de l'instabilité de puits est grande. Le CwD réduit le temps et le cout total nécessaire pour le forage d'un puits en éliminant le manœuvre, la pose de tubage et atténuer le NPT due aux problèmes de forage. [10]

### II.3.1.4 Des puits plus profonds

Le CwD donne l'occasion de conduire le tubage à des profondeurs plus profondes que peut être obtenu avec le forage conventionnel. On élimine la nécessité de forer avec une densité de boue suffisante pour fournir une marge de sécurité lors le manœuvre de la garniture de forage dehors du puits. Particulièrement dans les puits profonds ou la pression de pore et la pression de

rupture ont une marge étroite. [10]

### II.3 .1.5 Nettoyage Du Puits

Pour optimiser le nettoyage du puits ,il faut s'assurer qu'une quantité suffisante d'énergie est transférée par le fluide de forage aux déblais de forage, pour empêcher la déposition des déblais au fond et éviter le coincement.

Pipe-to-Hole Area Ratio(PHAR) est le rapport entre le carré du diamètre extérieur d'un tube et le diamètre au carré de puits. Ce paramètre est souvent employé afin de déterminer le débit approprié de pompage, et la vitesse de rotation de la garniture de forage (RPM) requis pour la réalisation d'un nettoyage efficace du puits.

$$\mathbf{PHAR} = \frac{R_h^2}{R_p^2}$$

:

$R_h$  : le rayon du puits,  $R_p$  : le rayon extérieur de tube

Les hypothèses déclarent qu'il y a une relation entre le PHAR, le taux de pompage, et la vitesse de rotation de la garniture pour maintenir un nettoyage du puits suffisant.

Moins de rotation de la garniture est exigée pour le bon nettoyage du puits(en fournissant un accouplement visqueux) quand on fore avec un faible PHAR. Le rapport de PHAR des puits forés en utilisant des systèmes de Casing/Liner Drilling (CD/LD) sera nécessairement inférieur qu'un puits forée conventionnellement. Les vitesses des liquides seront également

hautes que celle d'un autour dans l'espace annulaire, Ainsi il est raisonnable de supposer que le nettoyage du puits dans ces intervalles sera meilleur que le forage conventionnel. [10]

### II.3.1.6 Le tubage encours de forage est sécurisé

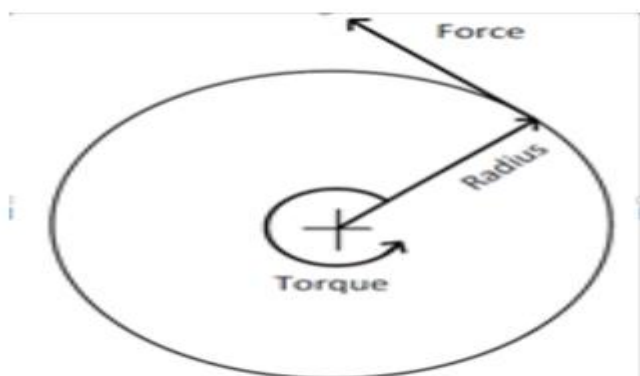
L'exposition personnelle dans la manipulation des tubes pendant les opérations du manœuvre et la descente du tubage est réduite. Le processus de CwD, on fait la circulation surface-fond tous le temps, réduisant les risques liés aux opérations du contrôle des puits. [10]

## II .3.2 Les inconvénients du tubage encours de forage (CwD)

### II.3.2.1 Couple, drague et frottement

Le plus grand diamètre du tubage/ liner comparé à la garniture de forage conventionnelle signifie que plus de couple (Fig. II.4) est exigé afin de tourner la garniture pour conter les forces de drague agissant sur la garniture.

Il y a un risque additionnel d'obtenir un coincement tout en forant avec le tubage et liner dû au frottement de mur-à-mur et à la rigidité inhérente de la garniture; la sensibilité aux Dogleg (DL) est plus haute qu'avec la garniture de forage conventionnelle



$$\text{Torque} = \text{Force} * \text{Rayon}$$

Fig. II.2 La relation entre torque et le rayon

### II.3.2.2 La Cimentation

Le ciment utilisé au CwD est typiquement plus visqueux et a une force de gel plus que la boue de forage conventionnel. L'annulaire étroit lié à CD/LD cause une plus grande ECD au cours de la cimentation, qui peut mener à la fracturation de la formation, entraînant des pertes de ciment.

Lors l'utilisation du système de BHA récupérable, les valves doivent être descendu au fond par un câble, Coiled tubing ou par les tiges de forage après que la BHA intérieure ait été retirée du trou, et donc plus de temps perdu.

### II.3.2.4 Élongation et vibrations de la garniture

L'élongation de la garniture augmente les forces de compression agissant sur l'outil, augmentant le couple exigé pour tourner l'outil et le poids sur l'outil (WOB). Cet effet a une tendance à causer des vibrations additionnelles, et ainsi l'endommagement des équipements de fond.

### II.3.2.4 Contrôle et sécurité

La possibilité de cisailier le tubage et pour sceller le BOP quand la rencontre des éruptions peut être un souci. Conventionnellement, les BOPs ne sont pas appropriés au cisaillement de tubage, lors du manœuvre, les incidents de control des puits sont prévus [10]

## II.4 L'appareil de tubage encours de forage

L'appareil de tubage encours de forage (Fig. II.3) ne diffère pas trop de l'appareil le forage conventionnel. En fait, les principales différences se reflètent dans le système qui assure la connexion, la rotation et la circulation de la chaîne de tubage, appelé Casing Drive System (CDS) et la fixation d'une pompe à boue supplémentaire et l'amélioration des équipements de manutention du gaz et de contrôle du puits.

En plus de contenir l'équipement habituel équipement d'appareil conventionnel, CwD appareil contient également top drive et wireline utilisé pour faire fonctionner et récupérer les outils de fond de puits. [9]



Fig. II.3 Appareil de forage par tubage

### II.4.1. Top drive

Top drive situé à la surface, relie le tubage avec Casing drive system lors du forage par tubage avec système récupérable et au système overdrive dans les forages par tubage non

recupérables. Top drive permet de mettre le tubage en mouvement de rotation et également fournit le couple de serrage nécessaire à la mise en place des connexions du tubage. Cet équipement utilise également son haut HP pour mettre le tubage en un seul mouvement en douceur.[9]

#### II.4.2 Powered Catwalk

Les tubes peuvent être chargés ou débarqués de l'un ou l'autre côté du Catwalk. Les bras hydrauliques soulèvent et les tubes du parc à tubes à la cuvette de Catwalk. La cuvette de Catwalk se soulève, le joint de tube est placé sur le plancher et prêt pour le prochain raccordement du forage. Ce système est conçu d'être ajusté automatiquement pour différentes longueurs des tubes et peut être complètement commandé par le foreur (Fig. II.4). [9]



Fig. II.4 Le Power Catwalk pour le tubage encours de forage

#### II.5 Equipements de tubage encours de forage

Les équipements de forage par tubage se divisent en deux catégories principales qui sont :

- CwD/LD avec système récupérable.
- CwD/LD avec système non récupérable.

##### II.5.1 CwD/LD avec système récupérable

Le forage par tubage est effectué à l'aide des équipements de surface et de fond de puits dans lesquels le tubage standard du champ pétrolifère est utilisé simultanément pour le forage et le tubage du puits.



### II.5.1.1 Casing Drive System (CDS)

Une unité top drive fait tourner le tubage et applique le couple pour réaliser les connexions tubulaires. Le Casing Drive System (Fig. II.5) est actionné par le système de commande hydraulique de top drive, accélère la manutention des tuyaux et prévient les dommages au filetage du tubage en éliminant un cycle d'établissement et de rupture des connexions aux joints tubulaires. Une fois la connexion établie, la circulation peut être initiée et le CDS peut manipuler l'ensemble de la chaîne du tubage. Tesco utilise deux ensembles de CDS différentes, selon la taille du tubage étant manipulée. [9]



**Fig. II.5 LA connexion de CDS avec TOP Drive**

Les ensembles des slips poignées soit l'extérieur ou l'intérieur du tubage (Fig. II.6), selon la taille de la conduite, et fixe le tubage à Top drive sans raccords filetés. Une lance interne assure l'étanchéité du fluide à l'intérieur de la conduite.

L'utilisation du casing drive system accélère le processus de manutention du tubage, réduit man power, élimine un cycle de fabrication/rupture, évite d'endommager les filets de tubage et améliore la sécurité. En fonction de la capacité de levage, certains paramètres de base du casing drive system Tesco sont présentés dans le tableau. II.2 [11]



Fig. II.6 CDS extérieur et intérieur Tesco

Tab. II.2 : Spécifications CDS Tesco

Spécifications :			
Levage Capacité d'accueil	350 Tonnes Externe	500 Tonnes Interne	750 Tonnes Interne
Dimensions du boîtier (po)	3 ½ - 8 ¾	4 ½ - 20	9 ¾ - 20
Longueur (pi)	10	10	19
Couple maximal (pi/lb)	40000	40000	80000
Pression maximale du fluide de forage. (psi)	5000	5000	5000
Vitesse de fonctionnement maximale (tr/min)	200	200	100
Capacité maximale de poussée vers le bas (lb)	25000	25000	25000

### II.5.1.2 Les connexions de tubage

Les raccords de tubage jouent (Fig. II.7) un rôle majeur dans le processus de forage. La connexion est exposée à des forces de torsion et axiales élevées, à une résistivité à la fatigue et à des charges de cerclage élevées. En plus de ces caractéristiques de raccordement souhaitables, on peut citer également un make-up répétitif, une manipulation aisée, un joint d'étanchéité à haute intégrité de maintenance et un bon dégagement de passage.

La conception est basée sur les connaissances acquises lors du développement de connexions résistantes à la fatigue pour les risers de production offshore. Il s'agit principalement de raccords BTC à contreventement API, équipés en plus d'une bague de charge intégrée pour une capacité de torsion et d'étanchéité, et de filetages traités avec une préparation de

di-sulfure de molybdène afin de réduire la formation d'écaillés lors de la mise en forme. Grant Prideco, Hydril, Hunting Energy Services, Vam et GB Tubulars font partie des fabricants. [9]

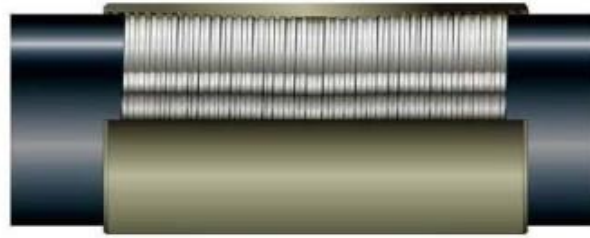


Fig. II.7 Connexion du tubage Grant Prideco

### II.5.1.3 BHA récupérable

Le système récupérable a un outil de forage récupérable et deux BHA, mal et femelle récupérables. L'outil de forage est fabriqué à partir de l'acier et du matériel de découpage dur; donc, il peut être employé pour forer des formations dures. Un Under-reamer (élargisseur) avec un grand diamètre plus grand, est monté à l'extrémité de la garniture de tubage pour élargir le trou pour l'avancement de tubage (Fig. II.8)

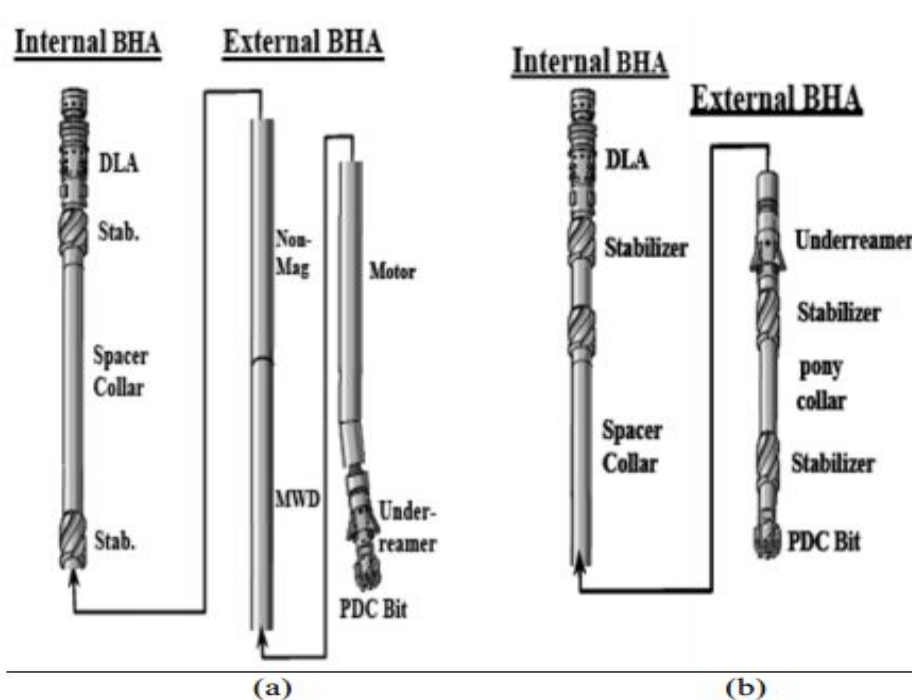
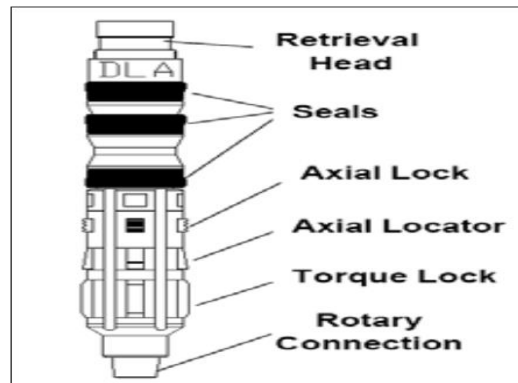


Fig. II.8 BHA récupérable pour le forage dirigé et le forage verticale

### II.5.1.4 Drill Lock Assembly (DLA)

L'ensemble de forage est fixé au fond du tubage par DLA (Fig. II.9), de sorte que le composant supérieur de l'ensemble Drill Lock (DLA) qui assure l'accouplement mécanique (axial et torsion) au tubage, ainsi que des joints hydrauliques et un mécanisme pour faciliter l'insertion et la récupération.

Des joints hydrauliques (Seals) de DLA permettent le passage de la boue seulement à travers la BHA jusqu'à l'outil et permet de connecter les outils de forage conventionnels avec des connexions à épaulement rotatif au tubage et facilite l'entrée et la sortie des outils du tubage.



**Fig. II.9 Drill Lock Assembly**

### II.5.2 CwD/LD avec système non- récupérable

Les systèmes non récupérables peuvent être composés :

#### III.5.2.1 Overdrive System

Cet outil est relié au système top drive de l'appareil et peut être utilisé avec n'importe quel système top drive (Fig. II.10). [9]

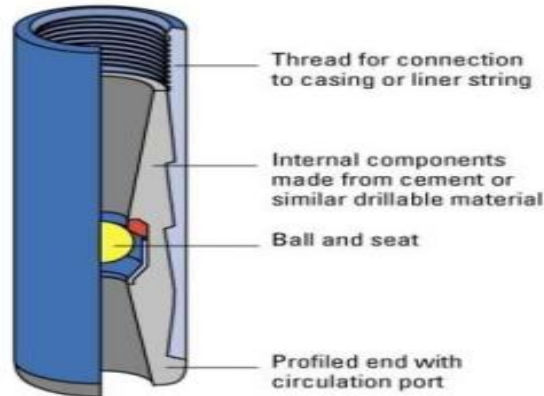


**Fig. II.10 Overdrive System**

#### II.5.2.2 colliers flottants

Les colliers flottants (Fig. II.11) sont placés à une à trois jointe au-dessus du sabot de forage. Ils fournissent un siège pour les bouchons de ciment, le bouchon inférieur pompé devant le ciment et le bouchon supérieur derrière le plein volume de boue. Une fois en place le bouchon supérieur bloque l'écoulement du fluide et empêche un déplacement excessif du ciment. L'espace entre le sabot de forage et le collet du flotteur fournit une zone de confinement pour piéger les fluides susceptibles d'être contaminés par l'action d'essuyage du bouchon de

cimentation supérieur, retenant le fluide contaminé loin du sabot où une forte liaison de ciment est d'une importance primaire. Les colliers à flotteur comportent une soupape de contrepression qui empêche le ciment de refluer dans le diamètre intérieur du tubage après que le ciment a tourné le coin dans l'anneau et que le bouchon supérieur a été pompé. [9]



**Fig. II.11 Collier flottant**

### II.5.2.3 Casing Drill Shoe (sabot)

Le casing drill shoe (Fig. II.12) est un trépan utilisé pour le forage fixé à l'extrémité de tubage. Il n'y a pas de différence dans la sélection de ces types de trépan par rapport aux trépan utilisés dans le forage conventionnel. Aujourd'hui, nous avons beaucoup d'entreprises qui annoncent leurs trépan de forage, mais l'entreprise qui met l'accent dans cette section est Weatherford. Le Defyer DPA de Weatherford (figure 12) est un trépan conçu pour le forage par tubage dans des formations moyennement dures. La conception innovante de la série DPA comprend un nombre de lames sélectionnable et une taille de coupe configurable en fonction du type de formation et de l'application. Le nez est en aluminium et les lames sont en alliage d'acier spécial.

Les outils de coupe poly cristallins compacts en diamant (PDC) sont montés de façon optimale sur la face frontale de l'outil pour maximiser l'efficacité et la durabilité du forage (Weatherford, 2014) [9]



**Fig. II.12 Chaussure de forage Weatherford (Weatherford, 2014)**

## II.5.3 Autres Accessoires De Tubage

### II.5.3.1. Les Accessoires de protection de tubage

le tubage est utilisé pour la complétion du puits donc on utilise les accessoires de Protection pour éviter l'endommagement de tubage, ces équipement sont :

#### a) Wear Band

Wear Band est un anneau métallique couvre par du carbure de tungstène très durs. Il est placé au-dessous de l'accouplement pour maintenir la force du raccordement (Fig. II.13). [10]

#### b) Wear Sleeve

Wear Sleeve est un cylindre fait à partir de l'acier avec une surface de contact suffisante, qui est installée sur n'importe quelle partie du joint ,comme c'est exigé.

Elles ne sont pas recouvertes par le carbure de tungstène dur (figure. II.14). [10]



Fig. II.14 Wear Sleeves

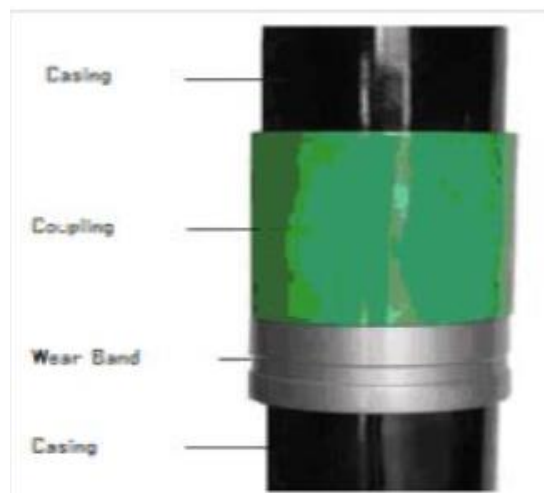


Fig. II.15 Wear band

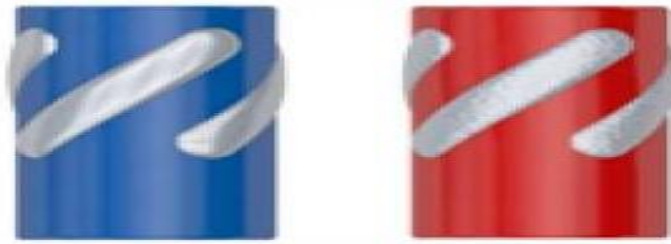
### II.5.3.2. Les Centreurs

Les centreurs utilisés dans la technologie de CwD ont un rôle similaire à celui du forage conventionnel, mais leur conception diffère. Ces centreur ont été développés spécifiquement pour le système de tubage encours de forage pour minimise le contact avec le mur et l'usure du corps ou des connexions du tubage.

Les centreurs de tubage hydro-formed assurent un positionnement central positif pour la cimentation dans les puits verticaux et déviés, son emplacement est sur le diamètre extérieur de la chaîne de tubage pour créer un espace entre le tubage et les parois de puits.

Ces centreurs sont caractérisés par des lames dures et fort, faites face reliées au tubage à un ajustement de frottement pour permettre la rotation du tubage. Des centreurs Non-tournants

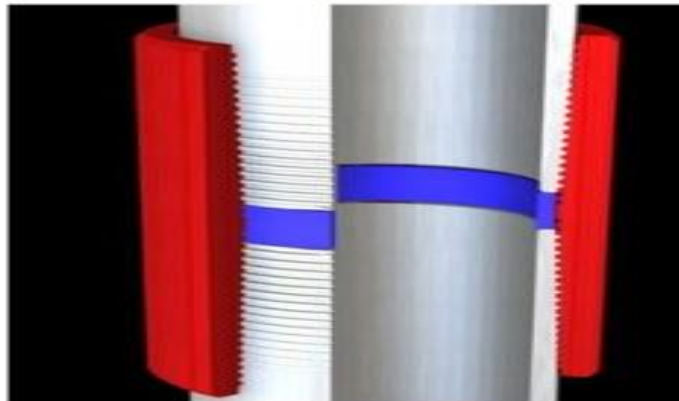
faits à partir de l'alliage de zinc ont été utilisés dans le forage directionnel pour réduire le couple (Fig. II.15). [10]



**Fig. II.15 Centreur**

### II.5.3.3 Le Multilobé Torque Ring (MLT)

Le MTL Ring (Fig. II.16) est un anneau fournit une épaulement positif de vissage, il augmente la capacité du couplage une fois installé dans le filetage but tresse API de tubages réduisant les coûts d'entretien des tubulaires et le remplacement des raccords. L'anneau MLT est facile à installer, crée une géométrie affleurant avec le tubage, ce qui augmente l'efficacité d'écoulement tandis que la protection du filetage contre les déblais.

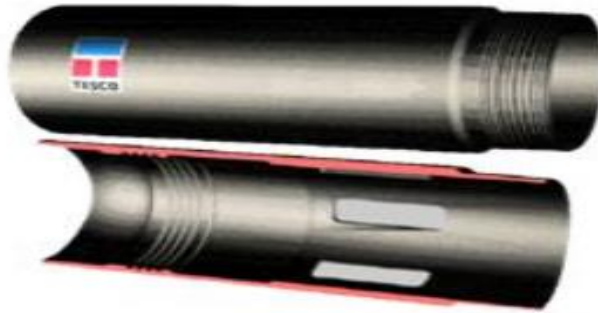


**Fig. II.16 FIG Multi-lobe torque ring**

### II.5.3.4 Le Nipple de tubage

Le siège utilisé pour adapter et empêcher les équipements de fond, la procédure d'installation de siège (Fig. II.17) est :

- Installé près de la partie inférieure de la garniture de forage.
- Fonctionne avec le DLA pour fermer le BHA au tubage axialement et torsion aliment (dans le système récupérable).



**Fig. II.17 Le Nipple de tubage**

### **II.5.3.5 Pump Down Déplacement Plug (PDDP)**

PDDP (Fig. II.18) est un accessoire utilisé pour éviter l'effet de tube en U lors de l'opération de cimentation de la CwD. Moins de risques d'atterrissage incorrect au fond du trou offrent plus d'avantages par rapport aux équipements à flotteur classiques utilisés dans les forages conventionnels. [10]



**Fig.II.18 Pump down displacement plug**

## **II.6 Cimentation de tubage en cours de forage (CwD)**

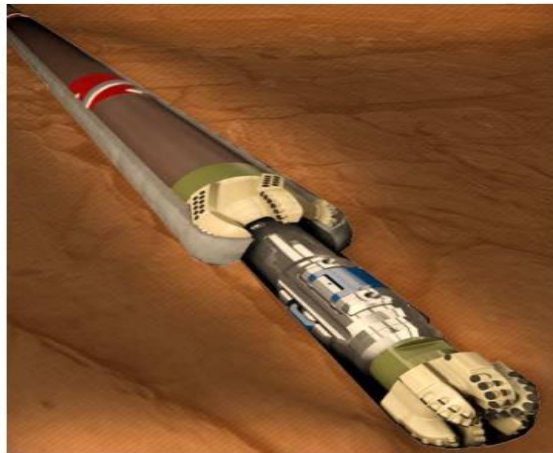
L'opération de cimentation consiste à placer le ciment dans l'espace annulaire pour former une liaison entre le tubage et la formation. Dans CwD, l'équipement et les procédures de cimentation utilisés sont différents de ceux qui sont utilisés dans les méthodes conventionnelles. Les opérations de forage. Dans le système récupérable, le BHA avec la trépan est récupéré à la surface à l'aide d'une unité wireline. Avant le début des opérations de cimentation alors que dans un système non récupérable, le trépan reste au fond pendant la cimentation. Les opérations de cimentation sont lancées en descendant PLN (Plug Landing Nipple) avant le pompage du ciment. Après on commence le pompage du ciment est effectué. Pendant les opérations de pompage, la chaîne de tubage est entraînée en rotation et en mouvement pour permettant un meilleur déplacement du ciment entre le tubage et la



formation. Par conséquent, la bille de collage au ciment pour le forage par tubage est meilleure que les opérations de cimentation conventionnelles.

Lorsque le volume de ciment nécessaire est pompé, le PDDP est pompé avec de la boue qui atterrit sur le PLN, empêchant ainsi la mise en place de tubes en U de ciment dans le tubage ou le liner. Avec l'utilisation de PLN et PDDP, les risques de mauvais montage d'équipement de flotteur conventionnel sont réduits, ce qui entraîne une réduction des problèmes associés à la cimentation. Le PDDP essuie également le ciment laissé sur le tubage ou le liner string.

Après avoir placé le ciment derrière le tubage, il faut prévoir suffisamment de temps pour que le ciment durcisse. Dans un système non récupérable, le trépan de forage de plus grande taille (sabot de forage) est foré avec un trépan de plus petit diamètre, tel qu'illustré à la figure 5(a), puis les opérations de forage se poursuivent avec un train de tubage de plus petite taille et du BHA (Fig. II.19). [11]



**Fig. II.19** Operation de cimentation pour le tubage encours de forage

## II.7 Considérations pour le tubage encours de forage

La plupart des problèmes d'ingénierie qui pourraient survenir doivent être réglés avant de procéder au forage par tubage. Un bon nombre de facteurs affectant l'intégrité du tubage peuvent être pris en compte par la méthode de forage conventionnelle. La fatigue, le buckling, l'hydraulique, le torque et le drag exigent beaucoup d'attention. [11]

### II.7.1 Buckling

Le train de tiges conventionnel, à la différence du 'drill-casing', contient des colliers de forage, principalement pour fournir du poids sur les outils. Le fond du tubage est capable de supporter une charge de compression restreinte avant le flambement. Le flambement résulte de la création de moments de flexion par la géométrie du tubage/trou et la charge de compression sur le tubage le rendant instable.

Cet état instable rend le tubage incapable de supporter des charges de compression sauf avec un support latéral qui n'entraîne pas de rupture structurelle du tubage. Pour les trous droits, le flambement résulte d'une charge de compression qui est déterminée par la force de gravité latérale (inclinaison du trou et poids du tige), la rigidité du tige et le jeu radial (distance du tige de forage). Dans les trous déviés, la stabilité du tige augmente avec l'augmentation de l'inclinaison et peut également perdre de sa stabilité avec gradient de déviation à faible courbure (normalement inférieure à  $1^\circ/100\text{ft}$ ). C'est le résultat de la compression axiale qui force le trou vers l'extérieur de la courbe, aidant ainsi la gravité à maintenir la tige ferme contre la paroi du trou de forage. [11]

### II.7.2 Fatigue

Les ruptures en fatigue résultent d'une sollicitation cyclique à des niveaux de contrainte très inférieurs à la limite élastique. Avec une charge continue, une petite fissure commence à se manifester au niveau de la contrainte localisée élevée et elle se répand dans tout le corps jusqu'à ce que la section transversale gauche ne soit plus suffisante pour supporter la charge statique. Les défaillances en fatigue sont normalement sujettes aux conditions locales et sont généralement statistiques. Les défaillances de train de tiges proviennent de charges de flexion oscillantes. Ils se trouvent généralement au bas de la colonne de forage et non dans la partie supérieure où les contraintes de traction statiques sont les plus grandes. Parfois, une fissure de fatigue précède l'enlèvement final. Ces défaillances se situent soit dans la partie de glissement de la tige de forage, soit dans la zone filetée de la connexion. [11]

### II.7.3 Hydraulics

Une autre différence entre le forage conventionnel et le forage par tubage réside dans la géométrie fournie par le circuit du fluide. Ce chemin le long du diamètre interne du boîtier est excessif et sans restriction, ce qui entraîne une très faible perte de pression dans le diamètre interne du boîtier. Le tubage lors du forage de l'annulaire fournit généralement un chemin d'écoulement restreint plus grand, entraînant une augmentation de pertes. Avec plus de restrictions sur le trajet d'écoulement, il augmente, en rendant les vitesses annulaires presque uniformes du sabot de cuvelage à la surface. Cela permet au trou d'être nettoyé avec des débits faibles, bien que de nombreuses considérations doivent être prises en compte pour déterminer les propriétés du fluide de forage et qu'une énergie hydraulique suffisante est nécessaire pour nettoyer le sous-alésoir et le trépan.

### II.7.4 Torque and Drag Analysis



Le couple généré lors du passage de train de tubage résulte des forces de friction agissant entre le puits et le tubage. Le Torque et le Drag Analysis pour le forage par tubage sont généralement plus élevés que ceux du forage conventionnel, car le tubage rencontre certains problèmes de puits de forage tels que le schiste argileux, les conditions de trous serrés, le collage différentiel et le glissement pendant le processus de forage. La taille et le poids du tubage sont également supérieurs à ceux de la tige de forage. Il est essentiel de prendre en compte le Torque et le Drag Analysis pour déterminer si un puits (en particulier un puits directionnel) convient au forage par tubage.

Les forces de Torque et de Drag Analysis soumises au tubage peuvent être analysées à l'aide d'un logiciel tel que Wellplan. Il est pertinent de préciser que ces paramètres peuvent être analysés dans les limites de la densité de circulation équivalente (DPE) provoquée par la force de la formation et la pression de l'environnement. Les ECD pour le forage par tubage sont généralement supérieurs à ceux du forage conventionnel, même avec les débits employés.

[11]

### II.8 Comparaison entre les deux systèmes

Tab. II.3 : Comparaison entre les deux systèmes récupérable et non récupérable

	Système non récupérable			Système récupérable	
	Les avantages	Les inconvénients		Les avantages	Les inconvénients
	À bas prix	Contrôle directionnel limité		Possibilité de manœuvrer avec PDM	Coût élevé
	Simple à utiliser	Billes de puits en logs seulement		Possibilités MwD/LwD	Plus compliqué à mettre en place et à utiliser
	Ne nécessite pas de changement BHA	Sélection limitée et non récupérable		Large gamme de sélections de outil pour la formation et la distance de la suite	Nécessite de changement BHA
	Aucun risque de laisser des objets dans le puits				Risque d'outil non récupérable dans le trou
	La cimentation peut commencer dès que le TD est atteint				Impossibilité de cimenter immédiatement à la TD

**Conclusion**

Enfin, chaque technique a des avantages et des inconvénients, et chacune d'elles a des conditions pour faire le succès du processus, tandis que le processus d'exploration reste inconnu pour son application sur le terrain et nous étudions cette technologie sur le terrain dans le chapitre suivant.

**Chapitre III :**

**Etude De Cas**

## Introduction

Une bonne gestion d'un réservoir nécessite une évaluation économique, une analyse de tout le projet et investissement associé au réservoir durant sa vie. Une étude doit être élaboré afin qu'on puisse prendre une décision économiquement fiable et attrayante c'est à dire ; Avoir des bénéfices satisfaisant les objectifs et les critères économique de la compagnie.

L'application d'une telle technique à pour but de générer des profils. Et c'est le cas de l'emploi de l'CWD à SH STAH et la non- réussite de cette technique dans un puits donné suit à un problème, va engendrer des coûts additionnels en plus L'obligation de changer la technique de forage.

Pour cela une équipe est installée comprenant des ingénieurs de réservoir, production, géologie, finances et des professionnels économiques pour les rôles suivants :

- ✓ Déterminer les objectifs économiques basant sur les critères économiques de compagnie ;
- ✓ Formuler un scénario pour le développement du projet ;
- ✓ Acquiescenter des données de production, des opérations et des données économiques
- ✓ Effectuer des calculs économiques ;
- ✓ Etablir une analyse de risque et choisir un projet optimal, où les spécialistes de réservoir management sont intervenus.

Le CWD a été proposé à Sonatrach comme méthode de forage alternative pour atténuer principalement les risques de forage actuels et potentiellement améliorer le temps de forage global dans les sections de trous de 16".

Le technique de tubage encours de forage est appliquer pour installer le tubage intermédiaire 13" 3/8. Le principal objectif de l'utilisation de cette technologie est d'assurer que le tubage 13" 3/8 "est fixé avec succès à une profondeur de 1084 m et cimenter en formation compétente. De plus, on s'attend à ce que le système éliminer le temps non productif associé à lors des forages conventionnels en réduisant le temps de manouvre tout en améliorant la sécurité grâce à l'élimination de BHA réduit ainsi les coûts de construction du puits.

Le 13 avril 2018, le puits ST-69 a été foré au TD 762m et le tubage a été cimenté.

**III.1 Données générales**

NOM DU SONDAGE: STAH -69 (ST-69)

SIGLE : ST-69

REGION : Stah In Amenas

PERMIS : Stah In Amenas

BLOC : 239

WILAYA : ILLIZI

CLASSIFICATION : Développement / vertical

OPERATEUR : SONATRACH

**III.2 Situation du sondage**

Le puits STAH-69 (ST-69) est situé au Nord Est du Bassin d'Illizi et dans la partie Centre Nord-est du champ de Stah. Il est relativement à environ 1450km au Sud-Est du puits producteur d'huile ST-16 et à environ 680 km à l'Est du puits ST-28 producteur d'huile.

Le forage ST-69 est situé exactement :

- Au Sud-Ouest du ST67 (at 1.31 Km).
- Au Nord-Est du ST66 (at 1.18 Km).
- A l'Est du ST61 (at 1.45 Km).

Il admet comme coordonnées d'implantation (Tab.III.1) :

**Tab.III.1** : Coordonnées du puits ST-69

Coordonnées géographiques	Coordonnées UTM (Fuseau 32/ Clarke 1880)
<b>M</b> : 9°43'55.87665 " E <b>L</b> : 28°55'54.56923 " N <b>Zs</b> : 667,814m	<b>X</b> = 571 365,011m <b>Y</b> = 3 200 400,047 m <b>Zt</b> = 675.414m

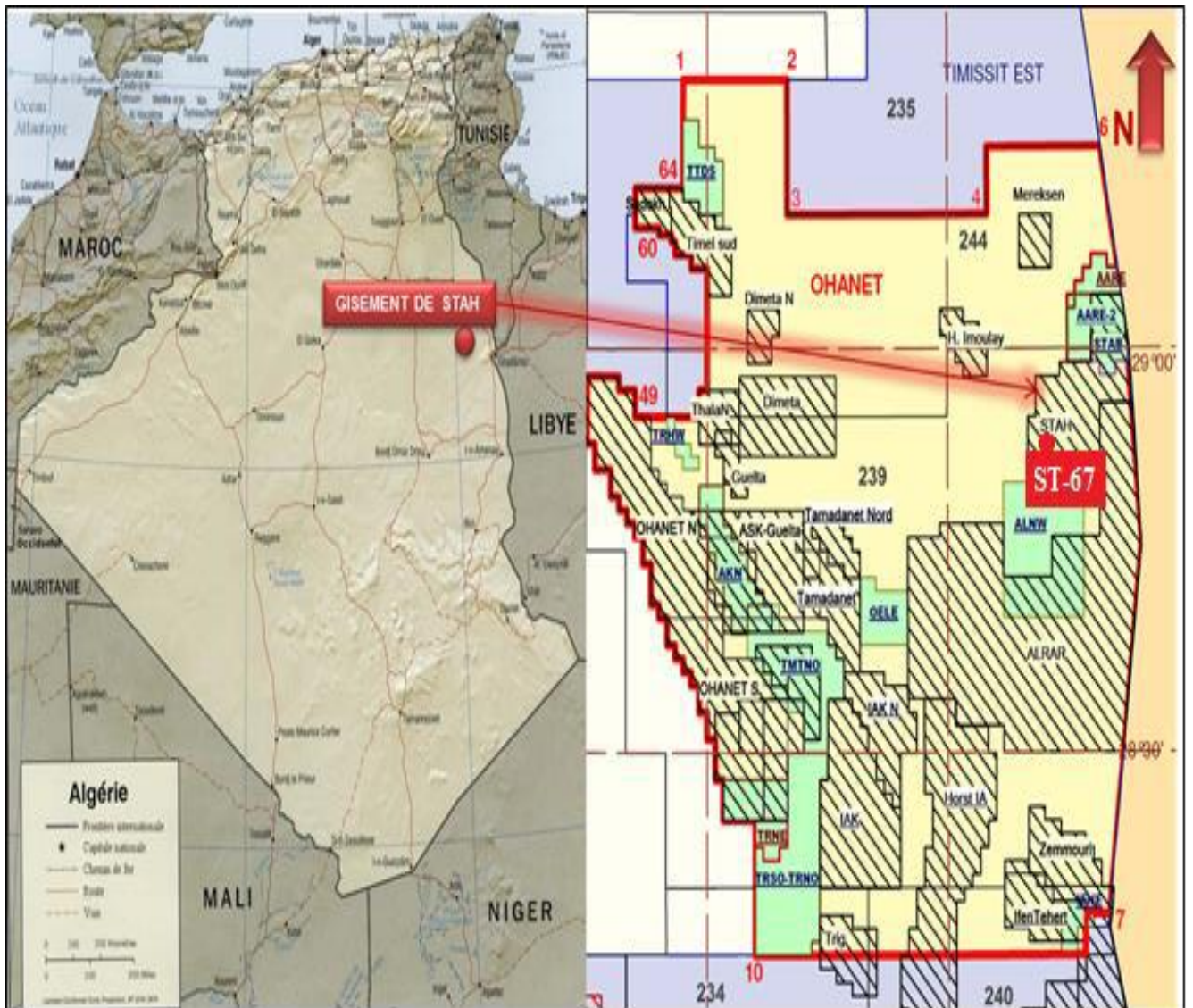


Fig.III.1 Carte de situation du puits

### III.3 Objectifs du sondage

Le puits ST-69, est prévu comme producteur d'huile dans le réservoir Siluro-dévonien F6.

Il fait partie d'un programme de forage de développement complémentaire d'huile du réservoir Siluro - Dévonien F-6 du champ de STAH. Il est implanté relativement au top de la structure de STAH à proximité des puits ST-1 bis et ST-28.

Il atteindra la profondeur de 2935 m après avoir traversé tous les objectifs qui lui sont assignés, toutes les unités réservoirs du F-6.



III.3.1 Résumé sur les principaux objectifs (Tab.III.2)

Tab.III. 2 : Résumé des principaux objectifs du forage ST-69

Objectif principal	Développement de l'huile du réservoir F-6 de STAHL.
Nom de la formation	Siluro - Dévonien F-6 (Unité A)
Lithologie	Réservoir F-6 : Grès
Géologie	<p>Le réservoir Siluro - Dévonien F-6 :</p> <p>L'unité A est le principal réservoir producteur du F-6.</p> <p>Elle est constituée d'une superposition de corps gréseux à argileux gréseux, en communication latérale et verticale.</p> <p>Cette unité A : est essentiellement composé de grés propres avec de bonnes caractéristiques matricielle, des porosités moyennes pouvant dépasser 12% et des perméabilités de l'ordre de 100mD.</p>
Aspect structural	<p>Piège structural, en forme d'un anticlinal fermé, globalement allongé NE-SW.</p> <p>Le pendage des couches est faible; le réservoir Siluro-Dévonien F-6 est à une profondeur moyenne de 2600 mètres.</p>
Fluide	Huile
Contacts initiaux	<p><b>Unité A :</b>                      <b>Unité M :</b></p> <p>GOC : -2179m/NM      WOC : -2228m/NM</p> <p>WOC : -2205m/NM</p>

**III.4 Données de forage**

Pour le puits st69 le CwD est appliqué à la PHASE 16"

**III.4.1 RAPPORT de la PHASE 16**

**Début de phase :** 02/04/2018 à 03h30

**Fin de phase :** 14/04/2018 à 22h30

**Intervalle foré :** 201m a 762m

**Sabot 13 3/8 '' :** 561m

**Tab.III.3 :** Descente N°06 Outil N°04UO

<b>Outil No</b>	04UO	<b>Date D'entrée</b>	02/04/18
<b>Type</b>	PZ7565 (VAREL)	<b>Date De Sortie</b>	02/02418
<b>Diamètre</b>	16"	<b>Cote D'entrée</b>	201m MDRT
<b>Duses /TFA</b>	0.442	<b>Cote De Sortie</b>	202m MDRT
<b>No Série</b>	1476811	<b>Mètres Forés</b>	1m
<b>IADC Code</b>	-	<b>ROP Moyen</b>	2.86 m/hr
<b>Usure</b>	N/A	<b>Hrs on Bottom</b>	0.53 hrs
		<b>Revs Total</b>	481

**Tab.III. 4 :** Paramètres moyens de forage

<b>Paramètre de forage</b>					
<b>Poids sur l'Outil WOB (Tonnes)</b>	<b>Rotation RPM</b>	<b>TORQUE Kftlbs</b>	<b>Pression SPP (psi)</b>	<b>Débit LPM</b>	<b>Densité de Boue Sg</b>
2-4	50	1.49	1200	1000	1.22

Déroulement des opérations	
•	Assemblage de la BHA et de outil 16" VAREL - HR3GJMRS et descente jusqu'au top ciment à 185m.
•	Reforage ciment et sabot de 185m à 201m.
•	Forage d'une nouvelle phase 16" de 201m à 202m
•	Déplacement de la boue a l'eau WBM 1.05sg par une Boue a base d'eau WBM KCL polymère 1.22sg.
•	Circulation, nettoyage du puits et remontée au jour

Tab.III. 5 : Descente N°07 Outil N°5N

<b>Outil No</b>	05UO	<b>Date D'entrée</b>	02/04/18
<b>Type</b>	DPA10616X (WEATHERFORD)	<b>Date De Sortie</b>	13/04/18
<b>Diamètre</b>	16"	<b>Cote D'entrée</b>	202m MDRT
<b>Duses</b>	5 x10 + 5 x 11	<b>Cote De Sortie</b>	762m MDRT
<b>No Série</b>	2277153	<b>Mètres Forés</b>	560m
<b>IADC Code</b>	S423	<b>ROP Moyen</b>	2.59 m/hr
<b>Usure</b>	N/A	<b>Hrs on Bottom</b>	216.42 hrs
		<b>Revs Total</b>	949033

Tableau III. 6 : Paramètres moyens de forage

Paramètre de forage					
Poids sur l'Outil WOB (Tonnes)	Rotation RPM	TORQUE Kftlbs	Pression SPP (psi)	Débit LPM	Densité de Boue Sg
0.5-19	40-85	1.20-11.30	770-1550	2185-3210	1.22

### Déroulement des opérations

#### (Forage par CSG 13"3/8 N80 #68 WITH OVER DRIVE SYSTEM)

- Montage Weatherford OVER DRIVE SYSTEM
- Assemblage de l'outil Weatherford 16" et descente avec CSG 13"3/8 N80 #68 de surface à 202m
- Circulation de nettoyage de puits et homogénéisation de la boue
- Forage de la section 16" de 202m à 762m soit 560m
- Circulation de nettoyage de puits
- Démontage Weatherford OVER DRIVE SYSTEM
- Effectuer l'opération de cimentation de tubage 13 3/8"

### III.4.2 MESURES DE DEVIATION PHASE 16"

**Tab.III. 7 : MESURES DE DEVIATION PHASE 16"**

Surveys				
	Côte	Inclination (°)	Azimuth (°)	TVDRT
<b>Début</b>	201	0.5	-	201
<b>Fin</b>	759	1	-	758.95

### III.4.3 RAPPORT DE BHA PHASE 16" :

#### Run#06 : Reforage de ciment et de la phase de 16" de 201m à 202m (BHA#06)

Outil re-run 16", PZ7565 (VAREL) SN° 1476811), Bit Sub 15 7/8, 2 x 9-1/2" DC, X-Over, 12x 8-1/4" DC's, X-O, 6 x 5" HWDP

#### Run#07 : Forage de la phase de 16" de 202m à 762m (BHA#07)(forage par casing)

Outil 16" (DPA10616X- WEATHERFORD SN° 2277153), CSG 13"3/8 N80 #68

## III.4.4 RAPPORT DE BOUE SECTIONS Ø 16"

Tab.III. 8 : RAPPORT DE BOUE SECTIONS Ø 16"

**TYPE OF MUD :** KCl/NaCl Polymer ( DSIE 84/16)

N°	Date	Dep	MW	@ 120°F			Gel @ 120°F		API Filtra	Ph	Pm	Pf	Mf	Ca++	Cl-	Sand	Solid	MBT
				F.V	P.V	Y.P	0"	10'										
07	02-Apr	202	1.20	45	24	20	13	18	2	10	2	1.2	1.6	0.60	168.06	0.1	11	40
08	03-Apr	224	1.22	50	23	24	13	18	2	11	2	1.2	1.6	0.60	168.06	0.1	12	40
09	04-Apr	300	1.22	52	23	24	13	18	2	11	2	1.2	1.6	0.60	168.06	0.1	12	40
10	05-Apr	370	1.22	53	23	24	13	19	2	11	2	1.2	1.6	0.60	168.06	0.1	12	40
11	06-Apr	491	1.22	51	23	24	13	19	2	10.5	2.2	1.2	1.6	0.60	168.06	0.1	12	40
12	07-Apr	565	1.22	50	23	24	12	19	2	10.5	2.2	1.2	1.6	0.60	168.06	0.1	12	40
13	08-Apr	641	1.22	51	23	24	12	19	2	10.5	2.2	1.2	1.6	0.60	168.06	0.1	12	40
14	09-Apr	691	1.22	50	23	24	12	19	2	10.5	2.2	1.2	1.6	0.60	168.06	0.1	12	25
15	10-Apr	714	1.22	57	29	26	13	19	2	10.5	2.2	1.2	1.6	0.60	168.06	0.1	12	35
16	11-Apr	744	1.22	66	29	22	14	21	2	10.5	2.2	1.2	1.6	0.60	168.06	0.1	12	40
17	12-Apr	757	1.22	70	30	33	18	28	2	10.5	2.2	1.2	1.6	0.60	168.06	0.1	12	40
18	13-Apr	762	1.22	70	30	33	18	28	2	10.5	2.2	1.2	1.6	0.60	168.06	0.1	12	40
19	14-Apr	762	1.22	72	30	33	18	28	2	10.5	2.2	1.2	1.6	0.60	168.06	0.1	12	40
20	15-Apr	762	1.22	72	30	33	18	28	4	10.5	2.2	1.2	1.6	0.60	168.06	0.1	12	40

## III.4.5 RAPPORT DE TUBAGE ET CIMENTATION PHASE 16" TUBAGE 13 3/8"

TAB.III.9 : RAPPORT DE TUBAGE ET CIMENTATION PHASE 16" TUBAGE 13 3/8"

Détails du Tubage					
Diamètre	Grade	Lbs/Ft	Thread	No. Joints	Cote Sabot
13 3/8"	N80	68	BTC	61	761m

**Opérations**

- Forage la section 16" par CSG 13"3/8 N80 #68 et OVER DRIVE SYSTEM de 202m à 762m
- Accrocher et centrer la colonne du tubage à IPN Beams.
- Démontage des équipements de surface (OVER DRIVE SYSTEM)
- Circulation avant l'opération de cimentation
- Exécution de l'opération de cimentation du tubage 13 3/8" selon le programme :
  - Pomper 08m3 de SPACER de densité 1.24 sg
  - Larguer le bouchon inferieur
  - Gâcher et pomper 32.2 m<sup>3</sup> Lead Slurry de densité =1.25sg
  - Gâcher et pomper 11.4 m<sup>3</sup> Tail Slurry de densité =1.9sg
  - Larguer le bouchon supérieur.
  - Pomper 02m3 de l'eau
- Déplacement du ciment par les pompes de forage :
  - ✓ Pomper de 52.5m3 de la boue de forage
  - ✓ Pompage de 03m3 d'eau avec l'unité de cimentation
  - ✓ le SPACER et le ciment à la surface
  - ✓ Pas des pertes
  - ✓ Teste le tubage 13 3/8" a 1500 psi –Ok
  - ✓ Pas des retours après la purge

III.5 Comparaison entre le tubage encours de forage dans le puits ST69 applique dans la phase 16" et le forage conventionnel dans les puits offset (ST68, ST67 ET ST66)

III.5.1 Architectural du puits Stah-69

□

Rig: WDI-802

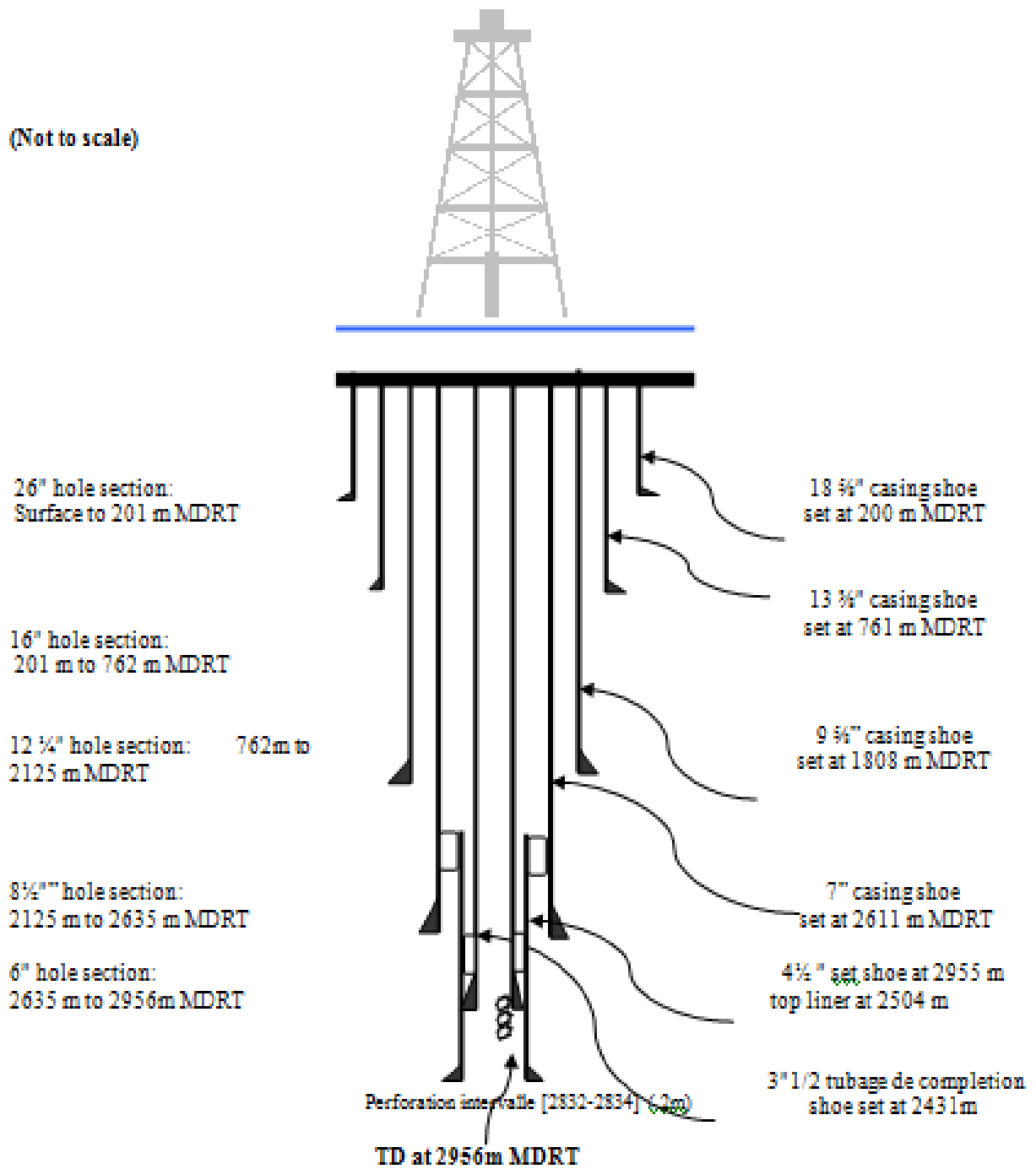


Fig. III. 2 Schéma architectural du puits STA-69

III.5.2 courbe d'avancement

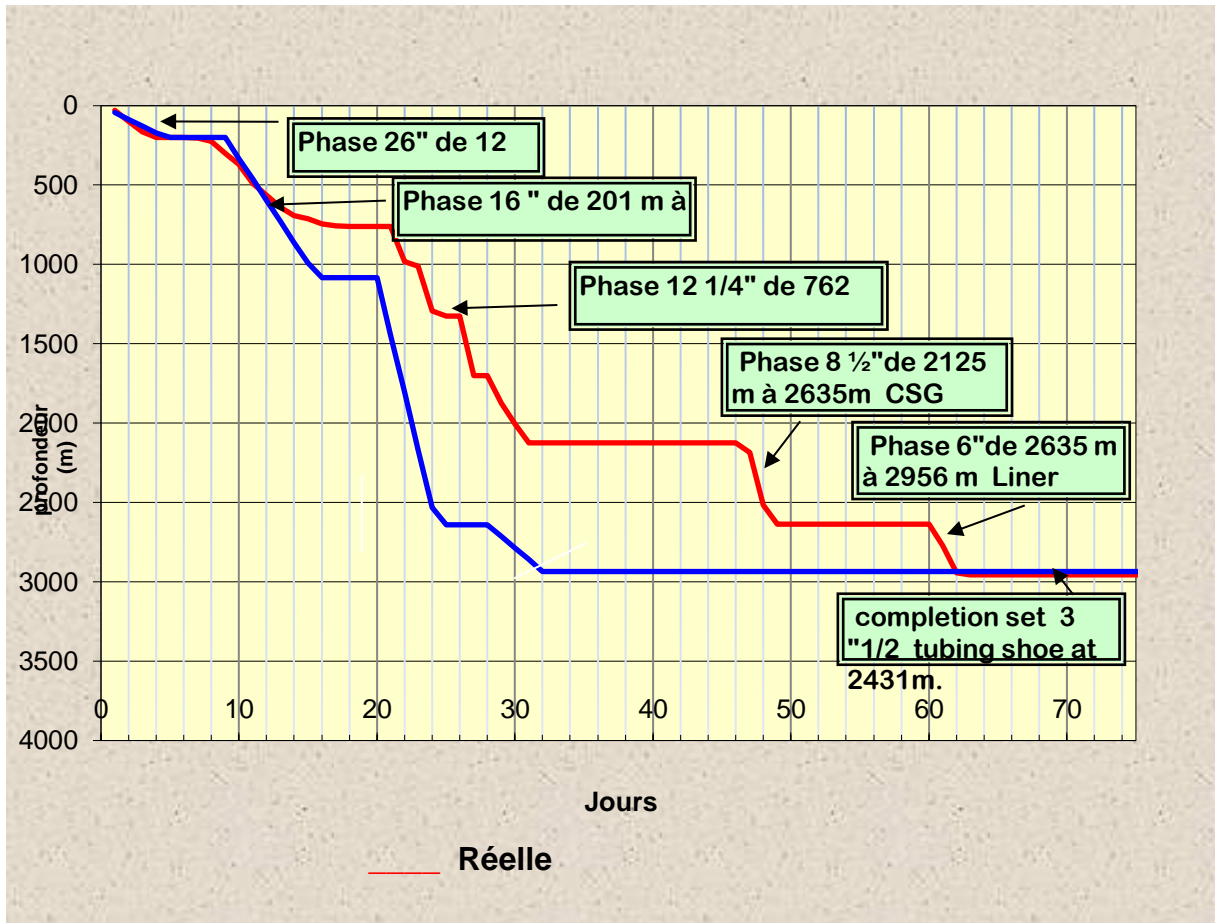


Fig. III.3 Courbe d'avancement ST-69

III.5.3 La durée de la phase 16" dans ST-69 et la phase 12 1/4" dans les puits offset offset

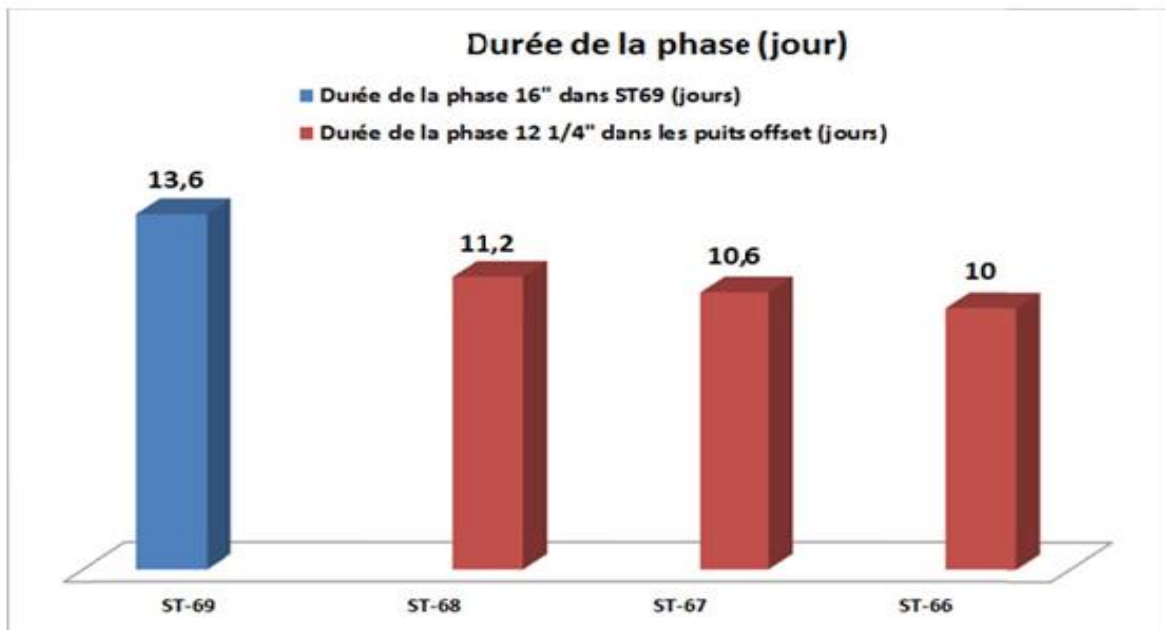


Fig.III .4 : Durée de la phase



Discussion de la courbe représentée à la figure III .4 :

La courbe représente la durée de phase de puits st-69 et les puits offsets qui sont st-68, st-67 et st-66 on remarque que :

- Le forage de la phase 16" dans ST-69 est arrêté à 762m au lieu de 1084m suite au chute d'avancement, malgré sa durée de cette section (forage et interphase) est plus long par rapport au puits offset (voir figure- III .4).

#### III.5.4 La durée de forage de la phase 16" dans ST-69 et la phase 12 1/4" dans les puits offset

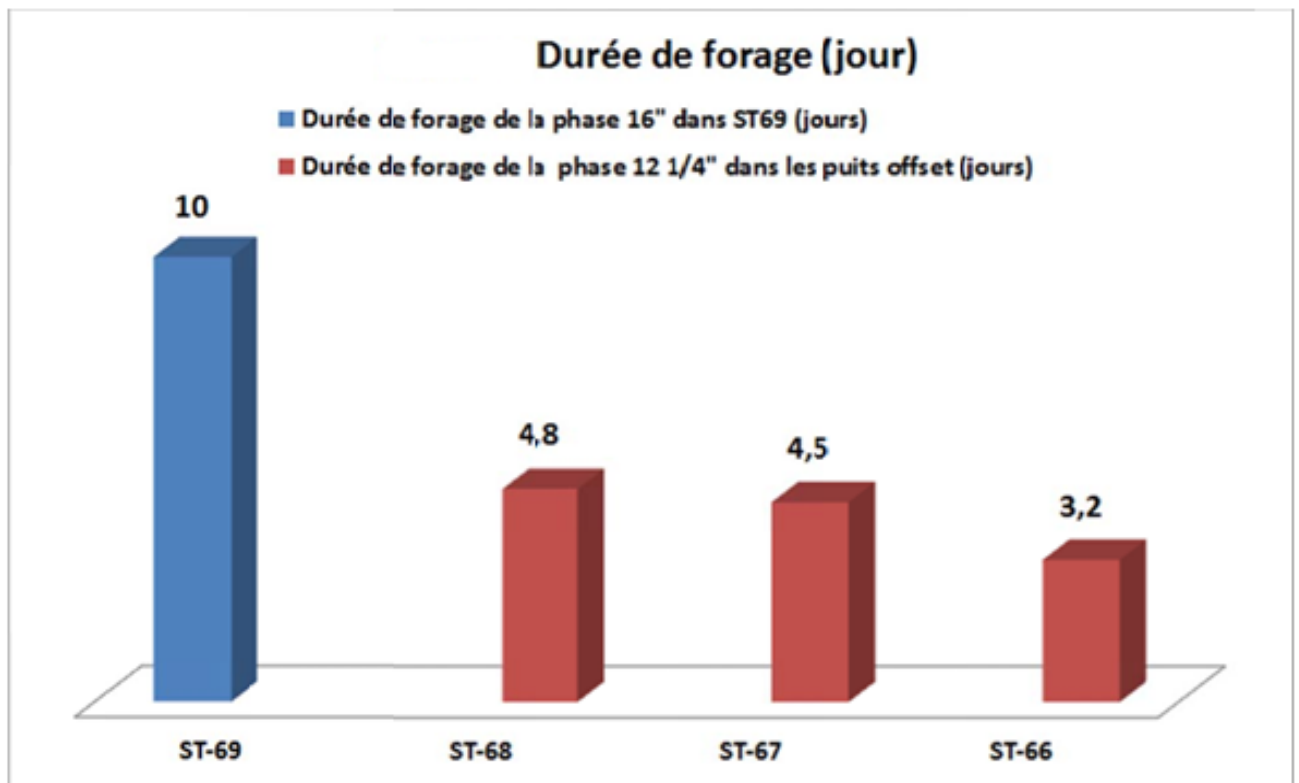


Figure. III.5 Durée de forage

Discussion de la courbe représentée à la figure III .5 :

La courbe représente la durée de forage de puits st-69 et les puits offsets qui sont st-68, st-67 et st-66 on remarque que :

- La longueur de la phase 16" dans ST-69 est de 762m et la longueur de la phase 12 1/4" dans les puits offset est de 1084m (plus longue de 322m) cependant la durée de forage de la section 16" dans ST-69 dépasse celle des puits offset de 102% pour ST-68 et de 122% pour ST-67 et de 213% pour ST-66 (voir figure- III .5).

III.5.5 La durée de l'interphase dans ST-69 et dans les puits offset

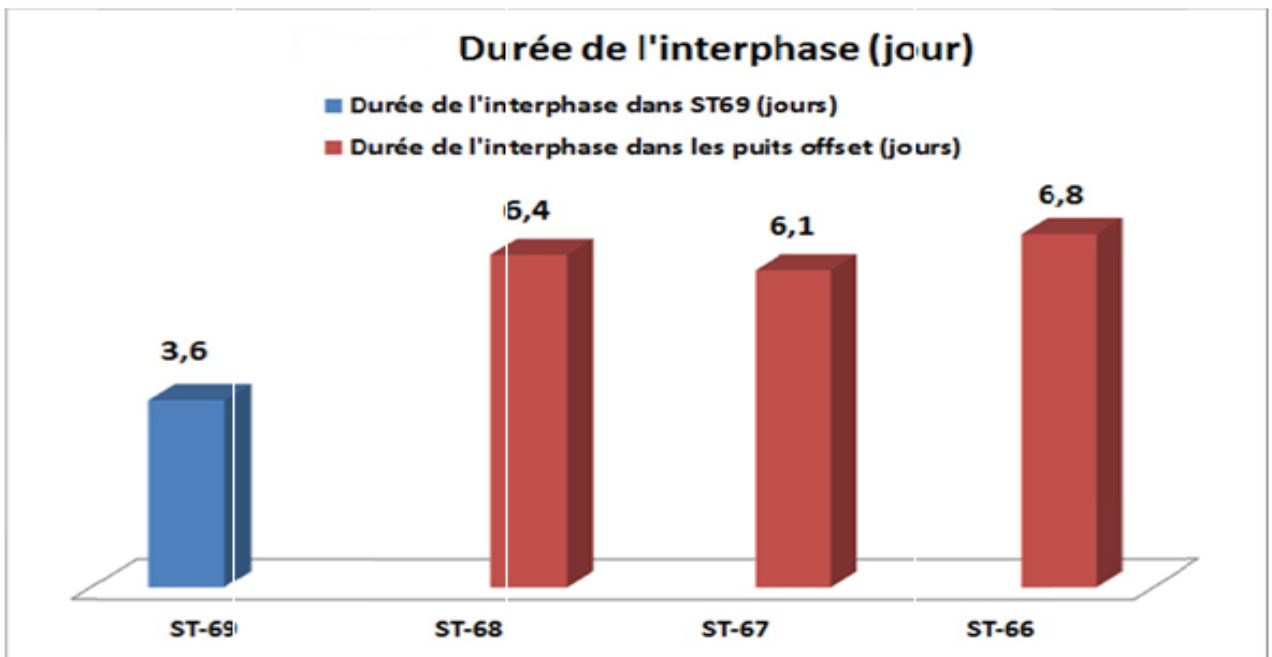


Fig.III.6 durée de l'interphase

Discussion de la courbe représentée à la figure III .6 :

La courbe représente la durée de l'interphase puits st-69 et les puits offsets qui sont st-68, st-67 et st-66 on remarque que :

- la durée de l'interphase dans ST-69 est la plus courte par rapport aux puits offset (voir figure- III .6).

III.5.6 Le temps non productif dans la phase 16" (ST-69) et dans la phase 12 1/4" pour les puits offset

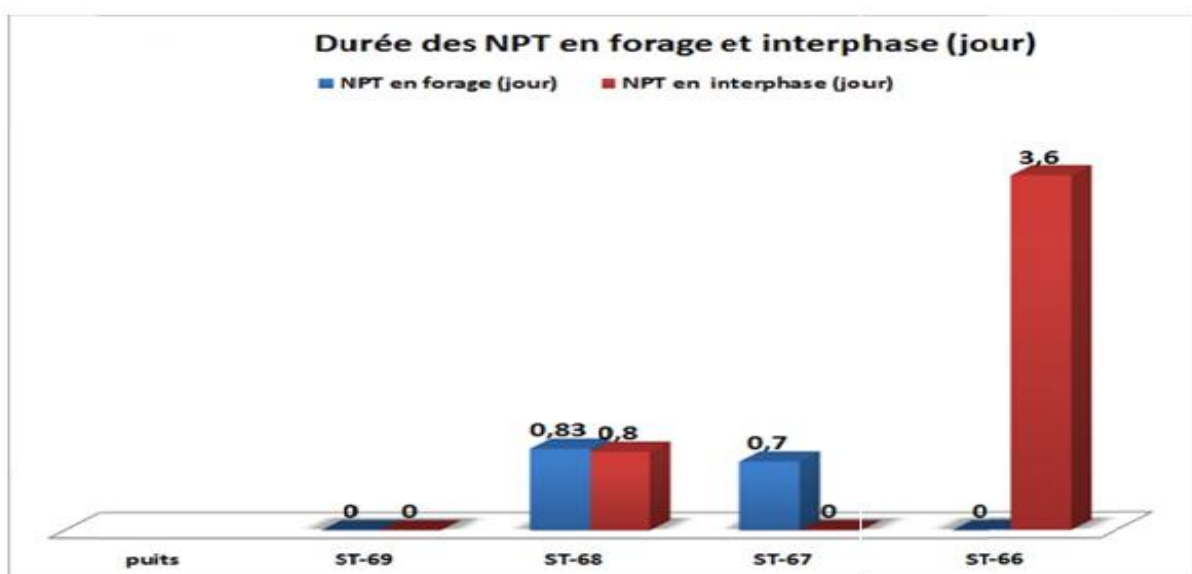


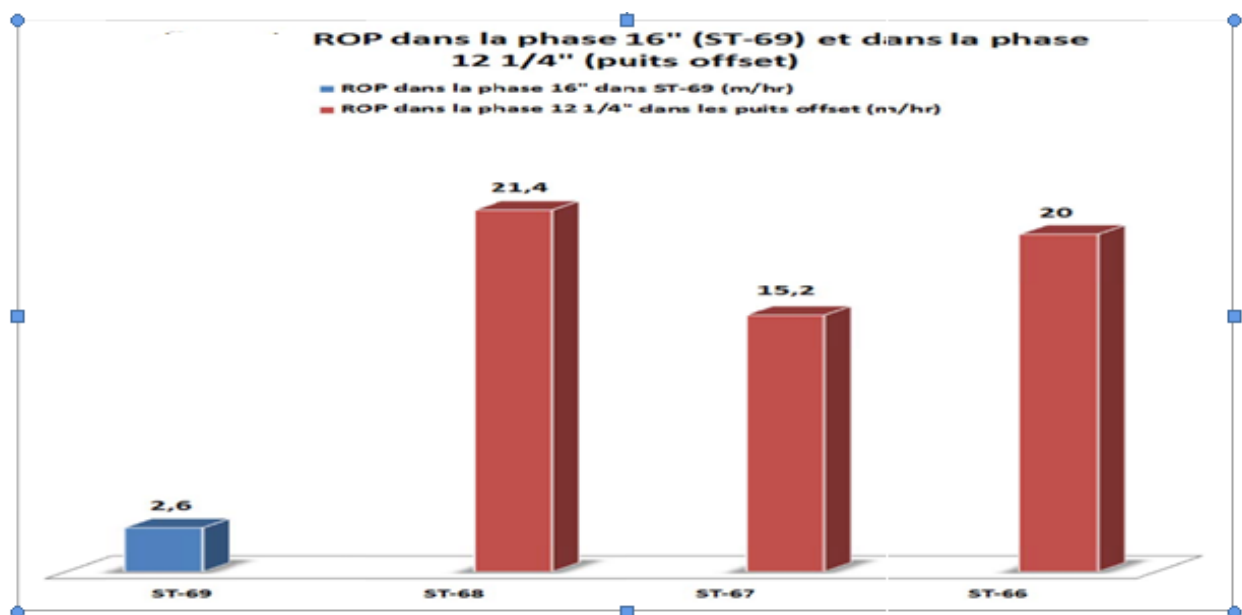
Figure.III.7 Durée des NPT en forage et interphase

Discussion de la courbe représentée à la figure III .7 :

La courbe représente la durée de NPT en forage et interphase puits st-69 et les puits offsets qui sont st-68, st-67 et st-66 on remarque que :

- Pas de NPT enregistré durant le forage de la phase 16" puisque la manœuvre intermédiaire en surface n'est pas faite (forage jusqu'au casing point), par rapport à ST-68 avec 0,83 jours de NPT causé par la perte durant la manœuvre intermédiaire et 0,7 jours enregistré sur ST-67 causé par le tirage durant la manœuvre intermédiaire (voir figure- III .7 ).
- Pas de NPT dans l'interphase 16" x 12 1/4" (voir figure- III .7 ) par rapport à ST-68 avec 0,8 jours de NPT enregistré et ST-66 avec 3,6 jours de NPT enregistré ce qui a engendré que la durée de l'interphase dans ST-69 est la plus courte par rapport au puits offset (voir figure- III .6).

### III.5.7 La vitesse d'avancement de forage de la phase 16" dans ST-69 et dans la phase 12 1/4" dans les puits offset



**Fig. III.8 ROP dans la phase 16" (ST-69) et dans la phase 12 1/4"(puits offset)**

Discussion de la courbe représentée à la figure III .8 :

La courbe représente ROP dans la phase 16" (ST-69) et dans la phase 12 1/4"(puits offset) on remarque que :

- très faible avancement de puits st-69 par rapport aux puits offset (III .8 ), par ce que La cote de la phase 16" est programmée à 1084m et suite au la cote finale est fixée à 762m et l'objectif de cette phase n'est pas atteint.

**Conclusion**

En fin de notre comparaison on déclarer quelque remarque qui explique plus l'état réelle de puits ST-69 :

- Le puits ST-69 est le seule puits petrolier forer en Algérie par la technique de tubage encours de forage en 2018 .
- la cote entre 0m jusqu'a 201m est foré par le forage conventionnel.
- La cote de la phase 16" est programmée a 1084m et suite au la cote finale est fixée à 762m et l'objectif de cette phase n'est pas atteint(les causes essentielle pour arrêter le cwd a ce points est pas claire mais d après notre communication avec les personne qui aux raison ,les cause sont des cause reliions a les couche géologique par ce que lorsque on fore les couche qui contient les argile la vitesse d avancement est démunie a des valeurs très faible malgré la modification des paramètre de forage, aussi le choix de outil ,type de boue par ce que on a des zones d aquifères ), donc le tubage encours de forage est appliquer a intervalle 201m a 762m.
- l'intervalle entre 762 et 2956 (la profondeur final) est foré par forage conventionnel et le puits est effectuer.

## CONCLUSION GENERALE

Cette étude a été menée dans le but de faire une comparaison entre le technique de forage conventionnel et le technique de tubage en cours de forage pour arriver en fin a estimer quel est le technique qui est le plus efficace ,le plus des avantages et le moindre des inconvénients? Pour se la dans notre étude on expliquer le principe de chaque technique avec création de votre propriété. Ainsi on analysant un cas réel le puits ST69 (foré par la technique de tubage encours de forage),et faire la comparaison avec les puits offset(forer par le technique de forage conventionnel).

En fin on estime que le tubage encours de forage permet d'économiser le temps, minimiser les problèmes du forage (perte de circulation, coincement, les venues ), en plus réduire le coût de construction du puits, améliorer l'efficacité opérationnelle et la sécurité, et réduire l'impact sur l'environnement, qui sont des problèmes majeurs en Algérie, alors que le CwD est considéré comme une meilleure solution aux problèmes de forage en Algérie.

## ABBREVIATIONS

**HPHT** High Pressure High Temperature

**BHA** Bottom Hole Assembly

**OD** Outside Diameter

**NPT** Non-Productive Time

**PSD** Particle Size Distribution

**TD** Total Depth

**API** American Petroleum Institute

**BHP** Bottom Hole Pressure

**BOP** Blowout Preventer

**CD** Casing Drilling

**CDS** Casing Drive System

**CDM** Casing Drive mechanism

**CWD** Casing While Drilling

**DLS** Dogleg Severity

**ECD** Equivalent Circulating Density

**EMW** Equivalent Mud Weight

**HSE** Health, Safety & Environment

**LCM** Lost Circulation Material

**LD** Liner Drilling

**NPT** Non-Productive Time

**PHAR** Pipe-to-Hole Area Ratio

**POOH** Pull Out Open Hole

**RIH** Run in hole

**ROP** Rate of Penetration

**RSS** Rotary Steerable System

**TD** Target Depth

**TVD** True Vertical Depth

**WOB** Weight on Bit

**WBM** Water Based Mud

**OBM** Oil Based Mud

## Bibliographie

- [1] Amadou Abdoulaye BA(2010) –Thèse pour obtenir le grade de docteur : contribution à la surveillance d un processus forage pétrolier (page7-8-9-14).
- [2]Boucherchen Amira-Boussaboua Asma,(2014/2015) mémoire fin d'études master (contrôle de pression en forage conventionnel avec MPD). Université ABDERAHMANE MIRA - BEJAIA (page 34-35-36-39-53-54-55-56-57-58-59).
- [3] Abdessalem belaid –thèse pour obtenir le grade de docteur de l'école nationale supérieure des mines de paris –modélisation tridimensionnelle du comportement mécanique de la garniture de forage dans les puits à trajectoires complexe (page 2, 3, 5,6).
- [4] Ztouni Amar –(2013) mémoire de fin d'étude master –commande d un system de forage pétrolier par approche floue auto ajustable en vue de la suppression du phénomène de stick slip –université boumerdece (page08-09-10-19).
- [5] Hafsi Takieddine, Somaâ Ismail,(2011/2012)-mémoire fin d'étude master-appareil de forage étude et dimensionnement-université Kasdi Merbah Ouargla(page11-22-26-34-35-36).
- [6] farag Abdeljalil (2006)-mémoire pour obtenir le grade de docteur en sciences de l université paris xi Orsay –commande non linéaire dans les systèmes de forage pétrolier (page7).
- [7] Julia Kaplan (2003) mémoire pour obtenir le diplôme de docteur de l'école nationale supérieure des mines de paris – modélisation tridimensionnelle du comportement directionnel des systèmes de forage rotary (page09)
- [8] Mammâr Lila – Khajjer Habiba (2015) )-mémoire fin d'étude master-optimisation de la production pétrolier par la technique UBD au champ de HASSI MASSAOUD – université de Abderahmane Mira BEJAIA(page17-18-19)
- [9] Pavkovic Bojanl , Bizjak Renatolv , Petrovic Bejanl (2016) –document de synthèse lexamen du tubage pendant la technique de forage (page 1,3,5,10,11,13,15,16)
- [10]ABDICHE Asmaa-LAOUCI Soufiane-HERIGUI Ahmed Takieddine;(2015/2016)mémoire fin d'études master(forage par tubage à l'avancement).Université KASDI MERBAH OUARGLA (page 17,18,20,22,23,24,35,36,37)
- [11] Warren, M.T., Casing While Drilling Chapter, SPE Advanced Drilling Engineering Text book, Tescocorp, Houston, Texas, 2004. (5,7,9)

# Annexe

## Coupe technique du puits ST69 et les puits offset (ST68-ST67-ST66) :

SONATRACH. Division Forage Direction des Opérations		Prévisions géologiques du forage STA- 69 (ST-69)									
Coordonnées UTM (fuseau 32) : X = 571365,011m      permis: STA-69 Y = 3200400,047m Zs = 667,814 m      Zt = 675,414m		PREVISIONS GEOLOGIQUES				PROGRAMMES					
AGE	Etage	PROF /Zt	PROF /NM	EPAIS	STRAT	LITHOLOGIE	CARD RING	TIRES	CASING	MUD	
CRETACE	Sénonien	0	67%	82		Calcaire				WBM 1,05sg	
	Cenomano - Turonien	82	59%	79		Dolomie Calc & Argile					
	CENOMANENNIEN	Argiles a gypses	161	51%	139		Argiles et gypse				
		Serie in akamil	300	37%	37		Argiles, Grès				
		Sup.	337	33%	40		Argile ,grès et sable				
Moy.	377	29%	16								
TRIAS-JURASSIQUE	TAOURATINE	Inf.	393	28%	180		Alternance d'argile et de sable			KCL Polymer 1,22 - 1,28sg	
		Sup.	573	10%	250						
	Zarzaïtine	Moy.	823	-148	89						
		Inf.	912	-237	162						
		Tiguentourine	1074	-399	126			Argile,calcaire et sable			
CARBONIFERE	Westphalien F	1200	-525	118		Calcaire, argile, marne & grès				OBM 1,05sg	
	Westphalien-Namurien E	1318	-643	186		Calcaire, argile, marne & grès					
	Namurien D	1504	-829	147		Calcaire, argile, marne & grès					
	Viséen C	1650	-975	219		Argile, grès, bancs de dolomie et calcaire					
	Viséen B	1869	-1194	250							
	Tournaisien A	2119	-1444	297		Argiles avec intercalation de grès					
	DEVONIEN	Réservoir F2	2416	-1751	52		Grès argileux				
Serie argileuse		2468	-1893	177		Argiles					
DEVONIEN MOY F3		2645	-1976	55		Grès+quartzite					
Argile Intra F3 & F4		2700	-2055	32		Argilo - gresseux					
F-4		2732	-2057	20							
Serie argileuse		2752	-2077	10		Argile					
SILURIEN		F-6	C-3	2762	-2120	22	Argilo - gresseux				OBM 0,83-0,97sg
	C-2		2784	-2134	38						
	A		2822	-2172	60						
	M-2		2882	-2252	20						
	M-1	2902	-2252	33							
TD	2935,0	-2254			Grès, Argile			TD @2935			

Fig.ANX.1 prévisions géologique du forage STA- 69



# Annexe

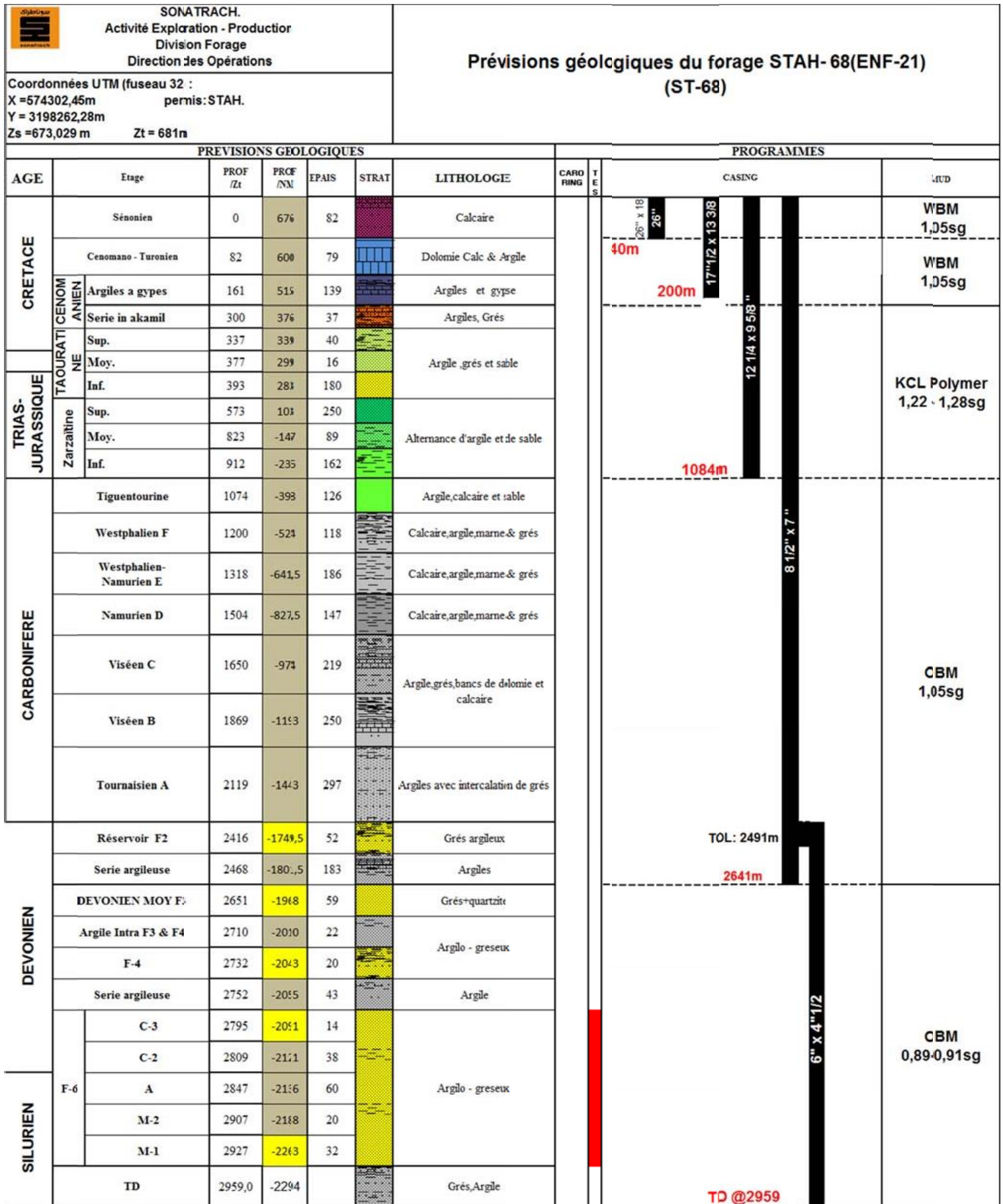


Fig.ANX .2 prévisions géologique du forage STA68

# Annexe

AGE		Etage	PROF /Zt	PROF /NM	EPAIS	STRAT	LITHOLOGIE	CARD RING	T E S	CASING	MUD		
CRETACE	Sénonien		0	676	76		Calcaire			26" x 18"	WBM 1,05sg		
			76	600	85		Dolomie Calc & Argile			40m	WBM 1,05sg		
	CENOMANIEN	Argiles a gypses	161	515	139		Argiles et gypse			200m	WBM 1,05sg		
		Serie in akamil	300	376	37		Argiles, Grés			17" x 13"			
		Sup.	337	339	40								
TRIASSIQUE	Zarzaithine	Moy.	377	299	16		Argile grés et sable				KCL Polymer 1,22 - 1,28sg		
		Inf.	393	283	180								
		Sup.	573	103	250								
CARBONIFERE	Zarzaithine	Moy.	823	-147	89		Alternance d'argile et de sable				OBM 1,05sg		
		Inf.	912	-216	162								
		Tiguentourine	1074	-318	126		Argile,calcaire et sable						
		Westphalien F	1200	-514	118		Calcaire, argile, marne & grés						
		Westphalien-Namurien E	1317,5	-641,5	186		Calcaire, argile, marne & grés						
		Namurien D	1503,5	-821,5	147		Calcaire, argile, marne & grés						
		Viséen C	1650	-914	219		Argile, grés, bancs de dolomie et calcaire						
DEVONIEN	Zarzaithine	Viséen B	1869	-1133	250						OBM 0,89-0,91sg		
		Tournaisien A	2119	-1443	307		Argiles avec intercalation de grés						
		Réservoir F2	2425,5	-1749,5	52		Grés argileux			TOL: 2484m			
		Serie argileuse	2477,5	-1801,5	167		Argiles			2634m			
		DEVONIEN MOY F3	2644	-1958	42		Grés+quartzite						
		Argile Intra F3 & F4	2686	-2010	33		Argile - gresex						
		F-4	2719	-2043	12								
		Serie argileuse	2731	-2055	36		Argile						
		SILURIEN	F-4	C-3	2767	-2091	30						
				C-2	2797	-2121	15						
A	2812			-2136	52		Argile - gresex						
M-2	2864			-2138	75								
M-1	2939			-2253	31								
TD	2970,0	-2234			Grés, Argile				TD @2970				

Fig.ANX.3 prévisions géologique du forage ST67

# Annexe

AGE		Etage	PROF /Zt	PROF /NM	EPAIS	STRAT	LITHOLOGIE	CARO RING	TEST	CASING	MUD
CRETACE	Sénonien		0,0	675	79		Calcaire			26" x 18" / 26"	WBM 1,05sg
			79,0	596	86		Dolomie Calc & Argile			40m	WBM 1,05sg
	Cenomano - Turonien	Argiles a gypses	165,0	510	138		Argiles et gypse			200m	WBM 1,05sg
		Serie in akamil	303,0	372	34		Argiles, Grés				
	TAOURATI ANIEN	Sup.	337,0	336	43		Argile ,grés et sable			12 1/4 x 9 5/8 "	KCL Polymer 1,22 - 1,28sg
		Moy.	380,0	295	16						
Inf.		396,0	275	184							
Zarzaïtine	Sup.	580,0	95	242		Alternance d'argile et de sable			8 1/2" x 7 "	OBM 1,05sg	
	Moy.	822,0	-147	94							
	Inf.	916,0	-241	159							
CARBONIFERE	Tiguentourine	1075,0	-400	133		Argile,calcaire et sable			TOL: 2490m	OBM 1,05sg	
	Westphalien F	1208,0	-533	118		Calcaire, argile, marne & grés					
	Westphalien-Namurien E	1326,0	-651	189		Calcaire, argile, marne & grés					
	Namurien D	1515,0	-840	145		Calcaire, argile, marne & grés					
	Viséen C	1660,0	-985	223		Argile, grés, bancs de dolomie et calcaire					
	Viséen B	1883,0	-1208	239							
	Tournaisien A	2122,0	-1447	312		Argiles avec intercalation de grés					
DEVONIEN	Réservoir F2	2434,0	-1759	52		Grés argileux			2635m	OBM 0,86sg	
	Serie argileuse	2486,0	-1811	159		Argiles					
	DEVONIEN MOY F3	2645,0	-1970	34		Grés-quartzite					
	Argile Intra F3 & F4	2679,0	-2004	43		Argilo - gresoux					
	F-4	2712,0	-2037	10							
	Serie argileuse	2722,0	-2047	29		Argile					
SILURIEN	F-6	C-3	2751,0	-2076	30		Argilo - gresoux			0" x 4" 1/2	OBM 0,86sg
		C-2	2781,0	-2106	13						
		A	2794,0	-2119	53						
		M-2	2847,0	-2172	75						
		M-1	2922,0	-2247	23						
TD	2945,0	-2270			Grés, Argile			TD @2945			

Fig.ANX .4 prévisions géologique du forage STA66

## ملخص:

وضعت هذه المذكرة تحت عنوان المقارنة بين تقنية الحفر التقليدي وهي الشائعة على العموم و المتمثلة في تقنية الحفر الدوراني و تقنية الحفر بواسطة الغلاف أو تغليف البئر أثناء الحفر وهي تقنية وضعت حديثاً حيز التطبيق في مجال الحفر البترولي، وقد تمحورت دراستنا في تعريف كل من التقنيتين، ذكر مبدأ عمل كل تقنية، وكذا الخصائص المميزة لكل منهما، كما قمنا بالإشارة إلى المكونات الأساسية لمنصة الحفر بالنسبة للحفر التقليدي، و المكونات الخاصة المضافة لمنصة الحفر التقليدي لتكون فاعلة في تطبيق تقنية التغليف أثناء الحفر، وقد صيغت المذكرة في ثلاث أبواب تمثلت في: الباب الأول: تحت عنوان الحفر التقليدي، وقد تطرقنا إلى كل ما يتعلق بالحفر الدوراني، أساسياته، مكونات منصة الحفر، كما تم الإشارة إلى طين الحفر، و مكونات نضام الحماية. الباب الثاني: تحت عنوان التغليف أثناء الحفر، وقد تطرقنا إلى تعريفه و ذكر أنواعه المختلفة، وكذا التعديلات الجارية على منصة الحفر من إضافة مكونات خاصة به، إضافة إلى ذكر كل من مميزاته و سلبياته. الباب الثالث: تضمن الباب الثالث إجراء مقارنة ما بين بئر تم حفره بتقنية التغليف أثناء الحفر و ثلاث آبار مجاورة حفرت بتقنية الحفر الدوراني.

## Summary:

*The technology of Casing while drilling (CwD) saves time, minimizes drilling problems (loss of circulation, stuck pipe, well control problems), reduces well construction costs, improves operational efficiency and safety, and reduces environmental impact, which are major problems in Algeria, while CwD is considered a better solution to drilling problems in Algeria.*