

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'enseignement Supérieur
et de la Recherche scientifique



Université d'EL-Oued
Faculté des Sciences et de Technologies

Mémoire de Fin d'Etude
En vue de l'obtention du diplôme de

LICENCE ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et de Technologies
Filière: Génie mécanique
Spécialité: Maintenance des équipements industriels

Thème

**Inspection et maintenance des
installation de forage et du matériel
tubulaire**

Devant le jury composé de :
Président : Meneceur Nourddine
Examineur : Guerrah Ayoub

Encadreur : Mansouri Khaled

Réaliser par :
Atia Younes
Boughezala Mohammed Ahmed
Cherief Badreddine

2012-2013

Dédicace

*Rien de plus que ce que la participation des
meilleurs moments de sa vie avec ceux que
vous aimez.*

*Atteint la fin de mes études, j'ai le grand plaisir de
dédier ce modeste*

Travail à :

*Cher Père Chère mère Chers frères Toute
ma famille et tous mes amis et notamment les
groupe de maintenance industriels....J'aime tout le
monde et le respect.*

Remerciement

*Nous remercions beaucoup le grand dieu
miséricordieusement qui nous a donné le courage,
la force et la volonté pour continuer ce travail.*

*Nous tenons à remercier toute personne ayant
donné son aide et a contribué activement de près
ou de loin pour la réalisation de ce modeste travail.*

Nous remercions particulièrement:

*Notre encadreur "Mr.MANSOURI KHALED" qui
a dirigé ce travail et pour l'encouragement et les
nombreux conseils dont nous ont été bénéfiques*

*En fin, mon profonde gratitude aux membres du
jury qui vont juger ce travail.*

SOMMAIRE

LISTE DES FIGURE	i
------------------------	---

INTRODUCTION

INTRODUCION GENERALE	1
----------------------------	---

CHAPITRE I : GENERALITE SUR L'APPAREIL DE FORAGE

I.1. Introduction	2
I.2. Principe du forage rotary	2
I.3. Description d'un appareil de forage	3
I.3.1. <i>Fonction Levage</i> :	4
I.3.2. <i>Fonction Rotation</i> :	9
I.3.3. <i>Fonction pompage</i> :	10
I.3.4. <i>Fonction motrice et transmission</i> :	11
I.3.5. <i>Fonction de sécurité</i> :	12

CHAPITRE II : DESCRIPTION DE GARNITURE DE FORAGE

II.1. Introduction	13
II.2. Les tiges de forage	14
II.3. Caractéristiques des tiges de forage	15
II.3.1. <i>Grades d'acier utilisés pour la fabrication du corps</i>	15
II.3.2. <i>Géométrie du corps</i>	16
II.3.2.1. <i>Longueur</i>	16
II.3.2.2. <i>Diamètre nominal</i>	17
II.3.3. <i>Poids nominal</i>	17
II.3.4. <i>Les tool-joints</i>	18
II.3.5. <i>Classe d'usure</i>	18
II.3.6. <i>Marquage API</i>	19
II.3.6.1. <i>Marquage suivant le grade et le poids nominal de la tige</i>	19
II.3.7. <i>Marquage de classification des tiges</i>	19
II.4. Les masses-tiges	21
II.4.1. <i>Rôle</i>	21

II.4.2.	<i>Diamètre extérieur</i>	22
II.4.3.	<i>Diamètre intérieur</i>	22
II.4.4.	<i>Profil des masses-tiges</i>	22
II.4.5.	<i>Les filetages</i>	23
II.4.5.1.	<i>Différents profils utilisés</i>	23
II.5.	<i>La tige d'entraînement</i>	24
II.6.	<i>Les tiges lourdes (heavy weight drill pipes)</i>	25
II.7.	<i>Les stabilisateurs</i>	25
II.7.1.	<i>Stabilisateurs à lames soudées (Welded Blade stabilisers)</i>	26
II.7.2.	<i>Stabilisateurs à lames intégrées (Integral Blade stabilisers)</i>	26

CHAPITRE III : INSPECTION DE GARNITURE DE FORAGE

III.1.	<i>Techniques de contrôle non destructif</i>	28
III.1.1.	<i>Méthode visuel</i>	28
III.1.2.	<i>La magnétoscopie</i>	29
III.1.3.	<i>Ultrasons manuels pour les mesures d'épaisseurs</i>	30
III.1.4.	<i>Courants De Foucault Sur Tubes</i>	31
III.2.	<i>Procédures d'inspection de garniture de forage</i>	32
III.2.1.	<i>Inspection visuelle</i>	32
III.2.2.	<i>Inspection des filetages en cours d'opération</i>	34
III.2.3.	<i>Les procédures des Mesure d'épaisseur de paroi à ultrasons</i>	35
III.2.4.	<i>Les procédures des Wet particules magnétiques fluorescentes:</i>	36
III.2.5.	<i>Les procédures des Électromagnétique Inspection Drill Pipe:</i>	40
III.3.	<i>Rapports</i>	42

CONCLUSION

CONCLUSION GENERALE	44
REFERENCE BIBLIOGRAPHIQUE	45
Résumé	46

Liste des figure

Fig. I.1 : Description simplifiée d'un appareil de forge	5
Fig. I.2 : Treuil de forage	6
Fig. I.3 : Moufle fixe	7
Fig. I.4 : Moufle mobile	7
Fig. I.5 : Câble de forage	8
Fig. I.6 : Le crochet de levage	8
Fig. I.7 : Table de rotation	9
Fig. I.8 : Tête d'injection	9
Fig. I.9 : Les pompes de forage	10
Fig. I.10 : L'obturateur de sécurité B.O.P.	12
Fig. II.1 : Détail d'une tige (corps et tool-joints)	15
TAB. II.1 : Propriétés des aciers utilisés pour le corps des tiges de forage.....	16
TAB. II.2 : Propriétés des aciers utilisés en présence d'H ₂ S	16
Fig. II.2 : Marquage des tiges en fonction du grade et du poids nominal	20
Fig. II.3 : Marquage des tiges en fonction de la classe d'usure	21
Fig. II.4 : Masses-tiges spiralée et lisse	23
Fig. II.5 : Tiges lourdes de compression.....	25
Fig. II.6 : Stabilisateurs à lames soudées	26
Fig. II.7 : Stabilisateurs à lames intégrées.....	27
Fig. III.1 : Principe du contrôle par magnétoscopie	30
Fig. III.2 : Équipements utilisés pour vérifier les filetages	34

INTRODUCTION

INTRODUCION GENERALE

On appelle "Forage Pétrolier" l'ensemble des opérations permettant d'atteindre les roches poreuses et perméables du sous-sol, susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux.

L'implantation d'un forage pétrolier est décidée à la suite des études géologiques et géophysiques effectuées sur un bassin sédimentaire. Ces études permettent de se faire une idée de la constitution du sous-sol et des possibilités de gisements, mais elles ne peuvent pas préciser la présence d'hydrocarbures. Seuls les forages pourront confirmer les hypothèses faites et mettre en évidence la nature des fluides contenus dans les roches.

Les installations de forage, tiges et matériels tubulaires de champs pétroliers sont vulnérables à la corrosion, à la fissuration, à des dommages tiers ainsi qu'à des défauts de fabrication. Les services d'inspection des installations de forage, des tiges de forage et du matériel tubulaire détectent les défauts et discontinuités avant qu'ils ne causent de graves dommages, assurant un bon fonctionnement et réduisant les risques financiers.

Dans ce travail, nous montrons la position des tiges de forage et matériels tubulaires dans l'appareil de forage pétrolière, et l'importance de l'inspection et l'utilisation des méthodes de contrôle non destructif (CND) dans le domaine pétrolier. Ainsi que l'application de ces méthodes sur les installations de forage, y compris les tiges et matériels tubulaires.

CHAPITRE /

GENERALITE SUR L'APPAREIL DE FORAGE

I.1. Introduction

Les techniques d'exploitation pétrolière recouvrent un ensemble de spécialités qui peuvent être regroupées dans les trois activités principales suivantes :

- ✓ Le gisement.
- ✓ Le forage.
- ✓ La production.

Ces activités sont interdépendantes, les études, les travaux et les opérations entraînées par l'exploitation pétrolière font appel à de nombreux spécialistes des sociétés opératrices, de services ou des fournisseurs de matériels.

Dans le matériel actuel, les installations de forage sont les appareils les plus complexes. Selon leur destination, elles se divisent en trois catégories principales:

Les installations de forage d'exploitation et les installations de forage de recherche à grande profondeur.

Les installations de forage de reconnaissance géologique et les installations de sondage de prospection.

Les installations de forage auxiliaires employées pour les essais, la complétion et la réparation capitale des puits.

Il existe deux procédés de forage , le forage par percussion et le forage par rotation. Le procédé le plus utilisé de nos jours dans les recherches de pétrole est le forage rotary, car il permet d'obtenir les meilleures vitesses d'avancement et surtout d'atteindre des profondeurs élevées.

I.2. Principe du forage rotary

La méthode rotary consiste à utiliser des trépan à dents tricône ou des trépan monoblocs comme les outils à diamant, sur lesquels on applique une force procurée par un poids tout en les entraînant en rotation. L'avantage de cette technique est de pouvoir injecter en continu un fluide au niveau de l'outil destructif de la formation pour emporter les débris hors du trou grâce au courant ascensionnel de ce fluide vers la surface.

La sonde de forage rotary est l'appareillage nécessaire à la réalisation des trois fonctions suivantes :

Poids sur l'outil.

Rotation de l'outil.

Injection d'un fluide.

Ce sont les masses tiges qui vissées au-dessus de l'outil, appuient sur celui-ci , ces masse tiges prolongées jusqu'en surface par des tiges, constituent la garniture de forage. Elle est mise en rotation dans son ensemble grâce à la table de rotation et par l'intermédiaire de la tige d'entraînement.

La totalité de la garniture de forage est percée en son centre afin de canaliser le fluide de forage vers l'outil, un joint rotatif étanche "tête d'injection" doit couronner la tige d'entraînement et permettre la liaison entre la conduite de refoulement des pompes de forage et l'intérieure de la garniture.

Un appareil de forage est nécessaire pour soutenir le poids de la garniture et manœuvrer celle-ci :c'est le rôle du derrick, du crochet de forage et du treuil.

L'appareil de forage est complété d'une installation nécessaire aux traitements du fluide de retour en surface, d'un stockage de tubulaires et des abris de chantier.

I.3. Description d'un appareil de forage

L'appareil de forage, ou plus globalement le chantier de forage est constitué d'un ensemble d'équipements, des techniques opératoires et un personnel très qualifié. La figure (I.1) montre les différents organes constituant un appareil de forage standard.

On classe généralement les appareils de forage rotary on quatre catégories qui sont définies par les profondeurs limites qu'ils peuvent atteindre avec des tiges 4 1/2". On distingue :

- a) Les appareils légers : pour les profondeurs inférieur à 1200 m. ces appareils sont le plus souvent portables ou semi-portables.
- b) Les appareils moyens : pour les profondeurs comprises entre 1200 et 2500 m.
- c) Les appareils lourds : pour les profondeurs comprises entre 2500 et 4000 m.

d) Les appareils ultras- lourd : pour les profondeurs supérieures à 4000 m.

Ces performances de profondeur se traduisent par un poids et une puissance qui caractérise le critère de choix d'un appareil de forage.

L'installation de l'appareil de forage est formée par un ensemble des équipements complexes comprenant des mécanismes liés entre eux pour accomplir une fonction bien déterminée dite forage d'un puits. Les principaux éléments d'un appareil de forage sont.

I.3.1. Fonction Levage :

Cette fonction sert à assurer les manœuvres de descente et de remontée. Elle est principalement composée de :

Structure de la tour de forage :

Il existe trois grandes catégories de structures : la tour, le mât et le mât haubané monté sur une remorque, ces structures ont des caractéristiques techniques spécifiques qui ont un rôle commun pendant le forage.

a. La tour :

C'est la plus ancienne forme qui dérive de la tour construite en bois. Elle est en forme de pyramide très pointue, dont les quatre pieds s'appuient sur les sommets d'un carré, cette surface sera le plancher de travail.

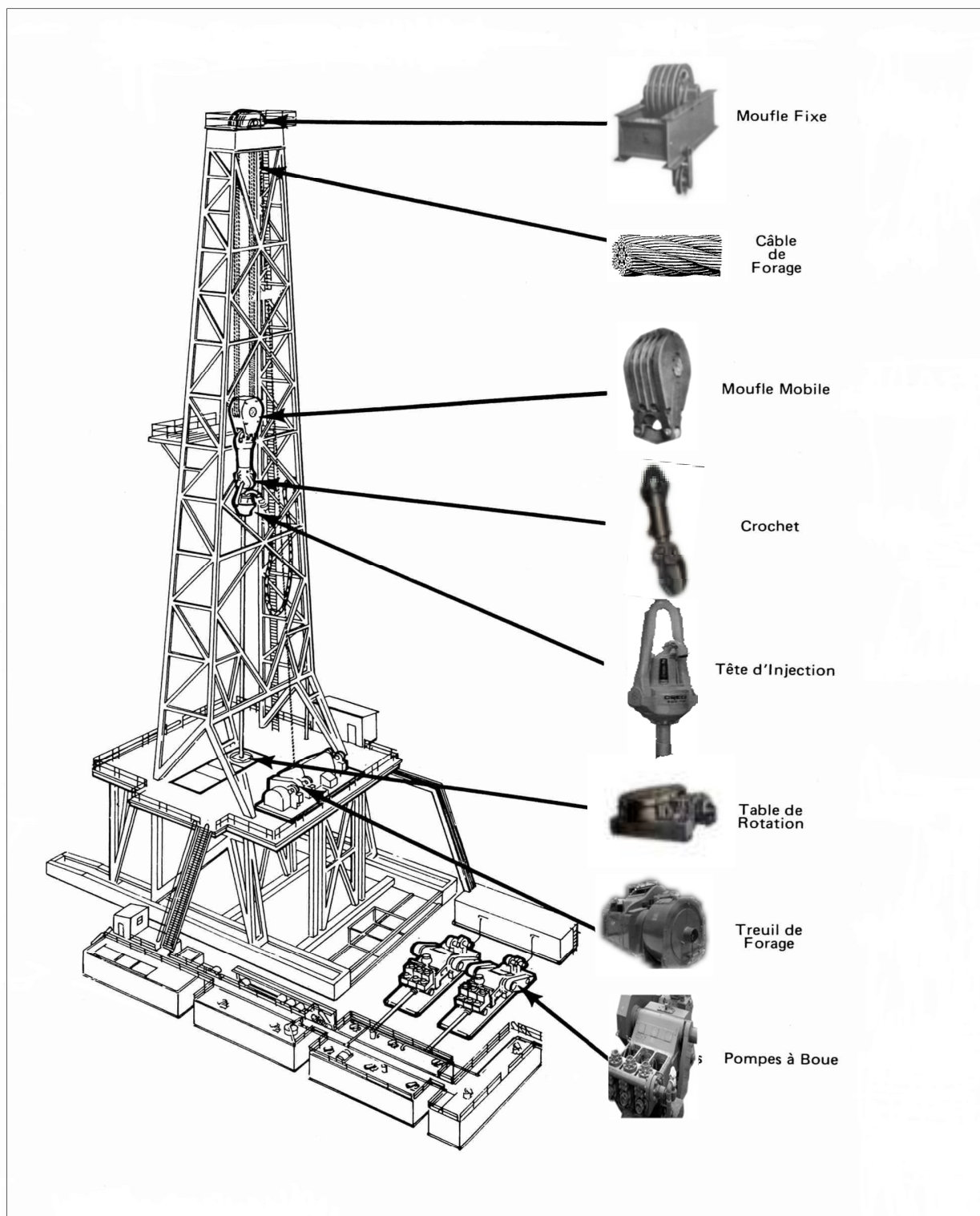


Fig. I.1 : Description simplifiée d'un appareil de forage

b. Le mât :

Le mât est une structure en forme de A très pointu. Il a la particularité d'être articulé à sa base ce qui lui permet d'être assemblé ou démonté horizontalement puis relevé en position verticale en utilisant le treuil de forage et un câble de relevage spécial.

c. Le mât haubané monté sur remorque :

C'est le domaine des appareils légers et des appareils spécialisés dans le work-over.

❖ Les substructures :

Ces constructions répondant du besoin de surélévation du planché de forage pour laisser la place aux empilages de tête de puits ainsi que le BOP. Elles pouvant être indépendantes du mât de levage. La substructure comprend 4 supports métalliques principaux destinés à recevoir les 4 fers d'angle du derrick et qui reposent sur le sol par des plaques métalliques. Ces 4 supports sont reliés entre eux par des fers horizontaux et des cornières entrecroisées.

La mécanique de levage :**a. Le treuil de forage (draw work) :**

Le treuil de forage est destiné à assurer les manœuvres de remontée et de descente des tiges.

Le treuil de forage comprend de façon générale :

- ✓ L'arbre-tambour portant le tambour d'enroulement du câble avec de part et d'autre les tambours de freins.
- ✓ L'arbre des cabestans qui porte d'un côté une poupée de cabestan, de l'autre d'un cabestan automatique, et au milieu le tambour de curage.
- ✓ Les arbres de la boîte de vitesses (arbre intermédiaire et arbre d'attaque).



Fig. I.2 : Treuil de forage

b. Le mouflage :

Le système de mouflage comprend essentiellement le moufle fixe, le moufle mobile et le câble de forage.

1. *Le moufle fixe :*

Il est composé d'une série de poulies montées généralement sur un même axe. Ces poulies sont montées folles, c'est-à-dire qu'elles peuvent tourner librement et indépendamment autour de cet axe.

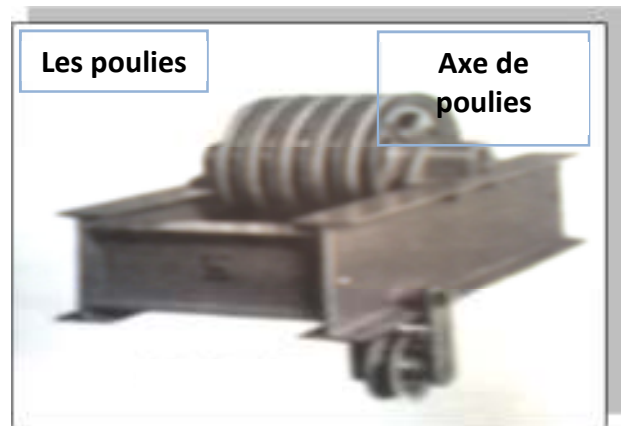


Fig. I.3 : Moufle fixe

2. *Le moufle mobile :*

Il est composé également d'une série de poulies montées en parallèle et folle sur un même axe. Le nombre de poulie est égale la moitié du nombre de brins.



Fig. I.4 : Moufle mobile

3. *Le câble de forage :*

Les câbles utilisés sur l'installation de sondage sont des câbles en acier mais dont l'âme peut parfois être en chanvre. Autour de l'âme sont enroulés des torons, chacun de ces torons étant composés d'un certain nombre de fils d'acier.

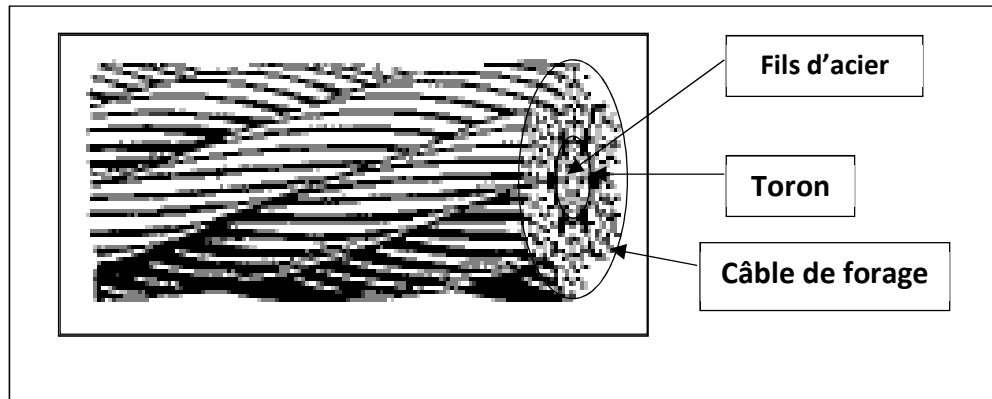


Fig. I.5 : Câble de forage

c. Le crochet de levage :

Se trouve suspendu directement au moufle mobile. Un système de roulement à billes permet la rotation du crochet autour de son axe sans entrainer celle du moufle mobile. Cette rotation est néanmoins limitée en partie par un système de verrouillage. Un ressort puissant permet à chaque opération de dévissage des éléments de train de sonde un dégagement vers le haut de la partie supérieure, ce qui évite la détérioration de filetage.

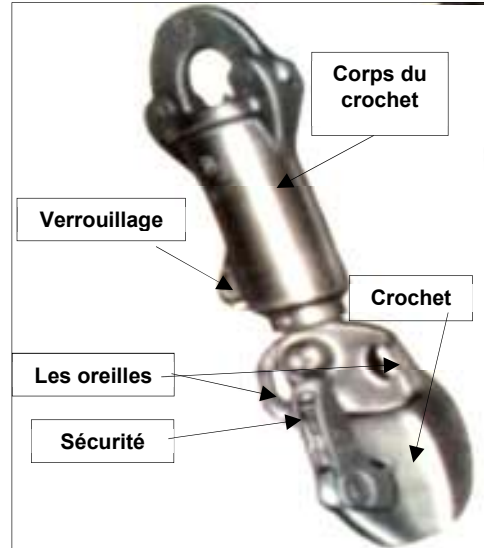


Fig. I.6 : Le crochet de levage

I.3.2. Fonction Rotation :

❖ La table de rotation :

Les tables de rotations sont destinées à l'entraînement d'une colonne de forage suspendue verticalement ou bien à la réception du couple moteur à réaction de la colonne, créée par le moteur d'attaque.

Une table de rotation se compose d'un bâti fixe supportant une partie mobile intérieure reposant sur la partie fixe par l'intermédiaire d'un roulement à billes principal.

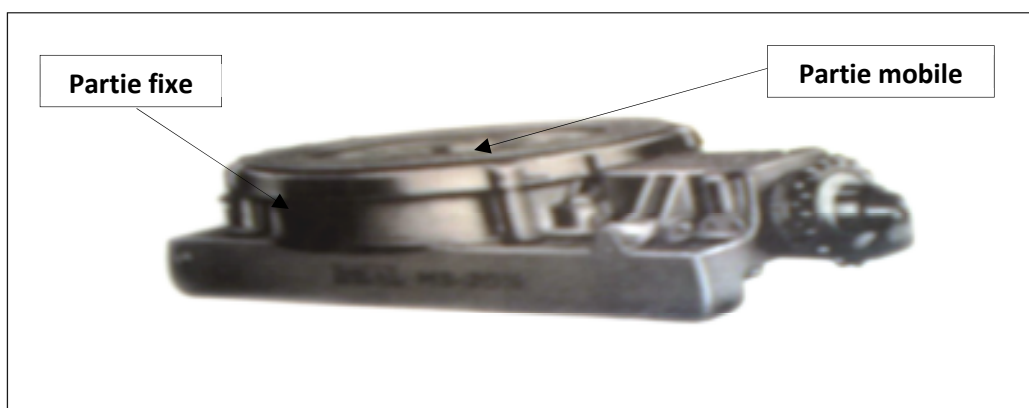


Fig. I.7 : Table de rotation

La tête d'injection :

La tête d'injection représente un mécanisme qui relie le mouflage non tournant à la partie qui tourne au cours de forage, donc elle appartient autant à l'outillage de circulation de boue qu'à l'outillage de rotation, en effet la tête d'injection joue un double rôle :

- ✓ Permet la circulation de la boue jusqu'au trépan, animé d'un mouvement de rotation.
- ✓ Supporte le poids de la garniture pendant le forage.

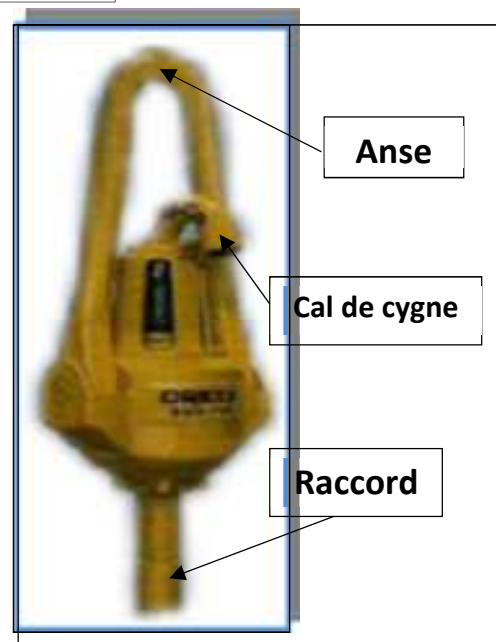


Fig. I.8 : Tête d'injection

Garniture de forage :

Les principaux éléments de la garniture sont :

- ✓ La tige d'entraînement ou kelly (maintenant très souvent remplacée par une tête d'injection motorisée : Power Swivel ou Top Drive System) qui permet de transmettre la rotation.
- ✓ Les tiges de forage (drill pipes).
- ✓ Les tiges lourdes (heavy weight drill pipes).
- ✓ Les masses-tiges (drill collars) formant la garniture de fond (Bottom Hole Assembly : BHA).
- ✓ Les stabilisateurs incorporés entre les masses-tiges.

I.3.3. Fonction pompage :

❖ Les pompes de forage :

Ces sont des pompes alternatives à pistons, le mouvement alternatif des pistons étant produit par le système classique de la bielle et d'un vilebrequin. Ces pompes de principe volumétriques, qui doivent assurer un débit compatible avec le rendement optimal du trépan utilisé.



Fig. I.9 : Les pompes de forage

Les matériels annexes de la fonction pompage :

Il existe des équipements supplémentaire, mais que l'on ne rencontre pas obligatoirement sur toutes les sondes :

- ✓ Une colonne montante dans le derrick maintenu en suspension, et en dehors de l'aire de travail de plancher.
- ✓ Le flexible de refoulement et permet le mouvement vertical de la garniture de forage sur près de deux fois la longueur du flexible.
- ✓ Un tube dégueuloir monté entre la tête de puits et le bassin à boue constitue un montage plus soigné qu'une goulotte.
- ✓ Des pompes centrifuges.

I.3.4. Fonction motrice et transmission :

❖ Les sources d'énergie :

Depuis longtemps. La machine à vapeur a été remplacée par le moteur diesel comme source initiale d'énergie, mais on peut rencontrer également sur des plates-formes de production. L'utilisation de puissance fournie par des turbines à gaz et même parfois le raccordement du chantier de forage au réseau de distribution électrique, mais même si ce système présente des avantages majeurs tels qu'une énergie peu coûteuse, silencieuse, il modifie le caractère autonome du chantier de forage ce qui dans beaucoup de cas est rédhibitoire. D'autant plus que le mode de fonctionnement procure des appels de puissance dont la répercussion sur le réseau de distribution n'est pas acceptable.

Les systèmes de transmissions de puissance :

1. Transmission mécanique :

Plusieurs moteurs diesel travaillent en parallèle grâce à leur interconnexion par un système de chaînes, d'embrayage...

2. Transmission électrique :

Les appareils de forage utilisent le système pour la consommation d'énergie électrique qui est fournie par le moteur diesel et les génératrices, l'avènement des thyristors SCR a pour rôle le développement du système AC/DC.

I.3.5. Fonction de sécurité :

Au forage des puits aux gisements où l'on suppose la présence d'une pression élevée des couches, afin d'éviter une éruption de gaz et d'huile, la tête de puits est munie de dispositifs d'étanchéité de sécurité appelés obturateurs de sécurité (B.O.P).

↳ L'installation de l'obturateur de sécurité :

1. L'obturateur de sécurité :

Est monté sur la bride d'une colonne intermédiaire descendue avant le début du forage. L'éruption de gaz et d'huile peut commencer très vite et se dérouler d'une manière bien intense, ce qui peut finir par la perte du puits et de l'équipement. A l'aide des obturateurs de sécurité on peut prévenir rapidement le début de l'éruption et réaliser des opérations nécessaires dans le puits.

2. Le système de commande :

L'ensemble de commande des obturateurs est équipé d'une pompe, d'un dispositif hydraulique d'entraînement qui maintient une pression constante, et d'un groupe hydraulique d'accumulation à diaphragme de haute pression.

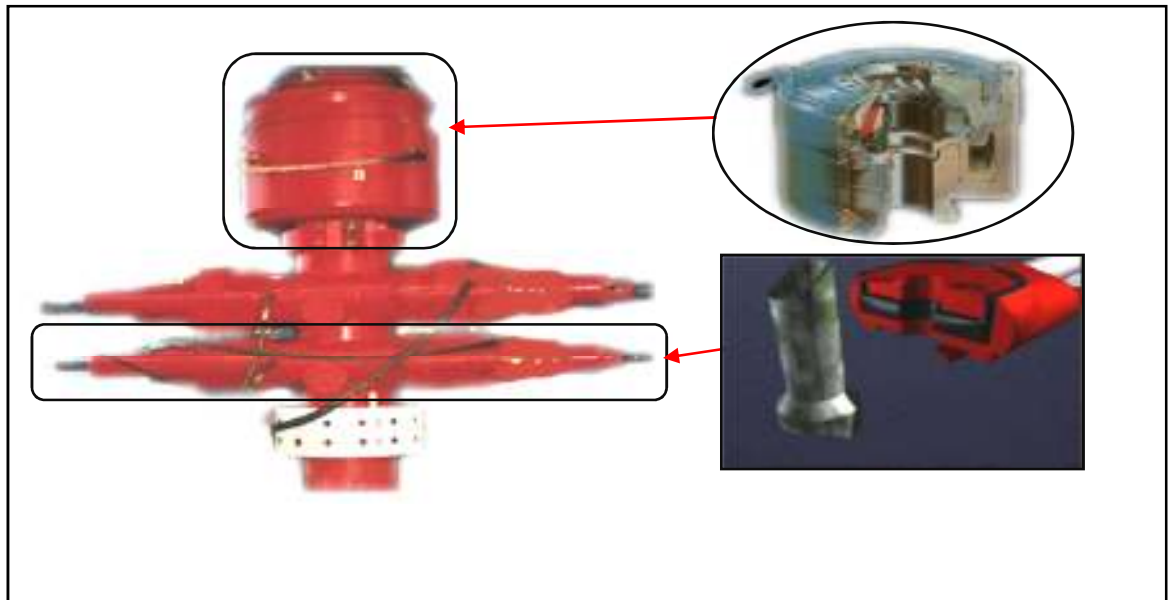


Fig. I.10 : L'obturateur de sécurité

CHAPITRE II

DESCRIPTION DE GARNITURE DE FORAGE

II.1. Introduction

La garniture de forage ou train de tiges (drill stem ou drill string) assure la liaison entre l'outil de forage et la surface. Elle permet de :

- Transmettre la rotation à l'outil de forage.
- Mettre du poids sur l'outil pour détruire la roche.
- Circuler le fluide de forage pour remonter à la surface les morceaux de roches détruit par l'outil.
- Guider l'outil et de réaliser la trajectoire prévue.

La garniture est composée de tubulaires en acier d'une longueur d'environ 9 m (30 pieds) connectés par des filetages ce qui permet de les stocker, de les transporter, de les manipuler et de les assembler facilement.

La pesanteur terrestre permet d'appliquer du poids sur l'outil. La garniture est pendue au moufle mobile, une partie est supportée par le moufle, la partie qui ne l'est pas appuie sur l'outil.

Une partie de la garniture qui repose sur le fond travaille en compression alors que l'autre (celle supportée par le crochet) travaille en traction. Les tubes dans la partie en compression ont tendance à flamber, ils travaillent en flexion alternée (moyen utilisé pour casser une tige de fer !!) ce qui augmente considérablement la fatigue du métal et les risques de ruptures principalement au niveau des connexions.

Pour réduire les risques de flambage et de rupture, on place dans la zone.

Les poids à appliquer sur l'outil sont relativement élevés : entre 10 et 30 kdaN sur un outil 12 ¼.

Le puits est plein de boue, donc la garniture sera soumise à la poussée d'Archimède.

Les principaux éléments de la garniture sont :

- La tige d'entraînement ou kelly (maintenant très souvent remplacée par une tête d'injection motorisée : Power Swivel ou Top Drive System) qui permet de transmettre la rotation.

- Les tiges de forage (drill pipes).
- Les tiges lourdes (heavy weight drill pipes).
- Les masses-tiges (drill collars) formant la garniture de fond (Bottom Hole Assembly : BHA).
- Les stabilisateurs incorporés entre les masses-tiges.

D'autres éléments ayant des rôles très spécifiques (équipements de mesure, coulisse, shock absorber, etc..) seront incorporés suivant les besoins.

La partie supérieure de la garniture travaille en traction tandis que la partie inférieure travaille en compression pour appliquer le poids sur l'outil.

La garniture de fond (B.H.A.) composée des masses-tiges et des stabilisateurs peut être divisée en deux parties :

- La partie active dont la fonction est de mettre du poids sur l'outil et de contrôler la déviation de l'outil.
- La partie passive dont la fonction est d'éliminer tout flambage sur le train de tige quel que soit le poids sur l'outil.

Des raccords de filetage (sub ou cross-over) permettent de connecter les différents éléments de la garniture lorsqu'ils possèdent des filetages de diamètres et / ou de types différents.

Des équipements (kelly cock, landing sub, float valve, etc.) permettant de fermer l'intérieur de la garniture en cas de venue (en cours de manoeuvre) peuvent être également incorporés dans la garniture.

La composition de la garniture sera différente dans les puits verticaux et les puits fortement déviés.

II.2. Les tiges de forage

Une tige se compose d'un tube d'acier sans soudure, le corps de la tige, présentant des renflements ou upsets aux deux extrémités et de deux tool-joints ou raccords (figure II.1).

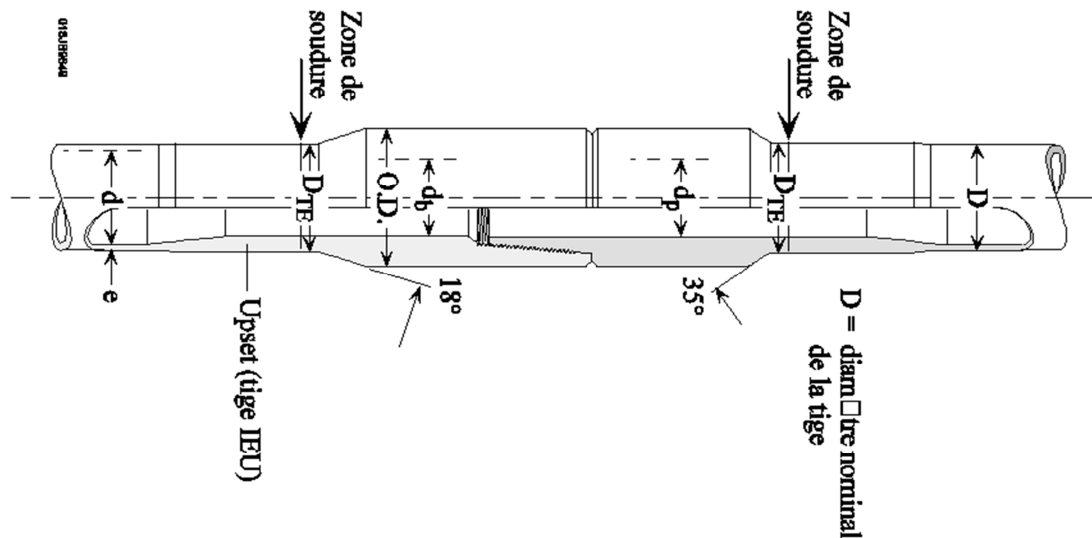


Fig. II.1 : Détail d'une tige (corps et tool-joints)

Suivant la position de l'upset, on distingue des tiges :

- ✓ Internal Upset (I U) : le renflement est situé à l'intérieur du tube.
- ✓ External Upset (E U) : le renflement est situé à l'extérieur du tube.
- ✓ Internal External Upset (I E U) : le renflement est situé à l'intérieur et à l'extérieur du tube.

Les tool-joints qui permettent le vissage des tiges l'une à l'autre sont rapportés par soudure aux extrémités du tube. La soudure est réalisée par friction.

II.3. Caractéristiques des tiges de forage

II.3.1. Grades d'acier utilisés pour la fabrication du corps :

L'API a normalisé quatre grades d'acier. Le tableau suivant fournit leurs caractéristiques.

Grade	Allongement total %	Limite élastique		Charge de rupture minimum en psi (MPa)
		Minimum en psi (MPa)	Maximum en psi (MPa)	
E (75)	0.5	75 000 (517)	105 000 (724)	100 000 (690)
X 95	0.5	95 000 (655)	125 000 (862)	105 000 (724)
G 105	0.6	105 000 (724)	135 000 (931)	115 000 (793)
S 135	0.7	135 000 (931)	165 000 (1 138)	145 000 (1 000)

TAB. II.1 : Propriétés des aciers utilisés pour le corps des tiges de forage

Le grade standard est le grade E. Lorsque la résistance mécanique des tiges de grade standard n'est plus suffisante, le forage est poursuivi en rajoutant des tiges de grade supérieur (X, G ou S).

Pour l'utilisation des tiges en présence d'H₂S, les caractéristiques des aciers utilisés sont données dans le tableau suivant :

Grade	Allongement total %	Limite élastique		Charge de rupture minimum en psi (MPa)
		Minimum en psi (MPa)	Maximum en psi (MPa)	
DP - 80 VH	0.5	80 000 (552)	95 000 (655)	95 000 (655)
DP - 95 VH	0.5	95 000 (655)	110 000 (758)	105 000 (724)

TAB. II.2 : Propriétés des aciers utilisés en présence d'H₂S

II.3.2. Géométrie du corps :

II.3.2.1. Longueur :

Les tiges existent en trois "ranges". Le range indique la longueur totale du corps de la tige avant soudure des tool-joints.

- Le range I correspond à des tiges de longueur comprise entre 18 ft (5.48 m) et 22 ft (6.71 m).

- Le range II à des tiges de longueur comprise entre 27 ft (8.23 m) et 30 ft (9.15 m).
- Le range III à des tiges de longueur comprise entre 38 ft (11.58 m) et 45 ft (13.72 m).

Pour chaque range, la variation de longueur admissible pour 95 % des tiges par commande est de 1 pied et de 1.5 pieds pour 5 % ou moins.

Les tiges de range II, gerbées en triple sur les appareils lourds ou en double sur les appareils légers, sont habituellement utilisées.

II.3.2.2. Diamètre nominal :

Le diamètre nominal des tiges de forage est le diamètre extérieur du corps du tube (en dehors des upsets). Les diamètres normalisés par l'API sont : $2 \frac{3}{8}$, $2 \frac{7}{8}$, $3 \frac{1}{2}$, 4, $4 \frac{1}{2}$, 5, $5 \frac{1}{2}$ et $6 \frac{5}{8}$.

Les diamètres les plus utilisés en forage pétrolier, hors États-Unis, sont $3 \frac{1}{2}$ et 5" (les tiges $4 \frac{1}{2}$ sont très utilisées aux États-Unis). Ces deux garnitures permettent de réaliser la plupart des programmes de forage.

Le diamètre intérieur n'est pas une cote directe : c'est une valeur obtenue à partir du poids nominal du corps de la tige.

II.3.3. Poids nominal :

Le poids nominal correspond au poids linéaire du corps de la tige (le poids des tool-joints n'est pas inclus dans cette valeur). Il s'exprime en lb / ft.

Plus le poids nominal est élevé, plus le corps de la tige est épais, donc plus la tige sera résistante (mais en contrepartie plus la garniture sera lourde).

Les tiges 5" standard ont un poids nominal de 19.50 lb / ft. Elles existent également en 26.60 lb / ft.

Les tiges $3 \frac{1}{2}$ standard ont un poids nominal de 13.30 lb / ft. Elles existent également en 9.50 lb / ft et en 15.50 lb / ft.

II.3.4. Les tool-joints :

Les tool-joints actuellement utilisés sont rapportés et soudés par friction sur les renflements (upsets) du corps de la tige. L'API demande, quel que soit le grade du tube utilisé (E, X, G ou S), les propriétés physiques suivantes pour l'acier constituant les tool-joints :

- Limite élastique: 120 000 psi (827 MPa).
- Limite minimale de rupture: 140 000 psi (965 MPa).

L'épaulement à 18 degrés du tool-joint femelle utilisé pour la manutention de la garniture avec l'élévateur a remplacé l'épaulement à 90 degrés (square shoulder) utilisé autrefois. Ce profil permet en particulier de descendre une garniture en stripping à travers un BOP annulaire sans endommager la garniture en caoutchouc.

Les filetages sont identiques à ceux utilisés pour les connexions des masses-tiges (NC 50 pour les tool-joints de diamètre extérieur 6 3/8 des tiges 5" et NC 38 pour les tool-joints de diamètre 4 3/4 des tiges 3 1/2).

Le forage d'une phase 6" après avoir descendu un casing ou un liner 7", nécessite l'utilisation d'une garniture 3 1/2 dont les tool-joints donnent un jeu suffisant à l'intérieur de cette colonne.

Les couples de serrage recommandés pour les différents types de tool-joints sont donnés dans le Formulaire du foreur. Ces valeurs supposent l'utilisation d'une graisse contenant 40 à 60 % en masse de zinc finement pulvérisé, appliquée totalement sur tous les filetages et épaulements. Les bases de calcul tiennent compte d'une contrainte de tension de 50 % de la limite élastique minimale pour les tool-joints de classe I et de 60 % de la limite élastique pour les autres classes.

II.3.5. Classe d'usure :

Au fur et à mesure de l'utilisation des tiges de forage, celles-ci vont s'user par frottement contre la paroi du trou. Les tool-joints et le corps de la tige vont perdre de l'épaisseur.

Cette diminution des sections entraîne une perte de résistance mécanique des tiges. L'API classe les tiges en 5 classes (voir Formulaire du foreur) :

- Classe I : marquées d'une bande blanche, ces tiges ont les dimensions nominales API, ce sont des tiges neuves.
- Classe Premium ou S : marquées de deux bandes blanches, ces tiges présentent une usure uniforme donnant une réduction d'épaisseur maximale de 20 %.
- Classe II : marquées d'une bande jaune, ces tiges présentent une usure uniforme donnant une réduction d'épaisseur maximale de 30 %.
- Classe III : les tiges de cette classe sont marquées d'une bande orange.
- Classe IV : les tiges de cette classe sont marquées d'une bande rouge.

Les tiges seront inspectées régulièrement (environ toutes les 2 000 heures de rotation) suivant les recommandations de l'API RP 7 G. En forage pétrolier, seules les tiges de classe S sont utilisées.

II.3.6. Marquage API :

II.3.6.1. Marquage suivant le grade et le poids nominal de la tige :

Le grade de l'acier utilisé pour le corps de la tige et le poids nominal sont gravés sur un méplat se trouvant sur le tool-joint mâle. Des gorges indiquent si la tige est de grade standard et / ou de poids nominal standard ou non (voir Formulaire du foreur : recommandations pour l'identification des tiges de forage par usinage de gorge et de méplat).

Ce marquage n'est pas sans ambiguïté. Visuellement, il est impossible de faire la différence entre une tige de grade G et une tige de grade S (la seule façon est de vérifier le marquage se trouvant sur le méplat). D'autres systèmes de marquage ont été proposés.

Les caractéristiques des tiges sont également frappées par le fabricant à la base du filetage mâle (figure II.2).

II.3.7. Marquage de classification des tiges :

Les tiges de Classe I sont marquées d'une bande blanche, les classes Premium de deux bandes blanches, les classes II d'une bande jaune, les classes III d'une bande orange et les classes IV d'une bande rouge.

Les tool-joints rebutés ou à réparer en atelier sont marqués d'une bande rouge. Les tool-joints réparables sur site sont marqués d'une bande verte (voir Formulaire du foreur : code des couleurs d'identification des tiges et des tool-joints pour la position des marquages).

Ces marquages sont effectués lors de l'inspection par des sociétés de service spécialisées (figure II.3).

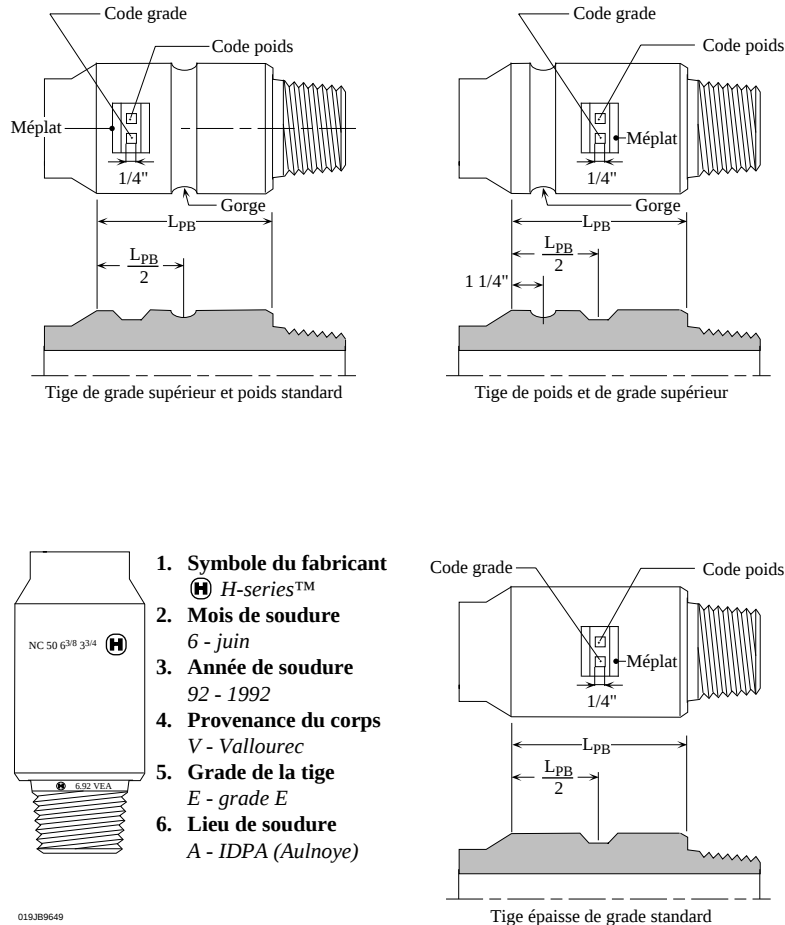
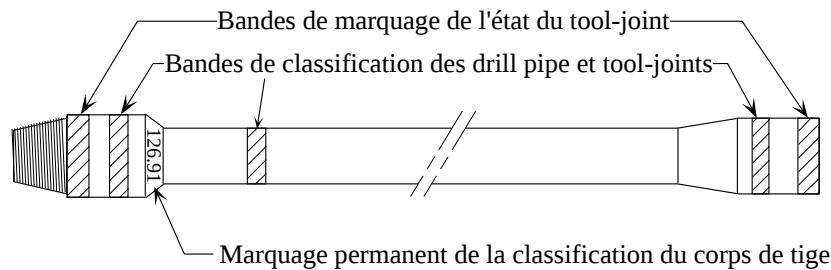


Fig. II.2 : Marquage des tiges en fonction du grade et du poids nominal



Marquage de classification des drill pipes et tool-joints

Classe 1	une bande blanche
Premium	deux bandes blanches
Classe 2	une bande jaune
Classe 3	une bande orange
Rebut	une bande rouge

Marquage de l'état du tool-joint

Rebut ou réparation en atelier.....	une bande rouge
Réparation sur site.....	une bande verte

020JB9649

Fig. II.3 : Marquage des tiges en fonction de la classe d'usure

II.4. Les masses-tiges

II.4.1. Rôle :

Le rôle des masses-tiges est essentiel dans la garniture car elles conditionnent la bonne utilisation de l'outil de forage. Elles permettent de :

- Appliquer du poids sur l'outil de forage, donc une partie des masses-tiges travaille en compression. L'ordre de grandeur des poids appliqués sur l'outil est de 0.5 à 4 tonnes par pouce de diamètre d'outil suivant la dureté de la formation à forer et le type d'outil utilisé.

- Guider et contrôler la trajectoire de l'outil afin d'atteindre l'objectif prévu et d'obtenir un trou permettant la descente du tubage. Différentes trajectoires (puits verticaux, drains horizontaux, etc.) pourront être réalisées suivant la position des stabilisateurs dans le train de masses-tiges.

À l'origine, les tiges de forage étaient utilisées pour mettre du poids sur l'outil et les instrumentations étaient nombreuses, d'où l'idée de se servir des tubes plus rigides au-dessus de l'outil.

II.4.2. Diamètre extérieur :

Le principe général est d'utiliser les masses-tiges avec le diamètre extérieur le plus gros possible pour obtenir la rigidité et le poids linéaire maximums. Le diamètre extérieur maximum est choisi en fonction :

- du diamètre du trou à forer et du diamètre du tubage à descendre.
- de la possibilité de repêcher le poisson avec un overshot.
- de la possibilité de sur forer.
- de la vitesse de remontée du fluide de forage dans l'annulaire.
- des risques de coincement par pression différentielle.

II.4.3. Diamètre intérieur :

Le plus petit diamètre intérieur sera recherché pour obtenir la masse-tige la plus lourde possible et le maximum de rigidité et de résistance des filetages mâles, mais il faut tenir compte :

- du diamètre des outils à descendre à l'intérieur de la garniture.
- des pertes de charge à l'intérieur de la garniture qui doivent rester le plus faible possible.

Le diamètre intérieur et extérieur déterminent le poids linéaire des masses-tiges (voir formulaire du foreur : masses des masses-tiges).

II.4.4. Profil des masses-tiges :

Les masses-tiges habituellement utilisées sont lisses ou spiralées. Il existe également des masses-tiges carrées.

- **Les masses-tiges lisses** : c'est la forme la plus simple, elles sont au diamètre extérieur nominal sur toute leur longueur.
- **Les masses-tiges spiralées** : elles permettent de diminuer le risque de coincement par pression différentielle au droit des formations poreuses perméables.

L'usinage de trois plats en spirale permet de diminuer la surface en contact avec la paroi du trou et de maintenir la circulation du fluide de forage tout autour du corps de la masse-tige.

• **Les masses-tiges carrées** : Ces masses-tiges sont très rigides et produisent un bon guidage dans le trou car elles sont utilisées avec un jeu de $1/32''$ entre le trou foré et les coins de la masse-tige.

Elles ne peuvent être utilisées qu'au-dessus d'un aléreur à rouleaux, lui-même étant placé juste au-dessus de l'outil. Le prix élevé de ces masses-tiges et leur manipulation délicate, a conduit à les remplacer par des masses-tiges cylindriques surdimensionnées et des stabilisateurs.

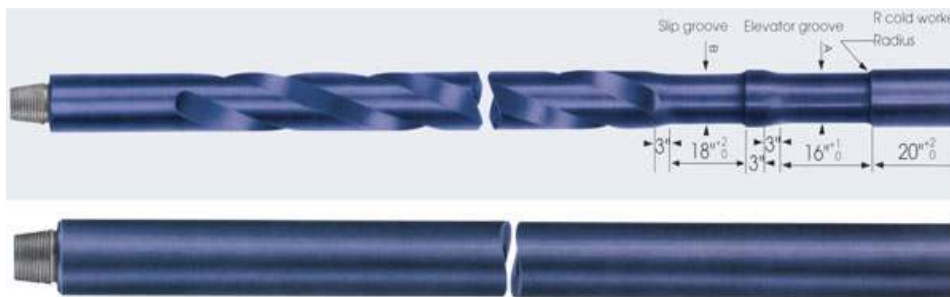


Fig. II.4 : masses-tiges spiralee et lisse

II.4.5. Les filetages :

Les filetages sont normalisés par l'API. Ils sont coniques pour les raisons suivantes :

- c'est le type de filetage qui donne la plus grande résistance pour réunir deux tubes de même épaisseur.
- il est facile et rapide à visser et à dévisser (auto-alignement, obtention du blocage sans avoir à effectuer autant de tours qu'il y a de filets).

Les filetages utilisés au début du forage rotary étaient des filetages couramment utilisés en mécanique, pour cette raison, ces filetages sont appelés Regular.

L'étanchéité entre les éléments de la garniture de forage, vis à vis de la pression, se fait au niveau des épaulements des connexions par contact métal sur métal et non pas au niveau des filetages proprement dits.

II.4.5.1. Différents profils utilisés :

Les filetages sont caractérisés par le nombre de filets par pouce, la conicité, la forme et la dimension des filets.

Différents profils de filetages sont utilisés pour connecter les différents éléments de la garniture de forage : ce sont les filetages REG (Regular), FH (Full Hole), IF (Internal Flush), H90 et NC (Numbered Connection). Ils résultent d'une optimisation mécanique qui s'est produite tout au long de l'évolution du forage rotary. Pour les dimensions nominales courantes, les filetages NC sont actuellement les seuls normalisés par l'API.

L'évolution s'est faite du type REG (5 filets par pouce, conicité de 3" par pied et profil V-0.040) vers le type NC (4 filets par pouce, conicité de 2" par pied et profil V-0.038 R). Les dimensions et la géométrie de ces différents types de filetages sont données dans le Formulaire du foreur.

II.5. La tige d'entraînement

C'est la liaison entre la table de rotation et la garniture de forage. C'est aussi un tubulaire qui supporte la charge totale de garniture. Ces principales fonctions sont donc de :

- relier la tête d'injection et la dernière tige de forage.
- transmettre le couple de rotation à la garniture de forage.
- permettre le mouvement longitudinal de la garniture en forage tout en maintenant la rotation.
- conduire le fluide de forage de la tête d'injection à l'intérieur de la garniture.

La tige d'entraînement peut être de section carrée ou hexagonale. On visse sur la connexion supérieure une vanne de sécurité appelée «up per kelly cock» qui permet de fermer l'intérieur de la garniture en cas d'éruption. Une vanne inférieure manuelle joue le même rôle et permet également pendant un ajout de tige d'empêcher la boue de s'écouler sur le plancher. La tige d'entraînement est le tubulaire le plus long de la garniture : 40 ft (12,19 m) : longueur standard utilisée avec les tiges de range II ou 54 ft (16,46 m) utilisée avec les tiges de range III. En effet, il faut pouvoir forer un peu plus que la longueur d'une tige pour faire un ajout.

Il faut se souvenir que les filetages se trouvant au-dessus de la table de rotation sont des filetages à gauche.

II.6. Les tiges lourdes (heavy weight drill pipes)

Les tiges lourdes 5" ont sensiblement les mêmes dimensions extérieures que les tiges de forage 5", sauf une surépaisseur centrale et des tool joints plus longs. Mais le diamètre intérieur est de 3". Elles sont donc plus lourdes et plus résistantes au flambage que les tiges de forage. Les tiges lourdes 5" ont un poids nominal de 50 lb / ft. Le corps de la tige standard a une limite élastique minimale de 55 000 psi (380 MPa), mais des aciers allant jusqu'à 105 000 psi (725 MPa) sont parfois utilisés pour les tiges lourdes de compression.

Les tiges lourdes, incorporées entre les tiges et les masses-tiges, sont des tiges de transition. Elles assurent une meilleure continuité mécanique entre ces deux éléments de la garniture afin de diminuer les concentrations de contraintes, résultats à la fois des efforts de flexion alternée et des efforts générés par les régimes de vibrations transversales et de torsion au cours de la rotation de la garniture. Les concentrations de contraintes sont d'autant plus élevées que la courbure ou le changement de courbure (dog legs) du puits sont importants.

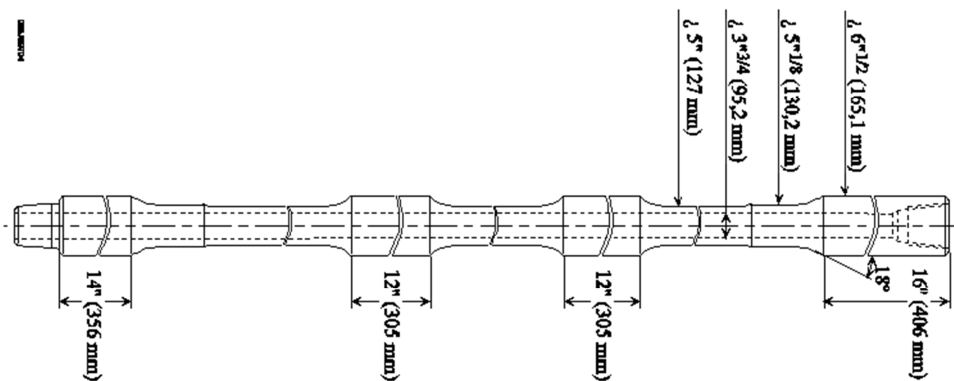


Fig. II.5 : Tiges lourdes de compression

II.7. Les stabilisateurs

Ils sont incorporés au niveau des masses-tiges afin de garder et contrôler la trajectoire de l'outil, qu'elle soit verticale ou inclinée. Leurs formes et construction sont multiples en fonction des terrains, de leur abrasivité, des appuis plus ou moins longs que l'on désire. Suivant la trajectoire désirée, les stabilisateurs seront placés en différents points de la garniture de fond (voir paragraphe 5.1.4 . positionnement des stabilisateurs pour réaliser une trajectoire). Leur diamètre est également un facteur important dans le contrôle de la trajectoire.

L'utilisation de trois stabilisateurs paraît être un maximum compte tenu des frottements importants qu'ils induisent dans le puits.

II.7.1. Stabilisateurs à lames soudées (Welded Blade stabilisers) :

Les stabilisateurs à lames soudées ne perturbent pas la circulation de la boue dans l'annulaire et en raison de la forme des lames, permettent un alésage efficace (figure II.6). Ces stabilisateurs sont utilisés dans les formations de dureté moyenne car ils procurent une petite surface de contact avec la paroi du puits et ont tendance à élargir le puits dans les formations tendres. Ils ne coûtent pas cher et les lames peuvent être remplacées ou rechargées quand elles sont usées.



Fig. II.6 : Stabilisateurs à lames soudées

II.7.2. Stabilisateurs à lames intégrées (Integral Blade stabilisers) :

Dans les stabilisateurs à lames intégrées, les lames sont tournées et usinées dans le corps du stabilisateur. Le stabilisateur étant d'une seule pièce, les lames ne peuvent pas être remplacées lorsqu'elles sont usées. Ces stabilisateurs ont un coût plus élevé que les stabilisateurs à lames soudées.

Ces stabilisateurs peuvent avoir l'arête de la lame arrondie pour réduire l'endommagement des parois et procurer une plus grande surface de contact dans les formations tendres. Les lames peuvent être également équipées d'inserts de carbure de tungstène pour augmenter la durée de vie du stabilisateur. Les lames, ayant une grande surface de contact avec les parois du puits, assurent ainsi une bonne stabilisation dans les formations tendres facilement endommageables et procurent une résistance aux formations abrasives grâce aux inserts de carbure de tungstène (figure II.7).

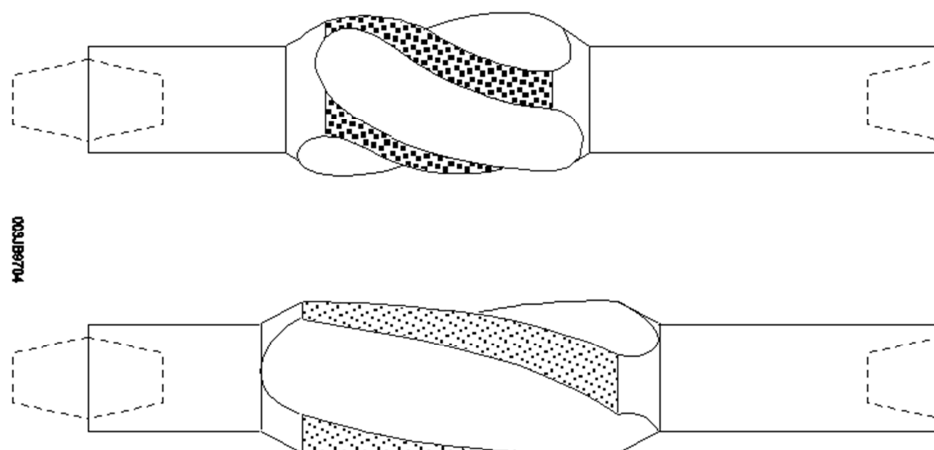


Fig. II.7 : Stabilisateurs à lames intégrées

CHAPITRE III

INSPECTION DE GARNITURE DE FORAGE

III.1. Techniques de contrôle non destructif

On peut en distinguer cinq principales : méthode visuel, la magnétoscopie, le ressuage, les ultrasons les courants de Foucault. Elles sont complémentaires, et chacune d'elles possède ses spécificités la prédestinant à un type d'élément mécanique ou de pièce.

III.1.1. Méthode visuel :

C'est le plus simple des essais non destructifs qui peut permettre de vérifier la présence, les dimensions, les formes et la position des soudures ou de tout autre élément de la construction. Cet examen peut aussi être un contrôle préalable pour guider vers le choix d'un autre procédé de contrôle non destructif. Il peut être requis dans de nombreux cas :

Vérifier la conformité d'une pièce ou d'un ensemble avec le plan de réalisation (relevé dimensionnel, positionnement, préparation de soudage...), détecter des anomalies de fonctionnement : usures, corrosions, fissures suffisamment ouvertes, ruptures...

C'est un examen de surface limité aux parties accessibles des pièces et des soudures, qui permet de déceler des défauts de fabrication et endommagements débouchant. Il est généralement assuré à l'œil nu à une distance de 0,60m au plus et dans des conditions d'éclairage qui doivent être satisfaisantes. Les dimensions générales sont relevées à l'aide de mètre à ruban, règle graduée, gabarit.... La vue de l'opérateur doit faire l'objet de tests visuels réguliers. Si requis par le cahier des charges, le contrôle visuel peut impliquer l'utilisation de jauge, loupe, caméra vidéo....

❖ Eclairage :

Dans tous les cas d'observation d'un objet, les conditions d'éclairage sont essentielles pour la fiabilité du contrôle optique. Il s'agit d'abord de se placer dans les bonnes conditions énergétiques, pour permettant à l'œil de travailler avec la meilleure acuité. Il s'agit ensuite d'adapter le type et l'orientation de l'éclairage à la nature des défauts en vue d'améliorer le contraste. L'éclairage diffus, fourni par exemple par un ensemble de sources lumineuses placées derrière un écran dépoli, est utilisé dans la recherche de défauts variés, sans orientation définie. Par contre, pour

détecter facilement les défauts du type rayures orientées sensiblement dans la même direction, on doit préférer l'utilisation d'un éclairage directif associé à une observation de la surface sous un angle voisin de celui de la réflexion spéculaire, enfin les défauts présentant un certain relief sont en général bien mis en évidence grâce à un éclairage rasant.

❖ **Exemples de limitation :**

Les conditions d'accès ou d'environnement peuvent compromettre la performance de l'examen, de même que l'impossibilité d'éclairer suffisamment la surface à contrôler. L'examen visuel est limité à la détection de défauts débouchant.

Les défauts fins ou matés par meulage ou grenaillage peuvent ne pas être détectés tout comme les fissures de fatigue ou de corrosion. Un état de surface irrégulier perturbe la détection. Les traces d'un ancien revêtement, un reliquat de dépôt, la présence d'une couche de graisse, d'huile, de peinture, d'oxyde, etc..., peut masquer la présence d'anomalies graves (piques de corrosion, fissures ...).

Les performances de l'examen sont également liées au pouvoir de résolution qui dépend de la vue de l'opérateur (variable d'un individu à l'autre même si elle jugée conforme à l'issue d'un test) et des accessoires optiques lorsque utilisés.

III.1.2. La magnétoscopie :

La magnétoscopie est l'une des plus anciennes méthodes de contrôle non destructif. Couramment employée dans l'automobile, l'aéronautique ou encore l'industrie pétrolière pour inspecter des pièces ferromagnétiques, elle souffre cependant d'une image peu attractive. Pourtant la méthode a connu ces dernières années des évolutions majeures. De nouveaux procédés de magnétisation sont venus faciliter sa mise en œuvre et raccourcir les temps de contrôle. D'autres méthodes telles que la magnétoscopie sans contact ouvrent la voie à des applications qu'il n'était pas possible d'envisager jusqu'alors...

Et le mouvement se poursuit. Loin d'avoir dit son dernier mot, la magnétoscopie est déjà prête à surmonter de nouveaux défis.

La méthode consiste à soumettre le matériau à l'action du champ magnétique d'une intensité suffisante (enroulements de câbles ou présentation entre les pôles

d'un électro-aimant), pour dépasser légèrement le coude de saturation de la courbe induction champ (norme NF A04-101). Les fissures, soufflures, défaut de pénétration, aboutissants ou non en surface créent des discontinuités de champ magnétique qu'il est possible de mettre en évidence par une poudre ferromagnétique très fine peuvent être de la limaille de fer ou des oxydes de l'ordre de 20 à 30 microns de couleur rouge ou noir oxyde, ou peuvent être enduits d'une substance qui les rend fluorescents brillants sous une lumière UV (lumière noire), cette poudre peut être aussi en suspension dans un liquide qui leur procure une certaine mobilité à la surface de la pièce testée, cette mobilité assiste leur migration aux bords de la fissure, qui forme sur la surface une image correspondante aux lignes du flux dévié grâce au contraste le plus fort possible entre la fissure et le matériau de base.

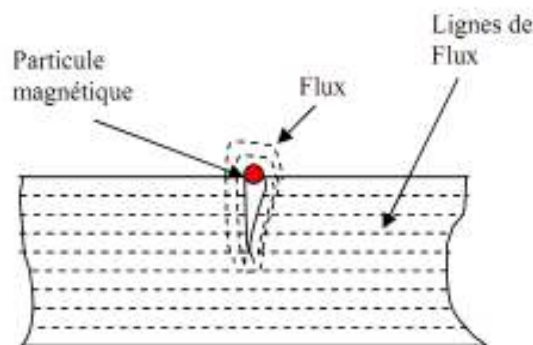


Fig. III.1 : Principe du contrôle par magnétoscopie

❖ Exemples de limitation :

Les défauts fins, les fissures de corrosion sous contrainte et de fatigue peuvent ne pas être détectés, ou n'être détectés que partiellement ou encore sous-dimensionnés.

III.1.3. Ultrasons manuels pour les mesures d'épaisseurs :

C'est un contrôle local visant à déterminer l'épaisseur du matériau au droit de la zone inspectée qui nécessite d'effectuer un étalonnage sur un échantillon de même matériau et d'épaisseur connue. Un agent de couplage est nécessaire. Les mesures peuvent être affectées par de nombreux facteurs : présence de défauts internes,

géométrie des pièces, état de contrainte du matériau, atténuation, méthode d'étalonnage et de mesures...

Inexactitudes de mesures : L'inexactitude de la mesure dépend principalement du mode de mesure utilisé et peut être très affectée :

- par les variations de l'épaisseur du film de couplant.

- par la différence de vitesse ultrasonore dans la pièce à mesurer par rapport à celle du bloc d'étalonnage, la température, le parallélisme des faces, le type d'équipement utilisé (précision, linéarité...).

- d'éventuel phénomène d'inversion de phase lié à la présence de corrosion.

L'estimation de l'exactitude de mesure doit faire l'objet d'une demande spéciale lors de la commande.

❖ **Exemples de limitation :**

La mesure n'est possible qu'à condition d'avoir accès directement à la surface à inspecter. Elle n'est pas possible au travers d'une couche d'oxyde non adhérente. La mesure d'épaisseur sur pièces revêtues ou peintes peut être entachée d'erreur. La présence d'une double couche peut conduire à un sous-dimensionnement important. Le dimensionnement de piqures nécessite la mise au point et l'emploi de procédures particulières.

III.1.4. Courants De Foucault Sur Tubes :

C'est une méthode qui permet de contrôler par sonde interne ou externe la surface du tube. La détection des défauts sous-jacents est cependant possible jusqu'à une certaine profondeur.

Cette méthode consiste à comparer les signaux de défauts artificiels présents dans un tube de référence (même nuance, diamètre, épaisseur que les tubes à contrôler) aux signaux présents dans les tubes contrôlés. Aucun agent de couplage n'est nécessaire.

❖ **Exemples de limitation :**

Le matériau du tube doit être conducteur de l'électricité. La profondeur de pénétration et par conséquent de contrôle dépend des caractéristiques électriques et

magnétiques du matériau et de la fréquence de la sonde utilisée (exemple : 3 mm sur les aciers non magnétiques, quelques dixièmes de millimètre côté sonde pour les aciers ferromagnétiques).

En l'absence de tube de référence, le contrôle est impossible, si les caractéristiques métallurgiques du tube de référence sont différentes de celles du tube à inspecter, les performances du contrôle peuvent être altérées.

Si des résidus sont présents dans le tube, un nettoyage soigneux de type haute pression est nécessaire.

III.2. Procédures d'inspection de garniture de forage

Ces procédures décrivent les matériels et les exigences pour l'inspection visuelle, magnétique, mesure d'épaisseur par ultrasons et contrôle électromagnétique et l'évaluation des imperfections des corps et des filetages des garnitures de forage.

III.2.1. Inspection visuelle :

Le matériel nécessaire pour effectuer ce service se présente comme suit:

- a) l'échelle de l'acier ou la règle de machiniste capable de mesurer de 1/16"
- b) jauge de profil de filetage
- c) Petit miroir susceptible d'être insérée dans le filetage intérieur
- d) la source de lumière d'intensité suffisante pour éclairer les filets internes
- e) mesure de profondeur pour la mesure de la profondeur de l'imperfection
- f) une brosse métallique rotative pour éliminer la corrosion de surface

Tout le matériel doit être à la même température relative comme matériau inspecté. Pour assurer ces conditions de température, le tout sera exposé à la même température ambiante pendant une période d'au moins trente (30) minutes.

❖ Etapes De Contrôle :

✓ Retirez les protecteurs de filets, nettoyer et empiler soigneusement à l'écart de la zone d'inspection. Avec protecteurs enlevés, une attention particulière doit être exercée lors du déploiement conduite pour éviter filets exposés dommageables.

- ✓ Nettoyer soigneusement toutes les discussions internes et externes en utilisant un produit de nettoyage approprié. Brush, soufflez ou nettoyez les discussions au besoin pour s'assurer que tout le matériel de nettoyage, la saleté, et composé de fils ont été enlevés. Séchage des filets à pas nécessaires avant de commencer l'inspection.
- ✓ inspections de fil visuel doit être effectué à l'extérieur dans des conditions d'éclairage naturel ou à l'intérieur dans des conditions de lumière artificielle. Dans tous les cas, l'intensité de la lumière blanche minimum à la surface de l'inspection est de cinquante (50 foot candles) mesuré avec un mètre de lumière appropriée.
- ✓ La mesure du diamètre sur un filetage conique n'a de signification que si elle est faite par rapport à un plan de référence. Cette mesure est difficile et nécessite des appareils spéciaux. Dans la pratique, les filetages subissent une double vérification :
 - La conicité qui est vérifiée avec un appareil dit "hélicomètre", qui est composé de deux bagues filetées (pour un filetage mâle). Si la conicité est bonne, le décalage angulaire des deux bagues doit se situer dans les tolérances établies (les bagues sont remplacées par des tampons pour des filetages femelles).
 - Le diamètre qui est vérifié avec un calibre (bague ou tampon) dit "calibre de travail". Ce calibre doit se visser jusqu'à une position telle que la distance (stand-off) entre la face du calibre et l'épaule du filetage soit à l'intérieur des tolérances (figure III.2).

Les calibres de travail sont utilisés lors de l'exécution et de la vérification des filetages. Ces calibres de travail sont vérifiés par rapport à des calibres de référence, ces derniers ne servent strictement qu'à la vérification des calibres de travail (vérification mensuelle ou trimestrielle suivant l'utilisation des calibres de travail).

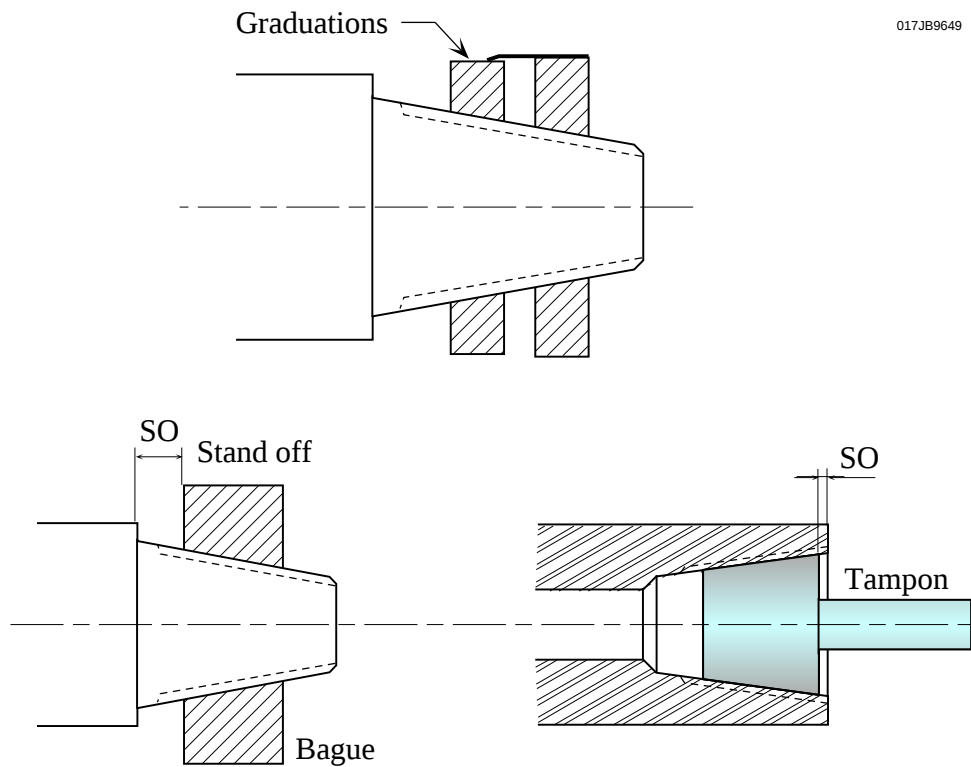


Fig. III.2 : *Équipements utilisés pour vérifier les filetages*

III.2.2. Inspection des filetages en cours d'opération:

Après un certain nombre d'heures de service, des amorces de rupture sous forme de micro-fissures vont se développer dans les filetages. Le seul remède consiste alors à couper la partie fissurée du filetage et à exécuter un nouveau filetage.

La détection de ces micro-fissures se fait par inspection magnétique aux rayons ultraviolets. Après un nettoyage parfait du filetage pour enlever toute trace de lubrifiant et d'oxydation, l'extrémité de la masse-tige est magnétisée. Un liquide (en général du kérosène) contenant de très fines particules magnétiques fluorescentes en suspension est pulvérisé sur le filetage. Ces particules seront attirées par les lèvres des fissures. En observation sous lumière ultraviolette, les particules fluorescentes apparaîtront et matérialiseront ainsi les fissures. Ce type d'inspection ne peut pas être utilisé pour les masses-tiges amagnétiques. La fréquence de ces inspections, en général prévue par contrat, est de l'ordre de 600 heures. Mais pour les forages dans des zones difficiles, elle peut être ramenée à 300-400 heures.

III.2.3. Les procédures des Mesure d'épaisseur de paroi à ultrasons :

L'équipement nécessaire pour effectuer ce service sont les suivants:

- a) jauge d'épaisseur à ultrasons - présentation numérique
- b) Etape de coin avec une épaisseur au-dessus et la paroi du corps de tuyau au-dessous nominale de matériau à inspecter
- c) fixation du niveau incurvée pour un matériau avec un diamètre de 3-1/2 "ou moins; épaisseur doit être au-dessus et à la paroi du corps de tuyau au-dessous nominale pour le matériau à inspecter
- d) couplant qui n'est pas préjudiciable à la matière en cours d'inspection
- e) Depth Gauge
- f) 5 MHz sonde à double élément
- g) Luxmètre
- h) Deep micromètre de la gorge

❖ Etapes De Contrôle :

- ✓ Préparer la surface dans la zone doit être évalué en enlevant la saleté,
- ✓ la graisse, l'excès de revêtement, l'échelle, ou tout autre matériel qui interdirait mesurer avec précision l'épaisseur de paroi avec un appareil à ultrason.
- ✓ normaliser les ultrasons en conformité avec les instructions du fabricant. Assurer par l'utilisation d'un coin à échelons qui linéarité est réalisée sur toute la plage de valeurs attendues.
- ✓ Placer une petite quantité de couplant sur le tuyau dans la zone à évaluer. Placer le capteur sur le tuyau avec la ligne de démarcation entre les perpendiculaires de cristal à l'axe longitudinal de la conduite. Si vous recherchez une réduction des piqûres ou paroi interne, déplacer transducteur lentement autour de la zone suspecte. Si la mesure de paroi restante adjacente à une imperfection, prendre quatre (4) mesures, deux (2) de chaque côté de l'indication.
- ✓ Aucun seule lecture doit être une cause de rejet. Où obtention d'une lecture qui est en dessous du minimum, déplacez le transducteur à un (1) de diamètre dans deux directions différentes.

Moyenne des trois lectures pour obtenir l'épaisseur de paroi moyenne. Si cela est en dessous du minimum, la zone est rejetable.

✓ En cas de litige, une région à la fin de la longueur doit être choisie pour l'étalonnage de l'unité exacte. Nettoyez soigneusement la zone. Mesurer l'épaisseur de paroi d'un micromètre de profondeur de gorge calibrée. Placer une petite quantité de couplant sur place mesurée, placer le transducteur sur place et ajuster l'affichage pour indiquer la valeur mesurée. À ce moment, revenir à la zone en question et répéter épaisseur de paroi mesurée.

✓ Ré-normalisation de l'unité de contrôle doit être effectué à intervalles suivants:

- a) emploi de démarrage
- b) Après chaque cinquante (50) mesures
- c) Avant et après une pause-repas
- d) Fin du quart de travail ou une journée de travail
- e) Début du quart ou jour de travail
- f) Tout pouvoir du temps est interrompu
- g) Chaque fois que le mauvais fonctionnement ou les réparations sont effectuées à l'unité
- h) L'achèvement du travail

III.2.4. Les procédures des Wet particules magnétiques fluorescentes :

L'équipement nécessite l'exécution de ce service comme suivant :

- a) Les équipements aimantés capable de persuader à cette procédure
- b) Magnaflux 14A ou particules équivalent pour la solution du dissolvant du base. Si l'eau est utilisé comme véhicule de suspension Magnaflux WA-2B doit être ajoutée aux particules Magnaflux 14A comme un conditionner d'eau. Au lieu d'utiliser la combinaison du Magnaflux 14A et du WA-2B, Magnaflux 20B ou les particules équivalentes peuvent être remplacées
- c) Le poids d'acier machines
- d) Suspensions internes et externes des calibres

- e) Lumière ultraviolet
- f) Compteur de lumière capable de mesurer la lumière blanche et ultraviolet
- g) Profil du jauge
- h) Burmah-Castrol ou équivalent pour le domaine de vérification
- i) Profondeur du jauge
- j) Attacher la jauge avec les points de contact et mettre les mesures
- k) Micromètre ou calibre cardan

❖ **Etapes De Contrôle :**

✓ Appliquer une séquentielle jointure des chiffres de chaque longueur de pipe. Ce chiffre doit rester invariable dans toutes les inspections ultérieures ayant rapport avec cet ordre de travail. Il peut être appliqué par une peinture collante pour des raisons temporaires ou un numéro cachet d'acier permanent qui peut être appliqués en ce moment à l'épaule incliné 18 ou 350 du connecteur du pin.

✓ Enlever les protecteurs du fil, les nettoyer et faire nettement la voie de la superficie d'inspection. Une fois les protecteurs enlevés, on doit faire une attention supplémentaire en roulant le pipe pour éviter les réputations des fils exposés.

✓ Propreté profonde des surfaces internes et externes du filetage, en faisant une attention spéciale aux racines du filetage en utilisant un matériel du nettoyage convenable. Brosser ou essuyer les filetages requis pour assurer que tout le matériel de nettoyage, saleté et les composants du filetage ont été enlevé. Il est préalablement recommandé de sécher les filetages pour le commencement de l'inspection des particules magnétiques.

✓ L'inspection des particules magnétiques fluorescentes humides doit être exercée dans un endroit fermé ou avec un bouclier convenable pour que la lumière blanche mesurée sur la surface d'inspection ne dépasse pas le bougie de (5) foot et l'intensité de lumière ultraviolet sur la surface d'inspection est à un minimum de $1000 \mu\text{w}/\text{cm}^2$.

✓ La solution des particules magnétiques fluorescentes humides doit être préparée conformément aux spécifications des fabricants. Préparer la solution en produisant une concentration des particules du 1 à 4% de volume. Après la

préparation de la solution, placer 100 ml dans un tube centré désigné pour les tests de réglage. Le laisser debout pour 30 minutes puis observer la concentration. Si ce n'est pas entre 1 et 4% ajouter des particules ou le liquide nécessaire pour achever les résultats et les nouveaux tests.

✓ En utilisant une suspension calibrée externe il faut déterminer le diamètre extérieur minimal de l'outil de jointure, mâle et femelle, Environ deux pousses du l'épaule en deux positions éloignée à environ 90°. Placer le calibre contre la balance des machines pour déterminer les dimensions. Vérifier la classification basée sur les dimensions classées dans RP 7G.

✓ En utilisant les mesures d'acier du poids des machines l'espace de la tong disponible sur chaque outil de jointure, mâle et femelle. L'espace minimum de la tong pour les connecteurs pin doit être 4" et l'espace minimum de la tong et pour la boîte des connections elle doit être LB C +1". Les dimensions sont situées sur Spec 7.

✓ La forte bande ne doit pas empiéter cette surface.

✓ Inspecter le joint d'épaule pour les tranches, gouges, nageoires, fours, ou autres imperfections nuisibles potentiellement qui empêcheront le plomb propre durant le façonnage. Contrôler la largeur des bretelles en utilisant une balance d'acier et classer selon RP 7G. Si les soulèvements des connecteurs seront contrôlés selon RP 7G, la section 12.

✓ Les conditions suivantes seront causées pour le rejet :

- Endommagements plus profonds que 031" (1/32").
- Endommagement de la façade du plomb dépassant 25% de la circonférence.
- Endommagement excédant 20% de la largeur du plomb, 10% si l'endommagement croisent l'oblique ou le compteur des trous.
- Saillie métallique.
- Lorsque ces conditions sont notées, les connecteurs doivent être marqués pour la réparation des machines.

✓ En utilisant la balance il faut contrôler la caisse à outils pour le gonflement. Placer la balance sur le bord en ligne avec les axes de longueur des outils de jointure.

Chaque espace lumineux noté entre l'outil de jointure et indicateur de balance du gonflement. Le gonflement peut être mesuré en utilisant une balance additionnelle, micromètre, ou cadran du calibre. Gonflement admissible maximum n'est pas sur RP 7G.

✓ En utilisant un profil de jauge, contrôler la zone entière du filetage des connecteurs du pin et du box pour l'extension. L'élasticité est indiquée lorsque toutes les dents du profil de la jauge ne s'unissent pas avec les filetages. L'extension doit être vérifiée en utilisant un plomb jauge. Ce dernier doit être convenable à la propre taille des points de contact pour la forme du filetage mise en inspection et selon la norme. Si le plomb du filetage de deux pousses dépasse 6 pousses la connexion est rejetée et doit être signalée pour réparation. Note : l'élastique est souvent associé avec les filetages des pins, cependant, il peut apparaître aussi comme connecteur du box. Et il est souvent situé à travers le dernier filetage de chaque connecteur.

✓ Inspecter le filetage du pin et du box endommagés visuellement. Utilisation du profil du jauge va aider à repérer les filetages et les saillies qui peuvent causer des intrusions ou endommagement ultérieurement. Il faut contrôler aussi les écorchures des filetages ou autre conditions indiquant un manque excessif de torsion. Evaluer les conditions selon RP 7G.

✓ Faire tourner le pipe au moyen de un tour et demi (1-1/2), pendant l'application de la solution des connecteurs du pin et du box du filetage. Pendant l'éclairage de la surface par la lumière ultraviolet il faut continuer à tourner le pipe au moyen de un tour et demi (1-1/2), Répéter ce processus pour chaque joint à inspecter. Evaluer tous les imperfections marquées conformément aux pratiques recommandées 7G. Identifier l'outil de jointure avec les bandes de peinture appropriées mentionnées à RP 7G.

✓ Appliquer une quantité suffisante des composants du filetage spécifiés pour tous les filetages exposés, internes et externes. Assurer la couverture totale des formes du filetage. Réinstaller les protecteurs propres et déshydratés du filetage pour être en bonne position.

III.2.5. Les procédures des Électromagnétique Inspection Drill Pipe :

- ✓ L'équipement nécessaire pour effectuer ce service sont les suivants:
 - a) l'unité de buggy inspection de tubes de forage
 - b) jauge d'épaisseur de paroi à ultrasons
 - c) Jauge de profondeur
 - d) Moulin de la sonde d'enquêter sur les imperfections
 - e) meuleuse d'angle pour carénage à enquêter morcellements
 - f) la bande Burmah Castrol-ou équivalent pour vérification sur le terrain
 - g) mètre de lumière capable de déterminer l'intensité de la lumière blanche
 - h) AWS 86 ou l'équivalent de poudre de fer
 - i) AC ou DC joug
 - j) Fait bits standard ou mèche et au besoin
 - k) Gauss mètre
 - l) diamètre externe Jauge avec le bon jeu standard ou Dyn Scan
 - m) instrument optique interne
 - n) détecteur de défauts par ultrasons à la norme appropriée

❖ Etapes De Contrôle :

✓ Appliquer un numéro séquentiel joint à chaque longueur de tuyau. Ce nombre doit rester constante tout au long de toutes les inspections liées à cet ordre de travail. Il peut être appliqué avec un bâton de peinture à des fins temporaires ou le nombre de timbre d'acier permanent peut être appliquée à ce moment de l'épaulement incliné 180 ou 350 de la connexion des broches.

✓ Mettre en place le diamètre externe mesurer en plaçant la norme entre les plaques d'usure et serrer les vis de réglage. Si le fil de l'indicateur est pointé sur le chiffre "1" Plier le fil à cet endroit.

✓ Placez le diamètre externe mesurer sur le tube adjacent à la perturbation, à une extrémité de la conduite. Tout en roulant le tuyau à travers plusieurs révolutions glisser la jauge sur toute la longueur du tuyau vers l'extrémité opposée. Toute usure supérieure à 1/32 ou égal à "permettra la jauge à passer par-dessus le tuyau. Si la jauge passe au-dessus du tuyau, d'observer le fil d'indicateur de la quantité d'usure. Chaque numéro représente 1/32 de réduction ". Voir Tableau 4.4.1 pour les

pourcentages de conversion. Classification de la conduite en raison des variations de diamètre doit être conforme au tableau 19 de 7G pratique recommandée. L'utilisation d'une jauge d'épaisseur de paroi à ultrasons aidera à la détermination de la réduction et la paroi du corps restant dans le domaine de la réduction.

- ✓ Répétez ce processus pour chaque longueur d'être inspecté.
- ✓ Si aucune usure est exposé sur la conduite, les lectures de la paroi à ultrasons doivent être prises à un (1) des intervalles pouces autour de la circonférence au centre de la commune. Cette information est utilisée pour aider à la classification commune. Il peut également être utilisé pour calculer la section transversale si nécessaire.
- ✓ Sélection d'un joint de normalisation, soit un joint de tube préalablement préparé ou une longueur de la chaîne à être inspectés. Si la longueur de la chaîne doit être utilisée trous ne seront pas utilisés pour la normalisation des encoches plutôt comme détaillé dans Spec 5D.
- ✓ Définir l'éprouvette sur les prises. Placer la bobine d'aimantation sur le tuyau. Fixez le buggy et placer la bobine sur le buggy comme spécifié par le fabricant. Situer le premier trou sur la pièce d'essai et la placer dans la position de 12 heures. Activez la bobine et le tableau de la bande. Lorsque la carte se déroule sans heurts, démarrez le buggy.
- ✓ Chacun des huit trous dans la norme devrait produire une déviation similaire. Ajuster la déviation à partir de chaque bobine de capteur pour produire un signal de dix (10) mils. Une fois que chaque bobine est la production de dix (10) millions déviation, exécutez le buggy à travers l'ensemble des trous trois fois supplémentaires pour vérifier la répétabilité. Tout écart par rapport à déviation supérieure à 30% doit être un motif de ré-normalisation.
- ✓ Position des prises de telle manière à soulever la tige de forage par les joints de tige et non le corps de la canalisation ou de fils. Placer la bobine sur l'extrémité du tuyau et d'engager les vérins de levage du tube claire du porte-tube. Verrouillez l'unité poussette autour du tuyau d'environ deux (2) pieds de l'outil conjointe avec le buggy dirigée vers l'articulation de l'outil. Placez la bobine magnétique autour de la poussette et dynamiser. Allumez les galvanomètres et l'enregistreur graphique. Puis

engager le moteur d'entraînement et d'exécuter le buggy à la fin et éteindre. C'est pour la détection maximum de fissures de fatigue dans la zone d'extrémité.

✓ Tournez le buggy autour et loquet sur le tuyau. Placez la bobine en place et dynamiser. Allumez les galvanomètres et l'enregistreur graphique. Puis engager le moteur d'entraînement et d'exécuter le buggy à l'extrémité opposée et éteindre tourner le buggy autour et s'accrocher à la conduite à la fin. Placez la bobine en place et dynamiser.

✓ Allumez les galvanomètres et l'enregistreur graphique. Puis engager le moteur d'entraînement et exécuter le buggy à environ deux (2) pieds et éteindre. Toute indication sur le diagramme de bande égale à 80% du signal de normalisation doit être marqué pour l'évaluation. Répétez 4.9 et 4.10 pour chaque joint à inspecter.

✓ évaluer toutes les indications marquées au cours du processus d'inspection d'un joug et des particules magnétiques sèches. Si aucune indication n'est observée sur l'apparence de la surface extérieure à la surface intérieure avec un instrument d'optique. Si aucune indication n'est observée sur la surface à l'intérieur d'un détecteur de défauts à ultrasons peut être utilisé pour la détermination finale. L'utilisation du détecteur de défauts pour prouver up doit être en conformité avec SOP 3.016 - onde ultrasonique de cisaillement Prouvez-Up. Après évaluation, le tuyau doit être classée conformément à 7G pratique recommandée.

✓ Identifier tous les tuyaux inspectés avec les marquages appropriés comme détaillé dans 7G Pratique recommandée ou comme spécifié par le client.

III.3. Rapports

A. Un rapport d'inspection doit être préparé à la suite de cette procédure. Elle doit comporter, au minimum, les éléments suivants:

- a) le nom du client
- b) la date de l'inspection
- c) description de tuyau
- d) Résumé des résultat

Nombre de longueurs et des séquences de conduite acceptable

Nombre de longueurs et des séquences de conduite inacceptable

Motif de rejet de la conduite inacceptable

Nombre total de longueurs et de séquences totale

Signature de l'inspecteur en chef

B. Le rapport d'inspection original est transmis au client dès que possible après l'achèvement de la tâche. Une copie du rapport d'inspection doit être maintenu dans le dossier du client pour une période d'au moins deux (2) ans à compter de la date d'achèvement.

CONCLUSION

CONCLUSION GENERALE

D'après cette étude on peut extraire les conclusions et les recommandations pour l'utilisation des tiges suivantes.

Un certain nombre de ruptures des tiges pourrait être évité par l'application de certains contrôles et précautions :

- Utiliser des tiges droites, surtout au-dessus des masse-tiges.
- Établir une rotation périodique des tiges situées au-dessus des masse-tiges.
- Éviter de débloquer les tiges à la table de rotation (surtout si le poids de la garniture de forage est faible).
- Éviter de créer des amorces de rupture en faisant des entailles avec les cales et les clés.
- Examiner les tiges périodiquement ou après une instrumentation au sonoscope.
- Utiliser un raccord d'usure de tige d'entraînement en bon état.
- Les filetages des tool-joints doivent être nettoyés intérieurement et extérieurement au moyen du jet d'eau.
- Le filetage femelle doit être nettoyé et graissé au moment de la remontée pendant la descente de l'élévateur à vide, le filetage mâle est nettoyé avec le jet d'eau une fois la tige gerbée. Au cours de la descente, on a ainsi un filetage femelle déjà nettoyé et graissé et un filetage mâle nettoyé qu'il faut graisser à nouveau à la descente.

Tous les membres de l'équipe doivent inspecter les tiges durant la remontée, pour détecter une éventuelle anomalie. Cette opération exige que les tiges soient propres, ce qui nécessite leur nettoyage durant la remontée.

Ce nettoyage se fait soit à l'eau, soit en utilisant un essuie tiges.

Parfois, l'eau est interdite parce qu'elle agit sur les caractéristiques de la boue.

La graisse pour filetages de tool-joints est un matériau d'entretien et de protection essentiel. Elle doit être conservée à l'abri de la boue, des poussières, etc..., dans des récipients munis de couvercles. Elle doit être bien répartie sur le filetage et en quantité suffisante, mais sans exagération.

REFERENCE BIBLIOGRAPHIQUE

1. ILSKI, V. KASSIANOV, V. POROCHINE, « Machines, mécanismes et installation de forage », école supérieur Moscou.
2. CHAIB Rachid, « la maintenance industrielle », édition université MENTOURI de Constantine, 2003/2004.
3. « Le forage de jour d'aujourd'hui ; 2eme partie », Publications de l'institut français du pétrole, édition 1970.
4. « sécurité technique dans l'industrie pétrolière », P. TOUMANIAN, institut national des hydrocarbures et de la chimie ; Boumerdes, 1979.
5. Ali TARE, « La Garniture De Forage », Institut Algérien Du Pétrole.
6. API RP 7G: Recommended practice for drill stem design and operating limits.
7. Techniques de l'Ingénieur, Contrôle non destructif.
8. D.J. Hammerlindl, "Basic fluid and pressure forces on oilwell tubulars".

Résumé :

Les installations de forage, tiges et matériels tubulaires de champs pétroliers sont vulnérables à la corrosion, à la fissuration, à des dommages tiers ainsi qu'à des défauts de fabrication. les services d'inspection détectent les défauts et discontinuités avant qu'ils ne causent de graves dommages, assurant un bon fonctionnement et réduisant les risques financiers.

Dans ce travail, nous montrons la position des tiges de forage et matériels tubulaires dans l'appareil de forage pétrolière, et l'importance de l'inspection et l'utilisation des méthodes de contrôle non destructif (CND) dans le domaine pétrolier. Ainsi que l'application de ces méthodes sur les installations de forage, y compris les tiges et matériels tubulaires.

Mots clés :

Forage, Tige de forage, Contrôle Non Destructif, Méthode magnétoscopie

المخلص :

منشآت الحفر لآبار البترول هي عبارة على مجموعة من الآلات تقوم بوظائف معينة متكاملة فيما بينها، هذه الآلات ومنها أنابيب الحفر عرضة للتآكل، والتكسير، وأضرار خارجية وكذلك عيوب في التصنيع. ومن هنا تأتي قيمة خدمات التفتيش التي تقوم بالكشف عن الأخطاء والتشققات التي تصيب هذه الآلات، قبل أن تتسبب في أضرار خطيرة، وتضمن التشغيل السليم والحد من الخسائر المالية.

في هذا العمل، نبين موقع وهدف أنابيب الحفر في معدات التنقيب عن النفط، وأهمية خدمة التفتيش واستخدام طرق الفحص غير المتلف في مجال النفط. وتطبيق هذه الأساليب في المجال البترولي، بما في ذلك أنابيب الحفر والمعدات التابعة لها.

الكلمات المفتاحية :

الحفر، انابيب الحفر، الفحص الغير متلف، طريقة الفحص المغناطيسية

