



**République Algérienne Démocratique et
Populaire**



**Ministère de l'Enseignement Supérieure et de
la Recherche Scientifique**

UNIVERSITE D'EL-OUED

FACULTE DES SCIENCES ET TECHNOLOGIE

Mémoire de fin d'étude

Présenté pour l'obtention du diplôme de

LICENCE ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies

Spécialité : Génie mécanique

Option : Maintenance des équipements industriels

Thème

**Contrôle Non Destructif dans les appareils
de forages**

« Application sur les tiges de forage »

Devant le jury composé de :Présenté par :

.....	Président	- ATALLAH Hichem
.....	Examineur	- DJELLOULI Hacene
.....	Examineur	- GEUDIRI Mounir
MANSOURI Khaled	Encadreur	

Année universitaire :2013-2014

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 ET TABLEAUX

INTRODUCTION

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

CHAPITRE I : GENERALITE SUR L'APPAREIL DE FORAGE

I.1. Introduction :.....	2
I.2. Classification des appareils de forage :.....	2
I.2.1. Par puissance utilisée:.....	2
I.2.2. Par la hauteur :.....	2
I.2.3. Par la méthode de rotation ou d'une méthode de forage :.....	2
I.3. Principe de fonctionnement de l'appareil de forage :.....	3
I.4. L'appareil de forage national oil well:.....	4
I.4.1. Fonction de levage :.....	5
I.4.2. Mâts de forage:	6
I.4.3. . Substructures :	6
I.4.4. Le mouflage :.....	6
I.4.4.1. Le moufle fixe :.....	7
I.4.4.2. Le moufle mobile et crochet:	7
I.4.5. Le treuil [Draw works]:	8
I.4.6. Câble de forage :.....	8
I.5. Fonction de rotation :.....	9
I.5.1. La table de rotation:.....	9
I.5.2. Top drive:	9
I.5.3. Tête d'injection:	10
I.5.4. Tige :.....	10
I.5.5. Le trépan:.....	10
I.6. Fonction de pompage:.....	11
I.6.1. Rôle des pompes à boue:	11
I.6.2. Type de pompes à boue:	11
I.7. Commande des obturateurs:.....	11
I.8. Conclusion:	12

CHAPITRE II: LE TIGES DE FORAGE

II.1.	Caractéristiques des tiges de forage.....	13
II.1.1.	Grades d'acier utilisés pour la fabrication du corps.....	13
II.1.2.	Géométrie du corps.....	14
II.1.2.1.	Longueur	14
II.1.2.2.	Diamètre nominal.....	14
II.1.2.3.	Poids nominal.....	15
II.2.	Les tool joints.....	15
II.3.	Classe d'usure.....	16
II.4.	Marquage API.....	16
II.4.1.	Marquage suivant le grade et le poids nominal de la tige	16
II.4.2.	Marquage de classification des tiges	17
II.5.	Limites d'utilisation des tiges de forage. Formules de calcul	18
II.5.1.	Résistance à la traction pure	18
II.5.2.	Résistance à la torsion pure	19
II.5.3.	Résistance à l'éclatement	21
II.5.4.	Résistance à l'écrasement	22
II.1.	Modélisation de tige de forage par SolidWorks	24
II.1.1.	Application de couplage (traction-torsion).....	25
II.1.2.	Analyse modale de fréquences	26

CHAPITRE III: PROCEDURESD'INSPECTIONDETIGESDEFORAGE

III.1.	Inspection visuelle	27
III.2.	Inspection des filetages en cours d'opération.....	28
III.3.	Les procédures des Mesure d'épaisseur de paroi à ultrasons.....	29
III.4.	Les procédures des Wet particules magnétiques fluorescentes:	30
III.5.	Les procédures des Électromagnétique Inspection Drill Pipe:	32
III.6.	Rapports	35

CONCLUSION

Conclusion générale	36
Reference bibliographique.....	37

Liste des figure et tableaux

Fig I. 1 La structure de la tour de forage	5
Fig I. 2 Système de mouflage	7
Fig I. 3 Le moufle fixe.....	7
Fig I. 4 Le moufle mobile et crochet	8
Fig I. 5 Le treuil [Draw works].....	8
Fig I. 6 Câble de forage	9
Fig I. 7 La table de rotation	9
Fig I. 8 Top drive	9
Fig I. 9 Tête d'injection.....	10
Fig I. 10 Tige de forage	10
Fig I. 11 Le trépan	11
Fig I. 12 Pompes à boue	11
Fig I. 13 Unité hydraulique de commande	12
Fig II. 1 Détail d'une tige (corps et tool joints).....	13
Fig II. 2 Marquage des tiges en fonction du grade et du poids nominal.....	17
Fig II. 3 Marquage des tiges en fonction de la classe d'usure	18
Fig II. 4 Essai de résistance à la traction	19
Fig II. 6 Tige de forge 5 '' en SolidWorks.....	24
Fig II. 7 Partie mal de tige (Pin)	24
Fig II. 8 Partie femelle de tige (Box).....	25
Fig II. 9 la forme normalisé de filetage de tige (V-0.038R).....	25
Fig II. 10 Simulation de contrainte Von-Mises	26
Fig II. 11 Résultat graphique de l'analyse fréquentielle.....	26
Fig. III.1 Équipements utilisés pour vérifier les filetages.....	28

Introduction générale

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.

I. Généralité sur l'appareil de forage

I.1. Introduction :

L'appareil de forage, ou plus globalement le chantier de forage (rig) est constitué d'un ensemble regroupant en trois fonctions :

- La fonction de levage ;
- La fonction de rotation ;
- La fonction de pompage et de circulation;

I.2. Classification des appareils de forage :

Il existe de nombreux types et modèles de plates-formes de forage, avec de nombreuses plates-formes de forage capables de commuter ou de combiner différentes technologies de forage au besoin . Plates-formes de forage peuvent être décrits en utilisant l'un des attributs suivants

I.2.1. Par puissance utilisée:

* Mécanique - la plate-forme utilise les convertisseurs de couple, embrayages, transmissions et alimentés par ses propres moteurs, souvent diesel.

* Électrique - les principaux éléments de machines sont entraînées par des moteurs électriques , habituellement avec l'électricité produite sur place en utilisant des moteurs à combustion interne.

* Hydraulique - la plate-forme utilise principalement l'énergie hydraulique

* Pneumatique - la plate-forme est principalement alimenté par de l'air comprimé

* Vapeur - la plate-forme utilise des moteurs et des pompes à vapeur alimenté (obsolète après milieu du 20ème siècle).

I.2.2. Par la hauteur :

* Seul - peut percer uniquement sur des tuyaux de forage simples . La présence ou l'absence de tuyau rayonnages "doigts" verticaux varie de plate-forme à plate-forme.

* Deux - peut tenir un stand de tuyau dans la tour de forage composé de deux tubes de forage connectés, appelé «double position».

* Triple - peut tenir un stand de tuyau dans la tour de forage composé de trois tubes de forage connectés, appelé « triple stand».

I.2.3. Par la méthode de rotation ou d'une méthode de forage :

- * Pas de rotation comprend des plates-formes de poussée directe et la plupart des plates- formes de services
- * Table rotative - rotation est obtenue en tournant une conduite carrée ou hexagonale (kelly) au niveau du plancher de forage
- * Entraînement par le haut - rotation et la circulation se fait dans la partie supérieure du train de tiges , sur un moteur qui se déplace dans une piste le long de la tour de forage .
- * Sonique - utilise principalement l'énergie vibratoire pour faire avancer le train de tiges
- * Marteau - utilise la rotation et force de percussion

I.3. Principe de fonctionnement de l'appareil de forage :

L'outil de forage (trépan) est entraîné dans son mouvement de rotation au fond du trou par une colonne de tiges creuses vissées les unes aux autres.

A l'extrémité supérieure de ce train de tiges et à hauteur du plancher de la tour de sondage se trouve la tige d'entraînement qui est creuse également, mais de section extérieure carré ou hexagonale, et qui passe à travers la table de rotation par laquelle elle est entraînée. La table de rotation est entraînée par les moteurs par l'intermédiaire d'un ensemble de transmission par chaîne et roues dentées.

L'ensemble du train de sonde est suspendu au crochet de levage par l'intermédiaire de la tête d'injection qui joue le rôle de palier de rotation pour l'ensemble de train de tiges, elle comprend une partie mobile solidaire du train de sonde et une partie fixe solidaire du crochet.

Ce crochet de levage peut être manœuvré du haut en bas de la tour métallique grâce à un système de mouflage composé d'un moufle mobile auquel est suspendu le crochet et d'un moufle fixe, fixe en haut du mât de sondage.

Le brin du câble va s'enrouler sur le tambour de treuil de forage lequel est entraîné par les moteurs par l'intermédiaire d'un jeu de transmission et d'embrayages.

Une injection de boue dans le trou est assurée pendant la durée de forage. Des pompes à boue aspire la boue des bacs et la refoule par l'intermédiaire de la colonne montante, du flexible et de la tête d'injection dans l'intérieur du train de sonde, la boue, descend ainsi jusqu'au fond du trou, sort par les événements du trépan et remonte par l'espace annulaire compris entre les tiges et le trou foré, cette boue qui remonte du fond du trou est chargée des déblais de forage. Ainsi dès son arrivée à la surface, elle passe aux tamis

vibrants qui la séparent des déblais de là, elle retourne dans les bacs d'aspiration. La boue effectue donc un circuit fermé, durant le forage.

Aux deux tiers (2/3) environ du mât de forage se trouve la passerelle d'accrochage, qui sert au gerbage des tiges dans le mât lors des manœuvres de remontée ou descente.

Le train de tige est donc remonté puis redescendu par éléments de deux ou trois tiges grâce au système de levage qui constituent le treuil, le câble, les moufles et le crochet.

Le mât de forage repose sur une substructure de 3m de hauteur, ce qui élève d'autant le plancher de travail et permet l'installation sur la tête du puits d'un ou plusieurs obturateurs de sécurité.

I.4. L'appareil de forage national oil-well:

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 en quatre catégories qui sont définies par les profondeurs limites qu'ils peuvent atteindre avec des tiges 4 1/2". On distingue :

- Les appareils légers: pour les profondeurs inférieures à 1200 m. ces appareils sont le plus souvent portables ou semi-portables.
- Les appareils moyens : pour les profondeurs comprises entre 1200 et 2500 m.
- Les appareils lourds : pour les profondeurs comprises entre 2500 et 4000 m.
- Les appareils ultras- lourds : pour les profondeurs supérieures à 4000 m.
- Ces performances de profondeur se traduisent par un poids et une puissance qui caractérisent 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 de forage d'un puits. Les principaux éléments d'un appareil de forage sont :

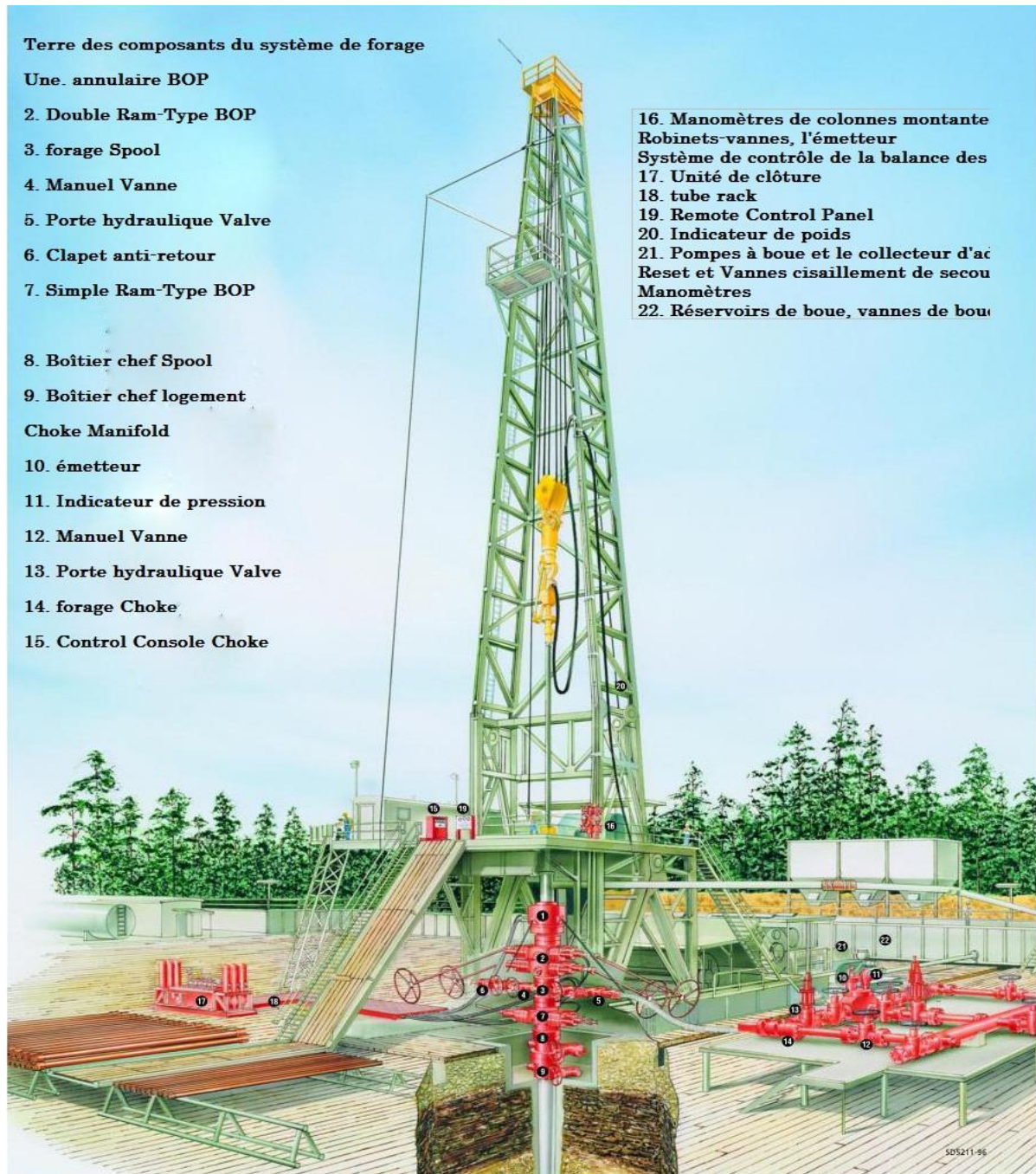


Fig I. 1 La structure de la tour de forage

I.4.1. Fonction de levage :

Pour soulever la garniture de forage (ensemble tiges - tiges lourdes – masse-tiges), il faut utiliser une grue de grande capacité, car la garniture de forage peut atteindre un poids supérieur à 150 tonnes ou plus.

Cette grue est constituée :

- d'un mât,
- d'un treuil,

- d'un palan comprenant les moufles fixe et mobile et le câble

I.4.2. Mâts de forage:

C'est le « trépied » qui supporte le palan. Il a remplacé la tour pour la rapidité de son montage et démontage.

A son sommet est placé le moufle fixe. Une passerelle d'accrochage est placée à son milieu ; elle sert de lieu de travail pour l'accrocheur, qui accroche ou décroche les « longueurs » de tiges lors de la remontée ou la descente de l'outil dans le puits. Une autre passerelle de hauteur ajustable, placée plus bas, sert à guider le tubage pour le visser et le descendre dans le puits.

Un plancher de travail est aménagé aux pieds du mât. Il sert d'aire de travail pour l'équipe. Une cabine [dog house] est aménagée sur ce plancher pour permettre aux ouvriers de se reposer.

Le plancher est surélevé de quelques mètres au-dessus du sol, pour permettre l'introduction des éléments de la tête de puits et des obturateurs.

Les toutes repose sur une substructure robuste, formée de caissons en treillis de fer soudés.

Un plan incliné est conçu pour faire remonter les tiges sur le plancher pour les descendre dans le puits. L'ensemble est posé sur une plate-forme en béton armé, préalablement aménagée sur le sol.

I.4.3. . Substructures :

Le mât repose sur une substructure afin de disposer, sous le plancher de travail, d'une hauteur suffisante pour installer les obturateurs.

La substructure est constituée de deux poutres horizontales en treillis de fers en I soudés, placées suivant le sens de la longueur et réunies par des traverses assemblées par des broches goupillées.

En plus du mât, la substructure supporte la table de rotation, le treuil et la garniture de forage. Pendant la descente de tubage, elle supporte le poids du tubage posé sur la table et celui de la garniture de forage stockée dans le gerbier.

Pour la substructure, le constructeur donne la capacité de stockage des gerbiers en fonction de la vitesse du vent et la capacité de l'assise de la table de rotation .

I.4.4. Le mouflage :

Le mouflage est l'enroulement du câble de forage entre les poulies des moufles fixe et mobile en plusieurs brins (jusqu'à 14 brins). Le mouflage permet de démultiplier le poids de la garniture de forage et diminuer la vitesse de son déplacement.

En négligeant les frottements, la charge au crochet est divisée par le nombre de brin.

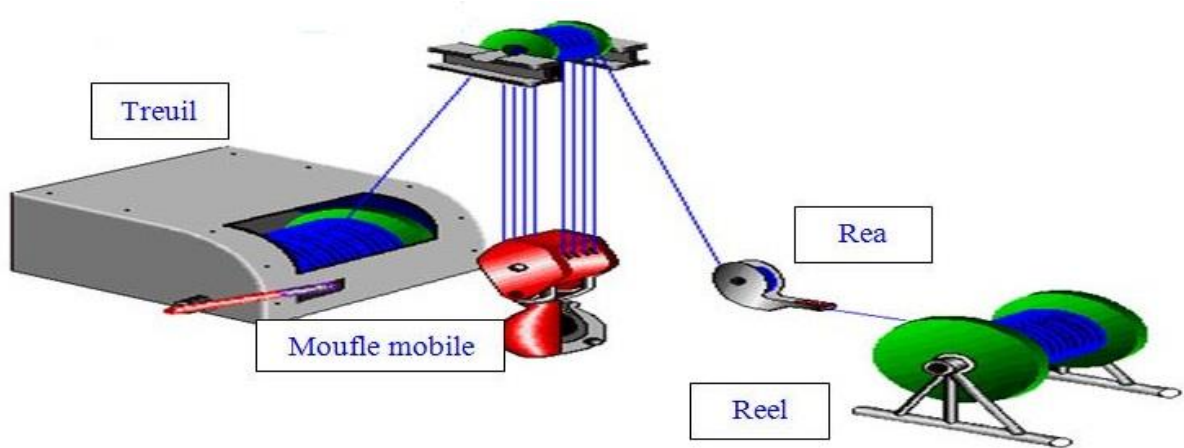


Fig I. 2 Système de mouflage

I.4.4.1. Le moufle fixe :

[Crown block] : formé d'un certain nombre de poulies et placé au sommet du mât, il possède une poulie de plus que le moufle mobile.



Fig I. 3 Le moufle fixe

I.4.4.2. Le moufle mobile et crochet:

[Travelling block] : formé également d'un certain nombre de poulies par lesquelles passe le câble de forage, il se déplace sur une certaine hauteur entre le plancher de travail et le moufle fixe.

Il comporte à sa partie inférieure un crochet [Hooke] qui sert à la suspension de la garniture pendant le forage. Des bras sont accrochés de part et d'autre de ce crochet servent à supporter l'élévateur, utilisé pour la manœuvre de la garniture.



Fig I. 4 Le moufle mobile et crochet

I.4.5. Le treuil [Draw works]:

Le treuil de forage est l'organe principal de la sonde; par sa capacité il caractérise.

Le Rig (sonde de forage) en indiquant la profondeur de forage que peut atteindre l'appareil de forage.

Le treuil regroupe un ensemble d'éléments mécaniques et assure plusieurs fonctions :

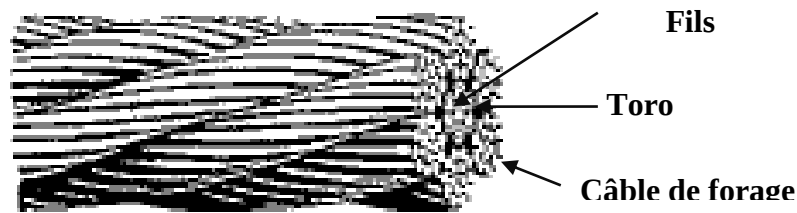
- Les manœuvres de remontée et de descente (levage) du train de sonde à des vitesses rapides et en toute sécurité, ce qui constitue sa principale utilisation.
- L'entraînement de la table de rotation quand celle-ci n'est pas entraînée par un moteur indépendant.
- les visages et dévisages du train de sonde ainsi que les opérations de curage.



Fig I. 5 Le treuil [Draw works]

I.4.6. 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. 6 Câble de forage*

I.5. Fonction de rotation :

I.5.1. La table de rotation:

Une table rotative est un dispositif mécanique sur un appareil de forage qui fournit dans le sens horaire (vu de dessus) la force de rotation de la garniture de forage pour faciliter le processus de forage d'un trou de forage. Vitesse de rotation est le nombre de fois que la table rotative effectue une révolution complète en une minute (rpm).

*Fig I. 7 La table de rotation*

I.5.2. Top drive:

Un mécanisme d'entraînement supérieur est un dispositif mécanique sur un appareil de forage qui fournit un couple dans le sens horaire de la tige de forage pour faciliter le processus de forage d'un trou de forage. Il s'agit d'une alternative à la table rotative. Il est situé à l'endroit de pivot et permet un mouvement vertical de haut en bas de la tour de forage.

*Fig I. 8 Top drive*

I.5.3. Tête d'injection:

C'est le composant qui est suspendu par son anse au crochet de levage. Il doit être conçu à la fois pour la charge maximale de garniture et pour la vitesse de rotation maximale.



Fig I. 9 Tête d'injection

I.5.4. Tige :

Une tige de forage est un tube utilisé pour le forage d'un puits, par exemple pour l'extraction de pétrole et de gaz naturel.



Fig I. 10 Tige de forage

I.5.5. Le trépan:

Un trépan (terme issu du grec *trupaô* : « je perce ») est un outil de forage rotatif, aujourd'hui spécialement utilisé dans l'industrie pétrolière et dans les travaux publics.



Fig I. 11 Le trépan

I.6. Fonction de pompage:

I.6.1. Rôle des pompes à boue:

Le rôle des pompes à boue est d'assurer l'aspiration de la boue de forage par la conduite d'aspiration, puis leur refouler dans la colonne de refoulement à travers un clapet de refoulement.



Fig I. 12 Pompes à boue

I.6.2. Type de pompes à boue:

- Pompes à boue duplex à double effet
- Pompes à boue triplex à simple effet

I.7. 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.



*Fig I. 13*Unité hydraulique de commande

I.8. Conclusion:

Dans ce chapitre représente les différents équipements de forage et leurs fonctionnements de ces équipements.

Introduction :

Les tiges de forage, ou plus globalement le chantier de forage (rig) est constitué d'un ensemble regroupant Grades d'acier utilisés pour la fabrication du corps est Géométrie du corps

II. 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 (Fig II.1).

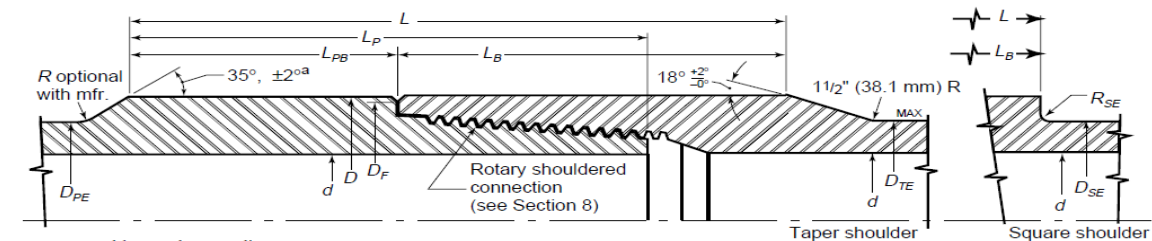


Fig II. 1 Détail d'une tige (corps et tool joints)

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

- InternalUpset (I U) : le renflement est situé à l'intérieur du tube,
- ExternalUpset (E U) : le renflement est situé à l'extérieur du tube,
- InternalExternalUpset (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.1. Caractéristiques des tiges de forage

II.1.1. 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

Remarque : La limite élastique minimale adoptée par l'API produit un allongement permanent de 0.5 % à 0.7 % suivant les grades d'acier. Pour être sûr de faire travailler les tiges dans le domaine élastique, il est préférable de prendre une valeur de contrainte axiale inférieure à la limite élastique donnée par l'API. En général, on se limite à utiliser les tiges à 90 % de la tension maximum admissible. Dans les puits déviés, on se limite généralement à 80 % de cette tension.

II.1.2. Géométrie du corps

II.1.2.1. 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.1.2.2. 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 ³/₈, 2 ⁷/₈, 3 ¹/₂, 4, 4 ¹/₂, 5, 5 ¹/₂ et 6 ⁵/₈.

Les diamètres les plus utilisés en forage pétrolier, hors États-Unis, sont 3 ¹/₂ et 5" (les tiges 4 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.1.2.3. 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 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.2. 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.

Remarque : Lors du blocage au couple des tiges, comme pour tous les autres éléments de la garniture, pour appliquer le couple correct il faut s'assurer que la force que l'on doit exercer sur le manche de la clé soit perpendiculaire à ce dernier.

Ces couples de serrage sont les valeurs maximales du couple de rotation que peuvent admettre les tiges en cours de forage. Dans les puits déviés, il est recommandé de limiter le couple de rotation à 80 % du couple de serrage.

L'étanchéité entre tiges se fait au niveau des épaulements comme pour tous les éléments de la garniture.

II.3. 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.4. Marquage API

II.4.1. 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 2.2).

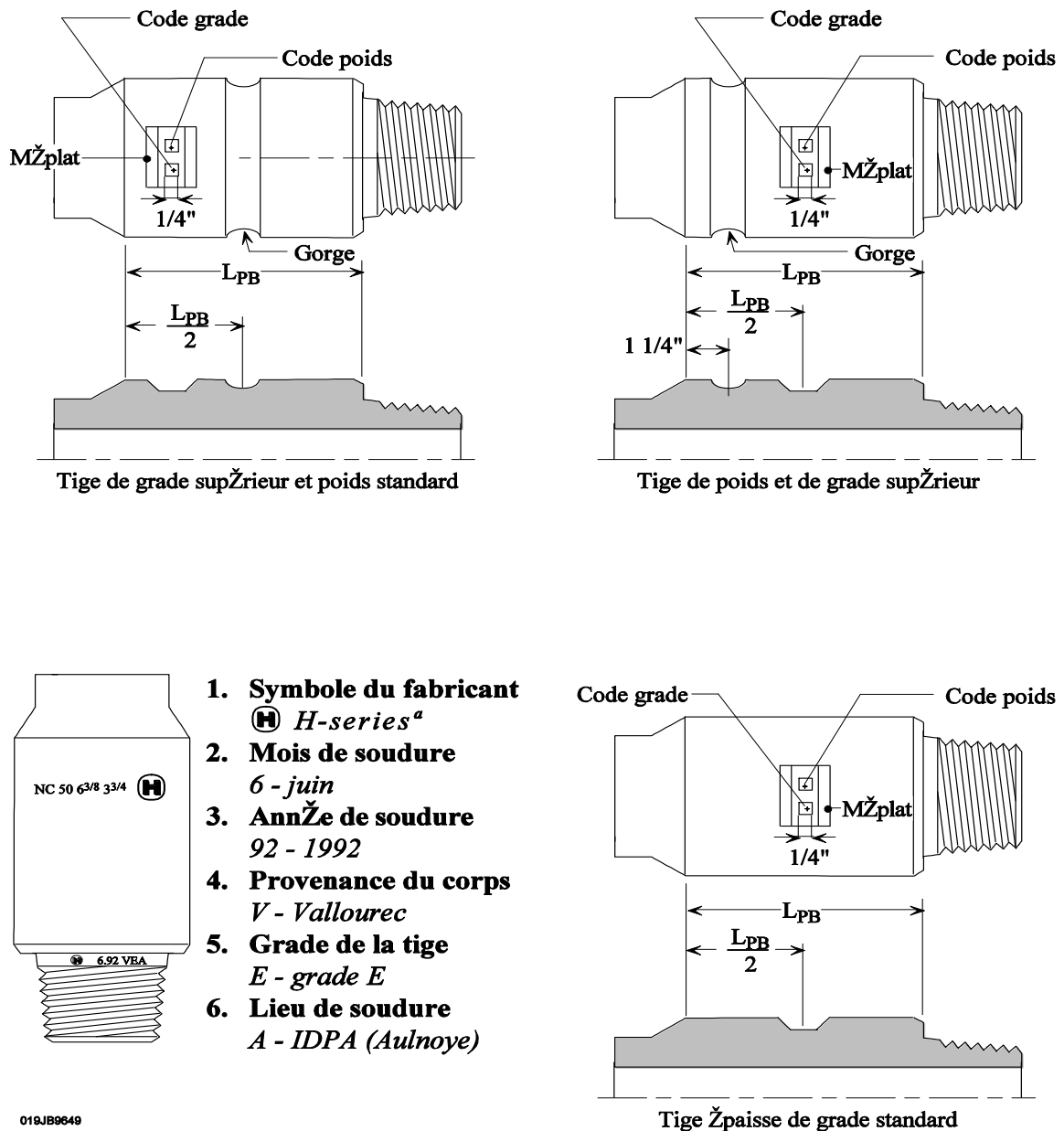


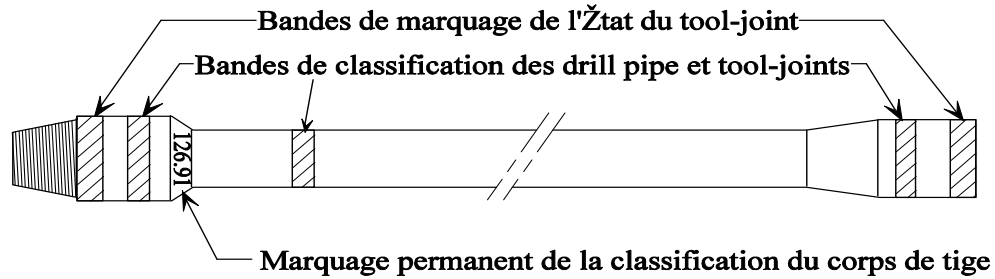
Fig II. 2 Marquage des tiges en fonction du grade et du poids nominal

II.4.2. 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 2.3).



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.5. Limites d'utilisation des tiges de forage. Formules de calcul

II.5.1. Résistance à la traction pure

Lorsque l'on exerce une traction **T** sur une barre de section **S** (figure 2.4), la contrainte de traction ** ** produite à l'intérieur de la barre est :

$$\sigma = \frac{T}{S} \quad (\text{II.1})$$

T : Traction exercée sur la barre, en **N**,

S : Section de la barre, en **m **,

  : Contrainte exercée sur la barre, en **Pa**.

L'allongement ** L** produit par cette traction **T** sur la barre de longueur **L** est :

$$\Delta L = L \cdot \frac{\sigma}{E} \quad (\text{II.2})$$

E : Module d'élasticité longitudinal ou module de **Young**
(**E** varie entre 200 000 MPa et 220 000 MPa pour l'acier),

L : Longueur de la barre, en **m**.

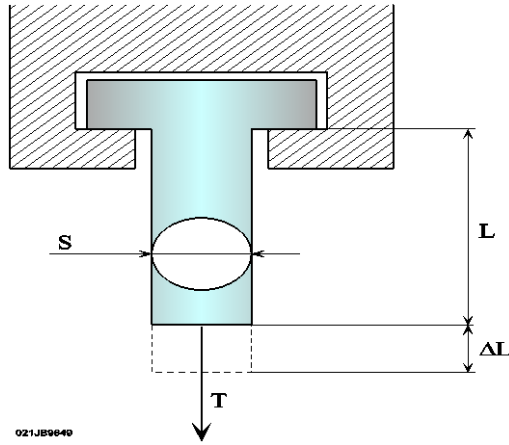


Fig II. 4 Essai de résistance à la traction

Si l'on ne veut pas déformer une tige de grade donné, la contrainte maximale de traction que l'on peut appliquer sera égale à la limite élastique minimale de l'acier correspondant. La traction maximale applicable sur une tige est donnée par la formule suivante :

$$T_{\max} = \sigma_{e \min} \times S \quad (\text{II.3})$$

- $T_{\max}$: Tension maximale applicable sur la tige, en **N**,
 $\sigma_{e \min}$: Limite élastique minimale de l'acier utilisé, en **Pa**,
 S : Section minimale de la tige, en **m²**.

Le formulaire du foreur donne les valeurs de $T_{\max}$ en fonction du grade d'acier, des dimensions nominales des tiges, du poids nominal et de l'usure (classe) des tiges.

Puisque la valeur de la limite élastique choisie par l'API produit un allongement permanent de l'ordre de 0.5 %, l'utilisation des tiges à la valeur $T_{\max}$ risque d'entraîner une déformation irréversible. On limitera généralement la traction à 90 % de cette valeur (ce qui revient à travailler avec un coefficient de sécurité de l'ordre de 1.10). On limitera généralement la traction à 80 % de cette valeur dans les puits déviés.

Le corps de la tige limite la traction que l'on peut appliquer sur cette tige.

II.5.2. Résistance à la torsion pure

Lorsque l'on exerce un couple de torsion $\mathcal{M}$ (en fait, $\mathcal{M}$ est le moment du couple de torsion) sur une barre métallique de rayon R (figure 2.5), la contrainte de torsion τ exercée sur cette barre est :

$$\tau = \frac{\mathcal{M}}{\left(\frac{J}{R} \right)} \quad (\text{II.4})$$

- τ : Contrainte de torsion, en **Pa**,

- $\mathcal{M}$: Moment du couple de torsion, en **N.m**, (avec $\mathcal{M} = 2 F.R.$)
 R : Rayon de la barre, en **m**,
 J : Moment d'inertie polaire de la barre, en **m⁴**.

Pour une barre creuse comme les tiges de forage, le moment d'inertie polaire est :

$$J = \frac{\pi}{2} (R_e^4 - R_i^4) \quad (\text{II.5})$$

- R_e : Rayon extérieur de la barre, en **m**,
 R_i : Rayon intérieur de la barre, en **m**.

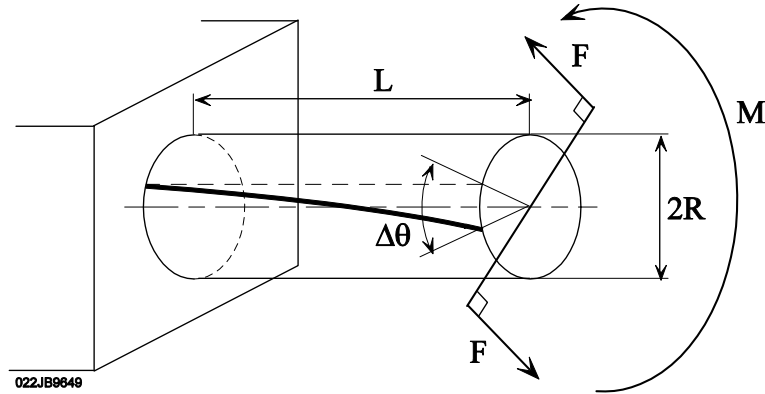


Fig II. 5 Essai de résistance à la torsion

La contrainte de torsion est maximale sur la surface extérieure de la barre. C'est cette valeur que l'on considère dans le cas des tiges de forage, d'où :

$$\tau_{\max} = \frac{M}{\left(\frac{J}{R_e} \right)} \quad (\text{II.6})$$

$$\frac{J}{R_e} = \frac{\pi}{2} \cdot \left(\frac{R_e^4 - R_i^4}{R_e} \right) \text{ s'appelle module polaire de section transversale.}$$

La contrainte de torsion maximale est toujours inférieure à la limite élastique. Les différentes théories expliquant le cisaillement conduisent à des valeurs du rapport $\frac{\sigma_{e \min}}{\tau_{\max}}$ comprises entre 1.33 et 2. L'API a choisi $\sqrt{3}$ comme valeur.

Avec cette valeur, le couple de torsion maximum applicable sur une tige est :

$$M_{\max} = 0.577 \times \sigma_{e \max} \times \left(\frac{J}{R_e} \right) \quad (\text{II.7})$$

- $\sigma_{e \min}$: Limite élastique minimale de l'acier utilisé, en **Pa**,
 $\mathcal{M}_{\max}$: Moment du couple de torsion maximal, en **N.m**.

La valeur du couple de torsion maximal que l'on peut appliquer sur le corps d'une tige est donné dans le formulaire du foreur en fonction du grade et de la classe d'usure (voir caractéristiques mécaniques des tiges de forage).

Remarque : Nous avons mentionné que la valeur de $\sigma_{e \text{ min}}$ utilisée par l'API entraîne une déformation permanente de l'ordre de 0.5 %. On peut penser que la valeur du couple de torsion maximal définie par la relation (2.7) produit une déformation de la tige. Donc, il est préférable de limiter le moment du couple de torsion à 90 % de cette valeur.

Mais nous avons vu que le couple maximum que l'on peut appliquer sur une tige est le couple de serrage de la connexion qui est bien inférieur à la valeur du couple admissible sur le corps de la tige. Donc, en général, le corps des tiges travaille loin du couple de torsion maximum admissible.

La valeur de la déformation angulaire en fonction du couple $\mathcal{M}$ appliqué sur une longueur L de tiges est donnée par la relation :

$$\Delta \theta = \frac{L \cdot \mathcal{M}}{G \cdot J} \quad (\text{II.8})$$

$\Delta \theta$: Angle de rotation, en **radians**,

$\mathcal{M}$: Moment du couple de torsion, en **N.m**,

L : Longueur de tiges soumise au couple $\mathcal{M}$, en **m**,

G : Module d'élasticité transversal, en **Pa**

(pour l'acier, ce module est égal à 0.4 E, ce qui correspond à une valeur d'environ 78 000 MPa),

J : Moment d'inertie polaire de la tige, en **m⁴**.

Si l'on exprime la déformation angulaire en nombre de tours, la relation précédente s'écrit :

$$N = \frac{L \cdot \mathcal{M}}{\pi^2 \cdot G \cdot (R_e^4 - R_i^4)} \quad (\text{II.9})$$

N : Nombre de tours.

La résistance du train de tiges à la torsion devient critique en cours de forage de puits profonds, d'alésage du trou et quand la garniture est coincée.

II.5.3. Résistance à l'éclatement

L'API utilise la formule de **Barlow** qui donne la pression intérieure maximale $P_{i \text{ max}}$ pour que la contrainte interne à la paroi du tube ne dépasse pas la limite élastique $\sigma_{e \text{ min}}$. Pour les tiges de classe I, la formule est :

$$P_{i \max} = 0.875 \cdot \left(\frac{2 \cdot \sigma_{e \min} \cdot e}{D} \right) \quad (\text{II.10})$$

e : Épaisseur nominale du corps de la tige (voir Formulaire du foreur - caractéristiques géométriques des tiges de forage). Le facteur 0.875 provient d'une tolérance à la fabrication de 12.5 % sur l'épaisseur des tiges neuves.

D : Diamètre nominal extérieur du corps de la tige.

Pour les autres classes, la formule est :

$$P_{i \max} = \frac{2 \cdot \sigma_{e \min} \cdot e}{D} \quad (\text{II.11})$$

e sera diminué de 20 % pour les tiges de classe S, de 30 % pour celles de classe II.

Dans les deux formules précédentes, **D** et **e** sont exprimés en **m**, **P_{i max}** et **σ_{e min}** en **Pa**.

Il est recommandé de limiter la pression appliquée (ou différence de pression entre l'extérieur et l'intérieur) à l'extérieur de la tige à 90 % de la pression maximum admissible **P_{i max}**.

Le corps de la tige limite la pression d'éclatement que l'on peut appliquer sur cette tige.

Remarque : Lorsqu'une tige est soumise à des pressions intérieure et extérieure, c'est la différence de pression existant entre l'intérieur et l'extérieur qu'il faut prendre en considération.

II.5.4. Résistance à l'écrasement

Plusieurs formules permettant de déterminer la valeur maximale de la pression extérieure que l'on peut exercer sur le corps d'un tube sont utilisées par l'API. La valeur du rapport **D / e** (**e** étant l'épaisseur nominale du corps de la tige et **D** le diamètre nominal du corps de ce tube) indique quelle formule doit être employée.

- La première formule est :

$$P_{i \max} = 2 \cdot \sigma_{e \min} \cdot e \cdot \left(\frac{\left(\frac{D}{e}\right) - 1}{\left(\frac{D}{e}\right)^2} \right) \quad (\text{II.12})$$

Cette formule s'applique lorsque le rapport **D / e** est :

- inférieur ou égal à 13.67 pour les tiges de grade E,
- inférieur ou égal à 12.83 pour les tiges de grade X 95,
- inférieur ou égal à 12.56 pour les tiges de grade G 105,
- inférieur ou égal à 11.90 pour les tiges de grade S 135.

- La seconde formule est :

$$P_{e \max} = \sigma_{e \min} \cdot \left(\frac{A}{\left(\frac{D}{e}\right)^2} - B \right) - C \quad (\text{II.13})$$

Les valeurs de A', B', C et du rapport D / e sont données dans le tableau suivant.

Grade	A'	B'	C	D / e
E	3.060	0.0642	1 805	de 13.67 à 23.09
X 95	3.125	0.0745	2 405	de 12.83 à 21.21
G 105	3.162	0.0795	2 700	de 12.56 à 20.66
S 135	3.280	0.0945	3 600	de 11.90 à 19.14

TAB. II.3 Valeurs à utiliser dans la formule 2.13

- La troisième formule est :

$$P_{e \max} = \sigma_{e \min} \cdot \left(\frac{A}{(\frac{D}{e})} - B \right) \quad (\text{II.14})$$

Les valeurs de A, B et D / e sont données dans le tableau suivant.

Grade	A	B	D / e
E	1.985	0.0417	de 23.09 à 32.05
X 95	2.047	0.490	de 21.21 à 28.25
G 105	2.052	0.0515	de 20.66 à 26.88
S 135	2.129	0.0613	de 19.14 à 23.42

TAB. II.4 Valeurs à utiliser dans la formule 2.14

- La dernière formule utilisée est :

$$P_{e \max} = \frac{46.95 \times 10^6}{(\frac{D}{e}) \cdot [(\frac{D}{e}) - 1]^2} \quad (\text{II.15})$$

Cette formule s'applique lorsque le rapport **D / e** est :

- supérieur ou égal à 32.05 pour les tiges de grade E,
- supérieur ou égal à 28.25 pour les tiges de grade X 95,
- supérieur ou égal à 26.88 pour les tiges de grade G 105,
- supérieur ou égal à 23.42 pour les tiges de grade S 135.

Remarque : Dans les 4 formules précédentes, **P_{e max}** et **σ_{e min}** sont exprimées en **psi**, **D** et **e** en **pouces**.

La pression d'écrasement pour les tiges déjà utilisées (diamètre et épaisseur inférieurs aux valeurs nominales) est calculée en ajustant le diamètre extérieur nominal **D** et l'épaisseur nominale **e** comme si l'usure était uniforme sur l'extérieur et nulle sur le diamètre intérieur. Les valeurs de **e** pour chaque classe de tige sont données ci-après. Ces valeurs permettront de choisir l'une des 4 formules précédentes et de calculer la valeur de la pression extérieure maximale.

- Pour les tiges de classe Premium (S), e sera pris égal à 80 % de l'épaisseur nominale,
- Pour les tiges de classe II, e sera pris égal à 70 % de l'épaisseur nominale.

La résistance à l'écrasement est à prendre en compte lors de tests des BOP et de tests de formation (DST) (voir paragraphe 2.3.5).

Remarque : Comme dans le cas de l'éclatement, c'est la différence de pression existant entre l'extérieur et l'intérieur de la tige qu'il faut prendre en considération.

Il est recommandé de limiter la pression appliquée (ou différence de pression entre l'intérieur et l'extérieur) à l'intérieur de la tige à 90 % de la pression maximum admissible $P_{e\max}$.

Le corps de la tige limite la pression d'écrasement que l'on peut appliquer sur cette tige.

II.1. Modélisation de tige de forage par Solid Works 2012

Dans cette partie nous avons modélisé la tige de forage avec une diamètre nominale 5 '' , ce qui le plus utilisé en forage pétrolier.

Les dimensions de tige sont normalisés à partir le norme API SPEC7.

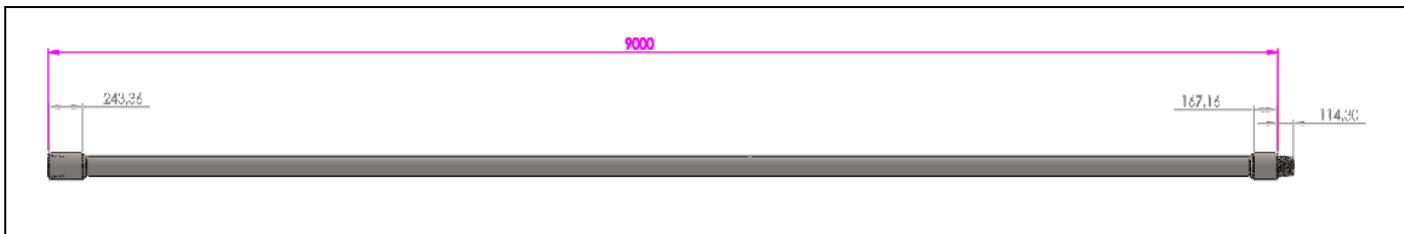


Fig II. 6 Tige de forge 5 '' en Solid Works 2012

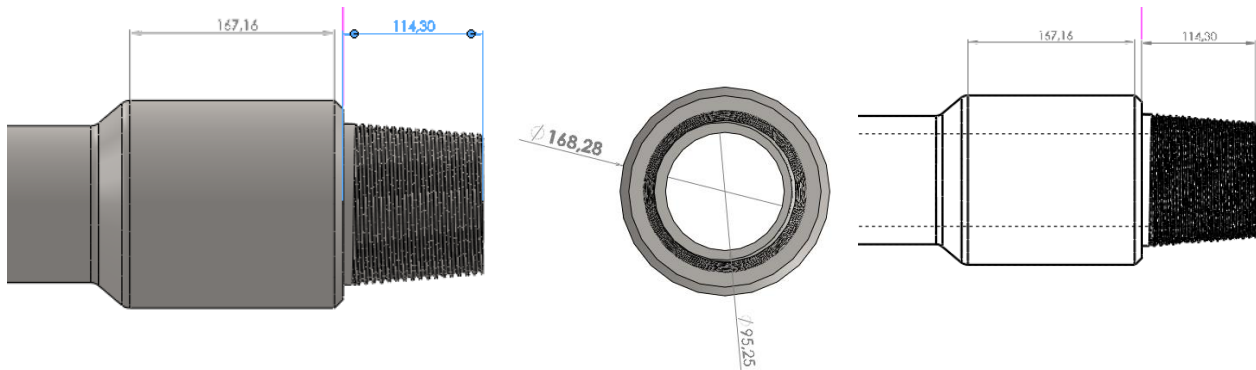


Fig II. 7 Partie mal de tige (Pin)



Fig II. 8 Partie femelle de tige (Box)

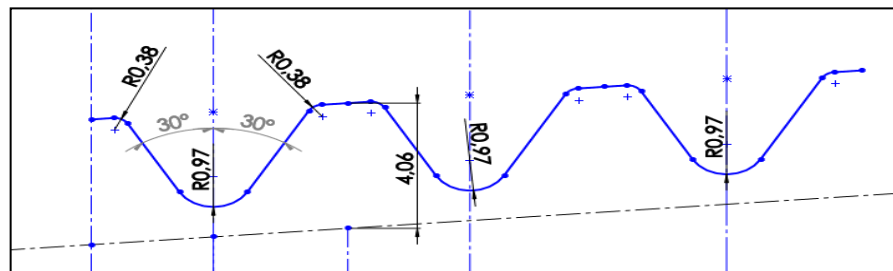


Fig II. 9 la forme normalisé de filetage de tige (V-0.038R)

II.1.1. Application de couplage (traction-torsion)

Nous avons appliqué une force de couplage (traction-torsion) sur la tige, avec création de défaut sur le corps de tige sous forme une petit trou, et nous voyons le comportement de tige avec cette force et les effet de ce défaut.

- **Condition de limite**

Force de traction = 35 kdaN,

Torsion = 3000 N.m

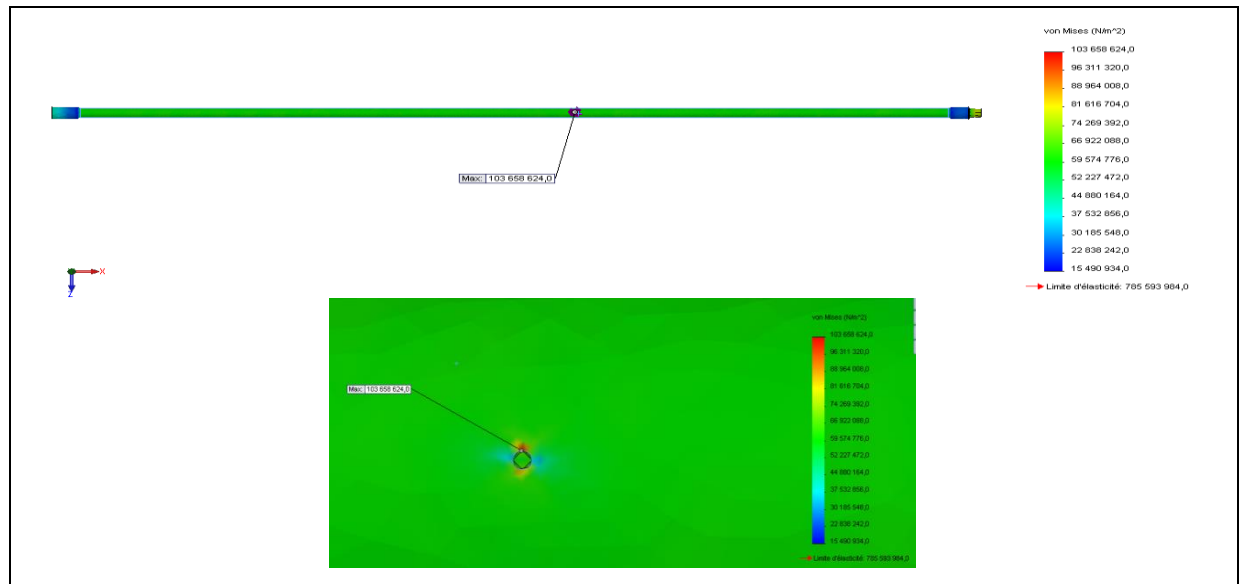


Fig II. 10 Simulation de contrainte Von-Mises

II.1.2. Analyse modale de fréquences

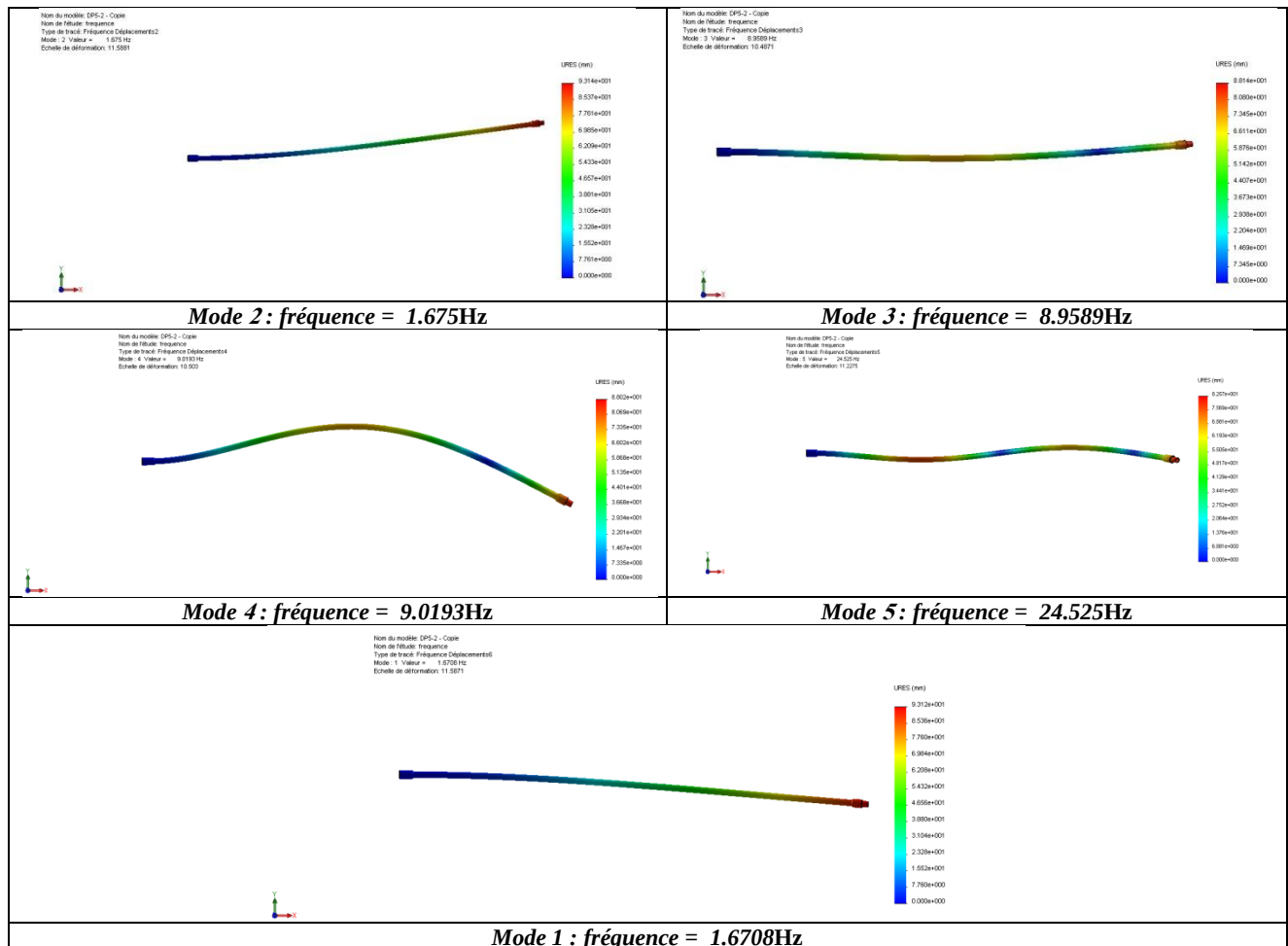


Fig II. 11 Résultat graphique de l'analyse fréquentielle

II.2. Conclusion :

Dans ce chapitre représente les corps de la tige ,présentant des renflements ou upsets aux deux extrémités et de deux tool joints ou raccords de forage et leurs fonctionnements de ces tige.

Introduction

Les méthode de contrôle non destructif, ou plus globalement le chantier de forage est constitué d'un ensemble regroupant Inspection visuelle est Inspection des filetages etc.

III. Procédures d'inspection de tiges 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.1. Inspection visuelle

Le matériel nécessaire poureffectuer 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'épaulement 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).

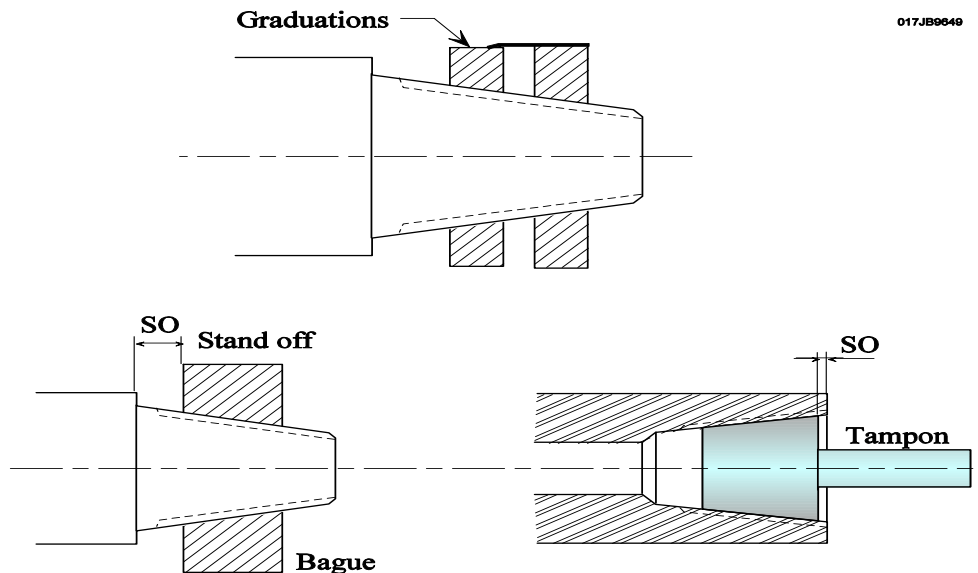


FIG. III.1 Équipements utilisés pour vérifier les filetages

III.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.3. Les procédures des Mesure d'épaisseur de paroi à ultrasons

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

Jauge d'épaisseur à ultrasons - présentation numérique

Etape de coin avec une épaisseur au-dessus et la paroi du corps de tuyau au-dessous nominale de matériau à inspecter

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

Couplant qui n'est pas préjudiciable à la matière en cours d'inspection

Depth Gauge

5 MHz sonde à double élément

Luxmètre

Deep micromètre de la gorge

➤ **Etapas 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 choisi 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.

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

emploi de démarrage

Après chaque cinquante (50) mesures

Avant et après une pause-repas

Fin du quart de travail ou une journée de travail

Début du quart ou jour de travail

Tout pouvoir du temps est interrompu

Chaque fois que le mauvais fonctionnement ou les réparations sont effectuées à l'unité

L'achèvement du travail

III.4. Les procédures des Wet particules magnétiques fluorescentes:

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

Les équipements aimantés capable de persuader à cette procédure

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.

Le poids d'acier machines

Suspensions internes et externes des calibres

Lumière ultraviolet

Compteur de lumière capable de mesurer la lumière blanche et ultraviolet

Profil du jauge

Burmah-Castrol ou équivalent pour le domaine de vérification

Profondeur du jauge

Attacher la jauge avec les points de contact et mettre les mesures

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 de nettoyage convenable. Brosser ou essuyer les filetages requis pour assurer que tout le matériel de nettoyage, saleté et les composants du filetage ont été enlevés. 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, fous, 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 0.31" (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 croise 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 006 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 tout 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.5. Les procédures des Électromagnétique Inspection Drill Pipe:

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

- L'unité de buggy inspection de tubes de forage
- Jauge d'épaisseur de paroi à ultrasons

- Jauge de profondeur
- Moulin de la sonde d'enquêter sur les imperfections
- Meuleuse d'angle pour carénage à enquêter morcellements
- La bande BurmahCastrol-ou équivalent pour vérification sur le terrain
- Mètre de lumière capable de déterminer l'intensité de la lumière blanche
- AWS 86 ou l'équivalent de poudre de fer
- AC ou DC joug
- Fait bits standard ou mèche et au besoin
- Gauss mètre
- Diamètre externe Jauge avec le bon jeu standard ou DynaScan
- Instrument optique interne
- 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 18o ou 35o 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 n'est exposée 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, les 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 placez 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 re-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 clair 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 marquée 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 classé 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.6. Rapports

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

- ✓ le nom du client
- ✓ la date de l'inspection
- ✓ description de tuyau
- ✓ Résumé du 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 totales
- ✓ Signature de l'inspecteur en chef

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 maintenue dans le dossier du client pour une période d'au moins deux (2) ans à compter de la date d'achèvement.

III.7. Conclusion:

Dans ce chapitre représente les différentes méthodes le contrôle non destructif (CND) sur tige de forage et leurs fonctionnements de ces méthodes.

Conclusion générale

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]. API Spec 7:Spécification pour forage rotatifTigeéléments

- [8]. Techniques de l'Ingénieur, Contrôle non destructif.

- [9].D.J. Hammerlindl, "Basic fluid and pressure forces on oilwell tubulars".