

N° Série :/2022

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la Terre et de l'Univers

Département de Forage

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Forage

Présenté Par :

SAMAH Yasser MOURAS Nour El Islam REGHAIS Taha

-THEME-

Minimisation du temps de réalisation d'un puits pétrolier

Soutenue le : 07 / 06 / 2022 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	Mr. ABIDI S Elfakeur	Univ. Ouargla
Examineur:	Mr. MOULAY Khalil	Univ. Ouargla
Encadreur :	Mr. DADA Saada	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2021/2022

Remerciement

En premier lieu, nous tenons à remercier notre DIEU

"Allah", notre créateur pour nous avoir la force pour accomplir ce travail.

Nous adressons nos vifs remerciements à notre promoteur consultant " Mc Dada Saada " pour nous avoir diligentés tout au long de ce travail, pour sa compréhension, sa patience, sa compétence, et ces remarques qui nous ont été précieuses, aussi nous remercions notre examinateur 'Mc Moulay Khalil ' et notre président 'Mc Abidi S Elfakeur'.

Nous remercions tous les enseignants département Forage qui ont assurés notre formation durant tout le cycle d'études.

Enfin, on ne pouvait pas mentionner tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail, que tous ceux qui nous ont aidés d'un encouragement trouvent ici l'expression de nos reconnaissances les plus sincères.

***Yasser & Taha
& NourElIslam***

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

❖ Mes très chers parents qui ont beaucoup sacrifié à
mon bonheur ;

❖ Mes très chers frères ;

❖ Tous mes amis ;

❖ Et à tous ceux qui m'ont encouragé
durant ma vie estudiantine.

*Yasser & Taha
& NourElIslam*

Résumé :

Les opérations de forage des puits pétroliers sont souvent confrontées à divers problèmes liés à la nature des formations traversées, à l'état des équipements utilisés et aux erreurs humaines (coincements, pistonnage, perte de la boue et venue). Ces contraintes des arrêts forcés augmentant ainsi le temps non productif de forage.

Ces sérieuses contraintes conduisent à perdre des millions de Dollars chaque année malgré que ces problèmes puissent être réduits si planification est bien faite, les conditions des terrains et les origines des problèmes sont bien maîtrisées.

Pour toutes ces raisons, notre travail est une contribution à l'optimisation des paramètres hydrauliques et mécaniques de forage en vue de minimiser le temps non productif en cours de forage.

Abstract:

The operations of drilling the oil wells are often confronted with various problems involved in the nature of the crossed formations, the state of the equipment used and the human errors (wedgings, swabbing, loss of mud and arrival). These constraints of the forced stops thus increasing the no productive time of drilling.

These serious constraints result in losing million Dollars each year although these problems can be reduced if planning is well made, the conditions of the grounds and the origins of the problems are well maîtrisées.

For all these reasons, our work is a contribution to the optimization of the hydraulic parameters and mechanics of drilling in order to minimize no productive time runs from of drilling.

اختصار

كثيرا ما تواجه عملية حفر آبار النفط مشاكل مختلفة تتعلق بطبيعة الطبقات الأرضية و المعدات المستخدمة والأخطاء البشرية (التعليق والانغلاق وضياع الطين و صعود الغاز) هذه المشاكل تجبر على انقطاع و توقف الحفر وزيادة في وقت الحفر الغير منتج.

هذه المشاكل خطيرة تؤدي إلى فقدان الملايين من الدولارات كل عام على الرغم من أن هذه المشاكل يمكن الحد إذا تم التخطيط بشكل جيد، ومعرفة ظروف الأرض وأصول المشاكل أيضا.

لجميع هذه الأسباب، عملنا هو المساهمة في التحسين من عناصر الحفر الهيدروليكية والميكانيكية من أجل تقليل الوقت الغير منتج للحفر.

SOMMAIRE

INTRODUCTION.....	1
<u>CHAPITRE I : FORAGE & COMPLETION</u>	
I.1 LE PRINCIPE DE FORAGE ROTARY	3
I.2 DIFFERENTS TYPES DE FORAGE ROTARY	3
I.3.1 Forage vertical	3
I.3.2 Forage directionnel	3
I.3.2.1 Forage dirigé.....	4
I.3.2.2 Forage de drainage	4
I.3 Les différentes équations de forage	5
I.3.1 Le prix de mètre foré	5
I.3.2 Avancement commercial	5
I.4 LA COMPLETION	6
I.4.1 Définition	6
I.4.2 Les opérations de la complétion	7
I.4.3 Classification des complétions	7
I.4.3.1 Classification par type d'interface couche/trou	7
I.4.3.2 Classification par le mode de production	11
I.4.3.3 Classification par le nombre de zones à compléter	13
I.4.4 LES OPERATIONS DE LA COMPLETION	15
I.4.5 LES FLUIDES DE COMPLETION	16
I.4.5.1 Définition	16
I.4.5.2 Caractéristique requise pour le fluide de complétion	16
I.4.5.3 Les fluides de complétion disponibles	17
I.4.6 Les objectifs de la complétion	18
I.4.7 Les critères de choix	19
I.5 Les Equipements de fond	20
I.6 LA TÊTE DE PUIITS	21
I.6.1 Rôle de la tête de puits	21
I.6.2 Différents constituants	21
<u>CHAPITRE II : L'OPERATION DE L'INTERPHASE</u>	
II.1 INTRODUCTION	26
II.2 DIAGRAPHIES (logging)	26
II.2.1 Définition	26

SOMMAIRE

II.2.2 But des diagraphies	27
II.2.3 Les paramètres mesurés	27
II.3 TUBAGE	28
II.3.1 Le but de l'opération de tubage.....	28
II.3.2 Les différentes colonnes de tubage	29
II.3.3 Habillage d'une colonne de tubage	31
II.3.4 Caractéristique des tubes	31
II.3.4.1 La descente des tubes.....	32
II.4 CIMENTATION	33
II.4.1 Buts de la cimentation	33
II.4.2 Différents types de cimentation	33
II.4.3 Les équipements de la cimentation	35
II.4.4 Réalisation de la cimentation	37
II.5 LA BOUE.....	38
II.5.1 Rôle de la boue de forage	39
II.5.2 Le remplacement de la boue	39
II.5.3 Règles générales pour le déplacement de la boue	40
II.6 Shoe bond test (SBT)	41
II.6.1 La réalisation d'un SBT	41
II.6.2 Règles de base d'un SBT	41
<u>CHAPITRE III : LES PANNES AU FOND</u>	
III.1 PANNE D'EQUIPEMENT DE FOND DE PUIITS	43
III.1.1 Cycle de l'équipement de fond de puits.....	43
III.1.2 Panne les plus fréquentes des équipements de fond	43
III.1.2.1 Les panne de l'outillage	44
III.1.2.1.1 Les Cause des pannes de l'outillage	44
III.1.2.1.2 Prévention des pannes d'outillage	44
III.1.2.2 Les panne de garniture de forage	47
III.1.2.2.1 Causes de panne de la garniture	47
III.1.2.2.2 Prévention des pannes sur la garniture de forage	47
III.1.2.3 La fatigue du corps de la tige de forage	48
III.1.2.3.1 Les Panne	48
III.1.2.3.2 Facteurs accélérant la fatigue du corps de la tige de forage.....	49

SOMMAIRE

III.1.2.3.3 Action préventive	49
III.1.2.4 La fatigue d'une connection BHA	50
III.1.2.4.1 Les pannes	50
III.1.2.4.2 Facteurs accélérant la fatigue de la connection BHA	50
III.1.2.4.3 Action préventive	50
<u>CHAPITRE IV : PARTIE PRATIQUE</u>	
VI.1 Présentation du puits HRP2	51
VI.2 Objectifs du puits	51
VI.3. ANALYSE DE L'INTERPHASE DU PUITES HRP2	52
VI.3.1 Introduction	52
VI.3.2 Préparation de l'interphase	52
VI.3.2.1 Tubage et accessoires	52
VI.3.2.2 Cimentation et consommables	53
VI.3.2.3 BOP et tête de puits	53
VI.3.2.4 Boue	53
VI.3.3 Chronologie de l'interphase au puits HRP2	53
VI.3.3.1 Remontée de la garniture en vue d'un contrôle de trou	54
VI.3.3.2 Descente de garniture pour contrôle de trou et conditionnement de la boue en vue des mesures de diagraphies	54
VI.3.3.3 Mesures de diagraphies en vue de la descente du tubage 13" 3/8	55
VI.3.3.4 Descente de la colonne de tubage (technique) 13"3/8 68# N80 BTC	55
VI.3.3.5 Cimentation de la colonne de tubage (technique) 13"3/8	56
VI.3.3.6 Montage et tests des BOP et casing spool 13"5/8 5M	57
VI.3.3.7 Descente de la garniture avec outil 12"1/4 pour reforge du ciment et ces équipements (bouchons, anneau, sabot)	58
VI.3.3.8 Remplacement de la boue	58
VI.3.3.9 Réalisation de test en pression "Shoe Bond Test " (SBT)	58
VI.4 Analyse de la durée de l'interphase 16"x 12"1/4 au puits HRP2	59
VI.4.1 Durée réelle des différentes opérations	59
VI.4.2 Durée active des différentes opérations	61
VI.4.3 Comparaison entre la durée réelle et la durée active	62
Conclution et recommandations	63
Bibliographie	

SOMMAIRE

Annexe

LISTE DES FIGURES

CHAPITRE I : FORAGE & COMPLETION

Figure I-01 : Courbe d'avancement	6
Figure I-02 : Complétion en trou ouvert	7
Figure I-03 : Liner cimenté et perforé	8
Figure I-04 : Tubage cimenté et perforé.	8
Figure I-05: Open Hole	9
Figure I-06: Vrai Open hole	9
Figure I-07 : Complétions avec un liner partiellement cimenté	10
Figure I-08 : Complétions avec liner cimenté	11
Figure I-09 : Production sans tubing	11
Figure I-10 : Production sans tubing	12
Figure I-11: Types Production avec tubing	12
Figure I-12 : Gas Lift	13
Figure I-13 : Complétion simple	14
Figure I-14 : Complétion a Plusieurs zones productrices	15
Figure I-15 : Tête de production	19
Figure I-16 : Equipement de fond	21
Figure I-17: Casing head	21
Figure I-18: obturateur annulaire	24
Figure I-19 : obturateur à mâchoires	24

CHAPITRE II : L'OPERATION DE L'INTERPHASE

Figure II-01 : Exemple d'un Log	27
Figure II-02 : Mise en œuvre des sondes de mesure	27
Figure II-03 : Ensemble des méthodes de diagraphies	28
Figure II-04 : Schéma des différentes colonnes de tubage	30
Figure II-05 : Sabot	31
Figure II-06 : Anneau de retenu	31
Figure II-07 : Unité de cimentation et silos de stockage	35
Figure II-08 : Tête de cimentation	36
Figure II-09 : Bouchons de cimentation	36
Figure II-10 : Schéma de fonctionnement de l'Unité de cimentation	37
Figure II-11 : Cycle de boue	39

LISTE DES FIGURES

CHAPITRE IV : PARTIE PRATIQUE

Figure VI-01 : Pourcentage des opérations principales selon la durée globale de l'interphase	60
Figure VI-02 : Pourcentages des durées actives des opérations	62
Figure VI 03: Comparaison entre la durée réelle et la durée active	63
Figure VI-04 : Partition détaillée de temps actif et inactif (heures)	63

LISTE DES TABLEAUX

CHAPITRE II : L'OPERATION DE L'INTERPHASE

Tableau II-01 : Jeu API (mandrin / tubage)	32
--	----

CHAPITRE III : LES PANNE DU FOND

Tableau II-01 : Panne les plus fréquentes des équipements de fond	43
Tableau II-02 : Les Cause des pannes de l'outillage	43
Tableau II-03 : Facteurs influent le processus de sélection de l'outillage.....	44
Tableau II-04 : Prévention des pannes d'outillage.....	45
Tableau II-05 : Causes de panne de la garniture	45
Tableau II-06 : Prévention des pannes sur la garniture de forage.....	47
Tableau II-07 : La fatigue du corps de la tige de forage	48
Tableau II-08 : La fatigue d'une connection BHA.....	49

CHAPITRE IV : PARTIE PRATIQUE

Tableau.VI-01 : Données de puits HRP 2.	51
Tableau VI-02 : Données de SBT.	58
Tableau VI-03 : Division de durée réelle de l'interphase sur les opérations	59
Tableau VI-04 : Division de durée active de l'interphase sur les opérations	62

SYMBOLES

HRP : Hassi R'mel Profond

TD : Total Depth

NPT : No Productive Time

WOB : Weight On Bit

RPM : Rotation Per Minute

d_b : Densité de la boue de forage

YP : Yeild Point

VP : Viscosité Plastique

TFA : Total Flow Area

BOP : Blow Out Preventer

PDC: Poly-crystalline Diamant Compact

SBT : Shoe Bond Test

API : American Petroleum Institute

ID : In Diameter

Psi : Pound per Square Inch

LOT : Leak Off Test

BHV : Bore Hole Volume

AHV : Annulaire Hole Volume

BHA : Bottom Hole Assembly

OBM : Oil Base Mud

WBM : Water Base Mud

NPT : No Productive Time

INTRODUCTION

Introduction

INTRODUCTION :

La dépendance énergétique de l'homme s'est accentuée conjointement aux évolutions sociales, démographiques et technologiques. Le pétrole est devenu la première source d'énergie exploitée par l'humanité. Il s'agit de l'avènement d'un monde «pétrolier». Il représente la plus lourde balance commerciale de la planète en qualité énergétique et en quantité et joue un rôle considérable dans la politique d'énergie..

La forte demande en hydrocarbures à l'échelle mondiale pousse les entreprises pétrolières à des concurrences dans la découverte, le développement de nouvelles réserves de pétrole pour satisfaire la demande croissante en énergie.

L'opération de forage a une grande importance dans le domaine d'exploitation pétrolière. La finalité d'un forage est d'atteindre le réservoir avec un prix de revient minimum, sans endommager ni compromettre son exploitation (production, injection) tout en respectant les aspects sécuritaires.

L'interphase est une partie importante dans le programme, sa bonne organisation et préparation joue un rôle primordial dans la diminution de temps de réalisation du puits

La complétion étant une étape très importante, les puits de forage peuvent être convertis en puits de production, par conséquent, sa sélection dépend de plusieurs facteurs en fonction de la situation rencontrée, ainsi, il est illusoire de définir des complétions standardisées, mais cela doit être fait fréquemment, choisissez l'option méthode la plus économique, lors de développement d'un nouveau type de forage et de sa conversion en puits pétrolier, le sujet de la complétion de puits nous a été amené.

Pendant la réalisation d'un puits de forage, des difficultés de tout ordre peuvent surgir et retarder l'avancement du forage, cependant, plusieurs techniques ainsi que plusieurs équipements ont été développés selon les besoins et les difficultés rencontrées durant le forage.

Le présent travail est structuré comme suit :

Chapitre I :

Dans ce chapitre sur la méthode de forage et ces type, ainsi une généralité sur la complétion.

Introduction

Chapitre II :

Le deuxième chapitre on fait étude sur l'opération de l'interphase, ces type, les compositions.

Chapitre III :

Pour le but de représenté les différentes type des pannes au fond concernait les pannes de garniture, outil, fatigue de BHA.. au cours de forage

Chapitre VI :

Dans le dernier chapitre on présenté la déroulement et l'analyse de l'interphase 16" x 12"1/4 dans le puits HRP2 ainsi une comparaison entre le temps réel et le temps préventive au cours de l'interphase.

CHAPITRE I

Forage & Complétion

Introduction

I.1 LE PRINCIPE DE FORAGE ROTARY :

Le principe de forage rotary consiste à mettre en rotation un outil sur lesquels'applique une force orientée dans la direction d'avancement. Ce procédé permet de creuser un trou de rayon égal à celui de l'outil. Les copeaux (cutting) générés au fond du trou suite à la destruction de la roche par l'outil remontent en continu à la surface grâce à la circulation du fluide de forage. Ce fluide est pompé depuis la surface vers l'intérieur de la garniture de forage pour être injecté au travers de l'outil sur le front de coupe. La boue remonte ensuite dans l'espace annulaire entre les tiges et les parois du puits et entraîne ainsi les copeaux de roche vers la surface. [1]

Le poids sur l'outil (Weight On Bit : WOB) est obtenu par gravité grâce à l'introduction de tiges lourdes appelées masses- tiges. Le couple de rotation est obtenu soit à partir d'un couple en surface transmis vers l'outil via un train de tiges soit à partir d'un moteur fond de trou au-dessus de l'outil et piloté en surface.

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. [2]

I.2 DIFFERENTS TYPES DE FORAGE ROTARY :

Il peut être classé en plusieurs types des puits qui se distinguent entre eux suivant leurs trajectoires : le forage vertical, dirigé, et horizontal. Et les puits Under balance (OBD), over balance (UBD) qui se distinguent selon la pression.

I.2.1 Forage vertical :

L'objectif d'un forage vertical est d'atteindre un réservoir pétrolier tout en restant dans la verticale avec une inclinaison acceptable grâce aux masses –tiges. A cet effet on doit à chaque fois contrôler et corriger l'inclinaison en cours de forage. [1]

I.2.2 Forage directionnel :

Le forage directionnel peut être classé parmi les techniques conventionnelles de forage, il est devenu très courant en forage de développement, il peut être classé dans l'ordre suivant :

- ❖ Forage dirigé.
- ❖ Forage de drainage.

Introduction

Remarque : le forage de drainage arrive après le forage dirigé

I.2.2.1 Forage dirigé :

Le forage d'un puits directionnel implique fondamentalement le forage d'un trou à partir d'un point dans la surface à un autre point au niveau de la cible, tous les deux définis par un système de coordonnées préétablies. [3]

❖ Applications du forage dirigé :

Le forage dirigé est employé dans les cas suivants :

- ❖ Puits d'interception (Relief well).
- ❖ Puits dévié (Side-track).
- ❖ Emplacements de surface impraticables.
- ❖ Forages dirigés pour des raisons géologiques.
- ❖ Puits en ré-entrée (Re-entry wells).

I.2.2.2 Forage de drainage :

Forages destinés à augmenter la longueur traversée dans le réservoir (puits horizontaux).

Puits horizontaux: Les puits horizontaux sont des puits où le réservoir est percé par une section horizontale ou subhorizontale (80 à 100 degrés). Ils sont utilisés généralement dans le but d'améliorer la production du réservoir. Cette amélioration est due à l'augmentation de la surface couche – trou. Par exemple, un puits vertical peut donner une idée sur les réserves avec une profondeur de 6 à 10 m dans le réservoir, tandis qu'un puits horizontal foré dans le même réservoir peut donner une idée sur les réserves de 600 à 1000 m. [1]

Le puits horizontaux a des plusieurs type tel que :

Trois variantes peuvent être considérées selon le gradient de montée (le rayonde courbure):

- | | |
|-------------------------------|--------------------------------|
| ❖ Long rayon (Long radius) | gradients de 1 à 2 degré/10m) |
| ❖ Moyen rayon (Medium radius) | gradients de 3 à 10 degré/10m) |
| ❖ Court rayon (short radius) | gradients 3 à 10 degré/m) |

Le forage horizontal est une technique beaucoup plus coûteuse et complexe que le forage conventionnel tel que le forage vertical ou dévié. Les statistiques montrent que le budget d'un puits vertical est généralement majoré de 28 à 38 % pour obtenir le budget d'un puits horizontal.

I.3 Les différentes équations de forage :

I.3.1 Le prix de mètre foré :

Le prix de revient du mètre foré est un critère utilisé pour déterminer à quel moment il est le plus économique de remonter l'outil, mais il permet également de comparer les performances de différents outils et de déterminer, pour un type d'outil donné, les performances qu'il doit réaliser pour être compétitif. [4]

Les formules qui permettent de calculer le prix de revient du mètre foré sont :

$$Pm = \frac{Po + Ph(Tf + Tm)}{m}$$

Avec :

Pm : prix de revient du mètre foré exprimé en \$/m

Po : prix de l'outil exprimé en \$

Ph : prix horaire de l'appareil de forage exprimé en \$/heure

Tf : temps de rotation de l'outil exprimé en heure

Tm : temps de manœuvre exprimé en heure

m : longueur forée avec l'outil exprimé en m.

I.3.2 Avancement commercial:

Considérons l'inverse du prix du mètre, tel qu'il vient d'être défini :

$$\frac{1}{Pm} = \frac{m}{Po + Ph(Tm + Tf)}$$

Chaque terme de cette égalité par le prix de l'heure de sonde Ph qui est constant, il vient :

$$\frac{Ph}{Pm} = \frac{m}{\frac{Po}{Ph} + (Tm + Tf)}$$

Cette valeur est inversement proportionnelle au prix du mètre, qui sera minimal lorsque l'avancement commercial sera maximal.

Application :

Le poids sur l'outil et la vitesse de rotation permettant d'obtenir d'un outil le prix minimal ayant été calculé, ces paramètres devront être appliqués rigoureusement sur le chantier dans la mesure où les conditions rencontrées dans le forage le permettent.

Traçons sur un diagramme la courbe représentant l'avancement cumulé en fonction du temps de rotation.

Introduction

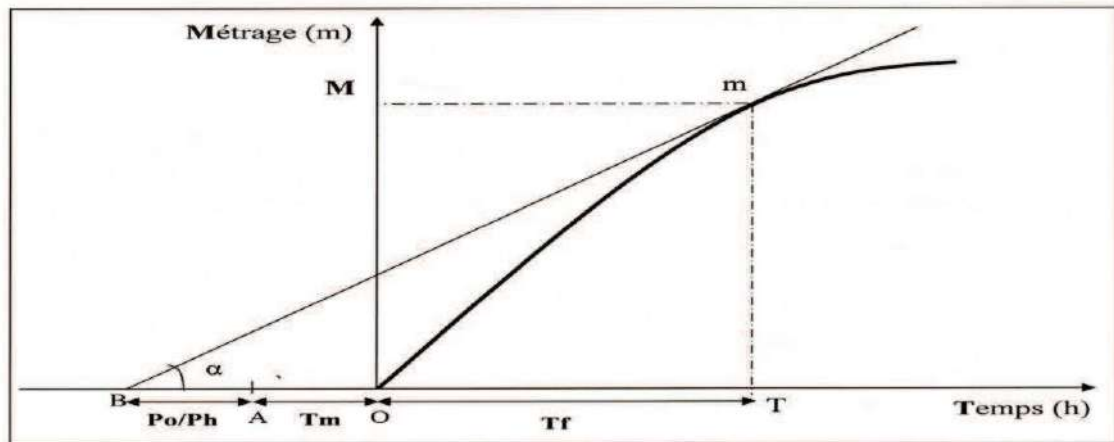


Figure I-01 : Courbe d'avancement.

Sur ce diagramme, en abscisse négative, portons un segment OA égal au temps de manœuvre AB égal au prix de l'outil divisé par le prix de l'heure de l'appareil de forage $\frac{P_o}{P_h}$ (prix de l'outil en heure de sonde).

Après un temps de rotation OT, l'outil a effectué un métrage M représenté par le point m sur la courbe.

La pente de la droite Bm représente l'avancement commercial de l'outil. En effet, nous avons :

$$\text{Pende } Bm = \frac{Tm}{BA+AO+OT}$$

Que l'on peut écrire:

$$Bm = \frac{m}{\frac{P_o}{P_h} + Tm + Tf}$$

Par conséquent, le prix du mètre sera minimal ou l'avancement commercial maximal lorsque la pente de la droite Bm sera maximale, c'est-à-dire lorsque cette droite sera tangente à la courbe d'avancement.

I.4 LA COMPLETION :

I.4.1 Définition :

Le mot complétion de par son origine (de l'anglais "to complete") signifie achèvement et, plus particulièrement dans le cas qui nous concerne, achèvement du puits qui vient d'être foré .La complétion est donc le maillon entre le forage proprement dit du puits et l'exploitation de celui-ci. De ce fait, la complétion englobe l'ensemble des opérations destinées à la mise en service du puits et, en particulier, la réalisation de la liaison couche-trou, le traitement de la couche, l'équipement du puits, sa mise en production et son évaluation (par couche, il faut entendre une zone constituée de roches réservoirs contenant des hydrocarbures récupérables).

Introduction

La complétion d'un puits consiste en la mise en place de son équipement initial. Elle couvre l'ensemble des opérations qui permettent la mise en service du puits, que ce soit en production, en injection ou en observation. [5]

I.4.2 Les opérations de la complétion :

Les opérations de complétion d'un puits sont :

- ❖ La perforation du casing de la colonne de production.
- ❖ Le contrôle du sable.
- ❖ La mise en place du packer de production
- ❖ La descente et des équipements de complétion et la mise en place de tubing.
- ❖ La mise en place des vannes de sécurité de sub-surface
- ❖ L'installation de la tête de production et le mécanisme de production en surface. [6]

I.4.3 Classification des complétions :

Les complétions peuvent être regroupées selon le mode de production, le nombre de zones à compléter ou le type de liaison d'interface entre le réservoir et le puits.

- ❖ Le type de liaison d'interface entre le réservoir et le puits (trou ouvert ou trou tubé).
- ❖ Le mode de production (production naturelle ou production assistée).
- ❖ Le nombre de zones à compléter (complétion simple ou multiple).

I.4.3.1 Classification par type d'interface couche/trou :

1. Pour un puit vertical :

a) **Complétion en trou ouvert (Open hole) :** Après cimentation du dernier tubage, le réservoir sera foré et non équipé. Ce type de complétion est utilisé dans le cas des formations consolidées où l'on désire faire produire toute l'épaisseur de la couche productrice.

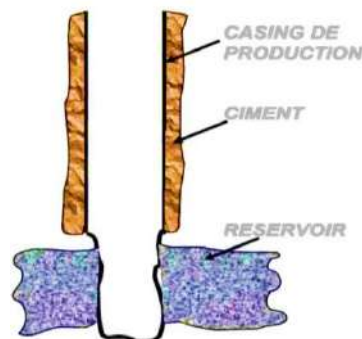


Figure I-02 : Complétion en trou ouvert.

Introduction

b) Complétion en trou tubé (Cased-hole) :

- **Liner cimenté et perforé :**

Après le forage de la couche productrice, un liner est descendu et cimenté sur toute la longueur du découvert, afin de ne pas produire des fluides indésirables, le liner doit être perforé en face des zones d'intérêt.

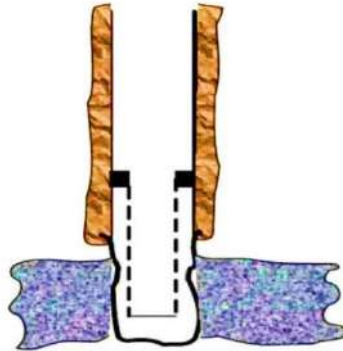


Figure I-03 : Liner cimenté et perforé.

- **Tubage cimenté et perforé**

Le réservoir est foré directement avec la phase du dernier tubage, la cimentation du tubage de production couvre la couche productrice. La perforation du tubage permet l'écoulement du fluide de formation dans le puits.

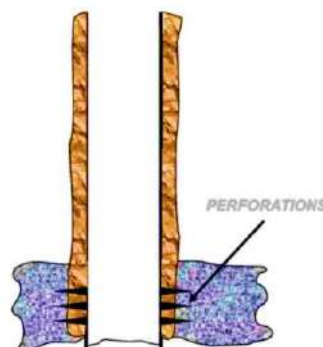


Figure I-04 : Tubage cimenté et perforé.

c) Complétion par liner non cimenté

Ce type de complétion est utilisé dans les réservoirs friables où il est possible de produire des particules solides avec le fluide de formation.

- **Liner crépine :**

Le rôle principal de la crépine est de retenir les particules solides pendant la production du puits. Les diamètres des ouvertures de la crépine varient entre 0.01" et 0.04" selon le diamètre des particules solides.

- **Liner perforé (injection de résine) :**

Introduction

Ce type de liner est utilisé dans les réservoirs non consolidés où la résine est injectée derrière le liner pour consolider les abords du puits et arrêter la venue des particules solides.

- **Liner perforé :**

Après le forage de la couche productrice, un liner perforé est descendu sur toute la longueur du découvert afin de produire les zones d'intérêt.

- **Gravillonnage des crépines :**

Dans ce type de complétion, le découvert doit être élargi avant la descente de la crépine et la mise en place du filtre à gravier spéciale.

Le choix du diamètre de gravier à utiliser dépend des caractéristiques de la crépine.

2. Pour un puit horizontal :

a) En trou ouvert (open hole) :

La complétion en open hole est la plus simple et la plus économique, parce que le drain horizontal reste ouvert sans les moindres outils de fond. La complétion d'un puits ouvert n'est pas chère mais elle est limitée par des formations qui doivent être fiable et compétente et surtout il est difficile pour stimuler un puits en open hole et contrôler à chaque fois l'injection ou la production le long du puits.

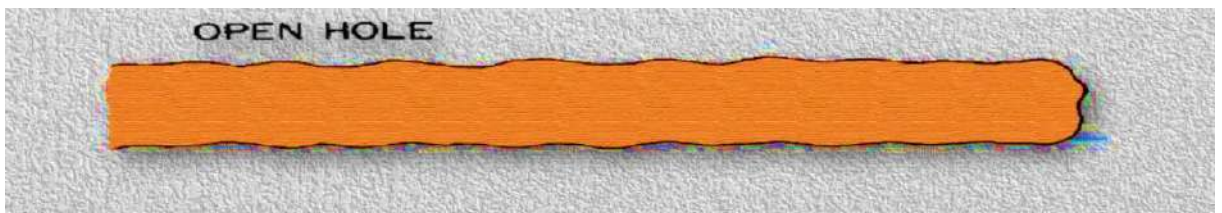


Figure I-05: Open Hole

- **vrai Open hole:**

Il est utilisé pour une formation fiable, sans l'existence de gaz ou de l'eau.

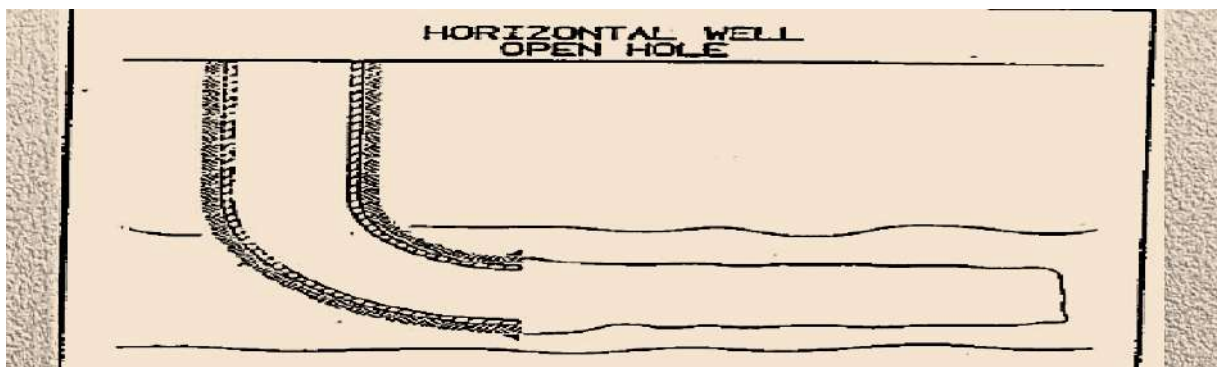
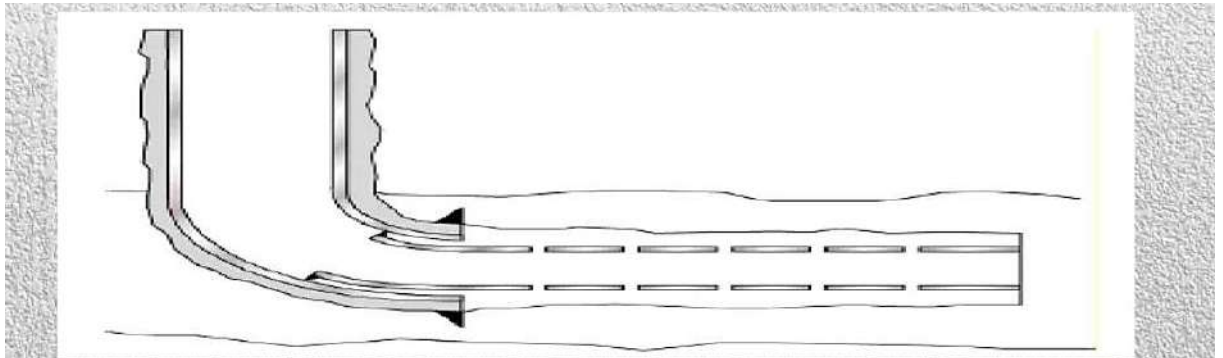


Figure I-06: Vrai Open hole

- **pseudo Open Hole:**

Introduction

Isoler avec un liner crépine ou pré perforé. La complétion avec liner crépine, un casing avec liner pré perforé est descendu dans la section open hole du puits. Complétion avec liner crépine ou pré perforé



b) Cased hole :

Les liners ou les tubages pré-perforé sont utiliser ou y'a peu ou y a aucune stimulation qui est requis, le premier but d'insérer 'liner pré-perforé' dans un puits horizontal c'est de maintenir le puits contre les collapses. Surtout le liner permet d'avoir un chemin pour insérer des différents outils comme le coiled tubing . Ya trois types de liner qui sont utilisé :

- **Complétions avec un liner partiellement cimenté**

Dans les puits horizontaux une section de plusieurs milliers de pieds exige la stimulation, un liner partiellement cimenté peut être une bonne application.

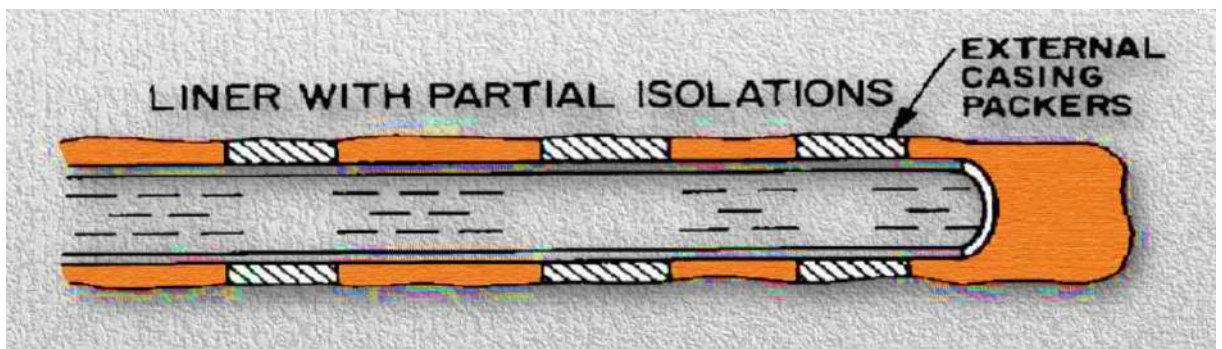


Figure I-07 : Complétions avec un liner partiellement cimenté.

- **Complétions avec liner cimenté :**

C'est la complétion idéale qui offre la plus grande flexibilité pour l'isolation des meilleures zones et les options de production. Elle est recommandée pour une bonne efficacité de fracturation.

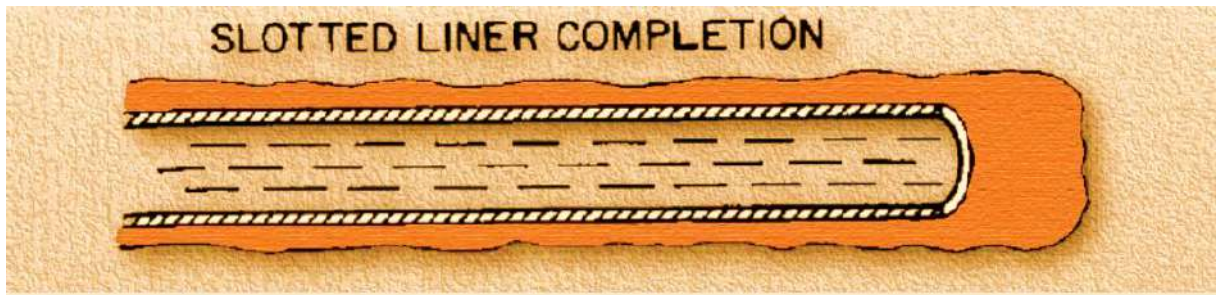


Figure I-08 : Complétions avec liner cimenté.

- **Complétion avec des packers externes :**

Dans une complétion avec liner l'utilisation des packers externes permet l'isolement zonal partiel des puits long et medium radius. La longueur du liner peut être divisée en plusieurs intervalles producteurs quand sont employés. [7]

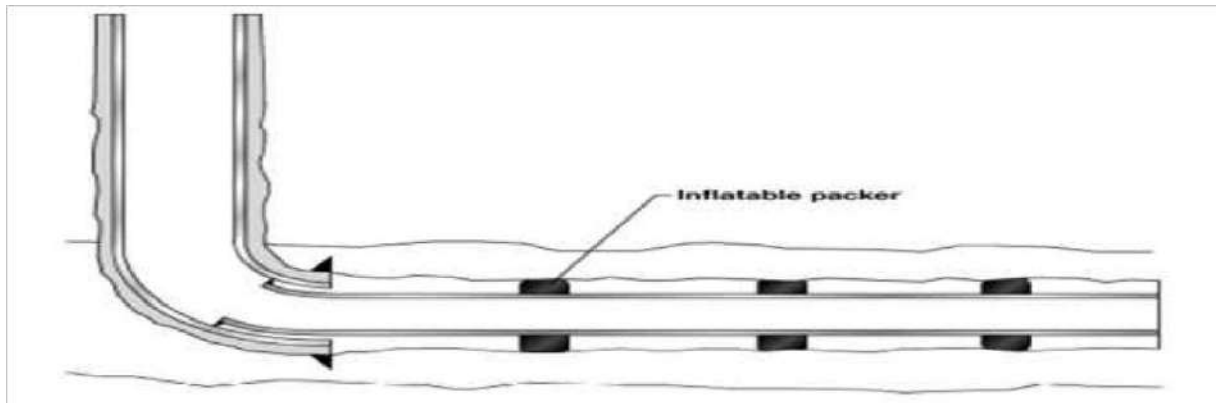


Figure I-09 : Production sans tubing.

I.4.3.2 Classification par le mode de production :

a) Production naturelle :

- **Production sans tubing (tubingless) :**

Dans ce type de complétion, la production des fluides de formation est assurée par le tubage de production.

La complétion sans tubing a été essayée dans certains puits à gaz mais n'a pas été généralisée car le tubage de production est constamment exposé à la pression du puits et à l'effet de corrosion.

Introduction

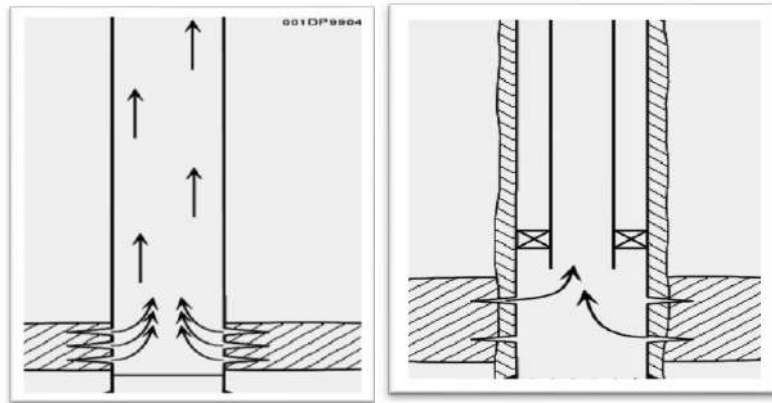


Figure I-10 : Production sans tubing.

▪ Production avec tubing :

Le fluide de la formation est acheminé en surface par un tubing de production. Il existe trois types de complétion avec tubing :

- ❖ Complétion temporaire (Temporary tubing)
- ❖ Complétion des puits à pressions élevées (High pressure).
- ❖ Complétion des puits à débits élevés (High rate liner).

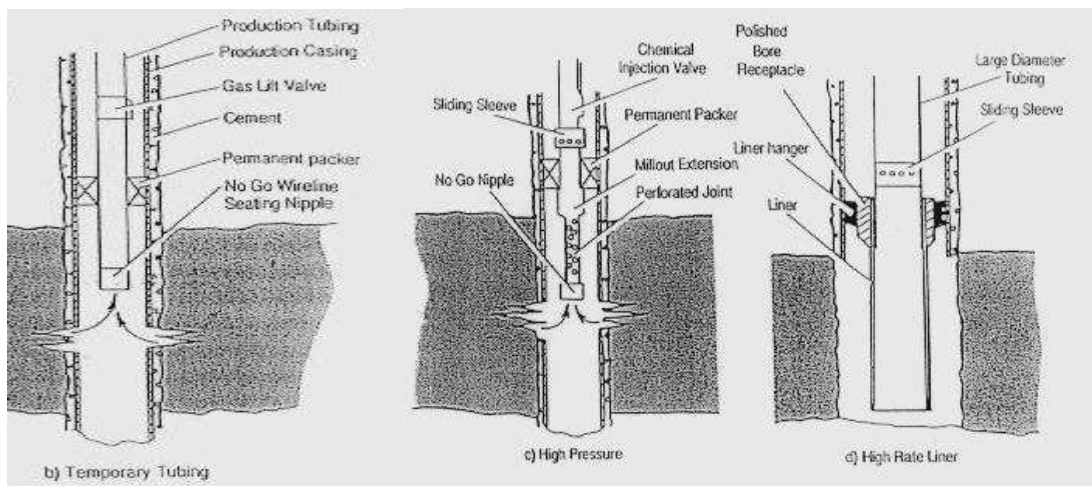


Figure I-11 : Types Production avec tubing.

▪ Production assistée :

Ce mode de production est utilisé dans les réservoirs à pressions anormalement basses où la pression de gisement est insuffisante pour acheminer le fluide de formation en surface. Les modes de production assistés consistent en :

b) production par gas lift :

Normalement le gaz est injecté par l'espace annulaire à travers des vannes d'injection qui seront positionnées dans des mandrins à poches latérales. Le gaz injecté allège la colonne de fluide dans le tubing et permet ainsi l'écoulement du fluide à la surface.

Introduction

La production par gas lift continu est utilisée dans les puits présentant de bonnes caractéristiques petro physiques du réservoir.

La production par intermittence est utilisée dans les puits où la pression de gisement et l'indice de productivité sont faibles.

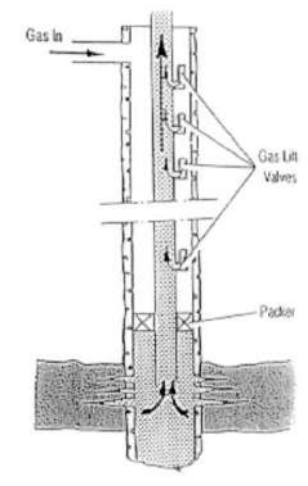


Figure I-12 : Gas Lift.

c) Production assistée par pompe hydraulique de fond :

- **Pompe à piston :**

Le piston de la pompe est actionné par la pression du fluide injecté (eau ou huile). Le fluide injecté ainsi que celui produit coulent ensemble vers la surface, à travers l'annulaire ou séparément via différents tubing.

- **Pompe à jet :**

L'effet d'aspiration est créé par l'association d'un injecteur, d'une gorge (principe de la trompe à eau) et d'un fluide injecté à haute pression.

- **Pompe électrique de fond :**

La pompe électrique de fond est fixée au bout de tubing de production, son alimentation se fait par un câble électrique depuis la surface.

- **Pompe de surface à tiges :**

C'est une pompe volumétrique actionnée par des tiges depuis la surface à l'aide d'un système à balancier entraîné par un moteur électrique. [8]

I.4.3.3 Classification par le nombre de zones à compléter :

a) Une seule zone productrice «complétion simple » :

- **Complétion standard :**

Introduction

C'est une complétion simple où le tubing est ancré dans un packer de production pour faire produire un seul horizon.

- **Intervalco-mingling :**

Dans ce type de complétion, le tubing est ancré dans un packer de production destiné à produire plusieurs niveaux d'une même couche à la fois.

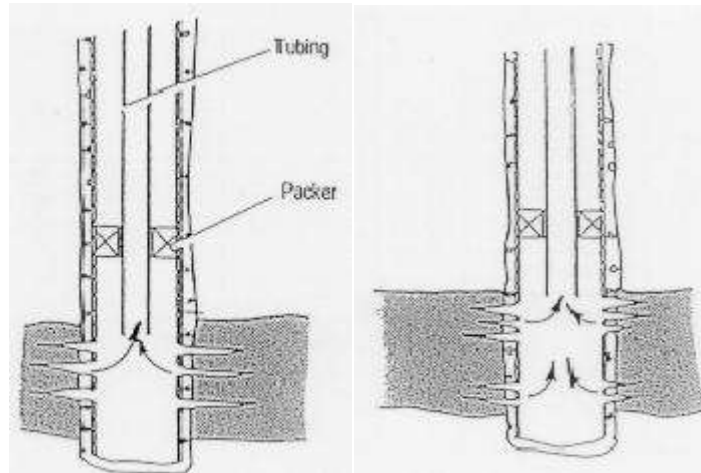


Figure I-13 : Complétion simple.

b) Plusieurs zones productrices « complétion multiple » :

- **Un tubing avec deux zones productrices :**

Dans ce type de complétion, le packer est ancré entre deux zones productrices, le fluide de la couche inférieure est produit par le tubing et celui de la couche supérieure par l'espace annulaire.

- **Deux tubings avec deux zones productrices :**

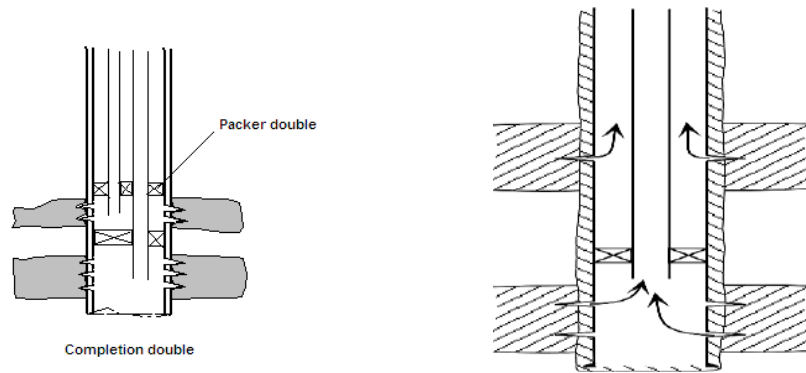
Dans ce type de complétion, les deux couches productrices sont séparées par un packer simple, la colonne de tubage est isolée de l'effluent de la couche supérieure par un packer double.

- **Trois tubings avec plusieurs zones productrices :**

Dans ce cas les trois couches produisent séparément à travers trois tubings. Le tubage de production est protégé du fluide de la formation par le packer supérieur.

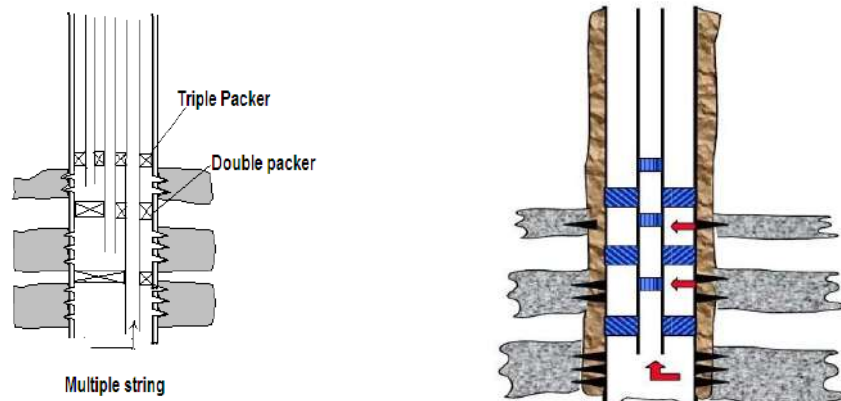
- **Tubings concentriques avec plusieurs zones productrice :**

Ce type de complétion est recommandé dans le cas où la complétion multiple n'est pas en adéquation avec le diamètre du dernier tubage. La production collective de deux ou plusieurs couches se fait par le tubing concentrique. [7]



Complétion a deux tubes parallèles.

Complétion tubing-annulaire.



Complétion multiple

Tubes concentriques

Figure I-14 : Complétion a Plusieurs zones productrices

I.4.4 LE CHOIX DE TYPE DE COMPLETION:

Le choix de type de complétion est fonction de plusieurs paramètres notamment :

- ❖ Le type de réservoir.
- ❖ Le type de puits et l'objectif du puits.
- ❖ Environnement.
- ❖ Le profil de puits, le type de fluide de forage et le type de ciment.
- ❖ Les techniques de complétion utilisées.
- ❖ Production optimale.
- ❖ Minimisation des frais. .

Aussi, les types de complétion sont classés en fonction de mode de production, le type de liaison d'interface entre le réservoir et le puits ou le nombre de zones à compléter

I.4.5 LES FLUIDES DE COMPLETION :

Introduction

I.4.5.1 Définition :

On appelle fluide de complétion, les fluides spécifique conçu pour ne pas endommager le moins possible le réservoir.

Le choix du fluide à utiliser est un des nombreux paramètres dont dépend le résultat d'une complétion. Ce fluide souvent considéré comme accessoire a pu conduire dans certains cas, sous couvert de gain de temps et d'argent, à des pertes de production importantes consécutives à un colmatage de la formation.

La mise en exploitation de gisements aux caractéristiques plus médiocres que par le passé et dans des conditions plus difficiles fait de plus en plus prendre conscience du problème du fluide de complétion.

On doit mettre en place un fluide de complétion Avant d'entrer dans la zone productrice, quel que soit le type de complétion que l'on soit amené à faire, en puits de développement ou d'appréciation. [9]

I.4.5.2 Caractéristique requise pour le fluide de complétion :

On utilise les fluide de complétion pour assure la sécurité de puit, éviter d'endommager le réservoir, assurer le nettoyage du puits, Ils doivent répondre aux impératifs suivants :

a) La densité :

- ❖ Elle doit assurer la stabilité du puits en exerçant une contre-pression au niveau des réservoirs.
- ❖ Une pression différentielle de 10 kg/cm² entre pression hydrostatique et pression de couche est la valeur adaptée pour minimiser l'envahissement et assurer la sécurité.
- ❖ Toute fois dans certains cas particuliers, la valeur retenue peut être nettement plus faible voir proche de zéro.

b) La viscosité :

- ❖ Permettre un bon nettoyage du trou.
- ❖ Maintenir en suspension les solides (déblais ou alourdissant).
- ❖ Freiner les venues de gaz.

c) Filtration :

- ❖ Eviter Les migrations de fines dans les pores de la formation en utilisant des réducteurs de filtrat temporaires, la granulométrie adaptée au diamètre des pores du réservoir.
- ❖ Dans certains cas (formation sensibles en particulier) il est important de limiter aussi le plus possible du volume de filtrat pénétrant dans la formation.

Introduction

d) Température :

Avoir une bonne stabilité dans le temps. C'est-à-dire pouvoir résister aux températures du gisement.

e) Comptabilité :

- ❖ Eviter toute action physico-chimique du filtrat vis à vis du réservoir, en adaptant sa composition à l'eau du réservoir et aux éléments sensibles du terrain (Argiles en particulier).
- ❖ Avoir un prix de revient le plus faible possible.
- ❖ Etre de préparation assez aisée. Les appareils de servicing sont souvent mal équipés.

I.4.5.3 Les fluides de complétion disponibles :

a) Faible densité

Ce sont des fluides utilisables pour des gisements à gradient de pression sous hydrostatique.

Ils comprennent :

- ❖ La mousse.
- ❖ Les fluides à base microsphère de verre.
- ❖ Les fluides à base d'huile.

b) Densité supérieure à 1,00 :

- ❖ Sans solides.
- ❖ Avec faible teneur en solides.
- ❖ Avec teneur en solides élevée.
- ❖ Mise en œuvre.

L'utilisation d'un fluide de complétion propre et bien adapté à la formation, permettra d'obtenir une productivité optimale des puits, et évitera des opérations de dé-colmatage coûteuses et hasardeuses du point de vue des résultats.

c) Les fluides de packer :

Ces fluides se placent au-dessus du packer de production dans l'espace annulaire casing tubing. Leur fonction est :

- ❖ Réduire la pression différentielle au-dessus du packer pour lui permettre d'assurer une étanchéité permanente.
- ❖ Assurer un support interne contre toute collapse éventuelle du casing de production et un support externe contre l'éclatement du tubing.
- ❖ Aider à contrôler le puits à la suite d'une fuite, lorsqu'on désancrer le packer.
- ❖ Séjourner longtemps dans le puits (jusqu'à plusieurs années) sans provoquer de sédimentation, sans être corrosif et en gardant une bonne pompabilité. [9]

Introduction

d) Les fluides spécifiques :

- ❖ Les nouvelles techniques de forage notamment horizontal ou fortement dévié ont amené des problèmes spécifiques :
- ❖ Forage de la zone productrice plus long.
- ❖ Complétion dans des trous non tubés.
- ❖ Difficultés de nettoyage du puits lors de la mise en production.
- ❖ L'hydraulique appliquée à un puits horizontal est différente.

Des fluides ont été développés pour répondre à ces nouvelles contraintes :

- ❖ Minimiser l'envahissement de la formation.
- ❖ Amener une lubrification et une inhibition plus importante.
- ❖ Avoir un cake qui permette des pressions importantes.
- ❖ Etre facilement éliminé lors de la mise en production.

e) Nouvelle technologies :

Les progrès récents ont portés sur deux axes :

- ❖ Recherche de nouvelles saumures adaptées aux normes écologiques.
- ❖ Recherche de fluides spécifiques pour forer la zone productrice. [10]

I.4.6 Les objectifs de la complétion :

Les principaux objectifs de la complétion d'un puits considéré, sous les aspects de la mise en place de l'équipement du puits et des procédures de mise en service sont :

- ❖ Optimiser les performances de productivité ou d'injectivité pendant toute la durée de vie du puits.
- ❖ Assurer la fiabilité et la sécurité d'exploitation du gisement.
- ❖ Optimiser la durée de vie active du puits et de ses équipements.
- ❖ Avoir la possibilité d'adapter les équipements du puits afin d'un vissage proposé des modifications ultérieures.
- ❖ Minimiser l'investissement initial, les frais d'exploitation et le coût des reconditionnements.

Ces objectifs ne sont pas cités dans un ordre préférentiel mais, dans tous les cas, doivent finalement prendre en compte l'exploitation rationnelle et économique du réservoir.

I.4.7 Les critères de choix :

Introduction

La conception d'une complétion dépend, en effet d'un certain nombre de contraintes et de paramètres importants dont les plus fréquents, pour les puits de production, sont les suivants : La localisation géographique) contrainte locale et conditions de l'environnement, météorologie).

- ❖ La productivité attendue.
- ❖ La nature des effluents et leurs caractéristiques.
- ❖ Le réservoir et ses caractéristiques pétro-physique.
- ❖ Le nombre d'horizons producteurs et leur productivité respective Attendue.
- ❖ La possibilité d'avoir à mettre en œuvre, dans l'immédiat ultérieure des techniques de maintien de pression de réservoir (injection d'eau, injection de gaz) sur l'activation du puits.
- ❖ L'éventualité, en cours d'exploitation d'interventions dans le puits par travail au câble. [11]

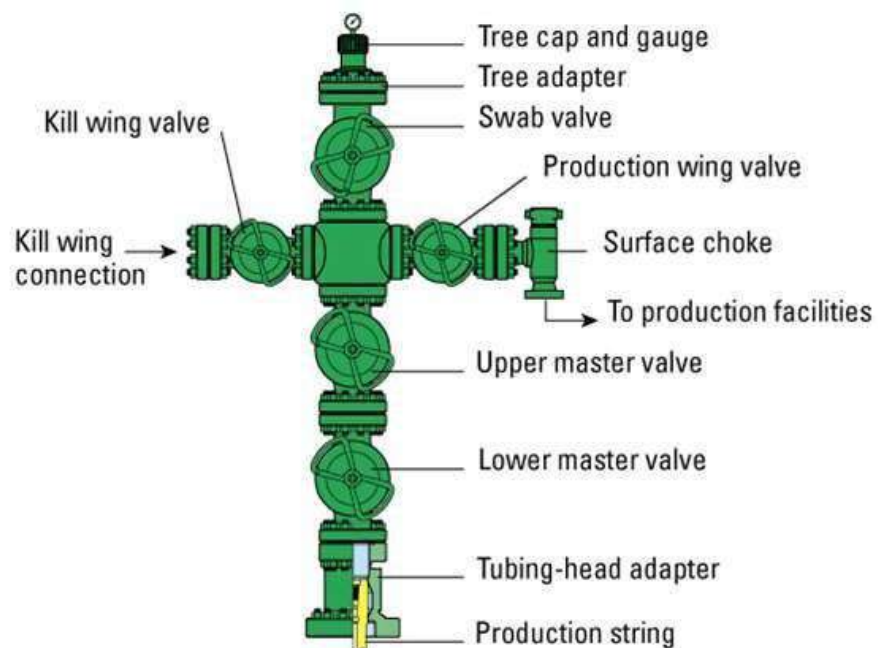


Figure I-15 : Tête de production.

Introduction

I.5 Les Equipements de fond :

Généralement, l'ensemble des équipements de fond d'une complétion se compose :

- ❖ Olive de suspension.
- ❖ Sièges.
- ❖ Vanne de sécurité sub-surface.
- ❖ Packer de production.
- ❖ Flow coupling.
- ❖ Blast joint.
- ❖ Mandrin à poche latérale.
- ❖ Vanne de circulation.

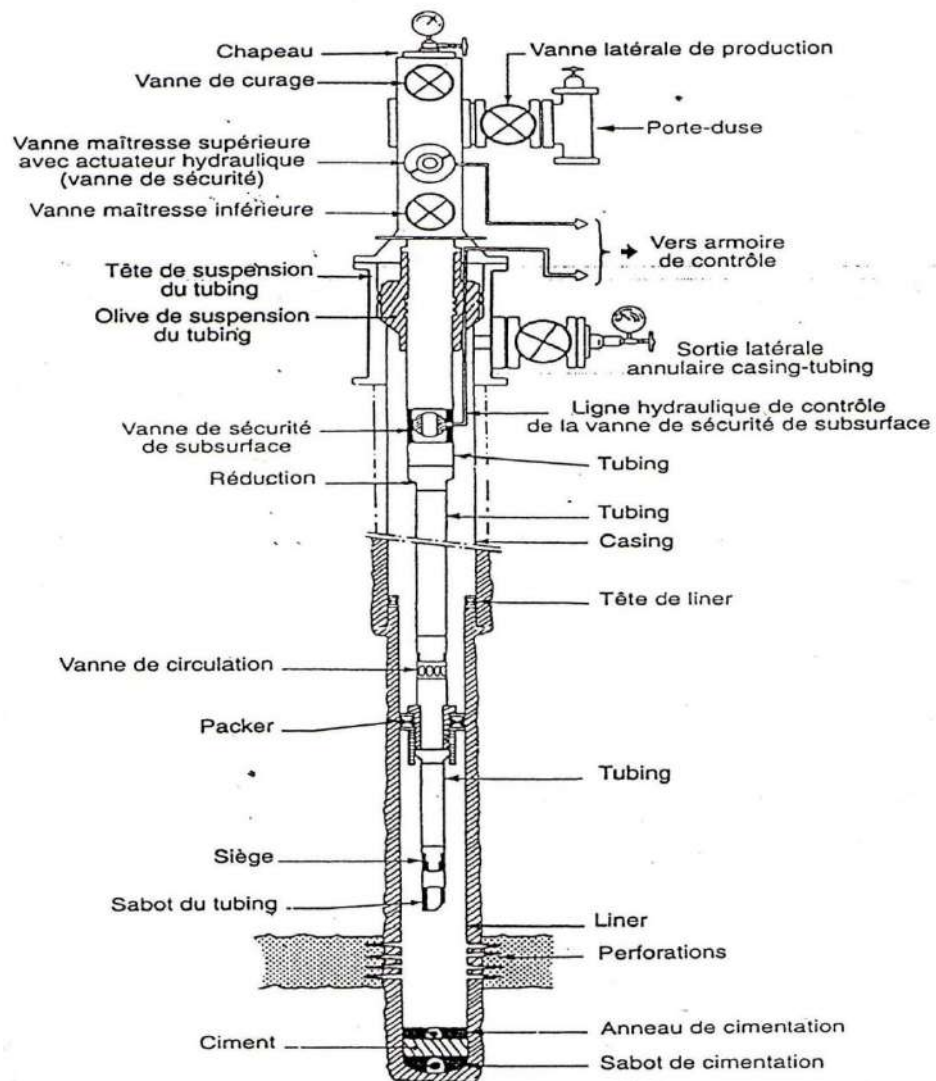


Figure I-16 : Equipement de fond.

Introduction

I.6 LA TÊTE DE PUIITS :

La tête de puits et les moyens d'obturation sont des éléments à installer sur le puits lors du forage obligatoirement. Leurs caractéristiques sont déterminées et doivent répondre aux normes exigées par les mines.(supérieur a la série 3000 psi) [12]. Le nombre et le type d'obturateur a installer dépendra de la pression de gisement

I.6.1 Rôle de la tête de puits :

- ❖ Suspendre les colonnes de tubage et de tubing,
- ❖ Assurer l'étanchéité autour de ces colonnes,
- ❖ Supporter les obturateurs.

I.6.2 Différents constituants :

a) Tête de tubage de base (casing head) :

C'est le premier élément raccordé au tubage de surface. Le raccordement se fait soit par vissage (mâle ou femelle), soit par soudure soit par ancrage . Le raccordement par vissage, présente par contre l'inconvénient d'imposer la côte exacte du filetage supérieur de la colonne pour permettre l'empilage des suspensions et des obturateurs.

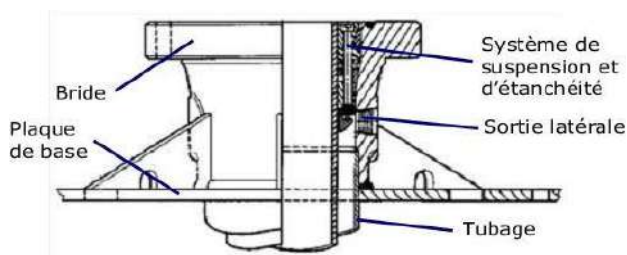


Figure I-17 : Casing head



b) Tête de tubage intermédiaire (casing spool) :

Chaque nouveau tubage descendu est raccordé à une tête de tubage intermédiaire qui vient s'empiler d'abord sur la tête de tubage de base puis sur chaque tête de tubage successive.

Cet élément est constitué d'une bride inférieure, d'un alésage conique ou cylindrique pour recevoir les coins d'ancrage, d'une bride supérieure et de sorties latérales. La colonne suivante

Introduction

viendra se suspendre dans l'alésage par l'intermédiaire des coins d'ancrage. L'étanchéité est assurée par le gonflage d'une garniture en néoprène entre les colonnes.

c) Dispositif d'ancrage des tubages (casing hanger) :

Ce dispositif est constitué d'un jeu de coins s'agrippant sur le tubage à ancrer en glissant sur une partie conique. Il est complété d'un ensemble d'étanchéité.

Les têtes de tubage et coins d'ancrage sont conçus pour différentes capacités et seront donc choisis en fonction du poids qu'ils auront à supporter.

d) Tête de tubing (tubing head) :

C'est le dernier élément de l'empilage. Il sert à la suspension du tubing. Les têtes de tubing sont identiques aux têtes de tubage à double bride. Elles portent quelquefois à la partie inférieure de leur alésage un logement usiné pour recevoir une garniture d'étanchéité sur tubage.

Le dispositif de suspension des tubings comprend une simple olive taraudée portant sur sa partie conique extérieure des garnitures d'étanchéité qui prennent appui dans la partie conique correspondante de la tête de tubing.

e) La croix de circulation (drilling spool):

C'est un élément constitué de :

- ❖ Deux brides de même série et dimension nominale ;
- ❖ Un alésage cylindrique
- ❖ Deux sorties latérales à brides.

L'une des sorties latérales, en général de plus petit diamètre, est reliée à un circuit de pompage à haute pression, appelé kill line. Un clapet anti-retour est intégré dans ce circuit.

L'autre sortie, appelée choke line, est reliée au manifold de duses.

Chaque circuit est contrôlé par deux vannes juxtaposées, dont l'une sur la choke line est à commande hydraulique.

La croix de circulation sert à :

- ❖ Contrôler une venue en circulant par les tiges, obturateur fermé, le retour se faisant par le manifold de duses,

Introduction

- ❖ Tuer le puits en pompant sous pression par la kill line,
- ❖ Effectuer des circulations inverses par la kill line.

On utilise parfois les sorties latérales des obturateurs à la place de la croix de circulation.

f) Les brides :

On désigne une bride par 3 groupes de chiffres et de lettres, par exemple, la bride 6BX - 13"5/8 – 5000 veut dire :

- ❖ Type : 6BX,
- ❖ Dimension nominale : 13"5/8,
- ❖ Pression de service en PSI : 5000.

Ces indications sont marquées au poinçon sur le côté de la bride.

g) Le joint torique :

Il assure l'étanchéité entre deux brides de même dimension nominale et de même série. Il est fabriqué en fer doux, acier doux ou acier inox. Chaque joint torique est identifié par :

- ❖ 1 ou 2 lettres indiquant le type : R – RX – BX,
- ❖ numéro qui est un repère correspondant à une dimension nominale mais pouvant être utilisé pour plusieurs séries (exemple: 57). Ce numéro peut être devancé d'une lettre indiquant la nature de l'acier et sa dureté.

h) Les obturateurs :

Lorsqu'un fluide (gaz, pétrole ou eau) sort de la roche dans laquelle il est contenu (réservoir) et s'introduit dans le puits, on dit que c'est une venue. Il faut alors fermer immédiatement le puits, sinon, le fluide chasse la boue au-dessus de lui et remonte dans le puits. S'il atteint une certaine hauteur, il devient difficile à contrôler, ce qui s'appelle éruption [blow out] [12].

Afin d'éviter ce genre de problème, on place, au-dessus de la tête du puits, des obturateurs [blow out preventers = BOP], qui ne sont que des vannes qui ferment le puits, s'il contient des tiges ou vide.

Le puits est équipé de plusieurs types d'obturateurs :

Introduction

Obturbateur annulaire : au-dessus des obturbateurs à mâchoires est placé un obturbateur appelé annulaire qui comporte une membrane en caoutchouc, qui ferme sur n'importe quelle section. Cette membrane se ferme même complètement si le puits est vide.

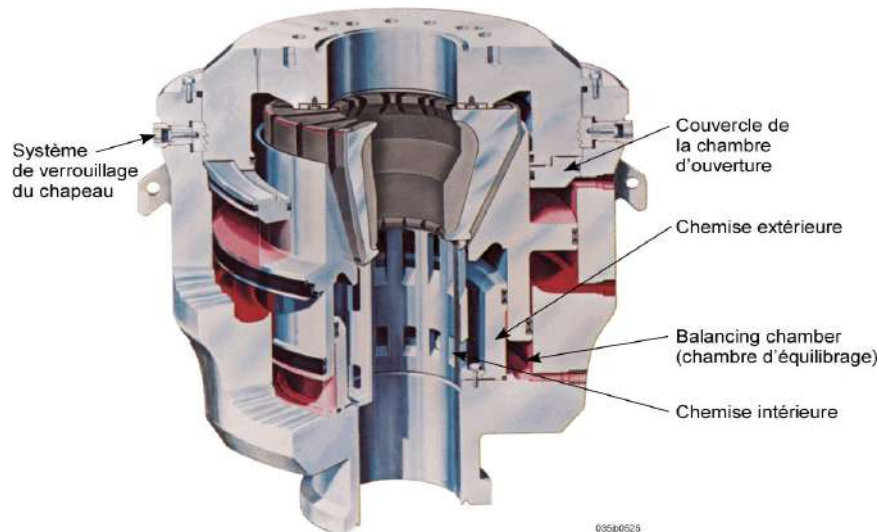


Figure I-18 : obturbateur annulaire

Obturbateurs à mâchoires : ces équipements comportent des mâchoires en acier [rams], dont les diamètres fixes ou variables, qui comportent des garnitures qui assurent l'étanchéité entre l'intérieur du puits et les tiges qui en sortent. Les mâchoires qui ferment le puits avec les tiges dedans s'appellent des mâchoires à fermeture sur tiges [pipe rams]. Si le puits est vide, on utilise des mâchoires dites à fermeture totale [blind rams].

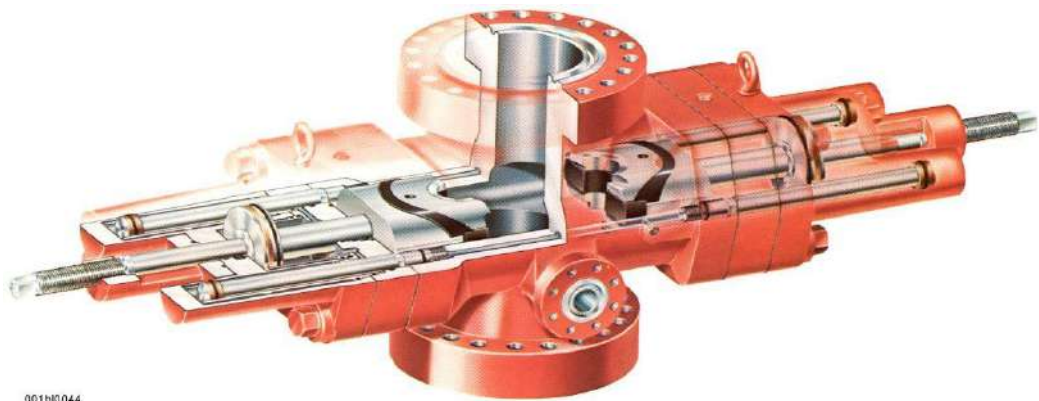


Figure I-19 : obturbateur à mâchoires

- **Test des obturbateurs :**

En dehors des tests de fonctionnement, les obturbateurs doivent être testés en pression :

Introduction

- ❖ A chaque montage,
- ❖ Chaque fois qu'un démontage, même partiel, a été effectué (changement d'une vanne, ouverture des portes pour changement de mâchoires, etc...),
- ❖ périodiquement, suivant les consignes du maître d'œuvre.

Chaque test doit être précédé d'une circulation à l'eau claire à travers tous les circuits, et chaque élément sera testé séparément.

- Règles générales pour Tester des obturateurs et équipements annexes :
 - ❖ Tous les éléments seront testés à leur pression de service ou à la pression de service de la tête de puits utilisée. Prendre en compte la plus petite valeur de ces deux pressions.
 - ❖ Pour les puits de développement la pression de test pourra être réduite.
 - ❖ Pour éviter une déformation permanente de la garniture en caoutchouc de l'obturateur annulaire, celui-ci sera testé à 50% de sa pression de service.
 - ❖ La durée des tests sera de 15 mn pour les obturateurs et de 10 mn pour les vannes.
 - ❖ Les pressions seront appliquées dans le sens dans lequel les éléments seront appelés à travailler.
 - ❖ Les tests en pression seront effectués à l'eau claire avec une pompe de test.
 - ❖ Les pressions seront enregistrées et leurs valeurs consignées sur la fiche "Test périodique des équipements de sécurité".
 - ❖ Les tests seront faits à l'eau claire.
 - ❖ Si les tests sont effectués à l'aide d'un tester cup, la valeur de la pression de test ne devrait pas dépasser 60% de la valeur de la résistance à l'éclatement du tubage
 - ❖ Prendre en compte la tension subie par les tiges
 - ❖ Le maximum de baisse de pression admissible est de 10% de la pression de test.

CHAPITRE II

L'opération de l'interphase

Introduction

II.1 INTRODUCTION :

La réalisation d'un puits d'hydrocarbures est une opération délicate et nécessite la suite d'un programme détaillé, ce programme est divisé en plusieurs phases ; dans chaque phase les paramètres et les équipements utilisés sont différents.

L'interphase c'est l'ensemble des tâches à réaliser après que le trépan atteint la cote désignée pour le sabot de la colonne de tubage de la phase et avant d'entamer la suivante [8], il est nécessaire de bien connaître les opérations , il sera ainsi possible de les préparer, les anticiper et donc d'optimiser les durées de réalisation.

II.2 DIAGRAPHIES (logging) :

II.2.1 Définition :

On appelle diagraphie (log) toute représentation graphique des variations d'un paramètre en fonction d'un autre, généralement la profondeur, parfois le temps. Les diagraphies différées sont des mesures de paramètres physiques des formations traversées par le sondage, effectuées pendant des périodes d'arrêt (après retrait des tiges). Elles se distinguent ainsi des diagraphies immédiates ou instantanées.

Les diagraphies différées sont généralement présentées sous forme de courbes traduisant la mesure effectuée avec un pas d'échantillonnage réduit généralement décimétrique, parfois centimétrique ou même millimétrique [2].

Les mesures sont faites à l'aide de sondes descendues dans le trou de forage au bout d'un câble enroulé sur le treuil de la cabine d'enregistrement.

On peut distinguer trois grands types de diagraphies différées :

Diagraphies à l'usage des ingénieurs géologues et de gisement : elles permettent d'évaluer les caractéristiques des formations et fluides rencontrés, ainsi que de les quantifier.

- ❖ Diagraphies à l'usage du foreur, apportant des informations techniques (qualité de la cimentation, détection du point de coincement...),
- ❖ Diagraphies utilisées par les producteurs pour étudier les phénomènes liés aux fluides et à leur écoulement.

Introduction

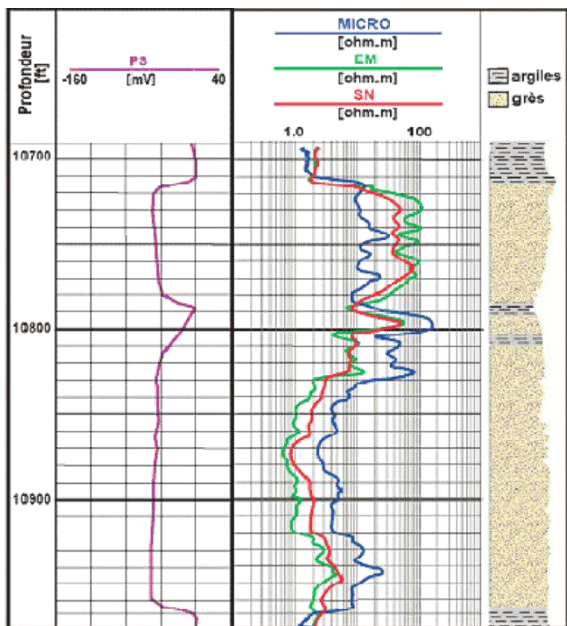


Figure II-01 : Exemple d'un Log
II.2.2 But des diagraphies :

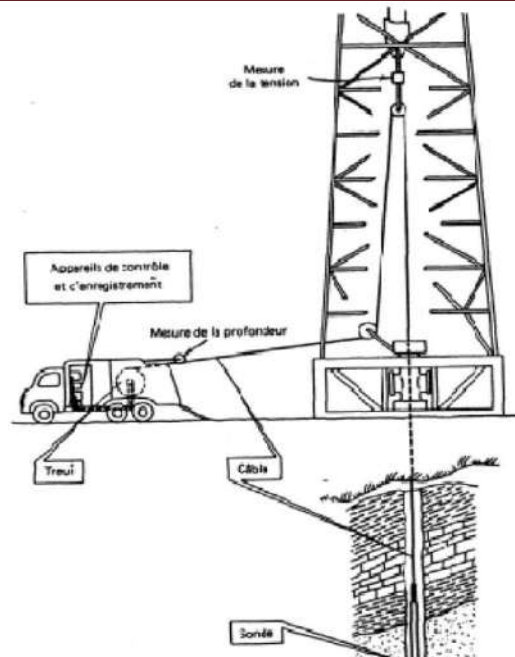


Figure II-02 : Mise en œuvre des sondes de mesure

La transcription graphique des paramètres physiques mesurés par les outils de diagraphies différées permet l'étude tant qualitative que quantitative des terrains traversés, contribuant ainsi à :

- ❖ L'identification des roches potentiellement réservoirs et de leur couverture, ainsi qu'à l'analyse des conditions de dépôt de ces sédiments,
- ❖ La détermination de la nature et de la quantité des fluides que ces roches contiennent.
- ❖ Contrairement à l'étude des déblais ou cuttings (de trop petite dimension) remontés par le fluide de forage, et des carottes en quantité généralement limitée, les diagraphies sont une véritable étude continue des formations.

II.2.3 Les paramètres mesurés :

Les phénomènes étudiés par les diagraphies différées sont de deux types :

- ❖ Phénomènes naturels (température, radioactivité naturelle, etc.) mesurés à l'aide d'un détecteur ou d'un récepteur sans émission préalable d'un signal,

Introduction

- ❖ phénomènes provoqués (radioactivité provoquée, diagraphies électriques, temps de parcours d'une onde, etc.), engendrés par un émetteur ou une source, et mesurés par un ou plusieurs récepteurs.

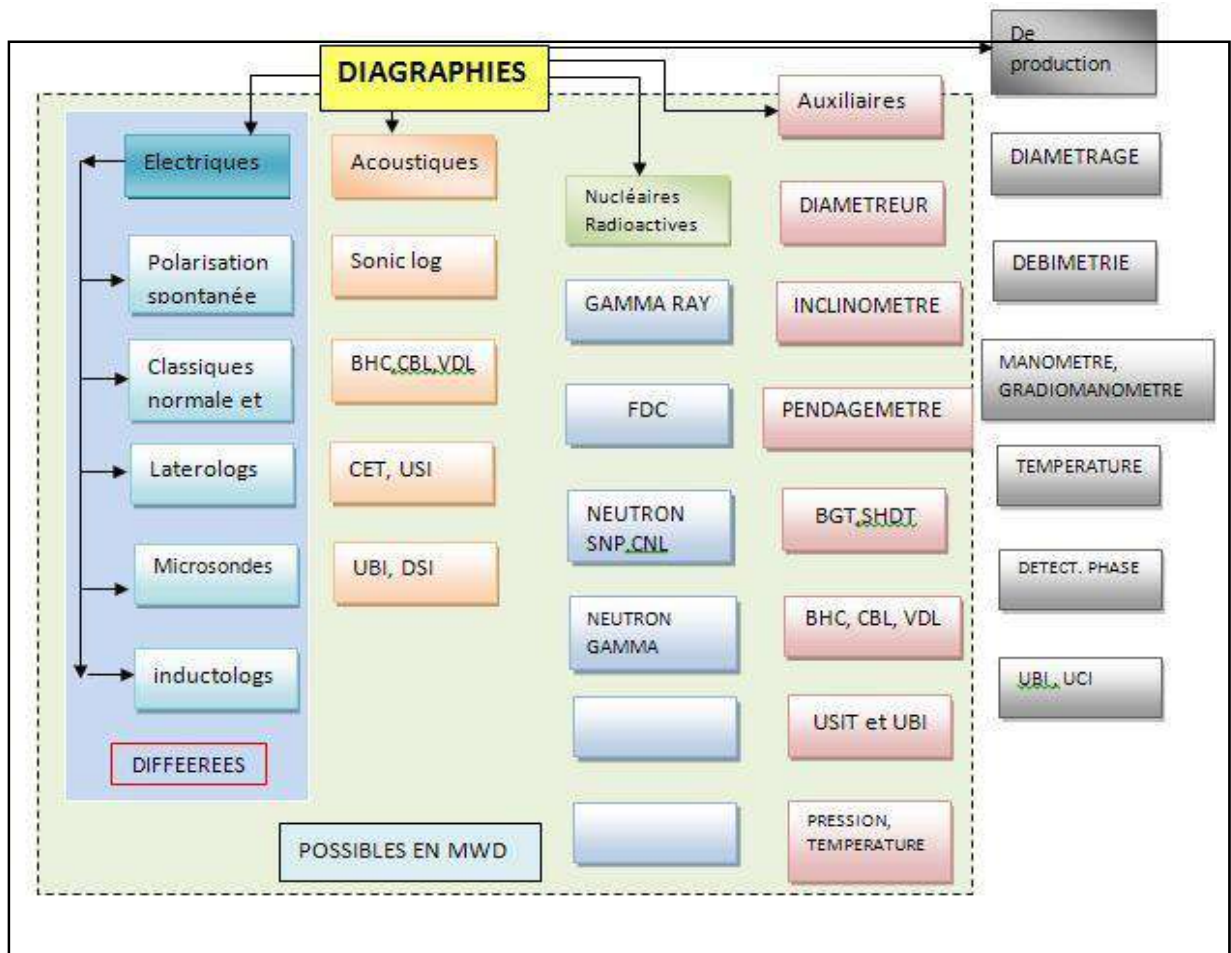


Figure II-03 : Ensemble des méthodes de diagraphies

II.3 TUBAGE :

Après avoir foré une profondeur pour une phase donnée, il est indispensable de descendre dans le puits une colonne de tubage. Afin de pouvoir continuer le forage des phases suivantes en toute sécurité [2].

II.3.1 Le but de l'opération de tubage :

Le tubage d'un puits est l'opération qui consiste à faire descendre dans un puits un ensemble de tubes ayant le diamètre légèrement inférieur à celui du trou, et permettant :

- ❖ La fondation d'un canal isolé pour la remontée du pétrole ou du gaz du fond du puits à la surface

Introduction

- ❖ Le maintien en place des parois du puits pour éviter les éboulements ;
- ❖ La séparation de toutes les couches traversées (aquifères, gazéifier et pétrolières) les unes des autres.

Considérant les inconvénients qui peuvent apparaître tels que : perte totale de la boue de forage, éruption, coincement du train de sonde, etc..., on se trouve dans l'obligation de faire descendre une série de colonnes en se basant sur un programme de tubage. Cette opération s'appelle opération de tubage.

II.3.2 Les différentes colonnes de tubage:

Tube guide : Ce tube n'est souvent qu'un tube roulé quelques mètres de longueur et descendu à une dizaine de mètres.

- ❖ Son rôle est d'assurer la verticalité du trou dans les premiers mètres forés et de canaliser la circulation de la boue vers les bassins ;
- ❖ Son rôle devient négligeable à partir du moment où la première colonnette technique est en place.

Colonne de surface : Appelée encore 1^{ère} colonne technique ou colonne de fermeture des eaux, elle est destinée à :

- ❖ Isoler le sondage des nappes phréatiques d'eau douce contenues dans les couches supérieures ;
- ❖ Maintenir les terrains de surface non consolidés, servir généralement à l'ancrage des dispositifs de sécurité en tête de puits (BOP) et d'assise aux dispositifs de suspension des colonnes suivantes.

Son sabot doit être placé le plus bas possible (sans prendre de risque) dans la première couverture géologique escomptée, pour disposer en temps utile d'une fermeture en tête de puits.

Colonne technique : De profondeur variable selon les difficultés rencontrées elle permet :

- ❖ D'éviter de poursuivre un forage dans un découvert présentant un certain nombre de dangers (éboulements) ;
- ❖ D'isoler les formations contenant les fluides sous fortes ou faibles pressions (zones à pertes) en particulier elle permet le forage des zones de pressions incompatibles ;

Introduction

- ❖ D'éviter la rupture des terrains autour du sabot de la colonne de surface en cas d'éruption d'une formation abordée sans mise en place préalable d'une colonne technique.

Le sabot doit être placé :

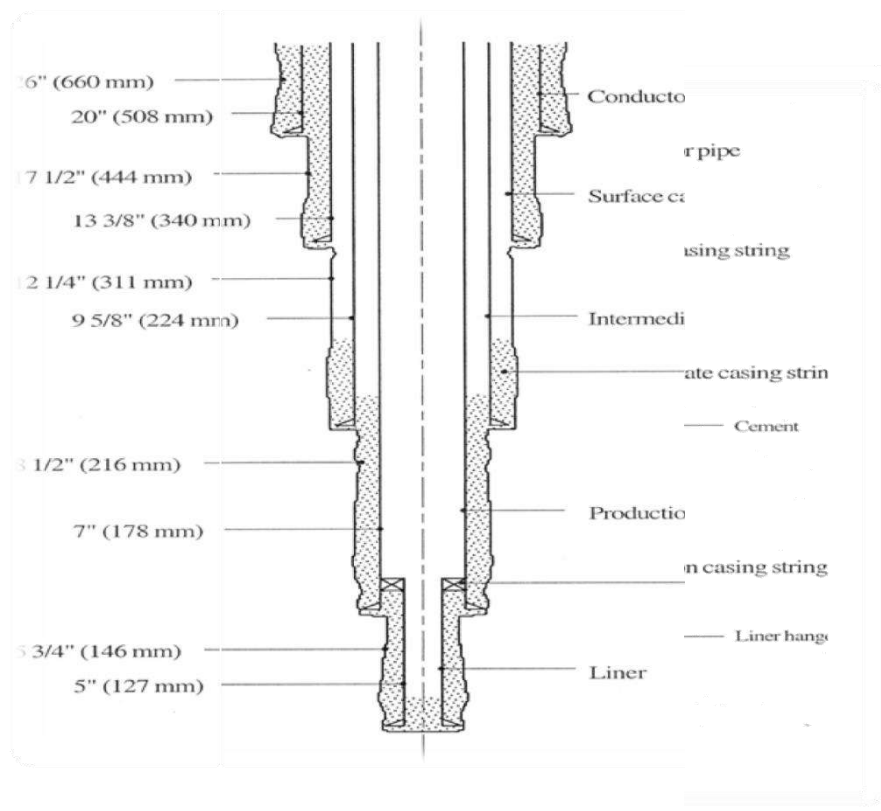
- ❖ Dans les formations dites couvertures que l'on trouve en barrière entre des réservoirs perméables de gradients différents ou non,
- ❖ A une profondeur minimale, en liaison avec la pression de couche attendue et avec les gradients de fracturations des terrains au sabot de la colonne,
- ❖ A la base des formations de mauvaise tenue (argile fluente, sel...). Colonne de production

Indispensable dans le cas d'un sondage de production elle permet :

- ❖ D'isoler la couche productive.
- ❖ La mise en œuvre du matériel de production au fond du puits.

La côte du sabot ne pose pas de problèmes puisque la position et l'épaisseur du réservoir à exploiter sont bien déterminées.

Colonne perdue (liner) : Suspendue par sa tête à la base de la colonne précédente elle peut jouer le même rôle qu'une colonne technique ou une colonne de production.



Introduction

Figure II-04 : Schéma des différentes colonnes de tubage

II.3.3 Habillage d'une colonne de tubage :

Une colonne de tubage est généralement constituée de bas au haut par les équipements suivants :

Sabot : le sabot de guidage, est la partie inférieure de la colonne de tubage il est destiné pour guider et faciliter la descente de tubage.

Anneau de retenu : il est placé à 10 à 20 m au-dessus de sabot de guidage il constitue une base pour les bouchons de cimentation.

On distingue deux types d'anneaux :

- ❖ Anneau conventionnel (utilisé pour les cimentations à un seul étage).
- ❖ Anneau différentiel (utilisé pour la cimentation à deux étages.)

Centreurs : Les centreurs sont destinés à empêcher tout contact de tubage avec la paroi et avoir un espace annulaire uniforme.

Racleurs des parois : ils sont destinés à l'élimination de cake.

Valve différentielle : utiliser pour les cimentations à deux étages. Elle joue le rôle d'un by-pass entre l'intérieur du casing et l'annulaire afin de pouvoir circuler et chasser le laitier de ciments dans l'annulaire à la profondeur choisie.

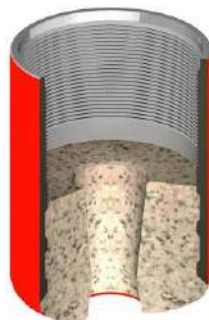


Figure II-05 : Sabot



Figure II-06 : Anneau de retenu

II.3.4 Caractéristique des tubes:

a) **Diamètre nominal** : C'est le diamètre extérieur du corps du tube exprimé en pouce et fraction de pouce. Exemple : 7", 9"5/8 , 13"3/8 , 18"5/8

Introduction

Les diamètres normalisés par l'API sont : 4"1/2 ; 5" ; 5"1/2 ; 6"5/8 ; 7" ; 7"5/8 ; 8"5/8 ; 9"5/8 ; 10"3/4 ; 11"3/4 ; 13"3/8 ; 16" ; 18"5/8 ; 20"

Masse nominale : C'est la masse unitaire exprimée en livres par pied (#). C'est une valeur de désignation des tubes. On distingue la masse nominale du corps du tube et la masse nominale du tube manchonné.

Épaisseur : Pour un diamètre nominal donné, il existe plusieurs épaisseurs ce qui implique plusieurs diamètres intérieurs. Le diamètre de l'outil devant passer à l'intérieur d'un tube doit être inférieur au diamètre intérieur du tube .Ce diamètre correspond au " Drift Diamètre " (diamètre du mandrin).

Le diamètre du " Drift " est également appelé diamètre de calibrage $\text{Drift Diameter} = \text{ID} - \text{Jeu API}$

Le diamètre intérieur ID se déduit simplement du diamètre nominal diminué de 2 fois l'épaisseur.

Tableau II-01 : Jeu API (mandrin / tubage)

Diamètre nominal du tube	Longueur du Drift	Jeu API
2"3/8 à 2"7/8	42"	3/32 (2.38 mm)
3 1/2 à 4 1/2	42"	1/8 (3.2 mm)
4 1/2 à 8"5/8	6"	1/8 (3.2 mm)
9"5/8 à 13"3/8	12"	5/35 (3.97 mm)
16" à 20"	12"	3/16 (4.76 mm)

II.3.4.1 La descente des tubes :

Il faut faire cette descente le plus rapidement possible car comme toute manœuvre, cela représente un temps improductif, mais la vitesse de descente de la colonne doit être contrôlée en fonction de la surpression (surge) qu'elle procure sur le fond et les parois du trou. Le travail doit être bien organisé car tout arrêt en cours de descente, suite à un incident, signifie un grand danger de coincement du casing à cette côte [2].

Introduction

Le principe de manipulation des tubes est le même que celui des tiges de forage mais l'équipement est adapté aux diamètres des casings et à leur résistance plus faible à l'écrasement. L'emploi d'une table de tubage et d'élévateur à coins est fréquent [2].

Le vissage des tubes entre eux se fait à l'aide de clés hydrauliques. Une société de service est souvent employée pour cette opération délicate.

Le chef de poste doit veiller au remplissage de la colonne, si nécessaire, et surveiller le niveau hydrostatique dans le puits. Le tubage étant au fond, on peut reconditionner la boue, circuler tout en manœuvrant la colonne pour actionner les gratteurs. La circulation ne sera arrêtée que lorsque :

- ❖ La boue ne remonte plus de déblais
- ❖ Le fond gazeux est faible et constant
- ❖ Il n'y a pas de perte ni de venue,
- ❖ Tout le volume de boue en circulation est homogène.

La colonne étant équipée de la tête de cimentation et des bouchons, la cimentation proprement dite peut démarrer

II.4 CIMENTATION :

Cimenter une colonne de tubage consiste à mettre en place un laitier de ciment dans tout ou partie de l'espace annulaire entre le tubage et le trou foré. Ce laitier, après sa prise, assurera la liaison entre le tubage et la formation [2].

II.4.1 Buts de la cimentation :

- ❖ Fermer les couches à haute pression pour éliminer les risques d'éruption
- ❖ Isoler les différentes formations pour prévenir le contact des différents fluides
- ❖ Supporter la colonne de tubage
- ❖ Protéger le casing contre les fluides corrosifs
- ❖ Prévenir l'affaissement des parois du puits
- ❖ Eviter la pollution des nappes phréatiques
- ❖ Se servir d'appuis pour la tête du puits et les équipements de contrôle

II.4.2 Différents types de cimentation :

Introduction

Cimentation primaire : Les laitiers de ciment ainsi injectés s'écoulent à travers le sabot pour remonter ensuite dans l'annulaire.

Cimentation au Stinger : La cimentation au stinger est utilisée dans les colonnes de surface de grands diamètres. Exemple : Colonne 18"5/8 dans un trou 24" ou 26", dans le but de :

- ❖ Réduire l'excès de ciment
- ❖ Eviter la contamination
- ❖ Réduire la durée de cimentation

Cimentation étagée : La cimentation à double étage est utilisée:

- ❖ Si les formations sont fragiles (risques de pertes de circulation ou zones à faibles pressions)
- ❖ Si les hauteurs d'annulaires à cimenter sont importantes (contamination du laitier),
- ❖ Si deux types différents de laitiers doivent être mis en place

Cimentation sous pression : (squeeze) :

C'est la mise en place d'un laitier de ciment sous pression à un point donné du puits. Le but de l'opération est de remédier à un défaut d'étanchéité ou de créer une nouvelle étanchéité (perforation d'une couche dépletée). Cette opération consiste à appliquer de la pression sur une formation perméable pour que le laitier se déshydrate progressivement et forme un cake de ciment faisant prise et colmatant les défauts d'étanchéité ou les zones à pertes. [12]

Bouchons de ciment : Les bouchons de ciment trouvent de nombreuses applications, soit en cours de forage, soit après la production d'un puits. Parmi ces applications nous pouvons citer :

- ❖ Colmatage de zones à pertes,
- ❖ Isolation de zone à Problèmes,
- ❖ Bouchon d'abandon,
- ❖ Déviation,
- ❖ Ancrage d'un packer en trou ouvert.

Cimentation d'une colonne perdue (liner) : Une colonne perdue ne remonte pas jusqu'à la tête de puits, mais sur une hauteur limitée, à l'intérieur du tubage précédent. Elle est cimentée avec un recouvrement dans le dernier tubage (overlap).

Introduction

Le but de la cimentation de toute la colonne perdue est double :

- ❖ La sceller mécaniquement dans la colonne précédente,
- ❖ Garantir l'étanchéité entre les deux colonnes.

Fluide intermédiaire (spacer) :

Le fluide intermédiaire déplacé en tête du laitier a pour but de :

- ❖ Faciliter le déplacement de la boue dans l'annulaire,
- ❖ Isoler le laitier du ciment du contact avec la boue pour éviter tout gel de la boue,
- ❖ Faciliter l'élimination de la boue gelée sur les parois du tubage.

Les fluides intermédiaires agissent principalement comme tampon pour éviter la contamination de la boue en contact avec le ciment.

II.4.3 Les équipements de la cimentation :

a) L'unité de cimentation :

Les unités de cimentation permettent d'effectuer simultanément :

- ❖ Le mixage du ciment et des additifs afin d'obtenir un laitier correspondant aux caractéristiques désirées pour chaque type particulier d'opération ;
- ❖ Le pompage du laitier obtenu avec une grande flexibilité de vitesse et pression de pompage

Ces unités de pompage sont composées de deux pompes Triplex à grand débit et hautes pressions montées soit sur camion soit sur skid.



Figure II-07 : Unité de cimentation et silos de stockage

b) La tête de cimentation (cementing head) :

Introduction

Elles sont généralement conçues pour contenir deux bouchons, plusieurs capacités de pression sont disponibles en accord avec les capacités du casing.

Les systèmes de retenue des bouchons sont constitués soit par une tirette de retenue qui est tirée vers l'extérieur pour libérer le bouchon, soit par une demi-bague qui est manœuvrée depuis l'extérieur.

Normalement, il existe sur ces têtes un témoin qui permet de voir le départ du bouchon.

La mise en place et le verrouillage de bouchons dans la tête doit être fait sérieusement, plusieurs cimentations ont été ratées parce que les bouchons sont partis intempestivement ou qu'ils ne sont pas partis du tout.

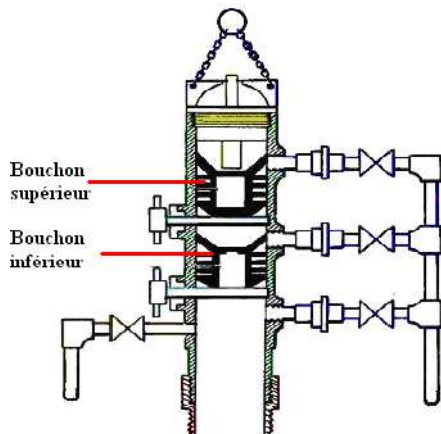


Figure II-08 : Tête de cimentation
II-09 : Bouchons de cimentation

Figure

c) Bouchons de cimentation :

Le rôle essentiel des bouchons est de séparer positivement les différents fluides pendant leur déplacement à l'intérieur du tubage afin de retarder leur mélange et les risques de contamination. Ils sont de deux types :

Bouchon inférieur : muni d'un diaphragme destructible sous l'effet d'une légère surpression. Outre qu'il sépare les fluides, il racle les parois du tubage lors de son déplacement, évitant la contamination du laitier qui le pousse ;

Bouchon supérieur : étanche et résiste aux hautes pressions, il est situé en queue de laitier. En fin de chasse, il se met sur le bouchon inférieur permettant de réaliser un test en pression de la colonne.

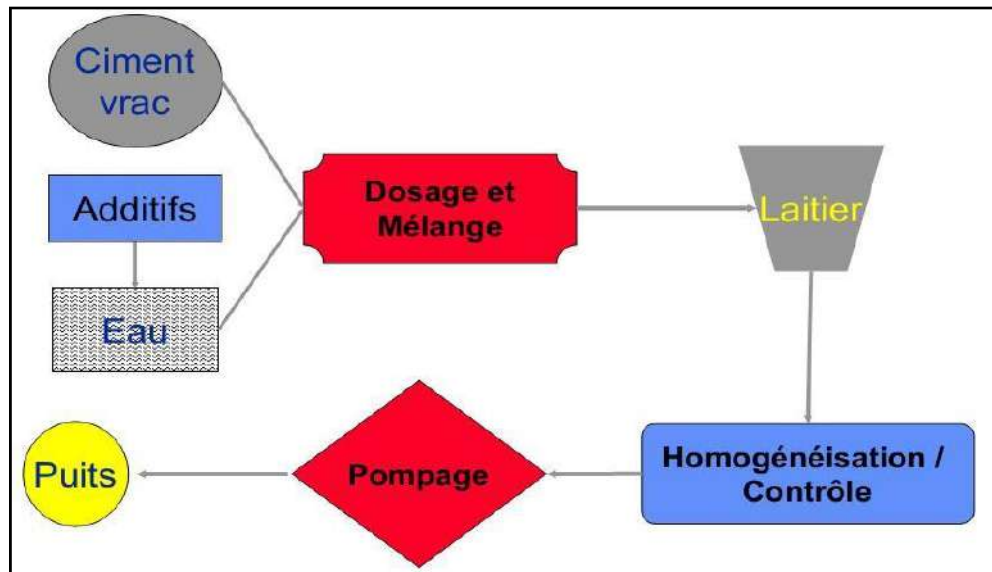


Figure II-10 : Schéma de fonctionnement de l'Unité de cimentation

II.4.4 Réalisation de la cimentation :

Les conduites servant à l'injection du laitier et à la chasse, sont testées à l'eau claire, en fonction de la pression finale de refoulement, et l'on procède ensuite à :

a) Injection du laitier du ciment :

Aussitôt le tampon d'eau injecté, la pompe est arrêtée, le bouchon de cimentation inférieur est libéré (pour une tête à deux bouchons) par manœuvre de la tirette (ou de la demi-baxe sur certains modèles) et en pompant au-dessus après avoir préparé les vannes en conséquence. Pendant le trajet du laitier dans le tubage, ce bouchon empêchera le contact laitier boue

b) Injection d'un bouchon d'eau :

Ce tampon d'eau sert à nettoyer l'intérieur du tubage du ciment qui aurait tendance à rester contre la paroi après passage du bouchon de cimentation.

Cependant ce tampon d'eau est parfois supprimé pour éviter que le bouchon de cimentation ne risque de tourner en même temps que l'outil en cours de reforage s'il n'est pas bien pris dans le ciment (ce qui arrive quelquefois)

c) Injection de la boue de chasse :

Tout le volume de laitier fabriqué ayant été pompé, il faut chasser le laitier restant en place à l'intérieur du tubage pour l'amener dans l'espace annulaire. Cette chasse se fera en pompant au-dessus du bouchon de cimentation supérieur un volume de boue qui sera égal au volume

Introduction

intérieur du tubage jusqu'à l'anneau de retenue (diminué du volume du tampon d'eau si l'on en a utilisé un).

L'arrêt de l'injection de la boue de chasse sera déterminé généralement par le coup de pression qui indique l'arrivée du bouchon supérieur au niveau de l'anneau de retenue. Toutefois, il est bon de contrôler le volume de boue pompée par mesure dans les bassins. Ceci permet en outre de ne laisser qu'une pompe vers la fin de la chasse pour ne pas risquer une montée trop brutale en pression (sans danger cependant si la soupape de sécurité de la pompe est tarée convenablement).

La mesure du nombre de coups de piston des pompes est une méthode peu précise et qu'il ne vaut mieux pas utiliser (pompes qui se désamorcent par exemple...).

En cas de cimentation de l'annulaire jusqu'en surface, il faut éviter d'envoyer du laitier dans les bassins à boue et pour cela être prêt à le diriger vers le bourbier. De plus, le tube goulotte devra être vidé en fin d'opération, ainsi que les obturateurs, et rincé à l'eau claire.

d) Test de la colonne après cimentation :

Dans la mesure du possible on fait le test de la colonne au moment où l'on a l'à-coup de pression en fin de chasse; on continue à monter la pression jusqu'à 60 % de la résistance à l'éclatement de la colonne, la pression est maintenue pendant 10 ou 15 minutes.

Si le bouchon n'est pas étanche le test de la colonne sera fait après le séchage du ciment.

II.5 LA BOUE :

L'établissement d'un programme de boue constitue une opération primordiale pour la réussite d'un forage. Ce programme définit le type et les caractéristiques de boue qui seront utilisées pour chaque phase, avec les conversions possibles et les alourdissements ou le changement carrément de la boue qui pourraient être nécessaires, ces caractéristiques dépendent de la géologie, de l'architecture du puits, des objectifs de sondages, sans oublier le facteur écologique qui est devenu de plus en plus déterminant pour le choix du type de boue tenant compte des taux et de la nature de ses rejets, de plus on recherche des caractéristiques facilitant et accélérant l'avancement du forage avec un prix de revient le plus bas possible [4].

Introduction

- ❖ La circulation de la boue se fait suivant le cheminement suivant afin de réaliser son cycle

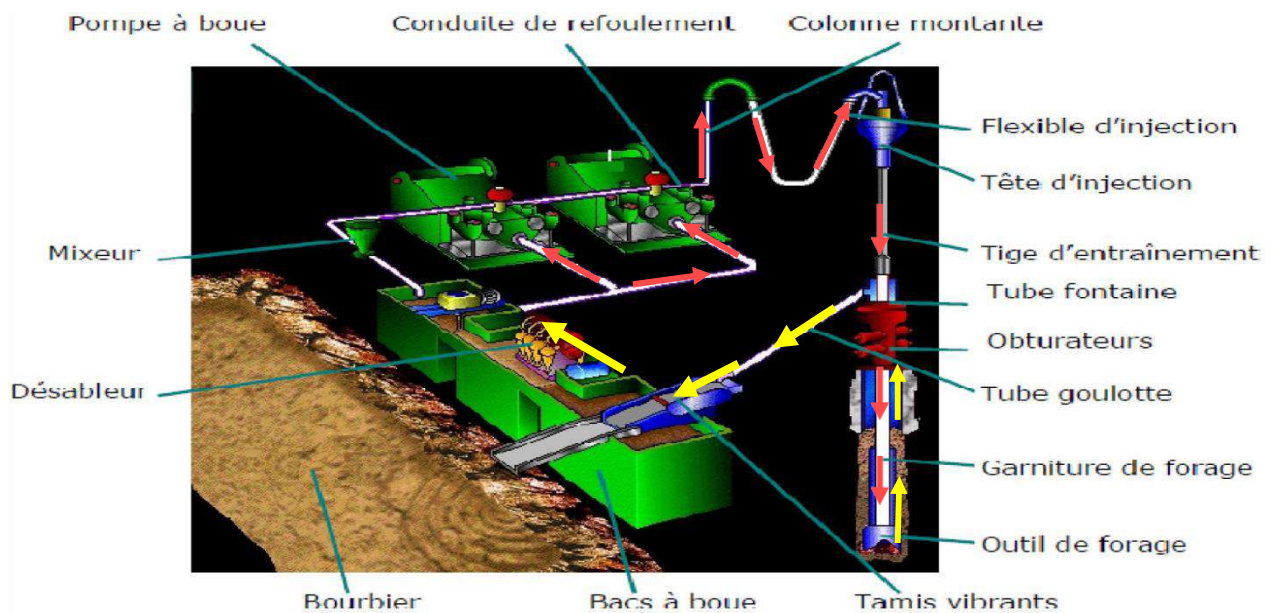


Figure II-11 : Cycle de boue

II.5.1 Rôle de la boue de forage :

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

- ❖ Nettoyage du puits,
- ❖ Maintien des déblais en suspension,
- ❖ Remontée des déblais en surface,
- ❖ Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits,
- ❖ Dépôt d'un cake imperméable,
- ❖ Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile,
- ❖ Entraînement de l'outil,
- ❖ Apport de renseignements sur le sondage,
- ❖ Augmentation de la vitesse d'avancement,
- ❖ Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde,
- ❖ Diminution du poids apparent du matériel de sondage.

Introduction

II.5.2 Le remplacement de la boue :

Chaque phase de forage nécessite une boue ayant des caractéristiques et des propriétés différentes en fonction des formations à traverser, cela nous oblige à déplacer la boue contenue dans le puits et la remplacer par celle de la nouvelle phase à entamer [1].

Le déplacement de la boue se diffère selon les types et les densités de boue, on peut distinguer trois types de déplacements :

a) Remplacement d'une boue à base d'eau par une boue à base d'huile :

Pour remplacer une boue à base d'eau par une boue à base d'huile on doit injecter un tampon de gasoil pour séparer les deux différents types de boue avant le pompage de la nouvelle boue.

La boue à base d'eau est éjectée au borbier ainsi que le tampon de gasoil, son volume étant contaminé par la boue précédente. La nouvelle boue sera dirigée vers les bacs dès son arrivée dans les tamis.

La surveillance de cette opération se fera obligatoirement sous la supervision du boueux.

b) Remplacement d'une boue légère par une boue lourde :

Dans ce cas la boue peut être alourdie ou remplacée totalement. Après la préparation de la nouvelle boue on commence son pompage directement dans le puits tout en isolant la boue de retour dans un bac pour sa réintégration ou son reconditionnement et réutilisation.

c) Remplacement d'une boue lourde par une boue légère :

Dans ce cas la pression de refoulement va augmenter progressivement jusqu'à l'arrivée de la boue légère à l'outil ou la pression de refoulement va atteindre une valeur maximale, puis elle commence en diminution jusqu'à que la boue légère remplit tout le volume du puits.

Il est préférable alors d'utiliser l'unité de cimentation pour un bon déroulement de l'opération.

N.B : pour le déplacement d'une boue à base d'huile par une boue à base d'eau (fin de puits) on sépare les deux types de boue par un tampon d'eau ou de gasoil selon le programme.

II.5.3 Règles générales pour le déplacement de la boue :

Introduction

- ❖ Le volume de boue à pomper dans le puits doit être suffisant.
- ❖ Fabrication et stockage de la boue seront prévus d'avance.
- ❖ Prévoir des bacs vides et nettoyés pour récupérer la boue de la précédente phase

II.6 Shoe bond test (SBT):

Plusieurs tests en pression sont réalisés pour déterminer la résistance en pression d'un puits. Chaque test a un objectif bien précis.

Le SBT a pour but de vérifier l'intégrité de la cimentation du sabot après reforage des équipements et du puisard. La pression visée par le test est calculée à une valeur suffisante pour tester l'étanchéité de la gaine de ciment en tenant compte de la densité de la boue [13].

Quel que soit le type de test, LOT, SBT ou test de formation, il est nécessaire de préparer:

- ❖ Le puits: homogénéisation de la boue,
- ❖ Le chantier: montage et test de la ligne de l'unité de test,
- ❖ Le suivi : préparation des enregistreurs, des diagrammes et des rapports.

II.6.1 La réalisation d'un SBT :

La réalisation d'un SBT est normalement prévue dans le programme de forage.

Cependant, il devient obligatoire d'effectuer un SBT dans les cas suivants :

- ❖ Colonne du tubage coincée et cimentée au-dessus de la profondeur prévue,
- ❖ Qualité douteuse du laitier (absence de bouchons, problèmes de mixage.).
- ❖ Perte pendant la cimentation, pas d'à-coup de pression ou volume de déplacement incertain.
- ❖ Si le SBT est négatif, indiquant ainsi une fuite au niveau du sabot, une restauration de cimentation est nécessaire.

II.6.2 Règles de base d'un SBT :

- ❖ Tout test doit faire l'objet au préalable d'une réunion de chantier ("pre-job meeting"), rassemblant l'ensemble du personnel de chantier. Cette réunion doit traiter:

Les règles de sécurité, Les objectifs du test, Le matériel employé,

Le mode opératoire et l'action de chacun.

Introduction

- ❖ Pour la réalisation d'un test en pression, il est impératif d'utiliser l'unité de cimentation ;
- ❖ La lecture de pression en fonction du temps et/ou du volume pompé cumulé doit être enregistrée ;
- ❖ Le succès d'un test dépend de la précision des lectures faites à intervalles de pression réguliers (tous les 50 psis) et du suivi attentif de l'évolution de la courbe de montée en pression obtenue.
- ❖ Si un clapet anti-retour est incorporé dans la garniture de forage, on doit s'assurer de sa parfaite étanchéité.
- ❖ Il faudra purger par les tiges et par la choke line avec retour sur l'unité de cimentation pour mesurer le volume retour boue.
- ❖ Dans tous les cas, un test est arrêté lorsque la pression d'injectivité est atteinte lue par une pente de pression sur le diagramme et les appareils de mesures.

CHAPITRE III

Les Pannes au fond

Introduction

III.1 PANNE D'ÉQUIPEMENT DE FOND DE PUIITS :

Panne d'équipement de fond de puits: Une interruption dans les opérations prévues causée par une panne de l'outil de forage et d'évaluation autre qu'un problème avec la garniture de forage. La sélection et le fonctionnement de l'outil du puits de forage est primordial pour la réduction d'une panne due à l'outil.

III.1.1 Cycle de l'équipement de fond de puits:

- ❖ L'ingénieur de forage spécifie l'équipement
- ❖ Le contremaître foreur commande l'équipement
- ❖ Le chef de chantier inspecte /vérifier l'équipement
- ❖ Le foreur décide de l'équipement le fait fonctionné.
- ❖ Le personnel de l'appareil fait une contre – expertise

III.1.2 Panne les plus fréquentes des équipements de fond : (Tableau III-01). [12]

Outil de puits de forage	Pannes
Trépan a molettes	Partie de molettes (travail de récupération le plus fréquent)
Moteur de fond	Le moteur s'arrête de forer
Absorbeurs de chocs	Usure de joint
Coulisse de forage	Personnel male formé
MWD/LWD	Dépôt des valves, soft, are, bouclage LCM
Logging	Changements de dernière minute, operateurs inexpérimentés, manque de maintenance
Équipement d'inspection	Film, batterie, panne de câble électrique, poids insuffisant de la barre
Équipement spécial	Personnel mal forme, technologie non approuvée
Garniture d'étanchéité / Outil DST	Fuites, le packer ne se déverrouille pas, incompatibilité avec d'autres outils, puits a fortes déviations

III.1.2.1 Les panne de l'outillage:

III.1.2.1.1 Les Cause des pannes de l'outillage : (Tableau III-02)

Cause	Note
Fatigue de métal	Revirement cyclique du stress
Mauvaise sélection des outils	Changes dépassant les limites de conception, incompatibilité avec d'autres outils
Mauvaise utilisations des outils	Personnel mal forme, inattention

Introduction

Dépassement des limites de conception	Surcharge accidentelle/ intentionnelle
Dépassement de la durée de vie de Conception	Basse économique, personnel mal forme
Dommmage de transport/ manipulation	Personnel mal forme
Environnement hostile	HS, CO haute pression, boue corrosive, angle élevé, dépôts abrasifs durs.
Conception/ Fabrication	Défaillance du contrôle qualité

Sélectionner l’outillage approprié pour le travail peut réduire les pannes de l’outillage de façon significatives. Suivre une procédure standardisée pour sélectionner l’outillage assure que l’outil approprié est choisi. Voici le tableau suivant :

Tableau III.03 : Facteurs influent le processus de sélection de l’outillage

Facteur	Renseignement
Environnement du forage	Condition du puits : Limitation de température pour les outils ❖ H, S, CO résistance à la corrosion. ❖ Résistance au pétrole des articles en caoutchouc. ❖ Limitations aux pressions hydrostatiques ❖ Limitation à l’angle du puits ❖ Taille du puits en fonction de la taille de l’outillage. ❖
Propriétés physique de l’outillage	Dimensions Longueur, diamètre extérieur, diamètre intérieur de l’outillage ❖ Poids et grade ❖ Type de connections. ❖ Exigences spéciales de torsion, filetage ❖ Caractéristiques de diminution des contraintes ❖
Compatibilité	Compatibilité des connections avec d’autres équipements du forage. Les outils sont-ils fonctionner avec un équipement différent
Fonctionnement	Paramètres de fonctionnement Minimum / Maximum de débit ❖ Pression de fonctionnement minimum/ maximum ❖ Limitation du moment de torsion/ de la tension ❖ Temps de fonctionnement recommandé ❖

Introduction

	<p>Un opérateur pour l'outillage est- il nécessaire/ fourni. ❖</p> <p>Outils requis pour des manipulations spéciales ❖</p> <p>Les instructions pour les fonctionnements spéciaux sont – elles ❖ requis/ fournies.</p> <p>Manuel de fonctionnement fourni. ❖</p> <p>Recommandations de sécurité. ❖</p> <p>Réglage/ Calibration des donnés ❖</p> <p>Conditions de maintenance ❖</p>
Récupération	<p>Méthodes de récupération de l'outil</p> <p>Diagramme de dimension de l'outil fourni ❖</p> <p>Outils de récupération requis / facilite de récupération ❖</p> <p>Disponibilité de rapports sur les récupérations ❖</p> <p>Conséquences de la perte d'un outil dans le puits ❖</p>
Support	<p>Outils de rechange disponible rapidement /temps de livraison ❖</p> <p>Des pièces de rechange sont-elles nécessaire/ disponibles ❖ rapidement</p> <p>Problèmes de transport /cargaison dangereuse. ❖</p> <p>Transport par avion ❖</p> <p>Espace requis sur la plate forme / charge de plateforme. ❖</p>
Contrôle la qualité	<p>Fiabilité des outils</p> <p>Outil nouveau ou reconstruit ❖</p> <p>Temps depuis la dernière reconstruction / rapport d'inspection4 ❖</p> <p>Rapport de performance des outils sur les puits de compensation ❖</p> <p>Rapport de performance des outils l'échelle mondiale ❖</p>
Cout	<p>Accord de fonctionnement/ réparation / tarifs de location ❖</p> <p>Frais/ assurance d'une perte dans le puits ❖</p> <p>Taux de performance succès/ échec ❖</p>
Limitation	<p>Limites élastiques. ❖</p> <p>Limitation de pression en profondeur / à l'extérieur ❖</p> <p>Fluide de forage pétrole. LCM hématite ❖</p> <p>Batteries. ❖</p>

Suivre une liste de contrôle standardisée quand l'outil arrive, assure que l'outil approprié a été envoyé et n'a pas été endommagé pendant le transport.

Introduction

III.1.2.1.2 Prévention des pannes d'outillage: (Tableau III.04)

Pour éviter les pannes il faut d'abord connaître les problèmes, le tableau suivant montre la méthode de prévention :

Sujet	Recommandations
Outil non familier de nouvelle technologie	Tenir une réunion de sécurité avant de travailler, concentrée sur le bon et sur fonctionnement de l'outillage. Si un opérateur est fourni, permettre au spécialiste de faire une présentation.
Manuel de fonctionnement	Rendre disponible au foreur un manuel de fonctionnement pour tous les outils qui requièrent des procédures de fonctionnement spéciales (coulisse).
Sensibilisation/ Rappel	Tenir une réunion de sécurité avant de faire une visite avec un plan de visite sur le fonctionnement écrit, le foreur distribue avec une section sur le fonctionnement présent / futur. Discussion du fonctionnement des outils non familiers de nouvelle technologie.
Rapport de panne d'outillage	Quand une panne de l'outillage se produit, remplir un rapport de panne d'outillage pour partager les connaissances sur les actions préventives prises. Une base de données statique peut être établie avec cette information.
Service/ Equipement	Un service et des outils de mauvaise qualité venant de fournisseurs peuvent compter pour un nombre substantiel de pannes de l'outillage inclus dans le rapport de panne.
Contrainte élastique minimum (MYS)	Chaque minimale (pounds par pouces) a partir de laquelle on observe une déformation plastique du métal.
Fatigue de métal	Dommmages accumulés sur le métal dus aux interventions de contrainte
Les dégâts dus à la fatigue apparaissent dès que la pièce est mise en service et s'accroissent avec son utilisation.	

III.1.2.2 Les pannes de garniture de forage :

III.1.2.2.1 Causes de panne de la garniture : (Tableau III-05) [12]

Le tableau suivant montre les différentes causes de garniture :

EN DESSOUS DE LA LIMITE ELASTIQUE	
85 DES PANNES TOTALES	15 DES PANNES TOTALES
Fatigue de la connexion BHA ❖	Tension. ❖
Fatigue du corps de la tige de forage. ❖	Torsion. ❖

Introduction

<p>Fuite de la connexion. ❖</p> <p>Fissures dues à Has. ❖</p> <p>Partie femelle cassée. ❖</p> <p>Panne mécanique de l'outillage de spécialité. ❖</p> <p>Défaut de soudure. ❖</p>	<p>Les deux combinées. ❖</p> <p>Effondrement. ❖</p> <p>Eclatement. ❖</p>
--	--

III.1.2.2.2 Prévention des pannes sur la garniture de forage :(Tableau III.06).

COMPOSANT	DEFINITION	EXEMPLE
Attributs	Dimensions et propriétés mécanique des éléments de la garniture de forage détermine les charges applicables	Epaisseur de métal, limite élastique, dureté, renflement
Conception	La force appliquée sur la garniture doit être supérieurs aux charges nécessaires pour forer le puits. Fonctionner au-dessous de cette limite permet d'accroitre la durée de vie de la garniture.	Chaque anticipées, sélection et position correctes des composants de la garniture, signalisation d'une tension maximale et limites de torsion pour le foreur.
Inspection	Examiner les composants de la garniture pour assurer des caractéristiques requises. Les inspections détectent l'usure avant que celle-ci n'entraîne une au niveau du trou de forage	Inspection sur le terrain, injection électronique de la garniture et des conditions de forage.
Opérations	Utiliser, manipuler et entreposer la garniture de façon incorrecte entraîne une usure prématurée de la garniture	Etablir une connexion correcte. Calibrer les jauges. Utilisation opérationnelle, exercices de manipulation
Environnement	L'environnement chimique et mécanique dans lequel la garniture est utilisée. Si l'environnement devient agressif les injections	Dogleg, voilure, vibrations, corrosion, angle élève.

Introduction

	doivent être plus fréquentes pour limiter les risques de panne	
--	--	--

Pour éviter la panne de la garniture, il faut fournir des efforts dans ces cinq domaines. Dans certains cas, les efforts accomplis dans un domaine doivent être nuancés pour minimiser les risques dans un autre domaine.

III.1.2.3 La fatigue du corps de la tige de forage:

III.1.2.3.1 Les Panne : (Tableau III.07).

POINT D'ATTAQUE	LOCATION DE FAILURE	CAUSE
Connection, refoulement interne	16 à 24 pouces entre la partie male et la partie femelle	Changement brutal de l'épaisseur de métal entre le joint et le tube de la tige
Surface glissante	16 à 24 pouces à partir de la partie femelle	Utiliser avec pince arrêté la garniture les cales, cales usées et bol
Milieu de tube	Centre de la section entre la partie femelle et la partie male	Contact avec une couche abrasive pendant une rotation entraîne alors l'usure du diamètre extérieur
Zone de transition	Les cinq premiers joints au-dessus du BHA	Changement de la dureté entre BHA et l'outil de la garniture de forage possibilité d'une charge de compression d'un poids de l'outil

III.1.2.3.2 Facteurs accélérant la fatigue du corps de la tige de forage:

- ❖ Gels coupants.
- ❖ Pas de tige de transition.
- ❖ Forage avec grande déviation ou dogleg important.
- ❖ Boue corrosive, oxygène, HS, dioxyde de carbone. Chlorures.
- ❖ Fonctionner avec une tige cintrée.
- ❖ Fonctionnement en compression de la tige de la garniture.
- ❖ Perforer avec une forte traction, un moment de torsion et une tension combinée.
- ❖ Vibration de la garniture de forage et rebond vertical.
- ❖ Moment de torsion instable, condition de glissement / collage.

Introduction

III.1.2.3.3 Action préventive :

- ❖ Maintenir des Changements d'angle inférieurs à 3/100.
- ❖ Maintenir des réserves suffisantes en produits anticorrosion et absorbants l'oxygène.
- ❖ Arrêter la tige, installer les cales, baisser lentement la tige sur les cales pour éviter les coupures sur le slip.
- ❖ Laisser, si possible, moins de 3 pouces de longueur de tige au-dessus des cales.
- ❖ Utiliser toujours deux clés pour établir et couper la connection.
- ❖ S'assurer que les deux clés soient 90° dans les deux plans au vissage.
- ❖ Ne pas travailler avec une tige cintrée, tige avec des coupures glissantes et des point de corrosion
- ❖ Manœuvrer lentement au moment du reforage, minimiser la force d'attraction
- ❖ Utiliser toujours une tige de transition (HWDP) entre les masses tiges et la tige de forage.
- ❖ Déplacer la position inférieurs de la tige de forage jusqu'à l'extrémité supérieure de garniture sur chaque manœuvre.
- ❖ Changer les connections de dévissage a chaque manouvre.
- ❖ Utiliser un poids BHA adéquat pour fournir du poids sur l'outil.
- ❖ Vérifier le bol d'insertion, la bague maitresse et la table de rotation pour l'usure.
- ❖ Nettoyer et vérifier fréquemment les matrices des clés et de la cale.

III.1.2.4 La fatigue d'une connection BHA :

III.1.2.4.1 Les pannes : (Tableau III-08).

POINT D'ATTAQUE CAUSE	CAUSE
Partie male	Tension causée par le moment de torsion de la connection et du poids BHA ❖ La charge de flambage augmente la tension du cou sur le rayon extérieur de flambage ❖ Trous due à la corrosion. ❖
Fond de la partie femelle	La charge de flambage appliqué un contrainte sur la circonférence. ❖ Usure du diamètre extérieur de la partie femelle. ❖ Trous dus à la corrosion. ❖

III.1.2.4.2 Facteurs accélérant la fatigue de la connection BHA :

- ❖ Sur ou sous la torsion de la connection, sous est la condition la plus commune.

Introduction

- ❖ Forage avec un dogleg ou un angle élevé.
- ❖ Corrosion due à la présence d'oxygène, HS, de dioxyde de carbone et de chlorures.
- ❖ Masses-Tiges des équilibrées en compression.
- ❖ Trous avec un large diamètre ou trous cassés.
- ❖ Vibrations BHA et rebond vertical.
- ❖ Forte traction ou battage sur une tige collée.
- ❖ Pas d'équipement de relâchement de contrainte.
- ❖ Surfaces d'étanchéité de la connection abimées.
- ❖ Rapport de la force de flambage incorrect.
- ❖ Moment de torsion et conditions de glissement/collage.

III.1.2.4.3 Action préventive

- ❖ Maintenir des Changement angle inferieurs à 3/100.
- ❖ Maintenir des réserves suffisantes en produits anticorrosion et absorbants l'oxygène.
- ❖ Appliquer le moment de torsion recommandé pour l'application du couple avec les clés à 90 dans les deux plans et calibrer fréquemment les jauges des clés.
- ❖ Corriger le moment de torsion recommandé pour l'application du couple avec le facteur de friction du lubrifiant.

$$RMUT_{corr} = RMUT \text{ facteur de friction du lubrifiant}$$

- ❖ Minimiser les vibrations et les voilures grâce des stabilisateurs et des absorbeurs de chocs.
- ❖ Inspecter le BHA aux intervalles recommandes et après des circonstances graves.
- ❖ Graisser à froid les filets de la connection BHA.
- ❖ Spécifier les clous de relâchement de contrainte et la portée de la partie femelle.
- ❖ Maintenir le rapport de flambage près de la valeur recommandée pour les dimensions de la masse – tige. [12]

CHAPITRE IV

Partie pratique

Introduction

VI.1 Présentation du puits HRP2 :

Le puits HRP2 est situé dans le bassin de Oued M'ya au nord du champ de Hassi R'mel. Il est un puits vertical d'exploration, pour atteindre l'objectif (le CAMBRIEN) et explorer le potentiel hydrocarbure des réservoirs Ri et Ra [14], les données de puits sont dans le tableau suivant :

Tableau.VI-01 : Données de puits HRP 2.

Nom	HRP2
Champ	HASSI R'MEL
Bloc	435
Bassin	OUED M'YA
Coordonnées UTM	X :529 752.11m Y :3650 630.21m
Coordonnées Grid	Zs=749.5m Zt=757.5m
Profil	Vertical
Type	Exploration
Objectif	CAMBRIEN Ri, Ra
Epaisseurs	50m, 94m
Tops	2205m ;2255m
Profondeur finale (TD)	2389m
Formation à la TD	CAMBRIEN
Jours	56.80
Appareil de forage	TP130

VI.2 Objectifs du puits :

Les principaux objectifs du puits HRP2 sont les suivants :

- Forer le puits sans accidents, incidents ou endommagement de l'environnement.
- Réaliser les opérations dans les normes HSE de la SONATRACH.
- Forer à la profondeur finale 2389m dans 39.41 jours en tenant compte le carottage.
- NPT global < 15%.
- Réaliser un sondage permettant une bonne évaluation des potentielles des réservoirs ciblés Ri, Ra, sans endommager la productivité.
- Une bonne conduite des opérations électriques.

VI.3. ANALYSE DE L'INTERPHASE DU PUITTS HRP2 :

VI.3.1 Introduction :

La réalisation de l'interphase nécessite une bonne organisation des tâches et une préparation de ce qu'il faut avant largement de temps pour réussir dans l'atteinte des objectifs de l'interphases avec un cout et temps minimum possible [15].

Dans ce chapitre on a fait une étude sur le déroulement de l'interphase 16"x 12"1/4 depuis la préparation des déferents équipements jusqu'à la fin de l'interphase selon les procédures de société de Sonatrach, notre étude est concernent le puits HRP2.

VI.3.2 Préparation de l'interphase:

Les tâches ci-dessous sont à effectuer avant le démarrage de l'interphase, ou bien lorsque l'interphase a démarrée. Il faut donc pour cela, commander le matériel suffisamment à l'avance.

VI.3.2.1 Tubage et accessoires :

La préparation de la colonne de tubage est très importante.

- ❖ Réceptionner le tubage 13"3/8 et Vérifier leur nombre et leur caractéristiques, ainsi que ses accessoires : les centreurs, le sabot et le float collar.
- ❖ Nettoyer les filetages avant de contrôler visuellement leur état. Si le filetage est abîmé, le tube doit être éliminé.
- ❖ Calibrer les tubes avec un calibre qui correspond aux normes API. Le calibre doit passer dans tous les tubes, car un seul tube oublié peut conduire à la catastrophe.
- ❖ Le tube n'est mesuré que si tous les contrôles sur lui sont faits et qu'on est sûr de l'utiliser. La mesure des tubes se fait de préférence avec un double décimètre métallique. Les tubes sont ensuite numérotés à la peinture à environ 3 ou 4 mètres du manchon.
- ❖ Le numéro et la longueur, ainsi que la longueur cumulée, sont répertoriés sur un cahier de tubage.
- ❖ Habiller les tubes avec les centreurs placés à cheval sur des stop collars et visser le sabot et l'anneau.
- ❖ S'assurer d'avoir des tubes courts pour ajuster la colonne.
- ❖ Préparer le matériel de manutention (élévateur à porte, spider élévateur) ainsi que le matériel de vissage (clés automatique) pour descendre le tubage 13"3/8.
- ❖ Réceptionner le matériel de remplissage automatique du tubage.

Introduction

- ❖ Prévoir les élingues et manilles afin de monter les tubes sur le plancher, protecteurs de filetage (clampon) et s'assurer que ce matériel a été inspecté récemment (moins de 6 mois).

VI.3.2.2 Cimentation et consommables

Réceptionner et tester l'unité de cimentation dès son arrivée sur le chantier

S'assurer que les quantités des consommables pour la cimentation sont suffisantes (ciment et additifs)

- ❖ Préparer la tête de cimentation 13"3/8.
- ❖ Vérifier le programme de cimentation.
- ❖ Vérifier les volumes prévus.
- ❖ Vérifier que le temps de pompabilité est supérieur à la durée totale de l'opération de cimentation.
- ❖ Contrôler que l'eau de gâchage est conforme à celle du pilot test (salinité).

VI.3.2.3 BOP et tête de puits :

- ❖ Inspecter le casing hanger 13"3/8 et Vérifier l'état des joints d'étanchéités.
- ❖ Inspecter le casing spool 20"3/4 X 13"5/8 5 K et Vérifier les brides inférieures et supérieures, ainsi que ses accessoires (joint tores, boulons, écrous).
- ❖ Vérifier l'état des BOP 13"5/8 : assemblage des vannes et état des connexions.
- ❖ Vérifier les tester cup 13"3/8 : compatibilité avec le tubage, état de la garniture.
- ❖ Vérifier le joint tore BX 160 et les gorges.
- ❖ Tester le choc manifold en temps masqué.

VI.3.2.4 Boue :

- ❖ Préparation de la boue de la phase 12"1/4 et vérifier ses caractéristiques.
- ❖ Mise en place des toiles de tamis prévues dans le programme boue.
- ❖ Circulation de la boue lourde en circuit fermé sur les tamis pendant l'interphase.
- ❖ Stockage d'un volume de réserve d'une boue lourde.
- ❖ Vérification des pompes en vue du déplacement du laitier (nettoyage des filtres d'aspiration et de refoulement).
- ❖ Vérification de tarage des soupapes de sécurité « pressure relief valves ».
- ❖ Contrôle du rendement volumétrique de chaque pompe de forage.

VI.3.3 Chronologie de l'interphase au puits HRP2 :

Introduction

A la fin du forage de la phase 16" et ce à la cote 1705m arrêtée par le géologue sur place les opérations suivantes sont effectuées :

VL3.3.1 Remontée de la garniture en vue d'un contrôle de trou :

- ❖ Circulation pour nettoyage du puits et injection d'un bouchon visqueux (Hi-Vis pil) de 5m³ pour meilleur nettoyage.
- ❖ Mesure d'inclinaison (inclinomètre TOTCO 8°) par largage.
- ❖ Remontée libre de la garniture du fond (1705m) à 1410m avec un remplissage normal du puits (volume stable dans le puits et correspondant dans les bacs).
- ❖ Poursuite de la remontée avec frottements très importants obligeant de procéder à la poursuite de remontée en backreaming et parfois même au battage à la coulisse hydraulique lors de blocage de la table de rotation.
- ❖ Ramonage de la zone de frottement soit de 1389m à 1400m en laissant les cales dans la table de rotation sans succès ; la cause de ce problème est cette zone de frottement c'est une zone contient des argiles gonflantes.
- ❖ A cet effet une mise en circulation a été établie pour nettoyer le puits et injection d'un deuxième bouchon visqueux de 5m³ puis travail de la garniture dans les deux sens (vers le haut et vers le bas) avec rotation.
- ❖ Il est à remarquer qu'il n'y avait pas de déblais sur les tamis au retour de la boue du puits.
- ❖ Poursuite du backreaming jusqu'à la cote 1295m.
- ❖ Les zones travaillées en backreaming sont ramonées systématiquement.
- ❖ Il est à noter que la période de ce travail complexe est de 30 heures de la cote finale (1705m) au droit du sabot du 18"5/8 à 440m.
- ❖ Poursuite de la remontée à l'intérieur de tubage jusqu'à la surface.
- ❖ Dévissage de l'outil de forage (détermination de son usure : 1-0-CT-C-X-I-NO-TD).
- ❖ Récupération de l'inclinomètre (inclinaison 0.5°).

→ La durée de l'opération est 37 heures.

VL3.3.2 Descente de garniture pour contrôle de trou et conditionnement de la boue en vue des mesures de diagaphies :

- ❖ Descente de la garniture avec outil 16" pour contrôle de trou.
- ❖ Filage de 15m de câble de forage au sabot.
- ❖ Poursuite de la descente dans le découvert avec reforage systématique des zones de frottement de 1250m à 1440m.
- ❖ Descente des dernières longueurs avec rotation et circulation.

Introduction

- ❖ Injection d'un bouchon visqueux pour un bon nettoyage de trou et circulation au fond pour conditionnement de la boue.
- ❖ Remontée de la garniture librement au jour pour entamer les mesures de diagraphie.
→ La durée de l'opération est 32.75 heures.

VI.3.3.3 Mesures de diagraphies en vue de la descente du tubage 13" 3/8 :

- ❖ Montage des équipements de diagraphie et démarrage des opérations.
- ❖ Les principaux paramètres mesurés (GR, Sonic, Caliper) sont utiles pour une bonne cimentation du casing 13"3/8.
- ❖ Volume du trou BHV 169.3 m³.
- ❖ Volume annulaire AHV 54.6 m³.
- ❖ Température maximale 69°C.
- ❖ Démontage des équipements de diagraphies pour commencer la descente de tubage.
→ La durée de l'opération est 9.25 heures.

Commentaires :

Lors de cette opération les préparations suivantes ont été faites :

- Vérification de la partie hydraulique des pompes.
- Essai du rendement volumétrique des pompes.
- Préparation et vérification des moyens de levage et de manutention.
- Arrangement final du tubage et mise en place des safety clamps sur les tubes.

VI.3.3.4 Descente de la colonne de tubage (technique) 13"3/8 68# N80 BTC :

- ❖ Installation des moyens (rig up Weatherford équipement ex) pour la descente du tubage (clés automatique - table du tubage- élévateurs).
- ❖ Test du clapet de l'anneau.
- ❖ Descente du tubage 13 "3/8 68# N80 BTC jusqu'à la cote 1085m.
- ❖ Remplacement de l'élévateur par le spider à la cote de sabot 440m (18"5/8).
- ❖ Poursuite de la descente tubage 13"3/8 et descente vers le fond.
- ❖ Descente des 02 derniers joints avec circulation toper le fond pour confirmer la cote du sabot puis ajustage du tubage. (Tête de cimentation au niveau de la table de rotation).
→ La durée de l'opération est 33.5 heures.

Commentaires :

- Lors de la descente du tubage, avant chaque circulation on procède au remplissage du tubage.

Introduction

- Les cotes de remplissage des tubes ont été respectées.
- La tête de cimentation a été à la hauteur prévue dans l'ajustage de la colonne.
- La descente des tubes s'est déroulée normalement sans incident dans le puits ni en surface.
- La passerelle de tubage a été vérifiée et essayée par l'accrocheur.

VL3.3.5 Cimentation de la colonne de tubage (technique) 13"3/8 :

- ❖ Installation de la tête de cimentation et test de la ligne de cimentation à 5000psi
- ❖ Afin de briser les gels, circulation avant l'opération de cimentation au Q : 800 l/min et P : 180 psi sans pertes de circulation
- ❖ Cimentation du tubage 13"3/8 avec ciment classe G :
 - Pompage de 10m³ de spacer.
 - Largage du bouchon inférieur.
 - Pompage de 70.5 m³ de laitier de tête (4.1 m³ d=1.22 sg puis 66.4 m³ d=1.30)
 - Pompage de 11.33 m³ de laitier de queue 1.90 sg.
 - Largage du bouchon supérieur
 - Pompage d'un tampon d'eau de 2 m³.
 - Chasse avec 127.17 m³ de boue avec les pompes de forage au débit de 800l/m.
 - Après pompage de 55 m³ de boue le bouchon inférieur accuse sa perforation par 650 psi.
 - Poursuite du pompage jusqu'au 2 derniers m³ du volume de chasse qui seront assurés par l'unité de cimentation.
- ❖ Après l'accouplage de pression, maintien de cette dernière pour tester la colonne de tubage à 3000 psi durant 15 min sans retour après purge.
- ❖ Démontage de la tête de cimentation et ligne.
→ **La durée de l'opération est 12 heures.**

Commentaires :

- Des échantillons ont été prélevés en cours de cimentation.
- Les densités du laitier injecté étaient homogènes.
- Le pompage s'est déroulé sans discontinuité.
- Le largage des bouchons s'est fait sans difficulté.
- Les niveaux des bacs ont été surveillés en permanence tant qu'en pompage qu'au retour de boue.

VL3.3.6 Montage et tests des BOP et casing spool 13"5/8 5M :

Introduction

- ❖ Suspension de BOP 20"3/4 aux élingues.
- ❖ Placement du casing hanger et ancrage de la colonne cimentée dans la casing head housing 20"3/4 3M x 18"5/8 x 13"3/8 à 135 tonnes.
- ❖ Coupe et chanfreinage de tube de manœuvre a 19 cm du niveau du casing head housing (CHH) 20"3/4.
- ❖ Installation du casing spool 20"3/4 3M x 13"5/8 5M x 9"5/8 et test de ses joints à 1300psi.
- ❖ Installation de spacer , drilling spool et les obturateurs à mâchoires 13"5/8 5M.
- ❖ Attente BOP annulaire 13"5/8 5M , descente 500m de garniture de sécurité dans le puits.
- ❖ Test des pipe rams, chock et kill line, vannes maitresses a 300 psi et 5000psi.
- ❖ Remonter 500m de garniture en surface.
- ❖ Montage et test de BOP annulaire 13"5/8 5M à 300 et 3000 psi.
- ❖ Test pipe rams, blind rams, chock et kill line, vanes maitresses 300psi et 5000psi
- ❖ Montage de tube fontaine et connexion de la goulotte.

→ durée de l'opération est 155 heures.

Commentaires :

- La cave a été nettoyée à fond et ses alentours ainsi que la tête de puits en place avant l'ancrage.
- Tous les moyens nécessaires aux travaux sur tête de puits ont été préparés (clés à frappe, masse, clés à griffe, élingues, manilles,..).
- Les couteaux du coupe tube de la société de service sont de mauvaise qualité et défectueux entraînant une attente de plusieurs heures de retard.
- Les tests des BOP sont réalisés à l'eau claire.
- Les enregistreurs ont notés correctement tout le déroulement de l'opération (diagramme parfait).
- Le tube fontaine installé à un diamètre inférieur au diamètre de BOP annulaire.

VL3.3.7 Descente de la garniture avec outil 12"1/4 pour reforge du ciment et ces équipements (bouchons, anneau, sabot)

- ❖ Dégerbage du BHA de la phase 16", (voir annexe B).
- ❖ Vissage de l'outil PDC 12"1/4 et son BHA, descente la garniture de la phase jusqu'à la cote 1677 m (top de l'anneau), (voir annexe B).

Introduction

- ❖ Reforage de l'anneau, des bouchons supérieur et inférieur du ciment jusqu'à 1 m au-dessus du sabot soit à la cote 1703 m.

VI.3.3.8 Remplacement de la boue :

- ❖ Déplacement de la boue OBM de densité 1.02 sg par une boue OBM de densité 1.55 sg
 - ❖ Reforage du sabot et forage d'un mètre dans la formation.
 - ❖ Circulation et homogénéisation de la boue à la cote 1706m.
- ➔ **La durée de l'opération est 24 heures.**

Commentaires :

- Durant la circulation les mesures de densité étaient presque permanentes durant le cycle.
- Un contrôle permanent du retour de la boue au tamis et aux bacs était assuré par l'accrocheur et le boueur.

VI.3.3.9 Réalisation de test en pression "Shoe Bond Test " (SBT) :

- ❖ Le SBT est réalisé par l'unité de cimentation en pompant de l'eau par l'annulaire à travers la chock line.
- ❖ La ligne de test est connectée au manifold de duses.
- ❖ Les pipe rams et la soupape inférieure de tige d'entraînement sont fermés
- ❖ Les données de test sont mentionnées dans le tableau suivant :

Cote de sabot	Diamètre du trou	Densité de forage	Densité équivalente	Pression de test	Volume pompé	Volume retour
1704 m	12.25"	1.55 sg	1.80 sg	607 psi	2.5 bbl	2.1 bbl

Tableau VI-02 : Données de SBT.

- ➔ **La durée de l'opération est 0.75 heures.**

VI.4 Analyse de la durée de l'interphase 16"x 12"1/4 au puits HRP2 :

VI.4.1 Durée réelle des différentes opérations :

La durée globale de l'interphase 16"x 12"1/4 dans le puits HRP2 était de 304.25 heures dont le détail et la durée de chaque opération sont montrées dans le tableau suivant :

Tableau VI-03 : Division de durée réelle de l'interphase sur les opérations

OPERATION	Durée détaillée (h)	Durée globale (h)	Pourcentage
-----------	---------------------	-------------------	-------------

Introduction

Circulation pour nettoyage	4.5		
Remontée de la garniture de la phase 16"	32.5		
Descente pour contrôle de trou	21		
Circulation	3.5		
Remontée de la garniture de la phase 16" (libre)	8.25	69.75	22.93 %
Logging	9.25	9.25	3.04%
Descente CSG 13"3/8	33.5	33.5	11.01%
Cimentation	12	12	3.94%
Coupe et ancrage du csg 13"3/8	6.75		
Montage des BOP 5M et csg spool 13"5/8 + test	7.25		
Attente de BOP annulaire	133.5		
Montage de BOP annulaire + tests BOP	7.5	155	50.94%
Degerbage BHA 16"	1		
Gerbage et descente BHA 12"1/4	10		
Reforage de ciment et équipements	8.25		
Remplacement de la boue	1.75		
Forage sabot et 1m de formation	1.75	21	6.90%
Circulation pour homogénéiser la boue	1.25	3	0.99%
Shoe Bond Test	0.75	0.75	0.25%
Total	304.25		100%

→ Lecture du tableau :

La durée de l'interphase est trop longue provoque non productif temps (NPT) à cause de certaines anomalies liées aux opérations qui ont pris des durées anormalement élevées, on peut signaler les anomalies suivantes :

- La difficulté rencontrée lors de la remontée de la garniture 16" accusant 32.5 heures, donnant l'obligation d'une nouvelle descente pour le contrôle de trou de 21 heures alors qu'une remontée normale ne prendrait que 8.25 heures
- Le problème rencontré à l'opération de coupe et de chan freinage de tube de manœuvre due à la défaillance de l'instrument de coupe et à sa réparation donnant une immobilisation de 3.25 heures.

Introduction

- l'attente du BOP annulaire 13"5/8 5M causant 133.5 heures d'arrêt fut la plus longue de non productif temps (NPT).

Le pourcentage de chaque opération est montré dans le graphe suivant :

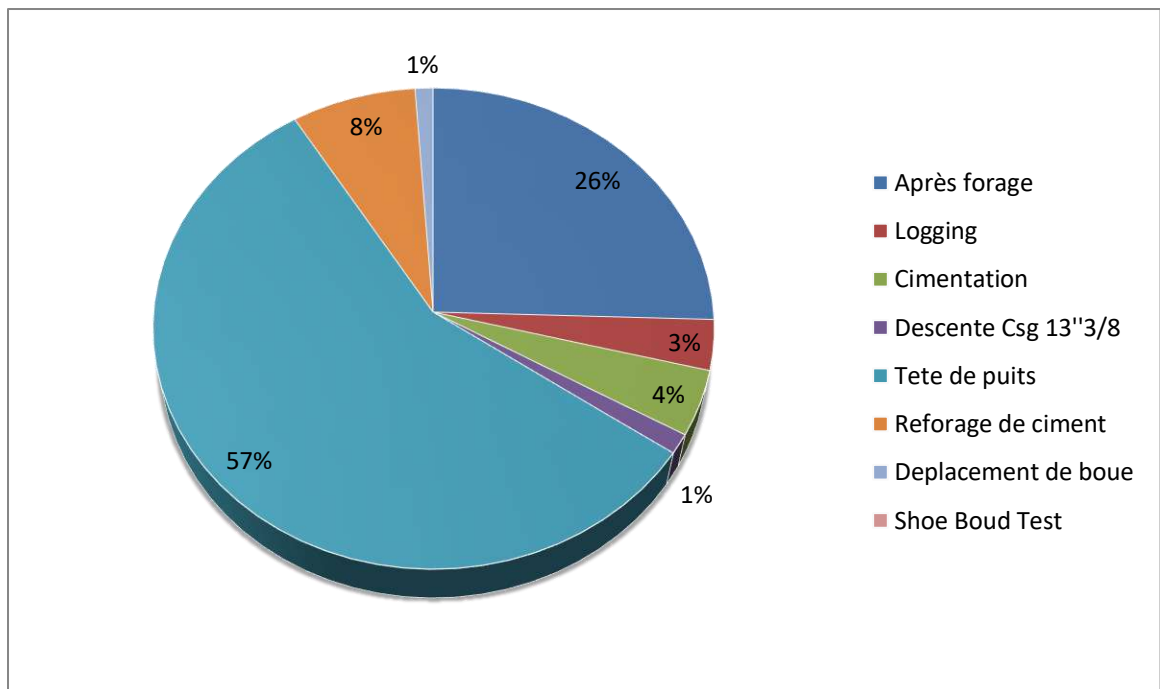


Figure VI-01 : Pourcentage des opérations principales selon la durée globale de l'interphase.

VI.4.2 Durée préventive des différentes opérations :

Afin d'effectuer une comparaison détaillée entre le temps préventif et total on va proposer que le temps théorique de chaque opération est celui de cette dernière si elle s'est déroulée dans des conditions normales sans aucune anomalie ni attente.

Pour cela nous mettons en évidence l'ensemble des propositions suivantes :

- La remontée normale de la garniture prend 8.25 heures.
- Les travaux sur la tête de puits sont déroulés en négligeant le temps de l'attente d'annulaire.
- La coupe du tube de manœuvre est déroulée normalement.
- Le temps des autres opérations est considéré comme théorique.

D'après les propositions précédentes et les calculs des temps on obtient les résultats mentionnés dans le tableau suivant :

Introduction

Tableau VI-04 : Division de durée préventive de l'interphase sur les opérations.

OPERATION	Durée détaillée (h)	Durée globale (h)	Pourcentage
Circulation pour nettoyage	4.5		
Remontée de la garniture de la phase 16"	8.25		
Descente pour contrôle de troue	8.25		
Circulation	3.5		
Remontée de la garniture de la phase 16"	8.25	32.75	25.10 %
Logging	9.25	9.25	7.09%
Descente CSG 13"3/8	33.5	33.5	25.67%
Cimentation	12	12	9.20%
Coupe et ancrage de csg 13"3/8	3.5		
Montage des BOP 5M et csg spool 13"5/8 + test	7.25		
Attente de BOP annulaire	0		
Montage de BOP annulaire + tests BOP	7.5	18.25	13.98%
Degerbage BHA 16"	1		
Gerbage et descente BHA 12"1/4	10		
Reforage de ciment et équipements	8.25		
Remplacement de la boue	1.75		
Forage sabot et 1m de formation	1.75	21	16.09%
Circulation pour homogénéiser la boue	1.25	3	2.30%
Shoe Bond Test	0.75	0.75	0.57%
Total	130.5		100%

Les pourcentages des durées préventives de chaque opération sont montrés dans les graphes suivant :

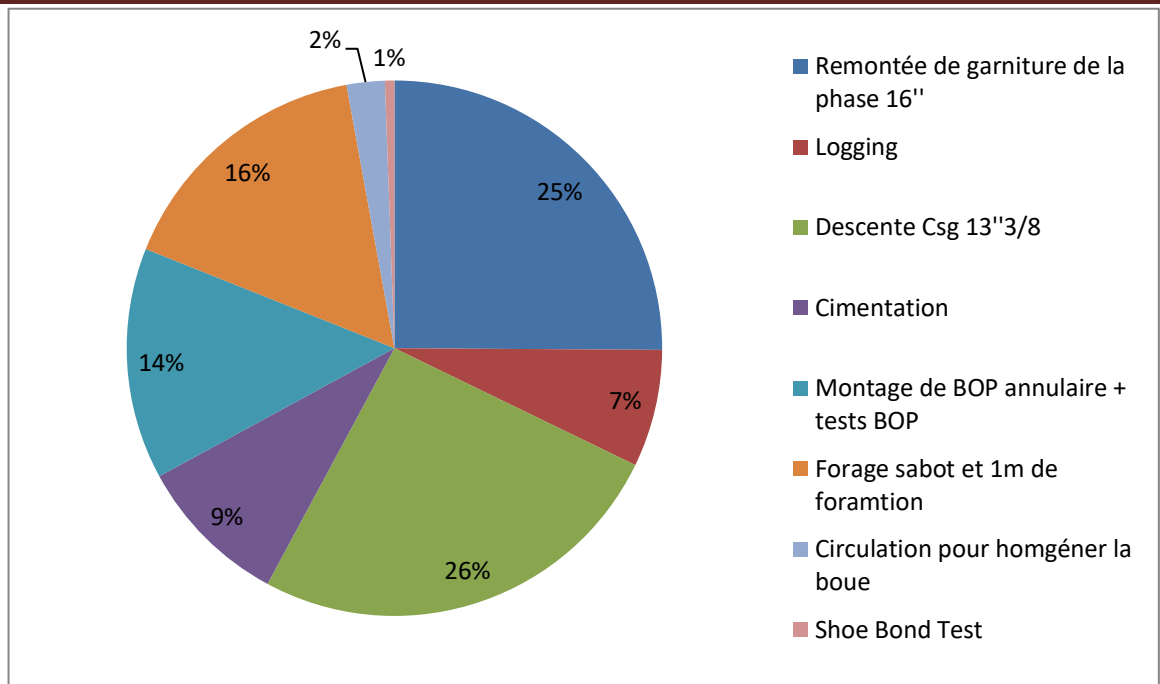


Figure VI-02 : Pourcentages des durées préventives des opérations.

VI.4.3 Comparaison entre la durée réelle et la durée préventive :

La durée réelle de réalisation de l'interphase est 304.25 heures, alors que la durée préventive est 130.5 heures, c'est-à-dire qu'on a enregistré une NPT de 173.75 heures, ce dernier est divisé sur les trois principaux facteurs suivants :

- ➔ Problèmes de trou (37 heures).
- ➔ Problème de coupe du tubage 13''3/8 (3.25 heures).
- ➔ Attente de BOP annulaire 13''3/8 5M (133.5 heures).

D'autre part, le temps alloué à l'interphase d'après le programme de forage est de 107.04 heures, (voir annexe A), alors l'écart total enregistré est de 197.21 heures.

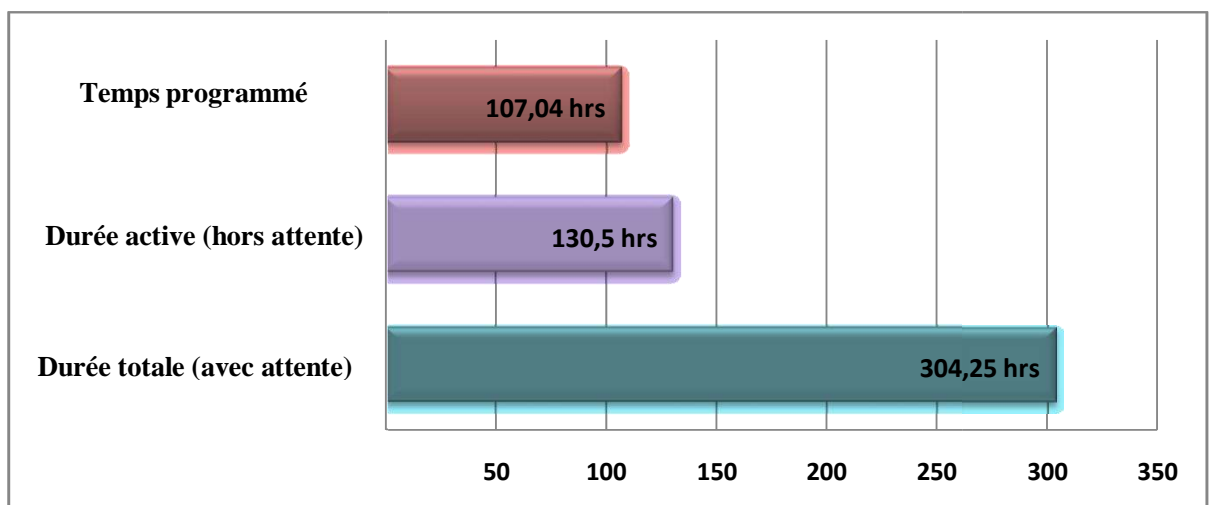


Figure VI-03: Comparaison entre la durée réelle et la durée préventive

Introduction

La comparaison est montrée dans le graphe suivant :

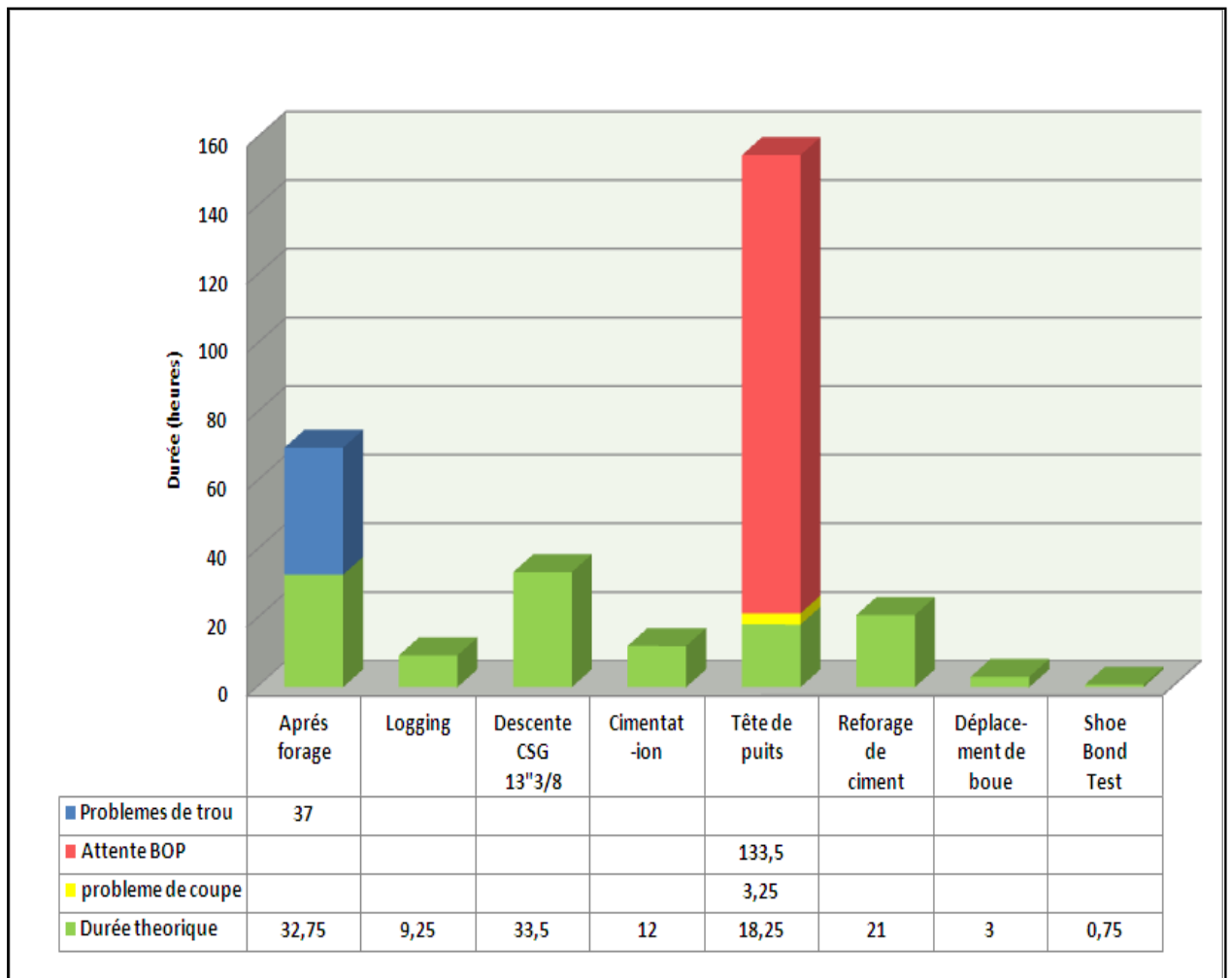


Figure VI-04 : Partition détaillée de temps actif et inactif (heures)

Conclusion et recommandations

Les différentes interphases représentent un pourcentage assez important de temps de réalisation du puits, ce qui implique de bien préparer et organiser les opérations incluent dans les interphases.

La réussite de l'interphase 16" x 12"1/4 au puits HRP2 s'est confrontée par des obstacles dans certaines tâches ; ces problèmes sont :

- ❖ Problèmes de trou pendant la remontée de la garniture, et au contrôle de trou dus à la Formation.
- ❖ Problèmes de coupe du tubage 13"3/8 après son ancrage due au mauvais contrôle et vérification de l'instrument de coupe.
- ❖ Problème d'attente du BOP annulaire 13"5/8 5M devant remplacer les BOP 3M par 5M due à la mauvaise organisation (prévision).

Le temps total de réalisation de l'interphase 16" x 12"1/4 au puits HRP2 est 12.68 jours, alors que la durée programmé était 4.46 jours, le temps perdu nous a écarté d'atteindre un des objectif de puits (NPT < 15%).

A cet effet on a proposé des recommandations pour optimiser les durées de l'interphase prochainement :

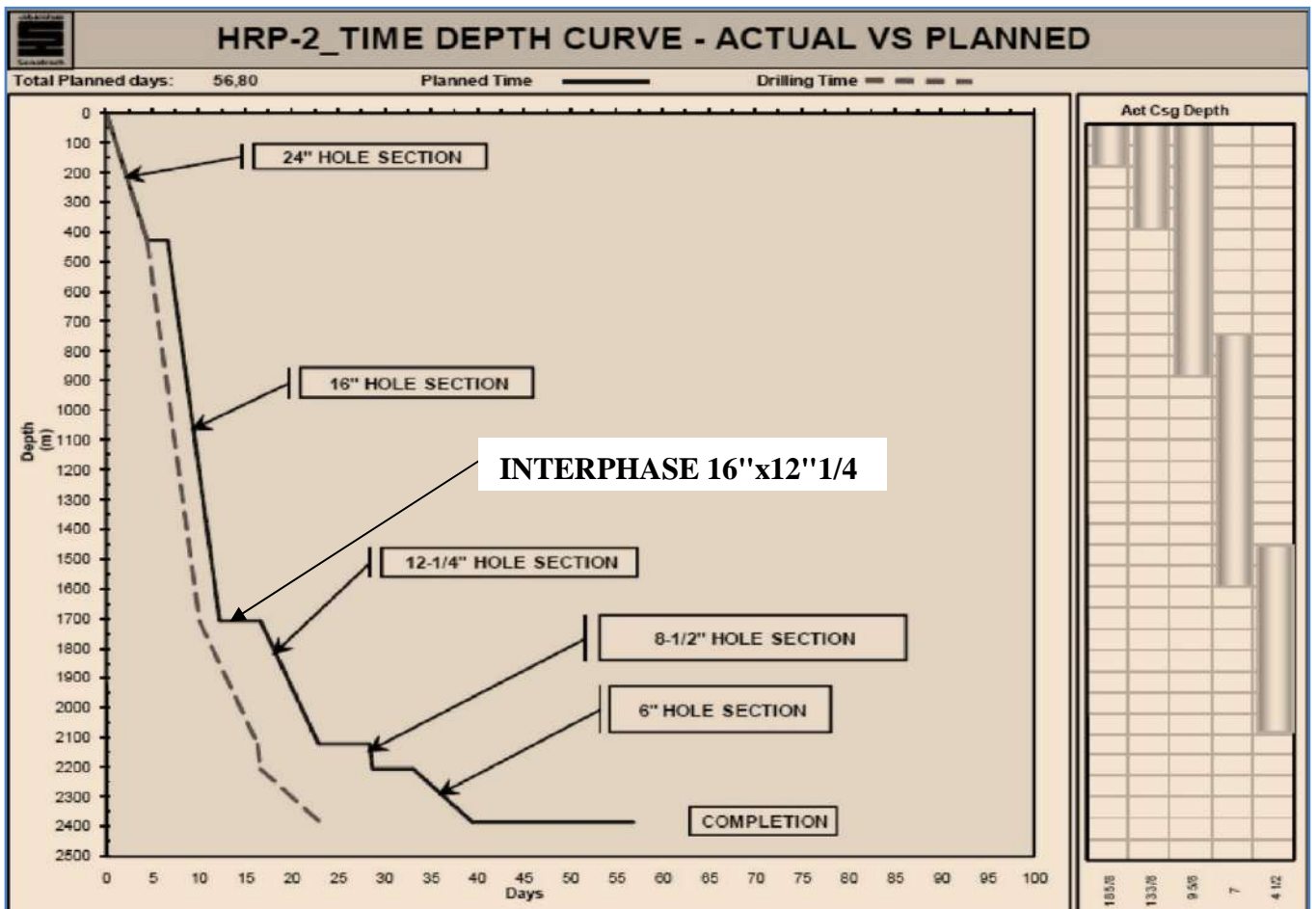
- La dotation permanente individuelle contractuelle des équipements de forage soit respectée (BOP annulaire 13"5/8 5M).
- Les sociétés de service doivent s'assurer du bon fonctionnement et de la fiabilité de leurs équipements avant de les ramener sur l'appareil de forage. un certificat faisant foi.
- Lors du forage et ce afin d'éviter les coincements en cours de remonter dans les zones argileuses il serait souhaitable de ramoner deux fois la longueur tige d'entraînement ;
- Les auxiliaires de la tête de puits soit chock manifold et torche seront testés au même titre que les autres éléments (BOP, drilling spool...).
- Les équipements utilisés pour la descente du tubage seront préparés durant l'opération électrique (logging).

Bibliographie

- [1] - DADDOU.M et SLIMANI.A. ‘’ Formation Industrie d'ingénieurs en forage. Modules M1.’’, Sonatrach division forage, mars 2004.
- [2] - NGUYEN Jean-Paul. ‘’Technique d'exploitation pétrolière - le forage.’’, Institut Française Du Pétrole, 1993.
- [3] - Abdoulaye AMADOU, ‘’Contribution à la surveillance d'un processus de forage pétrolière’’, Thèse Doctorat, L'Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, 31 mars 2010.
- [4] - IFP Training , ENSPM Formation Industrie ; « Les fluides de forage » , ENSPM. Formation Industrie : Forage • Production • Gisement , © Copyright 2006
- [5] - Editions technip 27 rue ginoux 75737 paris cedex 15 (chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et de gaz naturel) COMPLETION ET RECONDITIONNEMENT DES PUITES programme et modes opératoires.
- [6] - Pr DOBBI Abdelmadjid, ‘’ Le Forage Pétrolier-Techniques et Procèdes’’.
- [7] - Formation techniciens de production T.P.S 2006 module B cours N 2.
- [8] - Equipemnts de test & completion prepared by Elfakeur.A.S 05/12/2017.
- [9] - DIVISION FORAGE Département RHU ModulF.F.F les fluides de completion SONATRACH M. DADDOU juillet 09
- [10] - Oshi,S.D.:‘‘HorizontalWell Technology,’’ Students’Book.PennwellPublishing company, Tulsa, Oklahoma.
- [11] - Renpu W, Well Completion Mode selection, chapter 2, in Advanced Well completion Engeneering, 3éme Edition, Elsevier Inc 2011.
- [12] - A.SLIMANI ; SONATRACH , division forage ; « MODULE M2 » ; juin 2006
- [13] - J.C.L ; SONATRACH ; « PROCEDURES GENERALES LOT / SBT / TEST DE FORMATION » Visa :DRMD M.BENYOUCEF, Approbation: FOR S.KLOUL , Révision n°: 2 ,Section : 6 , , juin 1998
- [14] - I.HADJOU ; SONATRACH , Programme de forage du puits HRP2, « Drilling program final » , Août 2013

[15] - SONATRACH ; « Procédures de réalisation des interphases champ de HASSI
MESSAOUD » Préparé par: ING / DRMD , Visa: DRMD ; Approbation: FOR ; Révision N°:
0 , Mars 2004

Annexe A : Temps prévu de réalisation du puits HRP 2



Annexe B : BHA des phases 16" et 12"1/4

BHA de la phase 16"

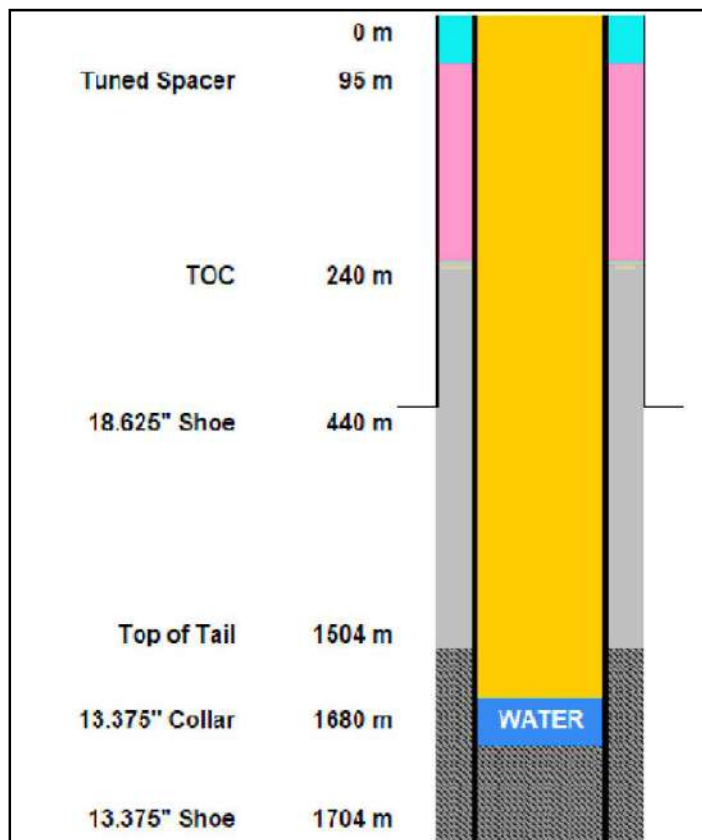
Section Type	Nbr of Joints	OD (in)	ID (in)	Length (m)	Weight (kg/m)	Bouy Wt. (t)	Cuml Bouy Wt (t)	Cuml Length (m)	
Drill Pipe	9	5,000	4,276	1452,60	32,62	41,22	87,07	1708,00	
Heavy Weight	8	5,000	3,000	55,80	73,95	3,59	45,85	255,40	
XO	1	8,000	2,813	1,00	223,04	0,19	42,28	199,60	
Drill Collar	2	8,000	2,813	18,60	223,04	3,61	42,06	198,60	
Drilling Jar	1	8,000	2,813	9,20	223,04	1,79	38,48	180,00	
Drill Collar	15	8,000	2,813	139,50	223,04	27,07	36,67	170,80	
X/O	1	9,500	3,000	1,00	323,11	0,28	9,60	31,30	
Drill Collar	1	9,500	3,000	9,30	323,11	2,61	9,32	30,30	
Stabilizer 15-15/16"	1	9,500	3,000	2,40	403,88	0,84	6,70	21,00	
Drill Collar	1	9,500	3,000	9,30	323,11	2,61	5,86	18,60	
Stabilizer 15-15/16"	1	9,500	3,000	2,40	403,88	0,84	3,25	9,30	
Drill Collar	1	9,500	3,000	4,00	323,11	1,12	2,40	6,90	
NB Stabilizer 15-15/16"	1	9,500	3,000	2,40	403,88	0,84	1,28	2,90	
Bit	1	18,000	NA	0,50	1000,00	0,44	0,44	0,50	
Mud Weight (sg)		1,02						Buoyancy = 0,870	

BHA de la phase 12"1/4

Section Type	Nbr of Joints	OD (in)	ID (in)	Length (m)	Weight (kg/m)	Bouy Wt. (t)	Cuml Bouy Wt (t)	Cuml Length (m)
Drill Pipe	9	5,000	4,276	1894,70	32,62	49,59	86,63	2122,00
Heavy Weight	6	5,000	3,000	55,80	73,95	3,31	37,04	227,30
XO	1	8,000	2,813	1,00	223,04	0,18	33,73	171,50
Drill Collar	2	8,000	2,813	18,60	223,04	3,33	33,55	170,50
Drilling Jar	1	8,000	2,813	9,20	223,04	1,65	30,22	151,90
Drill Collar	12	8,000	2,813	111,60	223,04	19,98	28,57	142,70
X/O	1	9,500	3,000	1,00	323,11	0,26	8,60	31,10
Drill Collar	1	9,500	3,000	9,30	323,11	2,41	8,34	30,10
Stabilizer 12-7/32"	1	9,500	3,000	2,40	403,88	0,78	5,93	20,80
Drill Collar	1	9,500	3,000	9,30	323,11	2,41	5,15	18,40
Stabilizer 12-7/32"	1	9,500	3,000	2,40	403,88	0,78	2,74	9,10
Short DC	1	9,500	3,000	4,00	323,11	1,04	1,98	8,70
NB Stabilizer 12-7/32"	1	9,500	3,000	2,40	403,88	0,78	0,92	2,70
Bit	1	12,250	NA	0,30	800,00	0,14	0,14	0,30
Mud Weight (sg)	1,55						Buoyancy = 0,803	

Annexe C : Détails de cimentation de tubage 13"3/8

Schéma de cimentation



Temps de pompage

Nr.	Fluid		Volume	Rate	Time	Interval (M)		Density	Hyd. Pressures	
			m ³	m ³ /min	hr:min	Top	Bottom	s.g.	(psi)	E.M.W.
1	OBM Mud	oc	N/A	N/A	N/A	0	95	1.02	137	1.02
2	Tuned Spacer	oc	10	0.8	0:12	95	240	1.20	383	1.12
3	Lead Slurry DH	oc	66.4	0.8	1:23	240	1504	1.30	2705	1.27
4	Tail Slurry	oc	9.5	0.8	0:11	1504	1704	1.90	3244	1.34
5	Shoe Slurry	ic	1.87	0.80	0:02:21	1680	1704	1.90	2457	1.02
6	Water	ic	2.0	0.8	0:02	1659	1680	1.00	2392	1.01
7	OBM Mud	ic	127.17	0.8	2:39	26	1659	1.02	2361	1.00
8	OBM Mud	ic	2	0.4	0:05	0	26	1.02	37	1.02
oc = Exterior Casing, ic = Interior Casing			Total Time		4:36	Hydrostatic Difference (oc - ic)		719	0.30	

Interphase 16" X 12"1/4

2 Interphase 16" X 12"1/4 :

N°	Chronologie des Opérations	Cadence ou temps prévus	Tâches principales à effectuer
1	Remontée des tiges et échange des stabilisateurs 16" par les 12"1/4	350 m/h	-Descendre les IBS 16" et outil 16" du plancher
2	Montage du matériel de descente tubage 13"3/8 de la société de forage		<ul style="list-style-type: none"> -Vider la cave -Flexible d'eau prêts pour nettoyage de la cave -Flexible d'eau prêts sur le plancher -Ajuster la stabbing board: sécurité au mât vérifiée -Changer les bras de levage (links) -Grue disponible et prête pour manutention des clés de serrage -Flexible de ligne de boue prêt et connecté pour remplir le tubage à la descente -Barite, gas oil, chiffons et brosses métalliques sur le plancher -Bakerlock et graisse à tubage sur le plancher -Centreurs souples complets avec clous sur le plancher -Protecteurs de filetage prêts pour la manutention des tubes vers le plancher -Panier pour travail en hauteur facilement accessible -Treuil de levage du panier à personnel opérationnel -Tête de circulation 13"3/8 sur le plancher
3	Montage des clés de tubage et du système de remplissage automatique		<ul style="list-style-type: none"> -Positionnement des clés, élévateur à porte, spider élévateur, système de remplissage automatique du tubage à côté du rig : -Elingues, manilles prêtes pour levage immédiat vers le plancher -Vérin pour réglage en hauteur de la clé hydraulique suspendue en position correcte dans le mât -Faire un safety meeting

Interphase 16" X 12"1/4

N°	Chronologie des Opérations	Cadence ou temps prévus	Tâches principales à effectuer
4	Descente du tubage 13"3/8 72# P110 BTC jusqu'au sabot 18"5/8 optimum torque = 9000 lbs.ft	à 500 m 110 m/h	-Vérifier que le clapet anti-retour du sabot et du float collar sont fonctionnels -Remplir à chaque descente de tube avec le remplissage automatique, sinon tous les tubes -Vérifier s'il y a des pertes en cours de descente
5	Changement de l'élévateur à porte par le spider élévateur		-Grue disponible et prête pour manutention du spider élévateur vers le plancher et descente de l'élévateur à porte
6	Continuation de la descente du tubage 13"3/8 72# P110 BTC	110 m/h avec 2300 m d'open hole	
7	Descente des 3 derniers joints en circulation		-Toucher le fond avant ajustement de la colonne au plus près du fond
8	Démontage de la tête de remplissage automatique		-Descendre la tête de remplissage automatique du plancher
9	Démontage des clés de tubage		-Grue disponible et prête pour descendre les clés automatiques du plancher
10	Montage de la tête de cimentation 13"3/8 et de la ligne de cimentation		-Tête de cimentation 13"3/8 sur le plancher -Colliers de sécurité et ligne de sécurité en place pour la ligne de cimentation
11	Circulation avant la cimentation		-Vérifier que le temps de circulation et débit prévus sont conformes au programme de cimentation
12	Test en pression des lignes de cimentation à 4000 psi		-Zone de sécurité autour de la ligne de test en pression
13	Pompage du Chemical wash, brine, mixage et pompage des laitiers de tête et de queue		-Vérifier le retour à la goulotte
14	Déplacement des laitiers avec la boue à l'huile		-Vérifier que le débit de pompage est conforme au programme de cimentation
15	Bump plug & test en pression de la colonne à 3250 psi		-Vérifier aucun retour après purge -Commencer à conditionner la boue pour la phase suivante à d=1,90 sg

Interphase 16" X 12"1/4

N°	Chronologie des Opérations	Cadence ou temps prévus	Tâches principales à effectuer
16	Soulever les BOP 21"1/4 2000 psi	}	-Nettoyage de la cave -Prévoir un câble pour le centrage du tubage 13"3/8 dans le spool 20"3/4 -Casing hanger 13"3/8 prêt pour mise en place (avec 2 planches servant de support)
17	Pose de la colonne :as cemented		-Noter le poids au crochet avant ancrage
18	Découpe et chanfreinage du joint de pose à 16 cm		-Matériel pour la coupe du landing joint prêt
19	Dégerbage du joint de pose		-Evacuation du landing joint
20	Démontage des BOP 21"1/4 2000 psi		-Evacuation des BOP 21"1/4 2000 par le portique
21	Montage de la casing spool 20"3/4 x 13"5/8 5M		-Elinguer la casing spool avec manilles afin d'obtenir un bon centrage et faciliter l'engagement du joint d'étanchéité sur le tubage 13"3/8
22	Test en pression de la casing spool à 1350 psi		-La pompe manuelle doit être prête pour effectuer ce test
23	Montage des BOP 13"5/8 5000		-Elinguer les BOP 13"5/8 5000 sous le portique (BOP handling system)
24	Gerbage du tester cup 13"3/8		-Tester cup 13"3/8 sur le plancher -Enlever le bouchon du test port et déposer la check valve du casing spool 13"5/8 X 20"3/4
25	Test en pression des BOP : Hydril 2500 psi Pipe rams & Kill + Choke lines + Master valves + Check valve à 3000 psi Test de fonctionnement des blind rams		-Arrivée d'eau prête sur le plancher pour remplissage BOP -Unité de cimentation prête et connectée pour test BOP
26	Dégerbage du tester cup 13"3/8		-Descendre le tester cup 13"3/8 du plancher et le stocker -Remettre la check valve et le bouchon du casing spool 13"5/8 X 20"3/4 -Connecter les sorties du manifold de duses : sortie dégazeur / sortie bourbier / sortie torche
27	Descente de l'outil PDC 12"1/4 avec la BHA en gerbant la nouvelle coulisse		-Outils et stabilisateurs sur le plancher prêts pour la descente
28	Forage du shoe track & changement de la boue à l'huile par la boue à l'huile lourde pendant le forage ciment	-Procéder à un exercice de circulation sous duses avant reforage ciment -Bit engineer sur le plancher pour le reforage des équipements	

Note : le choke manifold est testé en temps masqué.