

N° d'ordre :

N° de série :

REPUBLIQUE ALGERIANNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA



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

Département de Forage et Mécanique des chantiers pétroliers

Mémoire de Fin d'étude

MASTER PROFESSIONNEL

Spécialité : Forage

Présenté par :

MEZZAR Abderrezzak LAGRAA Khaled

Thème

**Analyse et étude de l'interphase
16" x 12"1/4 dans le champ de
Hassi R'mel - cas de puits HRP2**

Soutenu le : 22 / 05 / 2016

Devant le jury :

MEBROUK Ridha	(Docteur)	U. K. M. OUARGLA	Président
TOUAHRI Abdeldjebar	(MCB)	U. K. M. OUARGLA	Encadreur
BOUKSANI Mohammed	(MCA)	U. K. M. OUARGLA	Examineur

Année Universitaire : 2015 / 2016

Remerciements

En premier lieu, nous remercions le Tout Puissant ALLAH, notre créateur qui nous a donné la force d'accomplir ce travail et nous a guidé.

Nous tenons à remercier vivement, le chargé du suivi de ce travail, Monsieur Dr. TOUAHRI ABDEL DJEBAR pour ses encouragements, ses conseils précieux et sa disponibilité.

Ainsi qu'au personnel de l'appareil TP130, en particulier le superviseur M. HADDAR

Nous présentons nos chaleureux remerciements aux enseignants du Faculté des hydrocarbures « Département forage et mécanique de chantier pétrolière » pour leurs aides et orientations durant notre formation.

Et à tous ceux qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Abderrezzak & Khaled

Dédicaces

Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A mes sœurs et mes frères.

A toute ma grande famille,

A tous mes amis et particulièrement mes collègues de la promotion « MASTER Forage –MAI 2016 » pour leurs fraternités et esprit de groupe.

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme MEZZAR Abderrezzaq,

Khaled.

Dédicaces

Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A mes sœurs et mes frères.

A toute ma grande famille, MEZZAR

A tous mes amis et particulièrement mes collègues de la promotion pour leurs fraternités et esprit de groupe.

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme LAGRAA Khaled.

Abderrezzak

Table des Matières

Liste des abréviations	
Liste des tableaux	
Liste des figures	
Liste des annexes	
Introduction générale	1
Chapitre 1 : Présentation générale	
1.1 : Présentation du champ de Hassi R'mel.....	2
1.1.1 : Situation Géographique.....	2
1.1.2 : Colonne stratigraphique du Champ Hassi R'mel.....	3
1.2 : Présentation du puits HRP 2	4
1.2.1 : Données de puits	4
1.2.2 : Objectifs du puits	4
1.3 : Programme de forage.....	5
1.3.1 : PHASE 24".....	5
1.3.2 : PHASE 16".....	7
1.3.3 : PHASE 12"1/4.....	9
1.3.4 : PHASE 8"1/2.....	11
1.3.5 : PHASE 6".....	12
Chapitre 2 : Opérations incluent dans l'interphase	
2.1 : Diagraphies (logging).....	13
2.1.1 : Définition.....	13
2.1.2 : But des diagraphies.....	14
2.1.3 : Les paramètres mesurés.....	15
2.2 : Tubage.....	16
2.2.1 : Le but de l'opération de tubage.....	16
2.2.2 : Les différentes colonnes de tubage.....	16
2.2.3 : Habillage d'une colonne de tubage.....	19
2.2.4 : Caractéristiques des tubes.....	19
2.2.5 : Coefficients de sécurité	21
2.2.6 : La descente des tubes.....	22
2.3 : Cimentation.....	22
2.3.1 : Buts de la cimentation	22
2.3.2 : Différents types de cimentation	23
2.3.3 : Fluide intermédiaire (spacer).....	24
2.3.4 : Les équipements de la cimentation	24
2.3.5 : Réalisation de la cimentation	27

2.4 : La tête de puits.....	28
2.4.1 : Rôle de la tête de puits.....	28
2.4.2 : Différents constituants.....	28
2.4.3 : Les obturateurs.....	31
2.4.4 : Test des obturateurs.....	32
2.5 : La boue de forage.....	33
2.5.1 : Rôle de la boue de forage.....	34
2.5.2 : Le remplacement de la boue	35
2.6 : Shoe bond test (SBT).....	36
2.6.1 : La réalisation d'un SBT.....	36
2.6.2 : Règles de base d'un SBT	37

Chapitre 3 : Analyse de l'interphase 16" x 12"1/4 au puits HRP2

3.1 : Préparation de l'interphase 16" x 12"1/4.....	38
3.1.1 : Tubage et accessoires.....	38
3.1.2 : Cimentation & consommables.....	39
3.1.3 : BOP et tête de puits.....	39
3.1.4 : Boue de forage.....	39
3.2 : Chronologie des opérations de l'interphases 16"x 12"1/4 (cas du puits HRP2).....	40
3.2.1 : Remontée de la garniture en vue d'un contrôle de trou.....	40
3.2.2 : Descente de garniture pour contrôle de trou	41
3.2.3 : Mesures de diagraphies en vue de la descente du tubage 13"3/8.....	41
3.2.4 : Descente de la colonne de tubage 13"3/8 68# N80 BTC.....	42
3.2.5 : Cimentation de la colonne de tubage (technique) 13"3/8.....	42
3.2.6 : Montage et test des BOP et casing spool 13"5/8 5M.....	43
3.2.7 : descente de la garniture avec outil 12"1/4 pour reforage du ciment	44
3.2.8 : Remplacement de boue.....	44
3.2.9 : Réalisation de test en pression "Shoe Bond Test " (SBT).....	45
3.3 : Analyse de la durée de l'interphase 16"x 12"1/4 dans le puits HRP2.....	45
3.3.1 : Durée réelle des différentes opérations avec attente	45
3.3.2 : Durée active des différentes opérations hors attente	47
3.3.3 : Comparaison entre la durée réelle et la durée active	49
Conclusion et Recommandations.....	51

Bibliographie

Annexe

Liste des abréviations

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 Diamètre

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

Liste des tableaux

Tableau 1.1 : Données de puits HRP2.....	04
Tableau 1.2 : Les paramètres de forage de la phase 24".....	05
Tableau 1.3 : Les paramètres de forage de la phase 16".....	07
Tableau 1.4 : Les paramètres de forage de la phase 12"1/4.....	09
Tableau 1.5 : Les paramètres de forage de la phase 8"1/2.....	11
Tableau 1.6 : Les paramètres de forage de la phase 6".....	12
Tableau 1.7 : Le carottage de la phase 6".....	12
Tableau 2.1 : Jeu API (mandrin / tubage).....	20
Tableau 3.1 : Données de Shoe Bond Test.....	44
Tableau 3.2 : Division de durée réelle de l'interphase sur les opérations.....	45
Tableau 3.3 : Division de durée théorique de l'interphase sur les opérations.....	47

Liste des figures

Figure 1.1 : Situation géographique du champ de Hassi R'mel.....	2
Figure 1.2 : coupe stratigraphique et différentes phases de forage du puits HRP 2.....	3
Figure 1.3 : schéma de BOP a la fin de la phase 24".....	6
Figure 1.4 : schéma de BOP a la fin de la phase 16".....	8
Figure 1.5 : schéma de BOP a la fin de la phase 12"1/4.....	10
Figure 2.1 : Exemple d'un Log.....	13
Figure 2.2 : Mise en œuvre des sondes de mesure.....	13
Figure 2.3 : Ensemble des méthodes de diagraphies.....	14
Figure 2.4 : schéma des différentes colonnes de tubage.....	17
Figure 2.5 : Sabot.....	18
Figure 2.6 : Anneau de retenu.....	18
Figure 2.7 : Unité de cimentation et silos de stockage.....	24
Figure 2.8 : tête de cimentation	25
Figure 2.9 : bouchons de cimentation	25
Figure 2.10 : Schéma de fonctionnement de l'Unité de cimentation.....	25
Figure 2.11 : Casing head	27
Figure 2.12 : Obturateur annulaire	30
Figure 2.13 : Obturateur à mâchoires	31
Figure 2.14 : Cycle de boue	33
Figure 3.1 : mesure et numérotation de tubage	37
Figure 3.2 : Pourcentage des opérations principales selon la durée globale de l'interphase...	46
Figure 3.3 : Pourcentages des durées actives des opérations.....	47
Figure 3.4 : Comparaison entre la durée réelle et la durée active.....	48
Figure 3.5 : Partition détaillée de temps actif et inactif (pourcentage)	48
Figure 3.5 : Partition détaillée de temps actif et inactif (heures)	49

Liste des annexes

Annexe A : Temps prévu de réalisation du puits HRP2 ;

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

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

Annexe D : Procédures SONATRACH pour l'interphase 16" x 12"1/4 .

Introduction générale

Les hydrocarbures sont la source d'énergie la plus utilisée dans le monde, et pour extraire ces hydrocarbures des réservoirs souterrains et les exploiter, il est nécessaire de passer par plusieurs étapes parmi eux le forage qui joue un rôle primordial pour la bonne exploitation des hydrocarbures.

Le forage d'un puits nécessite une suite chronologique d'opérations suivant programme préalablement élaboré, ce programme est devisé en plusieurs phases dont le but est de parvenir l'objectif avec un prix de reviens minimum. La plus grande partie de ce prix est directement proportionnelle au temps.

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.

Notre objectif de travail est d'étudier et analyser l'interphase 16" x 12"1/4 afin de minimiser la durée de réalisation des opérations et optimiser la durée des opérations prochainement pour assurer la réalisation du puits avec la moindre des coûts et de temps minimal.

Donc le présent travail a pour but de déterminer les durées des différentes d'opérations lors une interphase, et en évaluent les opérations et les problèmes qui ont causé les pertes de temps.

Pour cela le mémoire est subdivisé suivant la structure suivante :

- Introduction générale
- Chapitre I : Présentation générale du champ et du puits
- Chapitre II : Enumération et description des différentes opérations incluent dans l'interphase
 - Chapitre III : Déroulement et analyse de l'interphase 16" x 12"1/4 dans le puits HRP2
- Conclusion et recommandations

Chapitre 1

Présentation générale

CHAPITRE 1: PRESENTATION GENERALE

1.1. PRESENTATION DU CHAMP HASSI R'MEL

1.1.1 Situation géographique

Le champ de Hassi R'Mel, dont la découverte remonte à 1956, est situé à environ 500 Km au sud d'Alger entre les villes de Laghouat et Ghardaïa. À une altitude moyenne de 760 m environ sur un vaste plateau rocailleux où la végétation est faible et composée de buissons et de pistachiers sauvage.

Le climat est caractérisé par une faible pluviométrie (100 mm/an) et une humidité moyenne de 19 % en été et 34 % en hiver, avec une amplitude thermique très importante variante entre -5° (hiver) et 45° (été).

Il est l'un des premiers gisements de gaz naturel, avec des réserves initiales estimées plus de 3000 milliards de m³ standard, liés à une structure de dimensions

80 Km sur 60 Km. Il a un anneau d'huile dans le périphérique Est.

Le gisement de Hassi R'mel présente une forme elliptique. Orientée Sud-Nord /Nord-Est, il s'étend sur une superficie de 3500 Km², (70Km du Nord au Sud et 50 Km d'Est en Ouest).

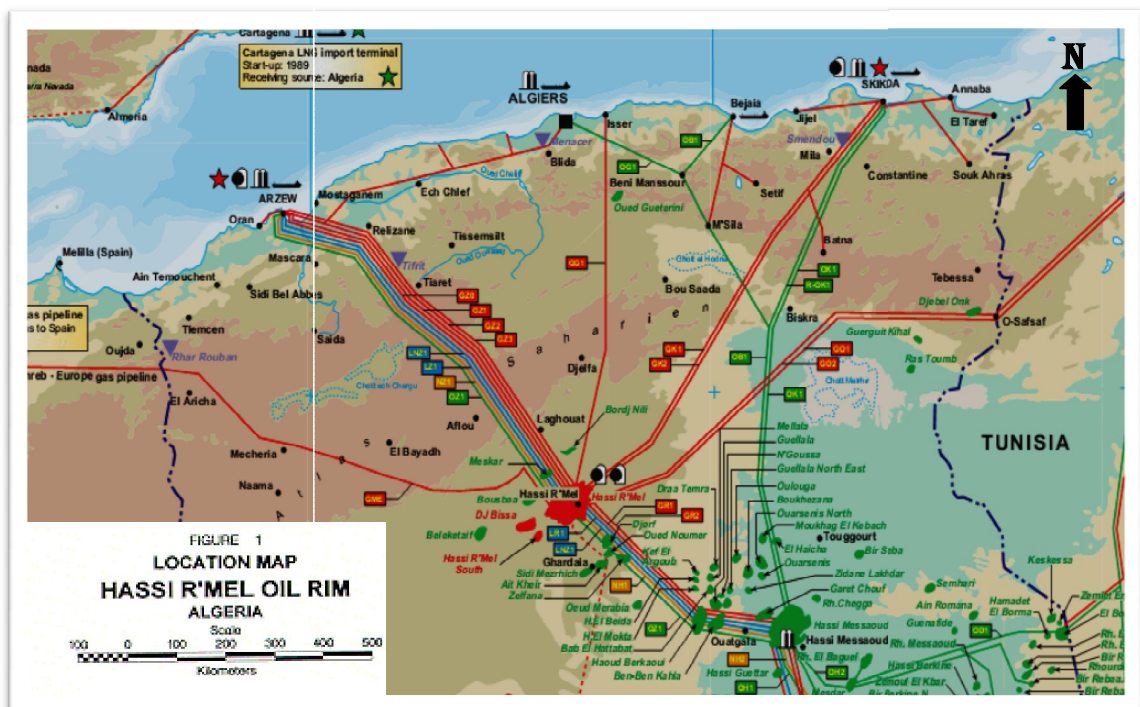


Fig 1.1 : Situation géographique du champ de Hassi R'mel

1.1.2 Colonne stratigraphique du Champ Hassi R'mel

SONATRACH/AMT Division EXPLORATION			PREVISIONS STRATIGRAPHIQUE DE FORAGE Hassi R'mel Profond-2 (HRP-2)								
COORDONNEES Géographiques: X=03°19'06.48" Y=32°59'46.14" UTM (Fuseau 31) : X=529752.11 Y=3650630.21 Zs = 762m Xline 1013 In/line 2761											
PREVISIONS GEOLOGIQUES						PROGRAMMES					
AGE	Profond(m)/ Zs=762m	Côte absolue (m)	ETAGE	STRATIGR	LITHOLOGIE	Epais. (m)	DEPTH RT	Carotte test	Tubage Cimentation	BOUE	DIAGRAPHIES
CRETACE	0	762	Turonien		Grés fin à moy et silt ciment argilo-carbonaté	64	8	427m	24" x 18 5/8"	Bentonitique 1,05-1,08 sg	10 m dans néocomien
	64	698	Cénomanién		Dolomies dures passant à dolomie-calcaire	90	72				
	154	608	Albien		Grés fins à moyens argileux à intercalations d'argile plastique et de sable grossier à la base.	197	162				
	351	411	Aptien		Argile dolomitique et dolomie	24	359				
	375	387	Barremien		Sable fin à moyen avec passées d'argile et dolomies gresueuse	34	383				
	409	353	Néocomien		Argiles pâteuse et passées de calcaire grés et dolomie	274	417				
JURASSIQUE	683	79	Malm		Argile plastique + dolomie +anhydrite+ grés +calcaire, trace de lignite et pyrite	555	691	1708m	16" x 13 3/8"	OBM 1,02 sg	10 m dans Lias anhydritique
	1238	-476	Argileux	DOGGER	Argile indurée gréseuse passées de dolomie trace de lignite et pyrite	180	1246				
	1408	-646			Lagunaire	Calcaires passées et fine passées dolomitiques, trace lignite et pyrite	87				
	1505	-743	Lias marneux	LIAS	Marnes tendre feuilletée, passées d'argiles carbonatés et calcaires	115	1513				
	1620	-858	Lias carbonaté		Dolomie calcaire marneux dur	70	1628				
	1690	-928	Lias anhydritique		Dolomie passées de calcaire marneux dur et d'anhydrite	69	1698				
	1759	-997	Salifère S1+S2		Anhydrite massive, fines passées d'argile et sel massif à la base avec passées d'argile	230	1767				
	1989	-1227	Salifère S3	Sel massif translucide et passées d'argiles présence d'anhydrite et dolomie	70	1997					
	2059	-1297	Argileux supérieur	Argile plastique, salifère et dolomie dure	15	2067					
	2074	-1312	D2	Dolomie calcaire	5	2082					
2079	-1317	Argileux inférieur.		Argile brun rouge indurée, anhydritique à fines passées dolomitiques	40	2087	2122m	12 1/4" x 9 5/8"	OBM 1,54-1,56 sg	35m dans TRIAS Argileux inférieur.	
2119	-1357	T2(A)	Grés brun gris, fin, silteux, argilo carbonaté et anhydritique	23	2127						
2142	-1380	T1(B)	Grés brun gris, fin, silte-argileux, carbonaté et anhydritique	30	2150						
2172	-1410	T1(C)	Grés gris blanc mal classé, moyen, argilo-anhydritique.	25	2180						
CAMBRIEN	2197	-1435	Ri	Grés gris blanc brun fin à moyen, quartzite et chlorite, passées d'argile gris claire silteuse	50	2205	2205m	8 1/2" x 7"	OBM 1,15-1,18 sg	au top CAMBRIEN	
	2247	-1485	Ra	Grés gris blanc fin à moyen, quartzite et chlorite passées d'argile silteuse	134	2255					
TD	2381						TD 2389m	6" x 4 1/2"			

Fig 1.2 : Coupe stratigraphique et différentes phases de forage du puits HRP 2

N.B.: avant le top du CAMBRIEN, se trouve une couche argileuse (série inférieure) d'épaisseur de 20m (de 2198m à 2218m) qui sépare les réservoirs C et Ri.

1.2 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 [2], les données de puits sont dans le tableau suivant :

Nom	HRP2
Champ	HASSI R'MEL
Bloc	435
Bassin	OUED M'YA
Coordonnées UTM	X: 529 752.11 m Y: 3 650 630.21 m
Coordonnées Grid	Zs = 749.5 m Zt=757.5 m
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

Tableau.1.1. Données de puits HRP 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.

1.3. PROGRAMME DE FORAGE

Le programme de forage du puits HRP2 comprend les 5 phases suivantes :

1.3.1 PHASE 24"

Le but principal de cette phase est d'isoler les formations fragiles de surface, isoler l'Albien et avoir une bonne cimentation de tubage pour forer la section de 16 "[2].

Le tubage 18"5/8 de surface doit être posé ± 10 m dans l'Aptien.

a) Paramètres de forage

Interval	WOB (t)	RPM	FLOW (l/mn)
0 – 30m	0 (jet de boue)	50 - 70	1000
30 – 440m	5 – 15	70 - 90	3000

Tableau.1.2. Les paramètres de forage de la phase 24"

b) La boue de forage

Dans cette phase on utilise une boue bentonitique qui convient aux formations fragiles et peu consolidées parce qu'elle doit :

- Minimiser les risques des pertes par filtration et les coincements dus au retombées des formations non consolidées de surface.
- Assurer un bon nettoyage du fond et une bonne suspension des déblais.
- Avoir un trou stable pour descente et cimentation du tubage 18"5/8.

Caractéristiques de la boue:

Densité : $1.05 \text{ sg} \leq \text{db} \leq 1.08 \text{ sg}$

Yield point: $35 \leq Y_p \leq 50 \text{ lb}/100\text{ft}^2$.

Viscosité plastique : $V_p = \text{ALAP}$.

Viscosité : 60 – 80 sec

c) La colonne de tubage

La colonne 18" 5/8 J55 87.5# est dite de surface, elle permet de :

- Maintenir les couches de surfaces non consolidées.
- Isoler les nappes phréatiques d'eau douce.
- Supporter tous les éléments de la tête de puits ainsi que toutes les autres colonnes de tubage.

d) L'outil de forage

L'outil utilisé pour forer cette phase est un outil tricône, de type SB115C, avec un usage de 3*18 et 1*13, (TFA=0.875 in²) de code IADC 115.

e) Le BOP

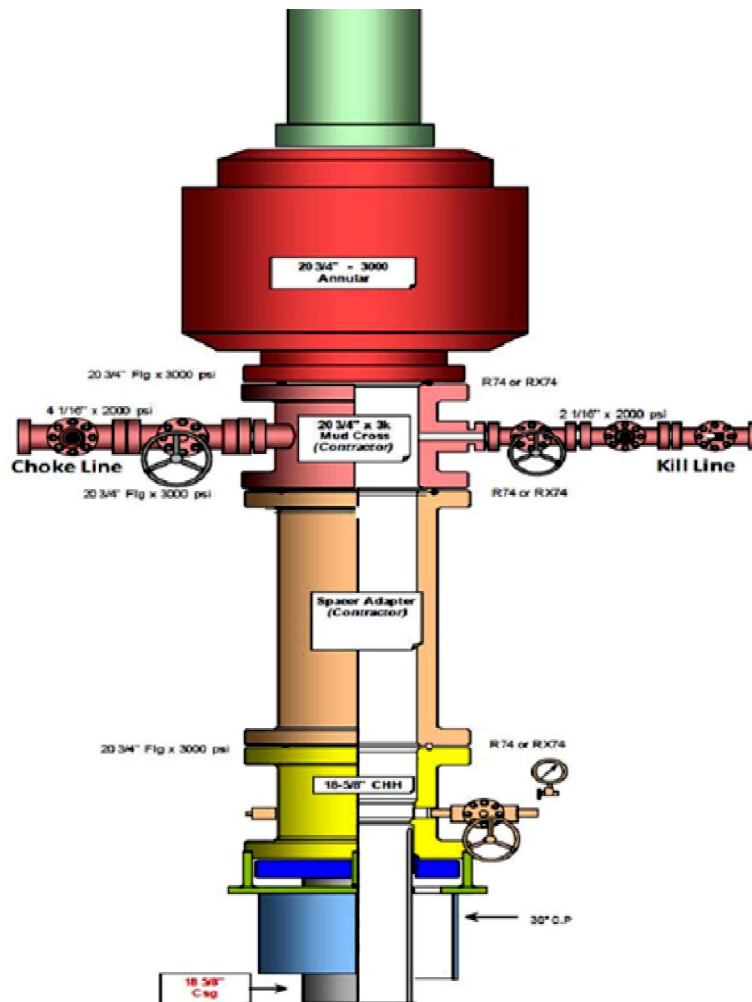


Fig 1.3 : schéma de BOP a la fin de la phase 24"

1.3.2. PHASE 16"

L'objectif principal de cette phase est de forer les argiles et les grès avant de traverser les formations gonflantes et à pressions anormales de la phase suivante [2].

Le tubage 13"3/8 est posé ± 10 m dans le Lias Anhydritique.

a) Les paramètres de la phase

Forage sous le sabot 18"5/8 avec des paramètres réduits, tant que les stabilisateurs sont dans le tubage.

Drilling parameters	WOB(tons)	RPM	FLOW(Lpm)
Equipments	2-4	50-60	3000
20m of formation	10-20	100	3000
Drilling	10-25 (max)	100-140	3000

Tableau.1.3. Les paramètres de forage de la phase 16"

b) La boue de forage

Pour cette phase on utilise une boue émulsionnée inverse pour éviter la dispersion des argiles.

Caractéristiques de la boue:

Densité : $1.02 \text{ sg} \leq \text{db} \leq 1.04 \text{ sg}$

Yield point: $22 \leq Y_p \leq 24 \text{ lb}/100\text{ft}^2$.

Viscosité plastique : $V_p = \text{ALAP}$.

Viscosité : 45 – 50 sec

Oil water ratio : 70/30

c) La colonne de tubage

La colonne 13"3/8 N80 68 # est dite intermédiaire, elle permet de :

- Eviter de poursuivre dans un découvert non consolidé.
- Coffrer les couches de Crétacé et une partie du Jurassique (Malm et Dogger) qui ne supportent pas la densité requise pour la traversée du Lias.

d) L'outil de forage

L'outil utilisé pour forer cette phase est un outil PDC, de type MSI916LVPX, avec un usage de 9×12 , (TFA=0.994 in²) de code IADC M423.

e) Le BOP

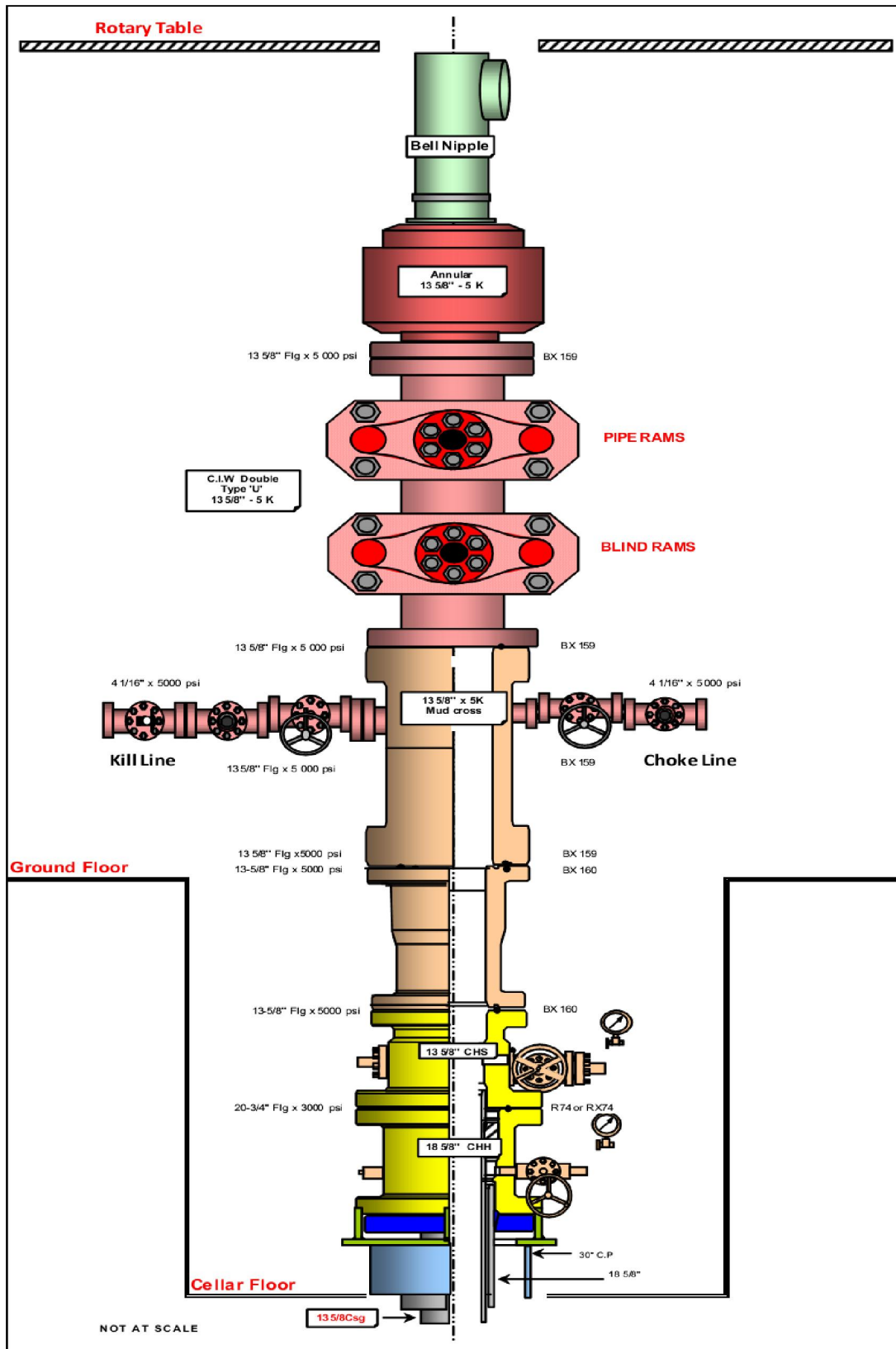


Fig 1.4 : schéma de BOP a la fin de la phase 16"

1.3.3. PHASE 12"1/4

L'objectif de cette phase est de couvrir le Lias salifère; argileux supérieur et le Trias argileux inférieur [2].

Le casing point est donné par le géologue sur site, le sabot 9"5/8 est posé à 05 m avant le top de Trias (T2(A)) ± 2122 m.

a) Les paramètres de la phase

Drilling parameters	WOB(tons)	RPM	FLOW(Lpm)
Equipments	2-4	50-60	2800
20m of formation	10-15	100	2800
Drilling	10-20	100-160	2800

Tableau.1.4. Les paramètres de forage de la phase 12"1/4

b) La boue de forage

Pour cette phase on utilise une boue lourde à émulsion inverse pour éviter le cavage de la formation au niveau du Lias et du Trias à cause de la présence des couches salifères.

Caractéristiques de la boue:

Densité : $1.54 \text{ sg} \leq \text{db} \leq 1.56 \text{ sg}$

Yield point: $14 \leq Y_p \leq 18 \text{ lb}/100\text{ft}^2$.

Viscosité plastique : $V_p = \text{ALAP}$.

Viscosité : 45 – 50 sec

Oil water ratio : 85/15 – 90/10

c) La colonne de tubage

La colonne 9"5/8 dite technique a pour rôle d'isoler les formations du Lias ainsi les couches du Trias Salifère et surtout le S2 (Argile fluentes), le Sabot 9"5/8 est posé dans le Trias argileux.

La colonne 9"5/8 est mixte : 30 jts P110 53.5 #

139 jts p110 47 #

d) L'outil de forage

L'outil utilisé pour forer cette phase est un outil PDC, de type SP619, avec un dusage de 9 *13 , (TFA=1.167 in²).

e) Le BOP

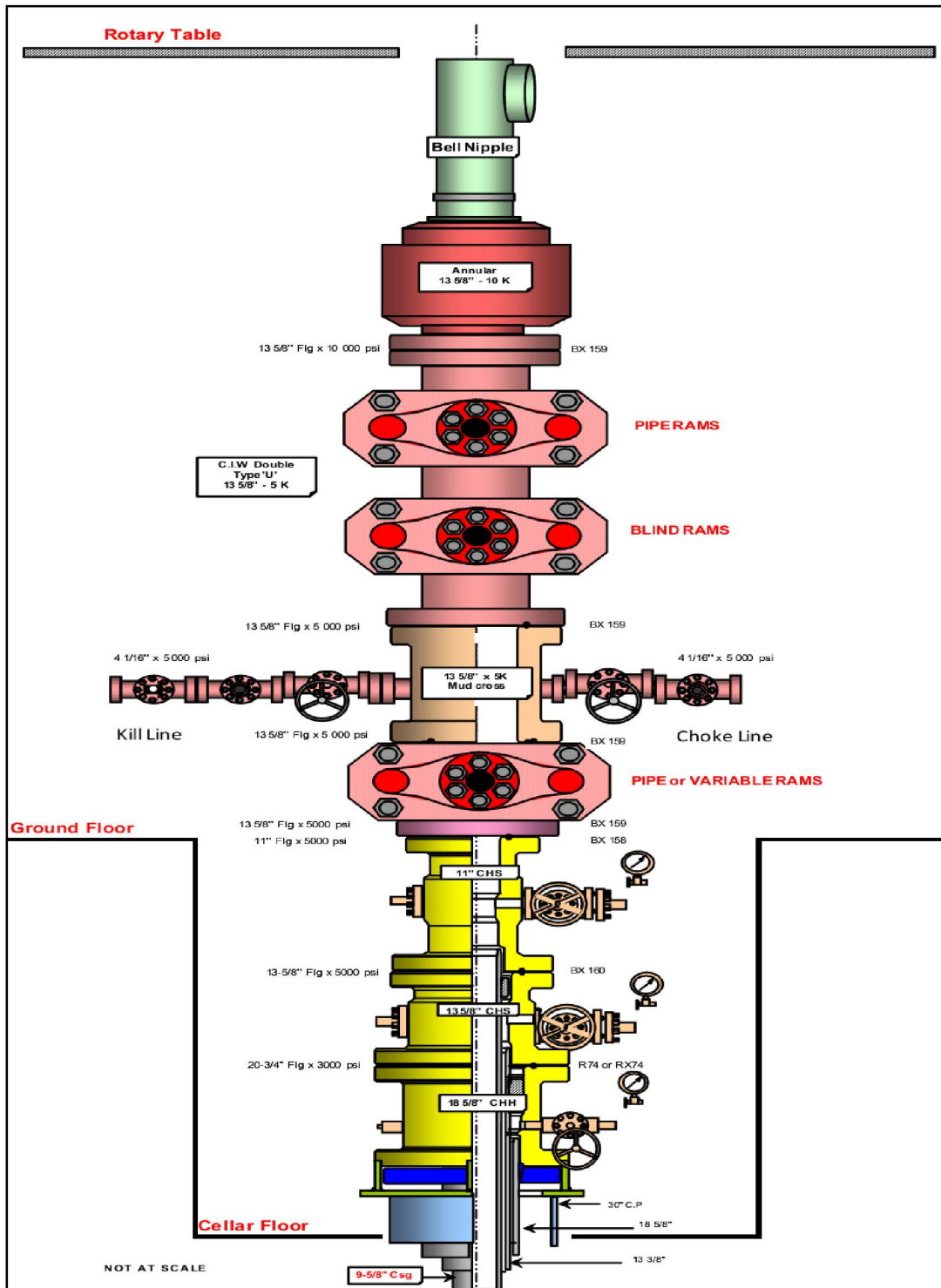


Fig 1.5 : schéma de BOP a la fin de la phase 12"1/4

1.3.4. PHASE 8"1/2

L'objectif de cette phase est de traverser les réservoirs de gaz T2(A), T1(B), T1(C) de Trias. Le sabot du 7" doit être posé au top du Cambrien [2].

a) Les paramètres de la phase

Drilling parameters	WOB(tons)	RPM	FLOW(Lpm)
Equipments	2-4	50-60	1800
21m of formation	08-10	100	1800
Drilling	15-18	100-180	1800

Tableau.1.4. Les paramètres de forage de la phase 8"1/2

b) La boue de forage

Pour cette phase on utilise une boue légère à émulsion inverse pour éviter l'endommagement du réservoir.

Alourdir si nécessaire au CaCO₃ (pas de baryte).

Caractéristiques de la boue :

Densité : $1.15 \text{ sg} \leq \text{db} \leq 1.18 \text{ sg}$

Yield point: $12 \leq Y_p \leq 14 \text{ lb}/100\text{ft}^2$.

Viscosité plastique : $V_p = \text{ALAP}$.

Viscosité : 45 – 55 sec

Oil water ratio : 95 / 5

c) La colonne de tubage

Le liner 7" sera posé au top du Cambrien et ancré à la cote $\pm 2070 \text{ m}$ dans la colonne 9"5/8.

Le liner 7" est composé de : 9 jts P110 32 # NVam

12 jts P110 29 # NVam

d) L'outil de forage

L'outil utilisé pour forer cette phase est un outil PDC, de type DSF713M, avec un usage de 4 *13 et 3*12 , (TFA=0.850 in²) .

e) Le BOP

La tête de puits est la même de la phase précédente 12"1/4 , parce que le liner est ancré à l'intérieur de la colonne 9"5/8.

1.3.5. PHASE 6"

L'objectif de cette phase est carotter et évaluer les réservoirs de cambrien (Ri, Ra), et atteindre la profondeur finale TD 2389m. Cette phase doit être couvrir avec liner 4"1/2 et bien cimenter pour isoler les différentes zones [2].

a) Les paramètres de la phase

WOB (t)	RPM	FLOW (l/mn)
3 -5	140 - 160	1000 - 3000

Tableau.1.5. Les paramètres de forage de la phase 6"

b) Caractéristiques de la boue de forage

Densité : $1.22 \text{ sg} \leq \text{db} \leq 1.30 \text{ sg}$

Yield point: $10 \leq Y_p \leq 12 \text{ lb}/100\text{ft}^2$.

Viscosité plastique : $V_p = \text{ALAP}$.

Viscosité : 45 – 55 sec

Oil water ratio : 95 / 5

c) La colonne de tubage

Le liner 4"1/2 N 80 13.5 # NVam sera posé au fond du puits ± 2389m et ancré à la cote ± 2160 m dans la colonne 7".

d) L'outil de forage

L'outil utilisé pour forer cette phase est un outil imprégné, de type FX94R,

e) Le carottage

Carotte N°	Longueur (m)	Phase	Etage
1	18	6"	Ri
2	18	6"	Ra

Tableau.1.6. Le carottage de la phase 6"

f) Le BOP

La tête de puits est la même de la phase précédente 8"1/2.

Chapitre 2

Opérations incluent

dans l'interphase

CHAPITRE 2:OPERATIONS INCLUENT DANS L'INTERPHASE

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 taches 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.

Dans ce chapitre on va déterminer les différentes taches à réaliser pendant l'interphase qui sont:

- Les opérations électriques (diagraphies)
- Tubage et accessoires
- Cimentation
- Tête de puits et tests BOP
- La boue (déplacement)
- Test en pression (Shoe Bond Test)

2.1 DIAGRAPHIES (logging)

2.1.1 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 [1].

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.

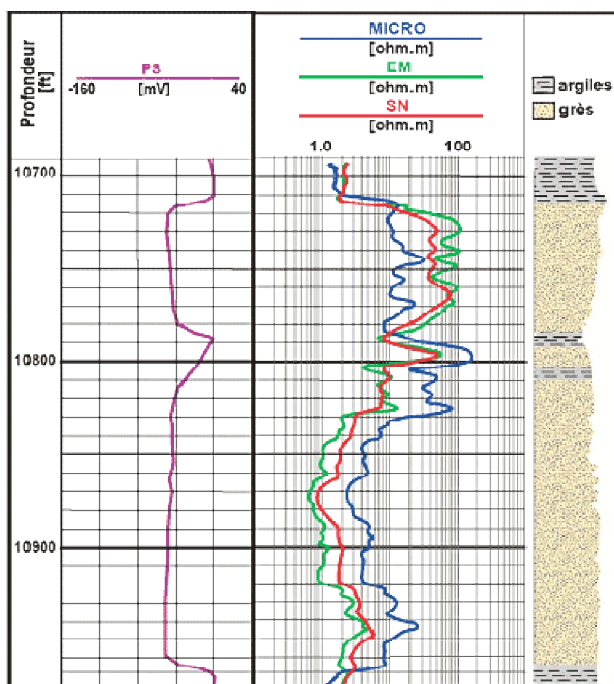


Fig 2.1 : Exemple d'un Log

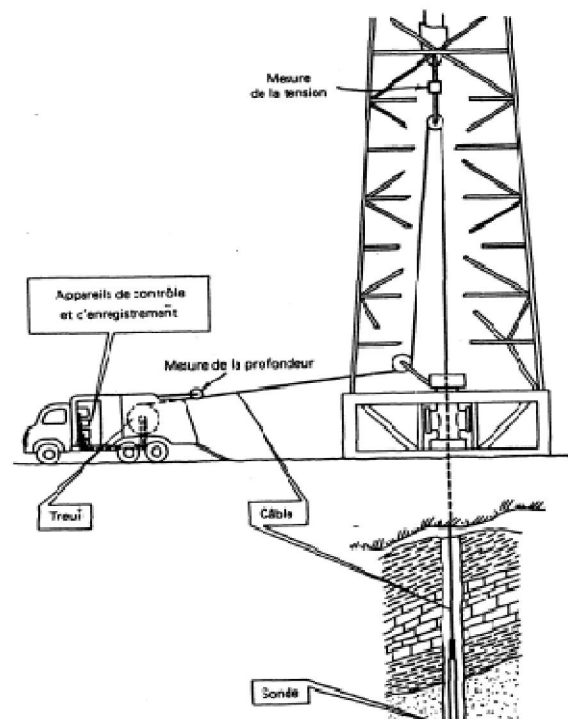


Fig 2.2 : Mise en œuvre des sondes de mesure

2.1.2 But des diagraphies

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.

2.1.3 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,
- ❖ 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.

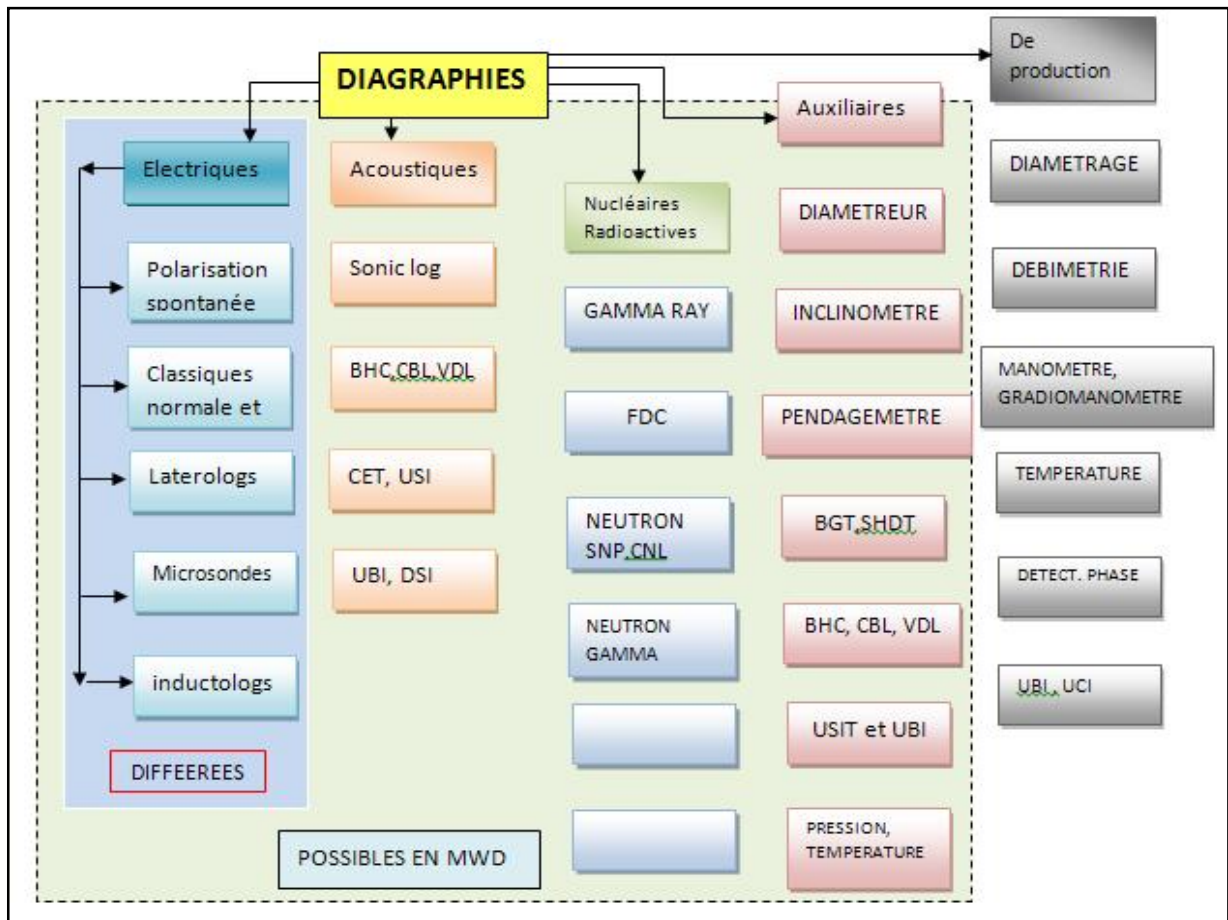


Fig 2.3 : Ensemble des méthodes de diagraphies

2.2 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 [1].

2.2.1 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 ;
- 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.

2.2.2 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 colonne 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 ;
- 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 cote 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.

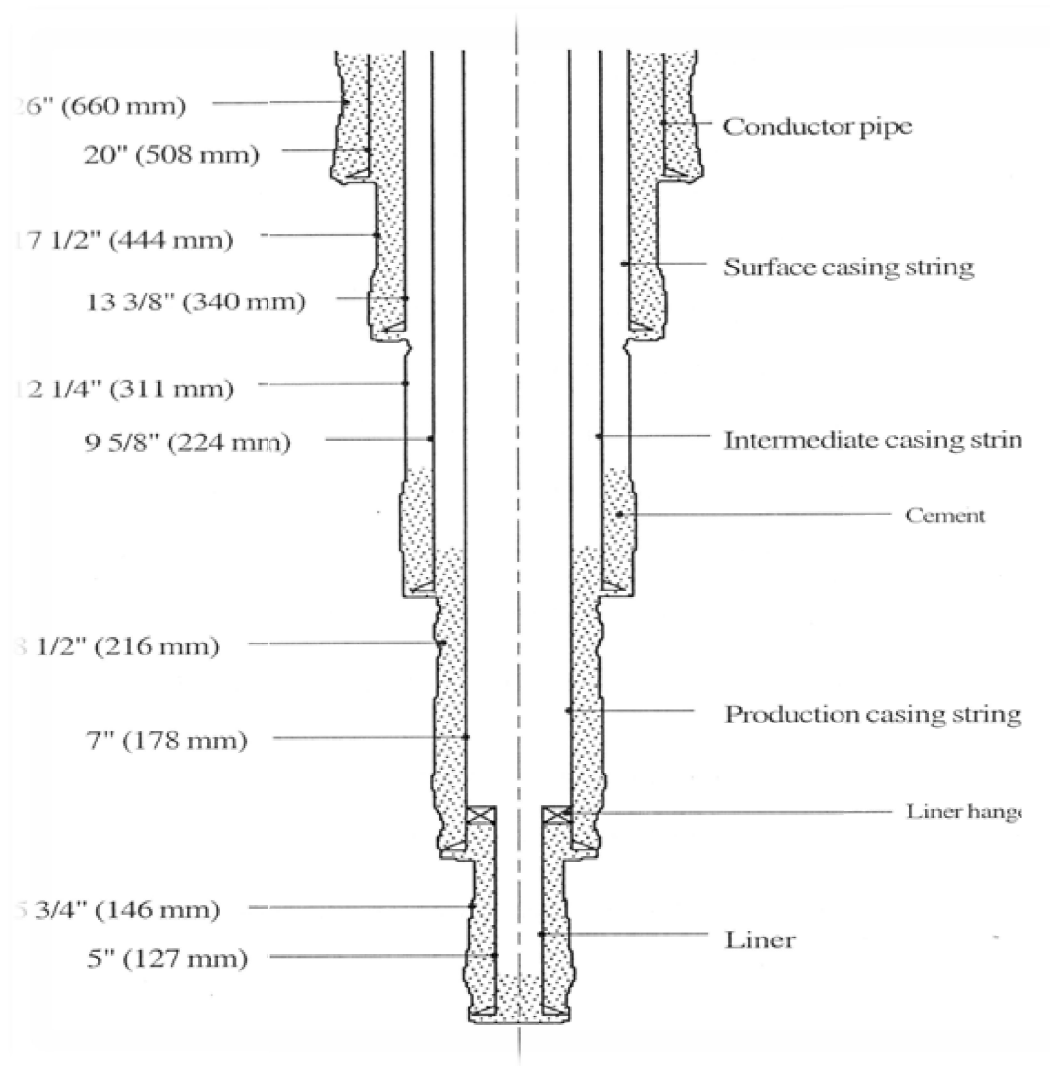


Fig 2.4 : schéma des différentes colonnes de tubage

2.2.3 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.

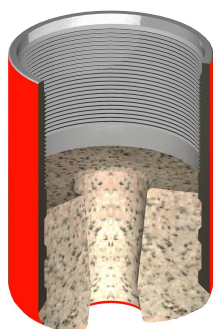


Fig 2.5 : Sabot

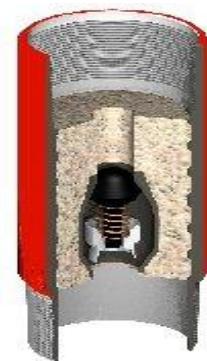


Fig 2.6 : Anneau de retenu

2.2.3 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

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"

b) 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.

c) Epaisseur

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.

Diamètre nominal du tube	Longueur du Drift	Jeu API
2"3/8 à 2"7/8	42"	3/32 (2.38 mm)
3½ à 4½	42"	1/8 (3.2 mm)
4 ½ 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)

Tableau 2.1 : Jeu API (mandrin / tubage)

d) Nuance d'acier :

La nuance ou grade désigne la qualité de l'acier et utilisées actuellement pour la fabrication des tubes de sondage sont :

H40, K55, C75, N80, C95, P110, Q125, V150

- La lettre représente la composition chimique de l'acier.
- Le nombre correspond à la limite élastique minimale en milliers de PSI.

N80 : 80 000 psi P110 : 110 000 psi

e) Filetages et connexions

Les tubes pour sondage sont fabriqués avec des filetages selon les efforts auxquels ils seront soumis.

Les tubes casing sont accompagnés par une désignation qui représente le type de la connexion.

N: Non Upset Threaded and Coupled : Extrémités lisses, filetées et manchonnées

U: Upset external, threaded and Coupled : Extrémités refoulées extérieurement, filetées et manchonnées

I : Intégral Joint : Joint intégral (taillé dans la masse du tube)

- Les filetages API

Les filetages normalisés API sont :

- Filetage API ou filetage Rond (round thread);
- Filetage BUTTRESS BTC ;
- Filetage Extrême Line XL.

Les tubes à filetages rond et Buttress sont raccordés par manchon. Les tubes à filetage Extrême Line sont raccordés par joint intégral

- Les filetages non API

Les compagnies Vallourec et Simotomo commercialisent des connexions de la famille VAM.

Nous avons connu successivement les VAM puis une série de connexions extrapolées appelées VAM AG, VAM ATAC, VAM AF puis les New VAM.

2.2.5 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 [1].

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 [1].

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.

2.3 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 [1].

2.3.1 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

2.3.2 Différents types de cimentation

a) Cimentation primaire

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

b) 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

c) 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.

d) 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 [4].

e) 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.

f) Cimentation d'une colonne perdu (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).

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.

2.3.4 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.

2.3.5 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.



Fig 2.7 : Unité de cimentation et silos de stockage

b . La tête de cimentation (cementing head)

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.

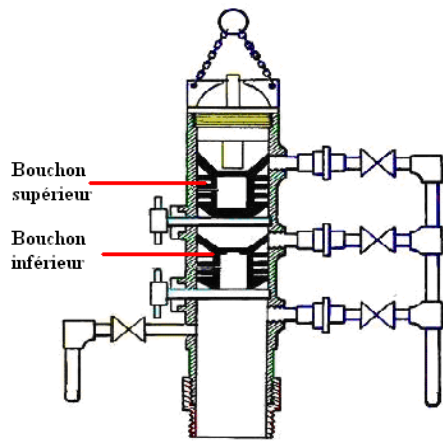


Fig 2.8 : tête de cimentation



Fig 2.9 : bouchons de cimentation

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.

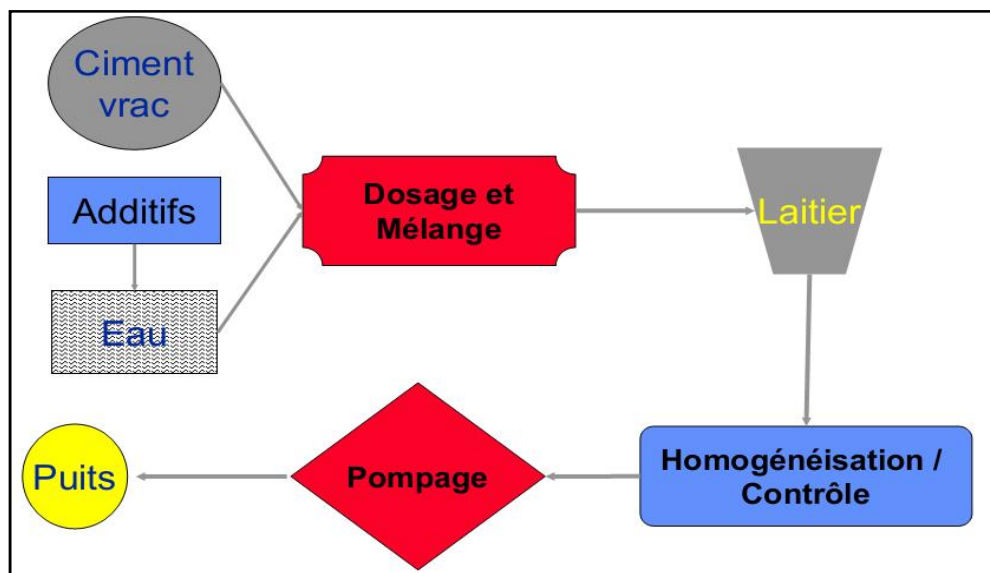


Fig 2.10 : Schéma de fonctionnement de l'Unité de cimentation

2.3.6 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 :

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.

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).

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 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 borbier. De

plus, le tube goulotte devra être vidé en fin d'opération, ainsi que les obturateurs, et rincé à l'eau claire.

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'arrêt 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.

2.4 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) [4]. Le nombre et le type d'obturateur a installer dépendra de la pression de gisement

2.4.1. Rôle de la tête de puits

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

2.4.2. 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 cote exacte du filetage supérieur de la colonne pour permettre l'empilage des suspensions et des obturateurs.

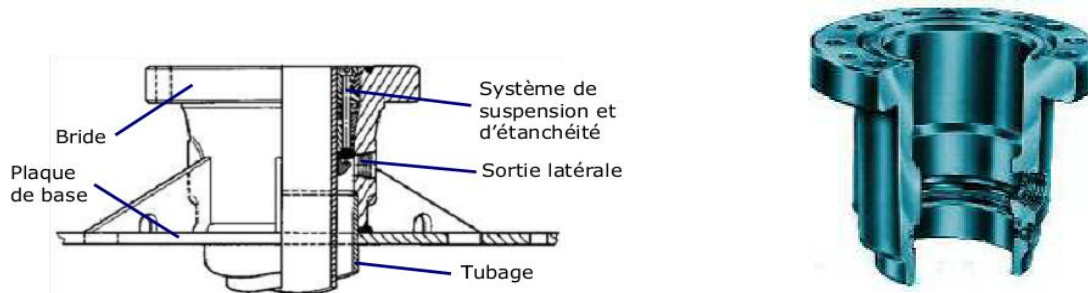


Fig 2.11 : Casing head

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 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,
- 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 tore est identifié par :

- 1 ou 2 lettres indiquant le type : R – RX – BX,
- Un 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.

2.4.3. 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] [4].

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 :

Obturbateur annulaire : au-dessus des obturateurs 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.

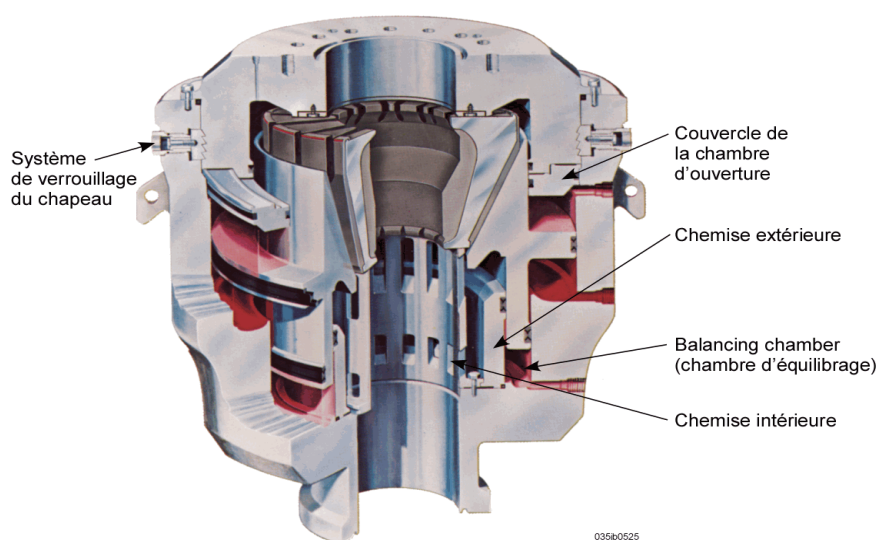


Fig 2.12 : obturbateur annulaire

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].

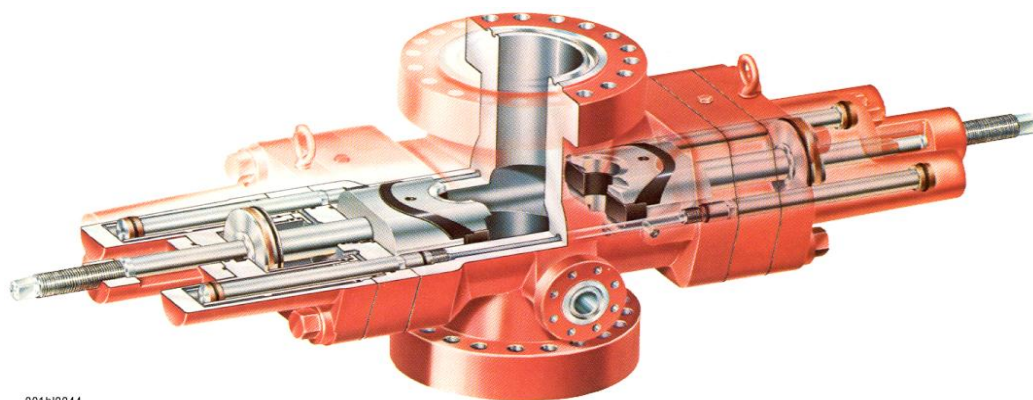


Fig 2.13 : obturateur à mâchoires

2.4.4. TEST DES OBTURATEURS

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

- 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.

2.5. 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 alourdissement 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 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 [6].

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

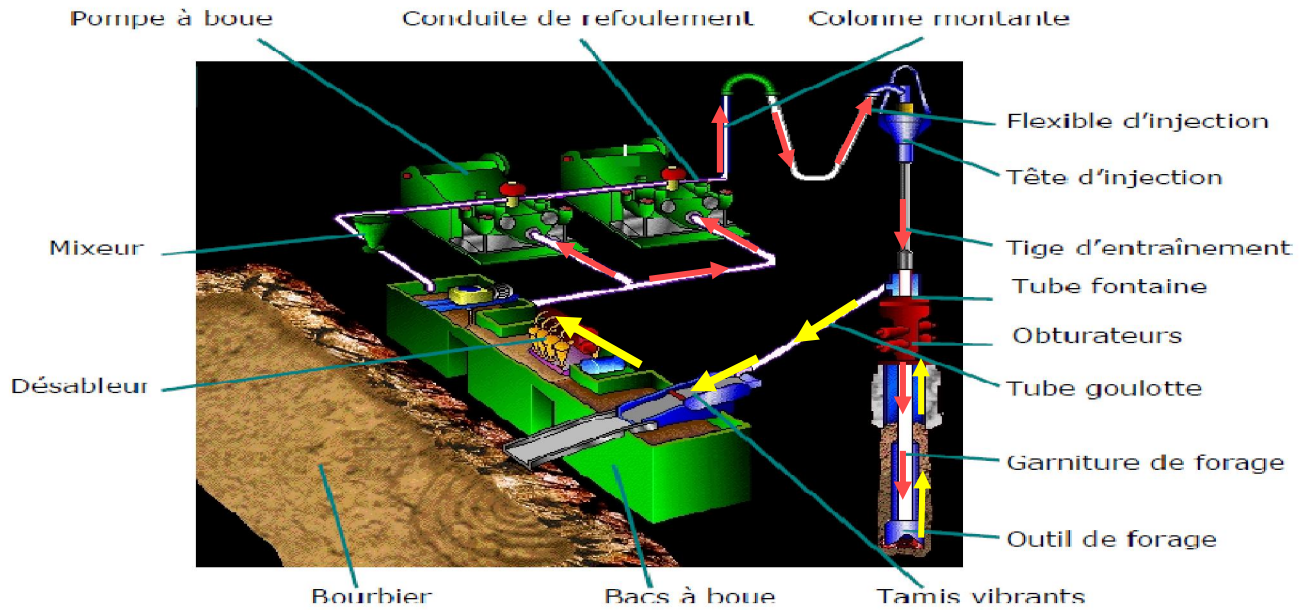


Fig 2.14 : Cycle de boue

Le cycle de boue en deux périodes : Surface – trépan → S - T

Trepan – surface → T - S

N.B : Il est à noter que les temps de pompage S-T et T-S sont différents ; l'un englobe le volume intérieur de la garniture et l'autre le volume de l'espace annulaire.

2.5.1. 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.

2.5.2. 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 [5].

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

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.

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 toute en isolant la boue de retour dans un bac pour sa réintégration ou son reconditionnement et réutilisation.

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.

*** Règles générales pour le déplacement de la boue**

- 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

2.6. 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 [7].

Quelque 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.

2.6.1. 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.

2.6.2. 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.
- 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 psi) 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 3
Analyse de
l'interphase
16"×12"1/4
au puits HRP2

CHAPITRE 3 :

ANALYSE DE L'INTERPHASE 16"x12"1/4 AU PUITTS HRP2

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 [8].

Dans ce chapitre on va décrire le déroulement de l'interphase 16"x 12"1/4 depuis la préparation des déférents équipements et moyens jusqu'à la fin de l'interphase selon les procédures de SONATRACH, en étudiant le cas du puits HRP-2.

3.1. Préparation de l'interphase 16"x 12"1/4

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.

3.1.1. 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.

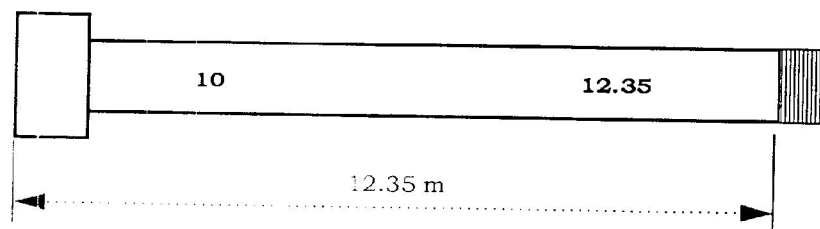


Fig3.1. : mesure et numérotation de tubage

- 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.
- 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).

3.1.2. 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).

3.1.3 BOP et tête de puits

- Inspecter le casing hanger 13"3/8 et Vérifier l'état des joints d'étanchéités ;
- Inspecter la 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 choke manifold en temps masqué.

3.1.4. 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.

3.2. Chronologie de l'interphase 16" x 12"1/4 au puits HRP2

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 :

3.2.1 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.

3.2.2. Descente de garniture pour contrôle de trou et conditionnement de la boue en vue des mesures de diagraphies

- 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 ;
- 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.

3.2.3. 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.

*** Remarques :**

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.

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

- Installation des moyens (rig up weatherford equipment 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 dernières 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.

*** Remarques :**

- Lors de la descente du tubage, avant chaque circulation on procède au remplissage du tubage ;
- Les cotes de remplissage des tubes ont été respectées ;
- La tête de cimentation été à la hauteur prévue dans l'ajustage de la colonne ;
- La descente des tube s'est déroulée normalement sans incident dans le puits ni en surface ;
- La passerelle de tubage a été vérifiée et essayée par l'accrocheur.

3.2.5. 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.

*** Remarques :**

- 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.

3.2.6. Montage et tests des BOP et casing spool 13"5/8 5M

- Suspension de BOP 20"3/4 aux élingues ;
- Placement du casing hanger et ancrage de la colonne cimentée dans le 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 à 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 maîtresses à 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.

➤ La durée de l'opération est 155 heures.

*** Remarques :**

- 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.

3.2.7. 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) ;
- 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 .

3.2.8. 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.

*** Remarques**

- 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

3.2.9. 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 a 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 :

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

Tab.3.1. Données de SBT

- La durée de l'opération est 0.75 heures.

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

3.3.1. 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 :

OPERATION	Durée détaillée (h)	Durée globale (h)	Pourcentage
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 homogène la boue	1.25	3	0.99%
Shoe Bond Test	0.75	0.75	0.25%
Total	304.25		100%

Tab.3.2. Division de durée réelle de l'interphase sur les opérations

➤ **Lecture du tableau**

La durée de l'interphase est trop longue 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 hrs . alors qu'une remontée normale ne prendrait que 8.25 h.
- Le problème rencontré à l'opération de coupe et de chanfreinage de tube de manœuvre due a la défaillance de l'instrument de coupe et à sa réparation donnant une immobilisation de 3.25 hrs.

- l'attente du BOP annulaire 13"5/8 5M causant 133.5 heures d'arrêt fut la plus longue durée perdue.

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

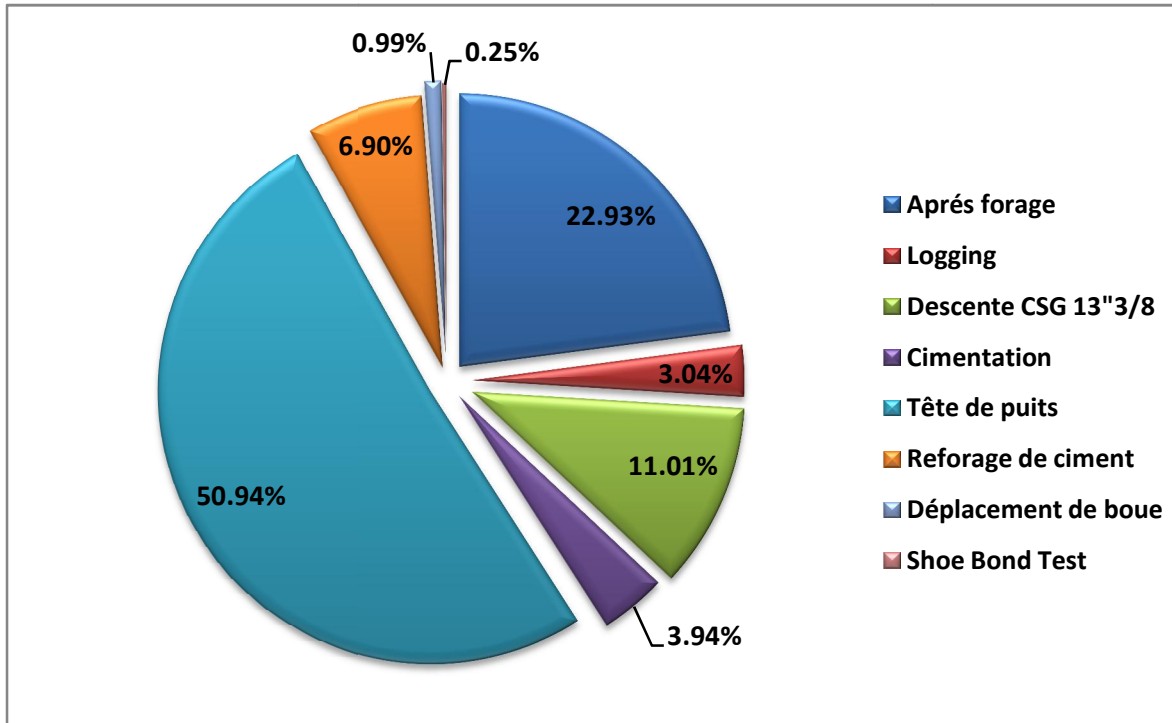


Fig3.2. : Pourcentage des opérations principales selon la durée globale de l'interphase

3.3.2. Durée active des différentes opérations :

Afin d'effectuer une comparaison détaillée entre le temps actif 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 h.
- 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 :

<i>OPERATION</i>	<i>Durée détaillée (h)</i>	<i>Durée globale (h)</i>	<i>Pourcentage</i>
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 du 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%

Tab.3.3. Division de durée active de l'interphase sur les opérations

Les pourcentages des durées actives de chaque opération sont montrés dans le graphe suivant :

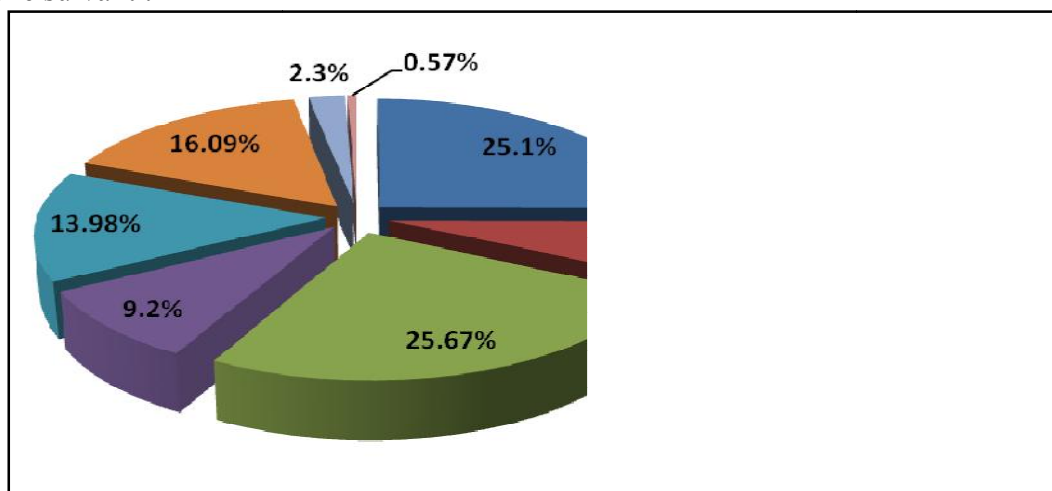


Fig3.3. : Pourcentages des durées actives des opérations

3.3.3. Comparaison entre la durée réelle et la durée active :

La durée réelle de réalisation de l'interphase est 304.25 heures, alors que la durée active est 130.5 heures (temps actif) c'est-à-dire qu'on a enregistré un temps inactif 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 16" x12"1/4 d'après le programme de forage est de 107.04 hrs, (voir annexe A), alors l'écart total enregistré est de 197.21 hrs.

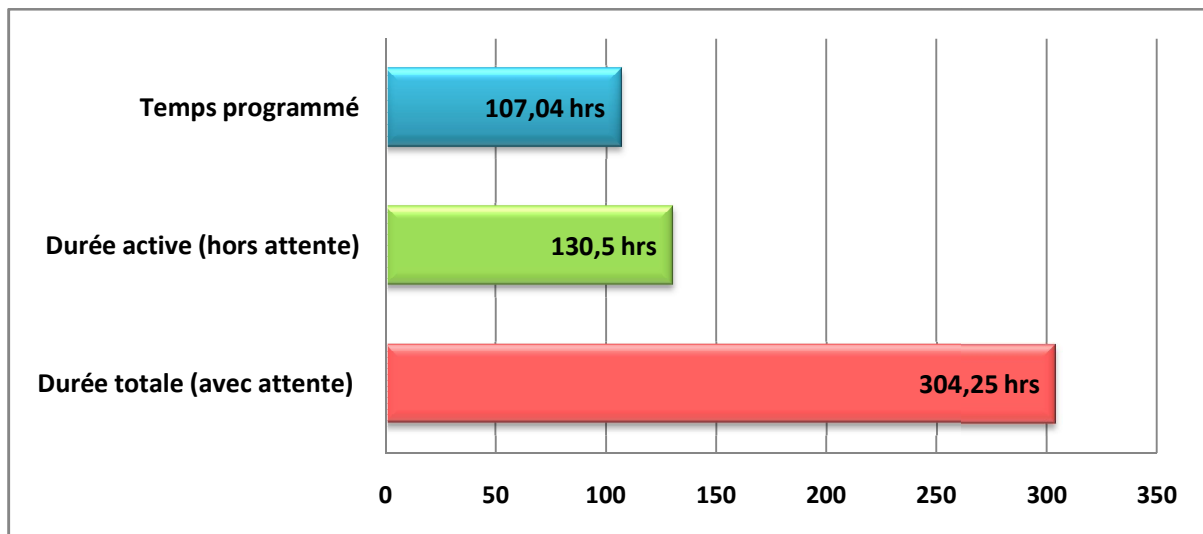


Fig3.4. : Comparaison entre la durée réelle et la durée active

Les pourcentages de temps actif et inactif en tenant compte les problèmes causants le retard sont affichés dans le graphe suivant :

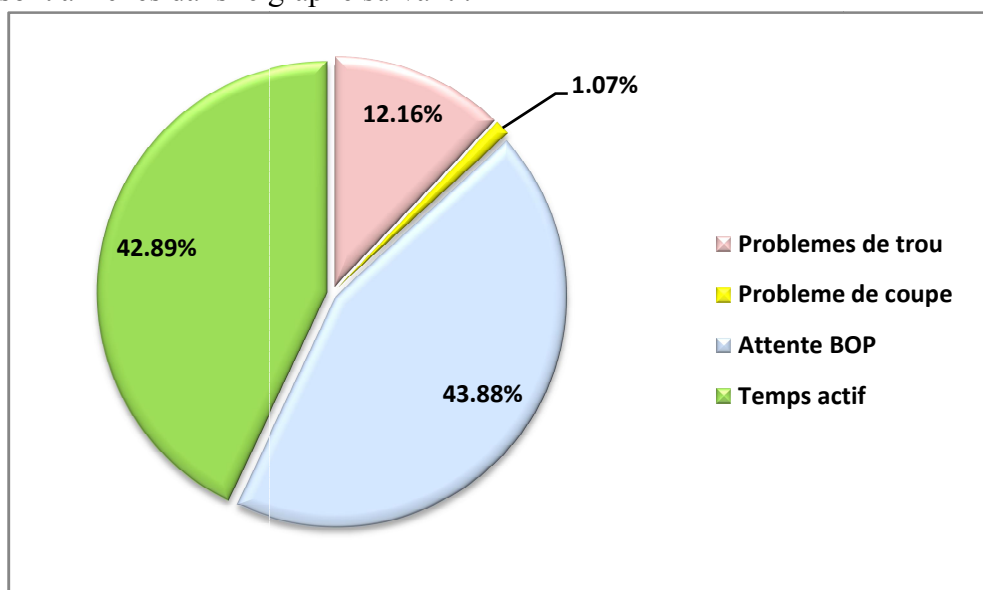


Fig3.5. : Partition détaillée de temps actif et inactif (pourcentage)

La comparaison est montrée dans le graphe suivant :

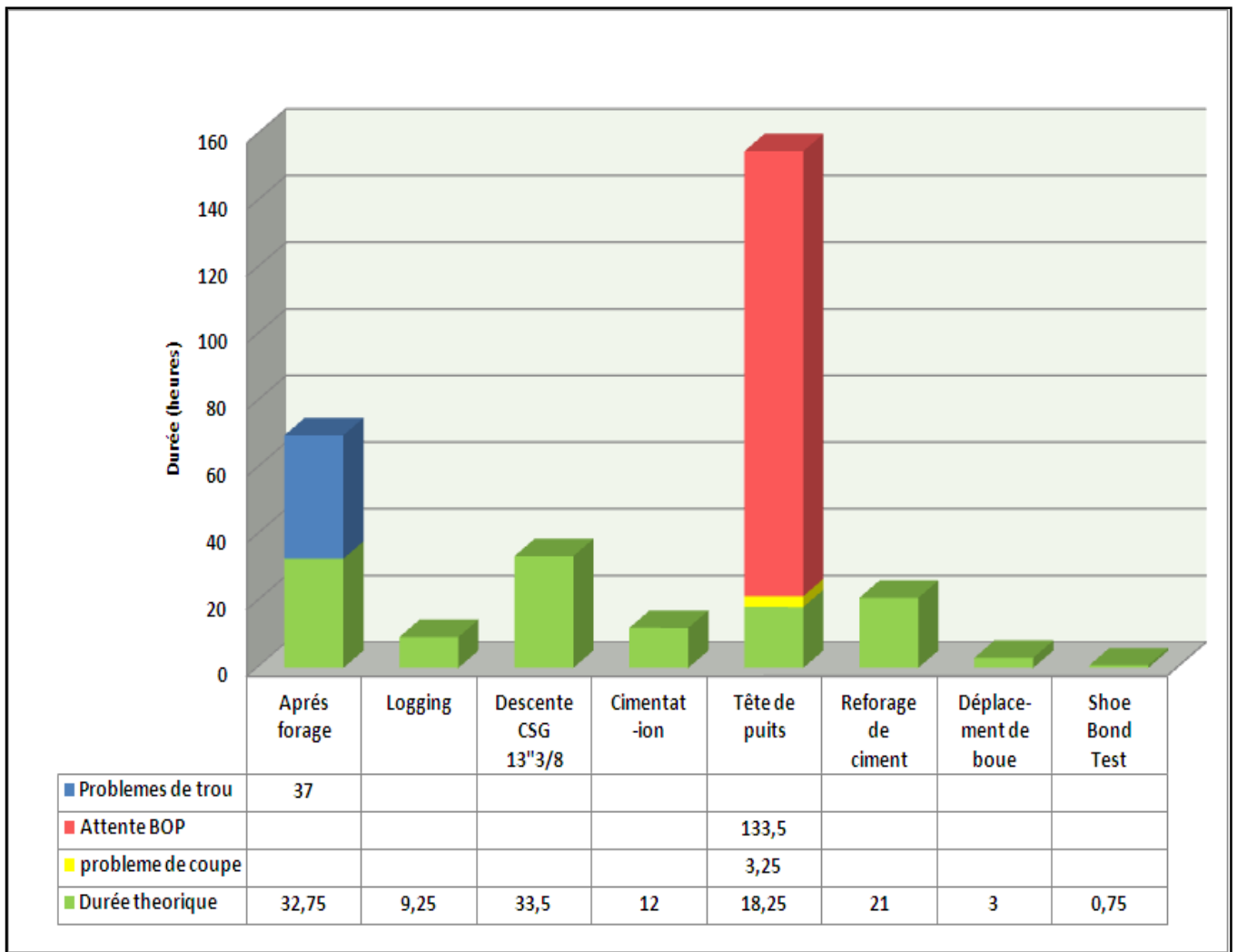


Fig3.5. : Partition détaillée de temps actif et inactif (heures)

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 trous 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 programmée était 4.46 jours, le temps perdu nous a écarté d'atteindre un des objectifs de puits (NPT < 15%).

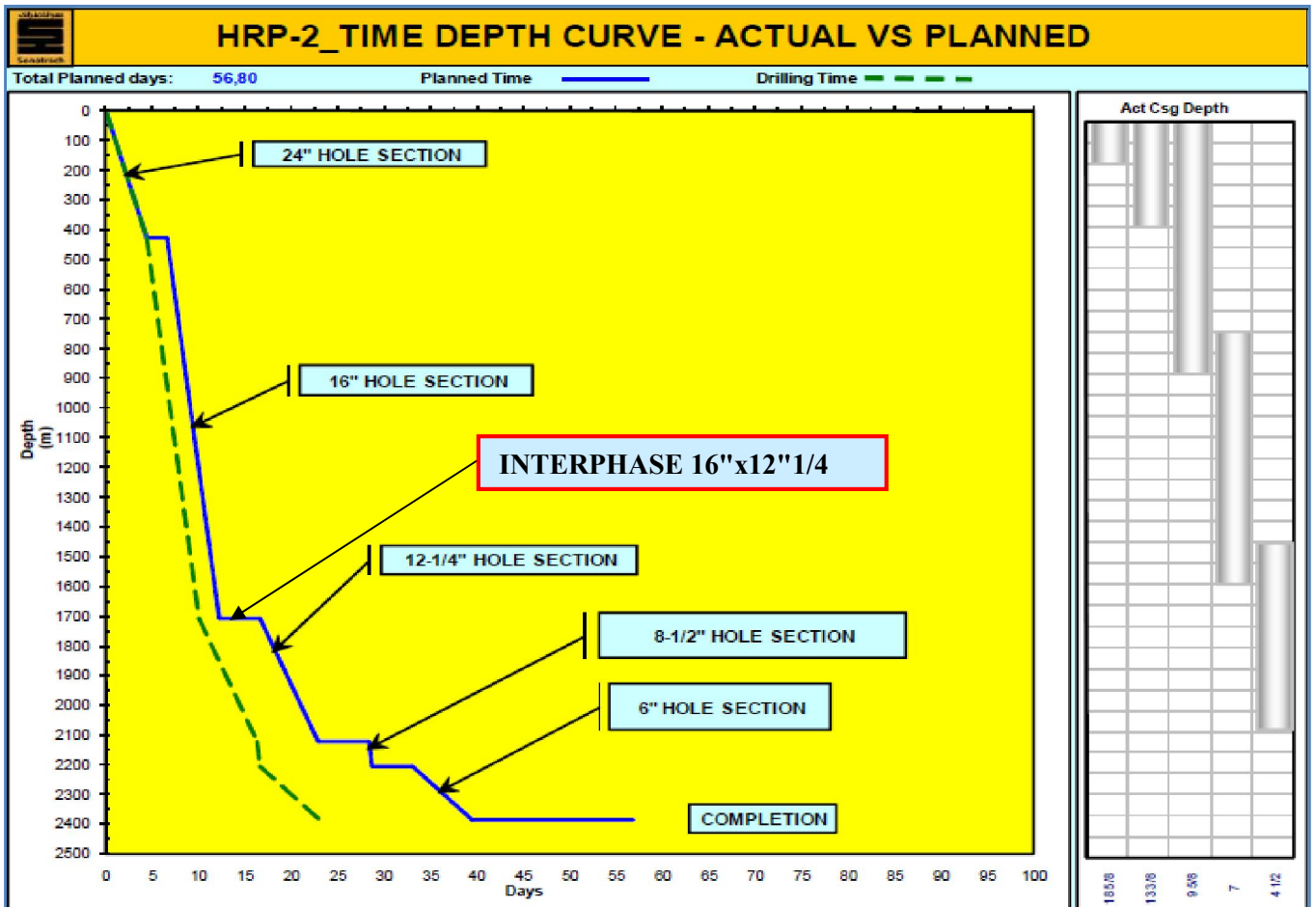
A cet effet on a proposé des recommandations pour optimiser les durées de l'interphase prochainement :

- 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

- **[01]** Jean-Paul NGUEN ; INSTITUT FRANÇAIS DU PETROLE (IFP) , « Techniques d'exploitation pétrolière - Le Forage » , Editions TECHNIP,PARIS, 1993
- **[02]** I.HADJOU ; SONATRACH , Programme de forage du puits HRP2, « Drilling program final » , Août 2013
- **[03]** SONATRACH , Rapport journalier de forage, « Daily drilling rapport » de puits HRP2 , N°19 - N°32 ; septembre 2013
- **[04]** A.SLIMANI ; SONATRACH , division forage ; « MODULE M2 » ; juin 2006
- **[05]** A.SLIMANI et M.DADDOU ; SONATRACH , division forage ; « MODULE F1 » , Mai 2006
- **[06]** IFP Training , ENSPM Formation Industrie ; « Les fluides de forage » , ENSPM. Formation Industrie : Forage • Production • Gisement , © Copyright 2006
- **[07]** Préparé par: 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
- **[08]** 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



HRP-2 PLAN				
ACTIVITY	DEPTH (m)	TIME (Days)	CUM Days	CUM DRILLING Days
SPUD	0,00 m	0,00 days	0,00 days	0,00 days
DRILL 24in HOLE SECTION	427,00 m	4,45 days	4,45 days	4,45 days
FLATE TIME	427,00 m	2,18 days	6,63 days	4,45 days
DRILL 16in HOLE SECTION	1708,00 m	5,56 days	12,19 days	10,01 days
FLATE TIME	1708,00 m	4,46 days	16,65 days	10,01 days
DRILL 12 1/4in HOLE SECTION	2122,00 m	6,23 days	22,87 days	16,23 days
FLATE TIME	2122,00 m	5,46 days	28,34 days	16,23 days
DRILL 8 1/2in HOLE SECTION	2205,00 m	0,31 days	28,64 days	16,54 days
FLATE TIME	2205,00 m	4,37 days	33,02 days	16,54 days
DRILL 6in HOLE SECTION	2389,00 m	6,39 days	39,41 days	22,93 days
COMPLETION	2389,00 m	17,39 days	56,80 days	22,93 days

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

BHA de la phase 16"

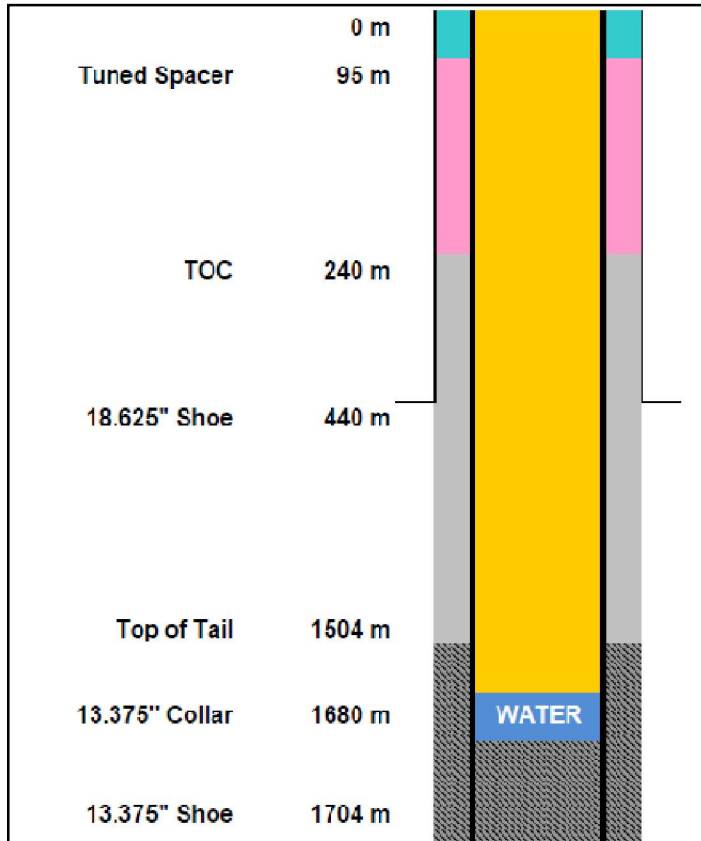
Section Type	Nbr of Joints	OD (in)	ID (in)	Length (m)	Weight (kg/m)	Bouy Wt. (t)	Cuml Bouy Wt (t)	Cuml Length (m)
Drill Pipe	9	5,000	4,278	1452,60	32,62	41,22	87,07	1708,00
Heavy Weight	6	5,000	3,000	55,80	73,95	3,59	45,85	255,40
XO	1	8,000	2,813	1,00	223,04	0,19	42,26	199,60
Drill Collar	2	8,000	2,813	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	190,00
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	16,000	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	4,278	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	20,60
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	6,70
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	
						Top	Bottom		(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

Annexe D: Procédures SONATRACH pour l'interphase 16" x 12"1/4

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.

Résumé

Le forage d'un puits d'hydrocarbure est une opération délicate et coûteuse, dont le temps est un facteur très important déterminant de prix de reviens de forage.

Afin de minimiser le temps ainsi que le prix de reviens, il est nécessaire de suivre le programme de forage, qui est divisé en plusieurs phases séparées par des interphases.

L'interphase est une étape très importante dans la réalisation globale de puits, cette importance vient des opérations spéciales qui la composent qui sont : Les opérations électriques (diagraphies) ; Le tubage et ses accessoires ; La cimentation ; La tête de puits et les tests BOP ; Le déplacement de la boue de forage; Le test en pression (Shoe Bond Test).

La réussite de cette interphase 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;
- Problèmes de coupe du tubage 13"3/8 après son ancrage ;
- Problème d'attente du BOP annulaire 13"5/8 5M devant remplacer les BOP 3M par 5M .

Mots clés : Interphase, Durée réelle, Durée active, Descente de tubage, Contrôle de troue, Diagraphie, Cimentation, SBT, Déplacement de la boue.

ABSTRACT

Drilling of an oil well of is a tricky and costly operation; time is very important factor that affect the total drilling cost.

To minimize this time consequently the well cost, it is necessary to follow the drilling program, which is divided into several sections separated by the interphases.

Interphase is a very important step in the overall realization of wells; this importance comes from special operations that make it up. The main operations are: Logging; Running the casing and Cementing, Work on wellhead and tests the BOP, Mud displacement and formation test (SBT etc...)

The success of 16" x 12"1/4 interphases during drilling HRP2 well is confronted by obstacles in certain tasks; it includes:

- Hole Problems during tripping, and while doing wiper trips;
- Problems related to 13"3/8 casing cut after its hanging up;
- Lost time while waiting for the annular BOP 13"5/8 5 M to replace the BOP 3 M by 5 M.

Key words: Interphase, Real time, Active time, Running of casing, Wiper trip, Logging, Cementing, SBT, Displacement of the mud.

ملخص

حفر بئر للنفط والغاز صعب ومكلف، والوقت عامل هام جداً في تحديد سعر حفر البئر.

لتقليل وقت حفر البئر إذا السعر اللازم لتحقيق البئر، من الضروري إتباع برنامج الحفر، الذي ينقسم إلى عدة مراحل مفصولة بأطوار بينية.

الطور البيني خطوة هامة جداً في الانجاز الكلي للبئر، وهذه الأهمية تأتي من العمليات الخاصة التالية: العمليات الكهربائية؛ أنابيب الغلاف والملحقات؛ السمنتة؛ رأس البئر واختبارات؛ إزاحة طين الحفر؛ اختبار الضغط .

نجاح الطور البيني في هذا البئر قد واجهته عقبات في مهام معينة؛ هذه المشاكل هي:

- مشاكل البئر أثناء صعود سلسلة الحفر، وأثناء السيطرة على الحفرة؛
- المشاكل المتعلقة بقطع أنابيب الغلاف بعد تعليقه؛
- مشكلة في انتظار رأس البئر 5000 رطل لكل بوصة مربعة ليحل محل رأس البئر 3000 رطل لكل بوصة مربعة.

الكلمات الرئيسية: الطور البيني، الوقت الحقيقي، الوقت النشط، تنزيل أنبوب الغلاف، التحكم في حفرة، العمليات الكهربائية، السمنتة، اختبار الضغط، إزاحة طين الحفر.