

N° Série: /2017

Université Kasdi Merbah Ouargla



**Faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelables
et des sciences de la terre et de l'univers
Département de production des hydrocarbures**

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production professionnel

Présenté Par :

**SERDOUK Ahmed Rami
SAYAH LEMBAREK Yahia
HAFOUDA Abdellaziz**

-THÈME -

Opérations d'instrumentations en vue de mise en état de production du Puits AL 17 champ Alrar

Soutenu le : 28/05/2017

Président:	M. A. BOUCHIREB	MCB Univ. K.M. Ouargla
Rapporteur :	M ^{elle} . S. ROBEI	MAB Univ. K.M. Ouargla
Examineurs:	M. A. GHALI	MCB Univ. K.M. Ouargla

REMERCIEMENT

*Nous remercions tout d'abord mon Dieu qui nous a donné
la force pour terminer ce travail.*

*Nous remercions notre promoteur M^{elle} S. ROBEI d'avoir de
suivre cette étude, pour son aide et ses conseils durant la
préparation de ce thème.*

*Nous remercions également tout les enseignants du
département, notamment ceux de l'option production.*

*Nous remercions aussi les membres de jury d'avoir accepté
notre travail.*

Merci à tous



Dédicace

Nous avons le grand honneur de dédier ce modeste travail :

A Notre très chers Parents

notre MÈRES et notre PÈRES

Et notre frères, et notre sœurs

ET toutes les personnes qui nous ont encouragé pour

continuer notre études.

A toute les familles

Serdouk, sayah lembarek et hafouda

RESUME

Résumé

Au cours de sa période de production un puits peut être amené à subir des problèmes très diverses qui nécessitent des travaux d'entretien préventifs ou curatifs et dans ce dernier cas devait entraîner une reprise de puits.

Dans ce travail on étudiera dans un premier temps la présence de pression anormale dans les annulaires puis les types de outil d'instrumentation et se fonctionnement. Et on finira la complétion pour mise le puits en production.

Les mots-clés: production, workover, instrumentation, repêchage, fraisage.

Abstract

During its production period, a well may be subjected to very different aggressions which require preventive or curative maintenance work and in the latter case it would lead to the recovery of wells.

In this work, we will first study the presence of abnormal pressure in the annulars then the types of instrumentation tool and operate. And will complete the completion for putting the well in production.

Keywords : Production, work over, instrumentation, repechage, milling.

الصيانة

يتعرض

ر لحالته الطبيعية.

الوقائية العلاجية،

الحلقي

غير طبيعي

هذا

في الأخير

صيانة

كلمات :

أجهزة صيانة،

الإنتاج، صيانة

SOMMAIRE

Remercîment	
Dédicace	
Résumé	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste des abréviations	
Introduction générale	01

Chapitre I: Situation et Etat du Puits AL 17

I.1. Généralités et Situation géographique sur la région de Stah.....	02
I.2. Stratigraphie du champ Alrar.....	03
I.3. Caractéristiques pétro physiques.....	04
I.4. La Roche réservoirs	04
I.5. Situation Géographique du Puits AL 17	04
I.6. Buts du workover.....	05
I.7. Historique d'opérations work over sur le Puits.....	06
I.8. Complétion du puits AL 17	06
I.9. Caractéristiques de Production.....	07
I.9.1 Les principales propriétés du réservoir.....	07
I.9.2 Paramètres de production.....	07
I.10. Problématique.....	07

Chapitre II: Instrumentation en Work Over

Introduction sur les instrumentations.....	08
II.1. Outils de repêchage.....	08
II.1.1 Outils pour repêchage de la ferraille.....	08
II.1.1.1 Panier à sédiments.....	08
II.1.1.2 L'aimant :.....	09
II.1.1.3 Le carottier de repêchage à circulation directe.....	09
II.1.1.4 Le carottier de repêchage à circulation inverse	10
II.1.2 Outils de repêchage de la garniture.....	12
II.1.2.1 Les outils de repêchage externe.....	12
II.1.2.1.1 L'overshot.....	12

SOMMAIRE

II.1.2.1.2	Les cloches taraudées.....	13
II.1.2.2	Les outils de repêchage interne.....	14
II.1.2.2.1	Les tarauds.....	14
II.1.3	Outil de repêchage de tubage	15
II.1.4	Outils pour repêchage du câble.....	17
II.1.4.1	Le harpon extérieur	17
II.1.4.2	Le harpon intérieur	17
II.1.5	Garniture de repêchage.....	17
II.2	Les outils de fraisage.....	18
II.2.1	Fraises à plage :.....	18
II.2.2	Fraises à secteur :	18
II.2.4	Fraises à guide central « Pilots-mills » :	19
II.2.5	Fraises à jupe « Economills » :	19
II.2.6	Fraises coniques « Taper-mills » :	19
II.3	Les outils de surforage.....	21
II.3.1	Couronnes de surforage :	21
II.3.2	Tubes de surforage :	21
II.4	Les outils de coupe tubing/casing	22
II.4.1	Outil de coupe intérieur :	22
II.4.2	Outil de coupe extérieur :	23
II.4.3	L'outil de coupe hydraulique :	23
II.5	L'outil de raccordement sur tubage	24
II.6	Outils de réparation des tubages.....	25
II.6.1	Le redresseur de tubage	25
II.6.2	Casing Scrapper.....	26
II.7	L’empreinte	27
II.8	Les équipements de la garniture d'instrumentation.....	27
II.8.1	Le battage et les équipements de battage.....	27
II.8.1.1	Les Bumper subs.....	27
II.8.1.2	La coulisse hydraulique.....	29
II.8.1.3	La coulisse mécanique.....	30
II.8.1.4	Le joint de sécurité.....	31

SOMMAIRE

Chapitre III: Opération d'Instrumentation au Puits AL 17

Introduction	32
III.1. Neutralisation du puits.....	32
III.2. Mise en place de l'unité d'intervention.....	32
III.3. Démontage tête de puits et Montage BOP.....	32
III.3.1. Test BOP et les équipements.....	33
III.3.1.1. Test de la colonne de tubage	33
III.3.1.2. Test de la fermeture total.....	34
III.3.2. Les outils de test	35
III.3.2.1. Tester cup	35
III.3.2.1. Tester plug	35
III.4. Les Opérations sur le tubing.....	36
III.4.1. Déblocage de tubing de production (Back off mécanique).....	36
III.4.2. Récupération de packer	37
III.5. Les opérations sur le casing 7 " & 9" 5/8.....	38
III.5.1 Scrapage du Casing 7" :	38
III.5.2 Test de casing 7"	38
III.5.3 Coupe et remonte csg 7" N80 26#.....	39
III.5.4 Test csg 9"5/8.....	40
III.5.5 Cimentation de 9"5/8.....	40
III.5.6 Surforage et repêchage B.plug 9"5/8.....	41
III.5.7 Ancrage Csg-patch 8"3/8 + Csg 7" 29#.....	42
III.5.7.1 Redressement de la Tête du 7"	42
III.5.7 Surforage CR 2561 m	43

Chapitre IV: Mise en Etat de Production d'Un Puits

Introduction.....	44
IV .1 Impératifs de Base	44
IV .2. Configuration Générale de l'Equipement d'Un puits Eruptif	44
IV .2.1. La Colonne de Production « Tubing ».....	45
IV .2.1.1. Caractéristique des Tubing	45
IV .2.1.2. Choix du Tubing	45
IV .2.1.3. Détermination du Diamètre Nominale du Tube	45
IV .2.2. L'Etanchéité d'Annulaire	46

SOMMAIRE

IV .2.2.1. Le Choix du Packer :.....	46
IV .2.3. Les Accessoires de Fond	47
IV .3. Ajustement de la Garniture de Production.....	48
IV .4. Pose de l'Olive Dans la Tête de Suspension.....	48
IV .5. Montage tête de puits et Ancrage Packer	48
IV .6. Fluide de Complétion.....	49
IV .7. Paramètres de production après l'opération de workover.....	49
Conclusion et Recommandations.....	50

Bibliographie

ANNEX

Liste des figures

Figure		page
Figure I.1:	Situation géographique	02
Figure I.2:	Présentation préambule	03
Figure I.3:	Coupe stratigraphique et différentes phases du champ ALRAR.....	03
Figure I.4:	Situation Géographique du Puits AL 17	05
Figure II.1:	panier à sédiments.....	08
Figure II.2:	Aimant et Accessoires.....	09
Figure II.3:	Panier à sédiments.....	10
Figure II.4:	carottier de repêchage à circulation inverse	11
Figure II.5:	Garniture de repêchage au junk basket.....	11
Figure II.6:	Overshot avec « spiral grapple ».....	12
Figure II.7:	Overshot avec « basket grapple ».....	12
Figure II.8:	cloches taraudées.....	14
Figure II.9:	Les tarauds.....	15
Figure II.10:	Releasing Spear.....	16
Figure II.11:	Garniture de repêchage avec releasing spear.....	16
Figure II.12:	Les harpons.....	17
Figure II.13:	Junk mill.....	18
Figure II.14:	Pilot mills.....	19
Figure II.15:	Economills.....	19
Figure II.16:	Taper mills.....	20
Figure II.17 :	Garniture de fraisage.....	20
Figure II.18:	Couronnes de surforage.....	21
Figure II.19 :	Garniture de surforage.....	22
Figure II.20 :	Outil de coupe intérieur	23
Figure II.21:	Outil de coupe extérieur.....	23
Figure II.22:	Inside Hydraulic Cutter.....	24
Figure II.23:	hydraulic external Cutter.....	24
Figure II.24:	Casing Patch.....	24
Figure II.25:	Casing Roller tool.....	25

Figure II.26:	Scraper.....	26
Figure II.27:	Empreinte.....	27
Figure II.28:	Bumper sub.....	28
Figure II.29:	La coulisse hydraulique.....	29
Figure II.30:	Garniture de repêchage et de battage avec coulisse hydraulique et Bumper sub	30
Figure II.31:	Garniture de repêchage et de battage..... avec une coulisse mécanique	31
Figure II.32:	Le joint de sécurité.....	31
Figure III.1:	l'arbre de Noël.....	33
Figure III.2:	BOP 11"5000.....	33
Figure III.3:	Tester plug	34
Figure III.4:	Tester plug.....	34
Figure III.4:	Packer Milling Tool.....	37
Figure III.5:	Schéma de packer ancré.....	38
Figure III.6:	British plug.....	38
Figure III.7:	Packer de test.....	39
Figure III.8:	Internal cutter	40
Figure III.9:	Releasing Spear.....	40
Figure III.10:	casing -patch 8''3/8.....	42

Liste des tableaux

Tableau		page
Tableau I.1	Caractéristiques moyennes des reservoirs.....	04
Tableau I.2	Les Coordonnées du Puits AL 17.....	05
Tableau I.3	Données de Forage du Puits AL 17.....	05
Tableau I.4	Les résultats CBL du 7''.....	06
Tableau I.5	Les principales propriétés du réservoir.....	07
Tableau I.6	Test le 15/04/2014.....	07
Tableau I.7	l'évolution des pressions dans les annulaires.....	07
Tableau III.1:	Tableau de l'évolution de récupération de packer.....	38
Tableau III.2:	Paramètres de Surforage.....	41
Tableau III.3:	Paramètres de fraisage.....	42
Tableau IV.1:	Caractéristiques de tubing 5".....	46
Tableau IV.2:	Caractéristiques de Packer.....	47
Tableau IV.3:	L'éléments de fond.....	48
Tableau IV.4:	Paramètres de production après l'opération.....	49
Tableau IV.5:	La pression dans les annulaires après l'opération.....	49

Liste des abréviations

Abréviation	signification
API	American Petroleum Institute
CBL	Cementing bond log
Csg	Casing
TBG	Tubing
WO	Work over
BOP	Blowout preventer
S/C	Storm choke
D	Densité
EA	Espace annulaire
BPV	Back pressure valve
OD	Outside diameter
ID	Inside diameter
RPM	Rotation par minutes
WOB	Weight on bit
BP	British plug
DP	Drill pipe
DC	Drill collar
W.L	Wireline
WF	Weatherford
PSI	Pond Se squirt Inch

Introduction générale

INTRODUCTION

Introduction

L'exploitation d'un gisement pétrolier nécessite le forage des puits, qui sont le chemin d'évacuation de brut du fond jusqu'à la surface. Un gisement ou un champ passe par la période de découverte suit par le développement et terminer par l'abondant. Pour améliorer le taux de la production ou le maintenir, il est très important de faire des interventions sur les puits présentent des problèmes de production et de faire des traitements pour les remédier. Parmi ces interventions on peut citer le Work Over qui représente l'un des opérations la plus coûteuse et plus efficace. Une intervention de Work Over est :

- Soit une intervention sur le well head.
- Soit une intervention sur le tubing et parfois le tubage.
- Soit une intervention sur la liaison couche trou.

Pour réaliser un Work over sur un puits hydrocarbure il faut utiliser différent outils spécifiques qui s'assurent les opérations de des équipements, de repêchage, de surforage, de fraisage et de surforage, donc ces ensembles des opérations on appelle l'instrumentation en Work Over.

Notre travail consiste a étudier l'instrumentation de puits qui est souvent nécessaire pour résoudre le problème **de pression anormale dans les annulaires 7", 9"5/8 et 13"3/8**. On a commencé notre étude par généralités sur les instrumentations de work over après ses différents instrumentations utilisées, ainsi l'étude du cas **AL # 17** c'est un puits producteur de gaz humide à partir du réservoir Dévonien F3 du champ d'Alrar.

I.1. Généralités et Situation géographique sur la région de Stah

La région de Stah est située à 1700km au sud sud-est d'Alger et à 1400km au nord nord-ouest d'Ilizi, limitée au nord et à l'est par la frontière ALGERO-LYBIENNE (**Figure I.1**).

La direction régionale de Stah a été créée en 1976 suite à la décentralisation de l'ancien district d'In Amenas. Elle exploite pré de 220 puits.

La région de Stah comprend 03 champs: Champs de Stah (huile), champs de Mereksen (huile), champs d'ALRAR (gaz à condensât) (**Figure I.2**).

❖ Champs de Stah

Le gisement d'huile de Stah a été découvert en septembre 1971 et mis en production en juin 1975 par la Sonatrach. Il s'étale sur une superficie de 100 km² et contient 66 puits en service.

❖ Champs de Mereksen

Le gisement d'huile de Mereksen a été découvert en avril 1974 et mis en production en mars 1975. Il est d'une superficie de 30 km² et comporte 35 puits en service.

❖ Champs d'ALRAR

Le gisement de gaz d'ALRAR a été découvert en août 1961. Il s'étend sur une superficie de 900 km². Le nombre de puits en service sur ces champs est de 63 puits. Lors de son extension il est divisé en deux champs : ALRAR Ouest et ALRAR Est.



Figure I.1 : Situation géographique[12]

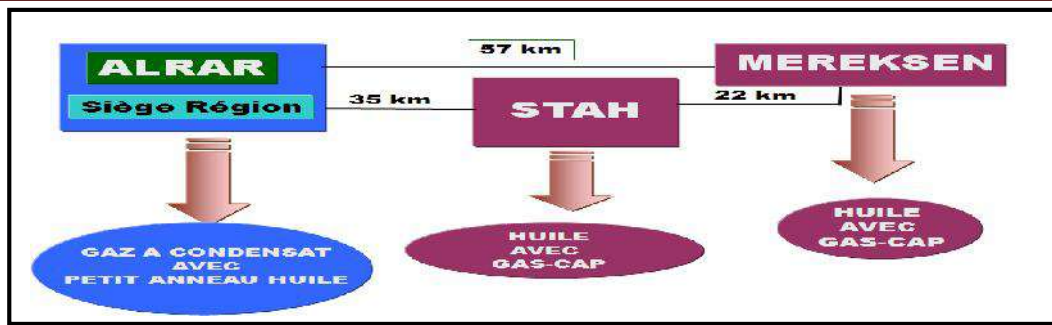


Figure I.2 : Présentation préambule[12]

I.2. Stratigraphie du champ Alrar

Le réservoir F3 est bien défini en diagraphie, la limite supérieure est nette sur l'ensemble des logs.

La limite inférieure est bien marquée par le Neutron et le Sonique, parfois moins tranchée sur le Gamma-ray du fait du développement des quartzites qui affectent le réservoir dans sa partie basale.

Le pendage du réservoir F3 est faible. La profondeur au toit du réservoir varie entre 2500m et 2650m. L'altitude de la surface varie assez peu, la valeur moyenne est de 700 m au-dessus du niveau de la mer (Figure I.3).

COUPE STRATIGRAPHIQUE; CHAMP D'ALRAR				
AGE	PROF.	ETAGE		LITHOLOGIE
CRETACE	0	Sénonien		Calcaire
		Turonien et Cénomanién		Dolomie Calcaire et Argile
	53	Argile à Gypse		Argile et Gypse
	158.5	In Akamil		Argile et Grés
	239	Taouratine		Argile Grés et Sable
JURASS.	462.5	Zarziline	Sup.	Alternances
			Moy.	D'argile
			Inf.	De sable
TRIAS	941	Tiguentourine		Argile , Calcaire et Sable
CARBONIFERE	1113	Westphalien et Namurien		Calcaire Argile , Marne et Grés
	1570	Viseen		Argile , Grés , bancs de dolomie et Calcaire
	2045	Tournaisien		Argile avec intercalations de Grés
	2345	Supérieur	F2	Grés argileux
DEVONIEN	2377	Disc. Frasn.	Série Argileuse	Argile
	2587	Moyen	F3	Grés+quartzites
	2632.5		F4	Grés , argile
		Inférieur	C3	
			C2	
		F6	C1	
			A	Grés et argile

Figure I.3 : Coupe stratigraphique et différentes phases du champ ALRAR [11]

I.3. Caractéristiques pétrophysiques

La partie inférieure du réservoir F3 est nettement argileuse 30% à 40% et compacte que la partie supérieure. A cet effet, les grès du réservoir F3 ont été divisés en deux, partie supérieure représentant le sommet et partie inférieure représentant la base.

I.4. La Roche reservoirs

C'est une roche qui a la capacité de contenir des hydrocarbures. Ainsi, le réservoir D'ALRAR se caractérise par des variations d'épaisseur importantes, de faciès et des caractéristiques pétrophysiques.

Les accumulations principales de gaz ont fait de la région l'un des plus grands gisements de gaz en Algérie en plus d'un anneau d'huile qui vient d'être mis en exploitation.

D'après les études antérieures ce réservoir montre des caractéristiques pétrophysiques Moyennes (**Tableau I.1**).

Tableau I.1 : caractéristiques moyennes des réservoirs [11]

Réservoir	H .total (m)	H .utile (m)	Porosité (%)	Perm. k (md)	P. initial (kg/cm ²)
F3	34.9	5.6 à 14	11.7	86 à 146	230.5

I.5. Situation Géographique du Puits AL 17

Le Puits AL 17 est destiné à la production de gaz humide à partir du réservoir Dévonien F3 du champ d'Alrar [11].

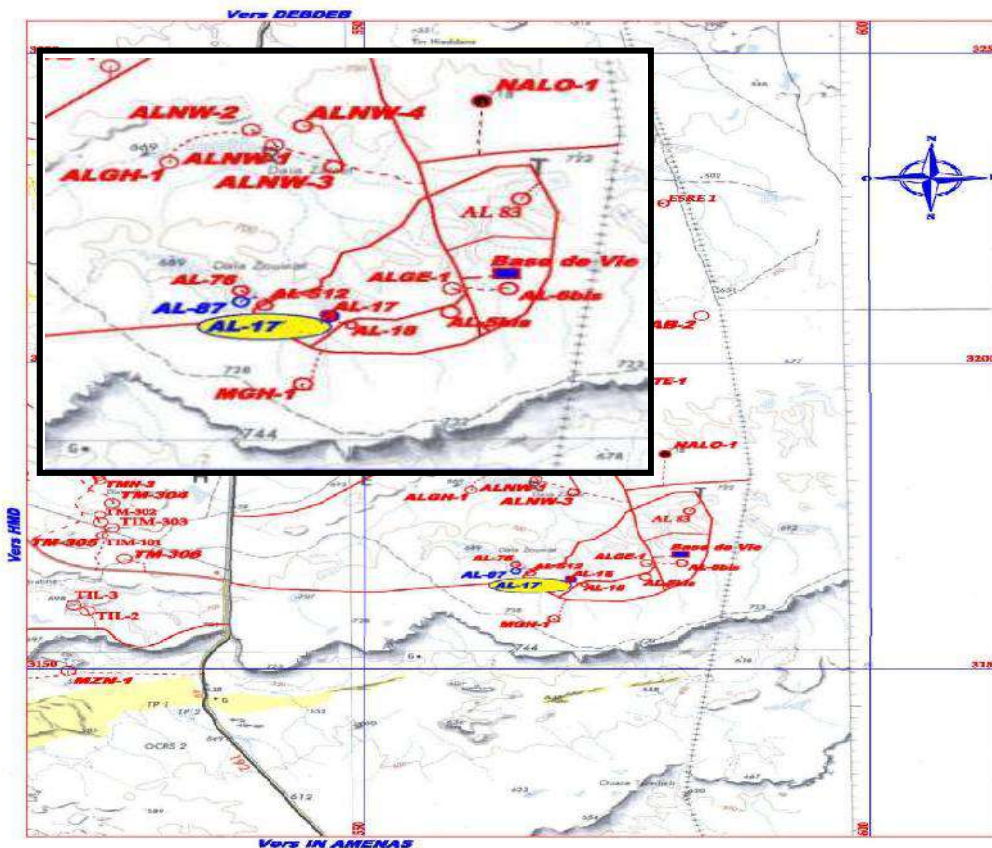


Figure I.4 : Situation Géographique du Puits AL 17 [11]

Tableau I.2 : Les Coordonnées du Puits AL 17 [11]

Coordonnées	Elévation
X = 571 575	Zs = 699.4 m
Y = 3 163 850	Zt = 707.6 m.

Tableau I.3 : Données de Forage du Puits AL 17 [11]

Données de Forage	
Début forage	19/03/1979
Fin forage	10/05/1979
Côte finale	2657m côte sondeur 2656.7m côte électrique

I.6. Buts du workover

Work-Over de sécurité suite présence de pression anormale dans les annulaires 7", 9"5/8 et 13"3/8 .

Tableau I.4 : Les résultats CBL du 7" [11]

<i>Côte</i>		<i>Qualité</i>
<i>De</i>	<i>à</i>	
2631.7	2579m	Très bonne cimentation.
2579	2563m	cimentation moyenne.
2563	2547m	mauvaise cimentation.
2547	2535m	bonne cimentation.
2535	2496m	mauvaise cimentation sauf les bancs 2529 – 2527m et 2516 – 2514m où la cimentation est bonne.
2496	2483m	bonne cimentation.
2483	2407m	cimentation moyenne à bonne.
2407	2182m	bonne cimentation sauf le banc 2347 – 2330m où la cimentation est mauvaise
2182	2100m	free pipe.

I.7. Historique d'opérations work over sur le Puits AL 17

Le puits a été perforé le 23/03/1980 sur les intervalles 2581-2589m et 2591-2598 m et il a été repris du 26/03 au 08/04/1984 pour des raisons de sécurité (Présence de pression dans l'annulaire (7"x 5")), les principales opérations effectuées au cours du WO étaient [11].

- Remontée de la complétion 5".
- Repêchage Packer et extension sous Packer
- Descente outil 6", top sédiments à 2631m.
- Circulation pour nettoyage fond.
- Changement Tubing Head et test à 5000 psi durant 30mn, est positif.
- Descente complétion 5" VAM N80.
- Mise puits sous eau sodée.
- Le puits a été remis en service le 20/11/1986 comme producteur de gaz humide.

I.8. Complétion du puits AL 17

Le puits AL 17 est complété avec

- Tubing 5" VAM N80 15 #.
- Packer 7" FAB1 Baker (Reforable) ancré à 2523.28m.
- Fluide annulaire : eau sodée, Ph=11 [11].

I.9. Caractéristiques de Production

I.9.1 Les principales propriétés du réservoir

le tableau suivant présente les principales propriétés du réservoir (Tableau I.5).

Tableau I.5 : Les principales propriétés du réservoir [11]

Réservoir	F2	F3
Toit	2350	2581
Mur	2438	2621.5
H totale	88m	40.5m
Perforations	-	2581-2589m 2591-2599m

I.9.2 Paramètres de production

Le dernier test est s'effectué le 15/04/2014 le (Tableau I.6) donné les résultats suivant

Tableau I.6 : Test le 15/04/2014 [11]

Pt	Qg	Qcond	Qeau
75 bars	0.462x 10 ⁶ Stm3/j	28.21m3/j	4.18 m3/j

I.10. Problématique

D'après le tableau de l'évolution des pressions, la pression dans les annulaires 7" ,9"5/8 et 13"3/8 remonte depuis le 28 septembre 2014.

Tableau I.7 : l'évolution des pressions dans les annulaires[11]

Septembre	Pt (bar)	P7" (bar)	P9 ^{5/8} (bar)	P13 ^{3/8} (bar)	
9	73	0	0	0	
10					
11	72	0	0	0	
12					
13	72	0	0	0	
18	72	0	0	0	
20	72	0	0	0	
22	72	0	0	0	
24	72	0	0	0	
26	72	0	0	0	
28	72	6	6	3,5	Remontée de pression
29	72	6	5,2	2,5	les Annulaires 7" , 9 ^{5/8} et 13 ^{3/8} ont été purgés pendant 15mn, la pression reste stable (sortie du gaz pdt la purge)
30	72	6	5,5	2,5	
Octobre					
1	72	7	6,2	3	
2	72	7	6,2	3	les Annulaires 7" , 9 ^{5/8} et 13 ^{3/8} ont été purgés pendant 30mn, la pression reste stable (sortie du gaz pendant la purge)

Chapitre I

Situation et état du puits AL 17

Introduction sur les instrumentations

Le terme instrumentation désigne les opérations dans un puits mettant en œuvre des instruments spécifiques permettant le rétablissement à la normale la situation propice à la continuation du programme. Nous citons dans le présent chapitre les différents instruments utilisés pour la réalisation d'une opération spécifique que soit de repêchage, de fraisage, de surforage.

II.1. Outils de repêchage

II.1.1 Outils pour repêchage de la ferraille

II.1.1.1 Panier à sédiments

Le panier à sédiments est employé pour la récupération des débris dans les situations de fraisage de packer, bridge plug, débris métalliques ...

Il est positionné immédiatement au dessus de l'outil, on peut superposer deux ou plusieurs Panier à sédiments si une importante remontée des débris est prévue. Dans le cas où il existe une possibilité de coincement voir l'opportunité de descendre cet outil qui supporte très mal le battage (**Figure II.1**) [6].

Fonctionnement

Une fois arrivé à quelques centimètres du fond, circuler, de préférence à débits différents jusqu'à atteindre le débit maximal après on a effectué le étapes:

- arrêter la circulation pendant 1 ou 2 minutes.
- dégager de quelques mètres.
- redescendre au fond en reprenant la circulation et gratter le fond si nécessaire.
- répéter l'opération plusieurs fois.

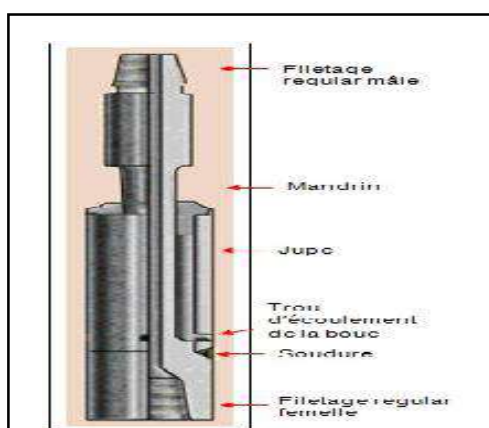


Figure II.1 : panier à sédiments [6]

II.1.1.2 L'aimant

C'est un aimant contenu dans un corps en acier non magnétique. Il est percé de trous permettant la circulation de la boue. Il peut être équipé, à sa partie inférieure, d'accessoires lui permettant une meilleure récupération de la ferraille. Selon les cas, il peut être descendu soit au câble, soit avec le train de tiges pour permettre la circulation. Dans ce dernier cas, il est accompagné d'un panier à sédiments placé immédiatement au-dessus. Pour une bonne récupération, il faut poser légèrement sur le poisson afin d'éviter de l'enfoncer davantage, et sans circulation. Le dévissage de la garniture durant la remontée doit se faire à la chaîne (**Figure II.2**).

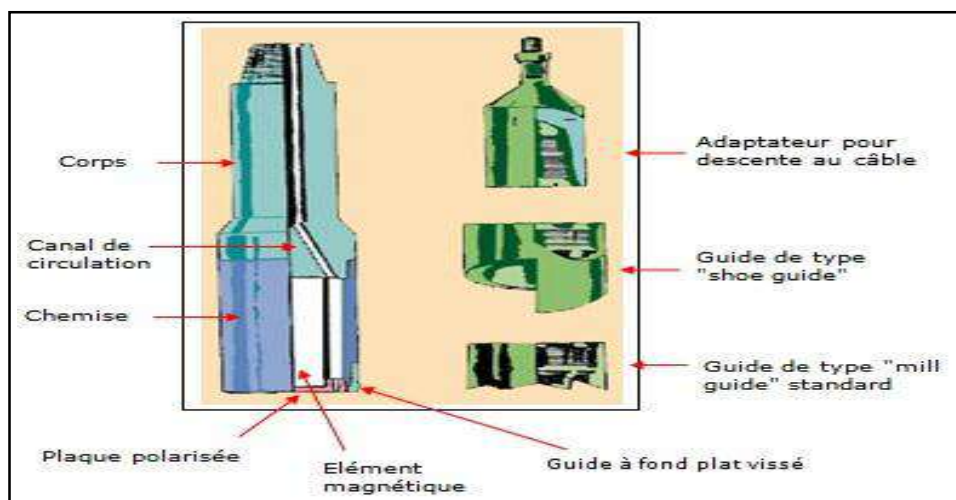


Figure II.2 : Aimant et Accessoires [6]

II.1.1.3 Le carottier de repêchage à circulation directe

Le carottier de repêchage à circulation directe est composé d'un tube, d'une fraise et de deux anneaux porte-linguets, qui peuvent être remplacés par un aimant. Ce carottier est surtout utilisé pour repêcher les molettes des outils (**Figure II.3**) [6].

Fonctionnement

- La réalisation de la circulation de la boue de forage pendant quelques minutes afin de nettoyer le Poisson.
- réduire le débit et descendre lentement jusqu'à coiffer la ferraille.
- carotter 30 à 60 cm du terrain.
- couper et remonter la carotte en dévissant à la chaîne.

La garniture de forage remonte pleine de boue du fait que la carotte au fond obstrue le passage.

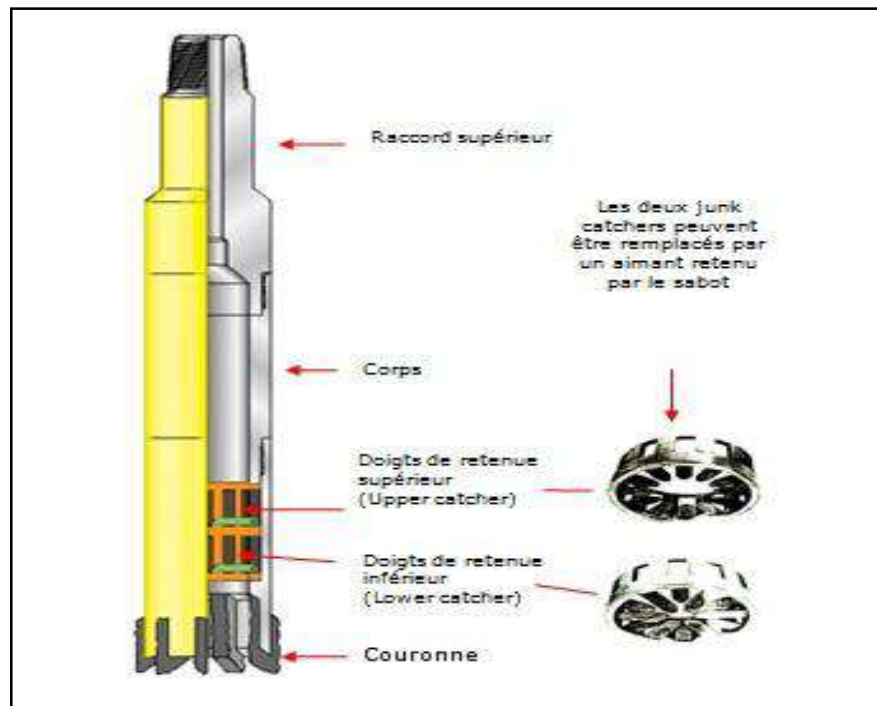


Figure II.3 : Junk basket [6]

II.1.1.4 Le carottier de repêchage à circulation inverse

Le carottier de repêchage à circulation inverse utilisés pour retrouver toutes sortes de petits débris, particulièrement les molettes d'outils. Ils ont la même utilisation que les panier à sédiments mais sont conçus différemment (**Figure II.4**) [6].

Fonctionnement

- commencer par une circulation directe à quelques centimètres du fond pour nettoyer le carottier et le trou.
- lancer la bille.
- carotter 40 à 60 centimètres.
- couper la carotte et remonter le carottier en dévissant à la chaîne.

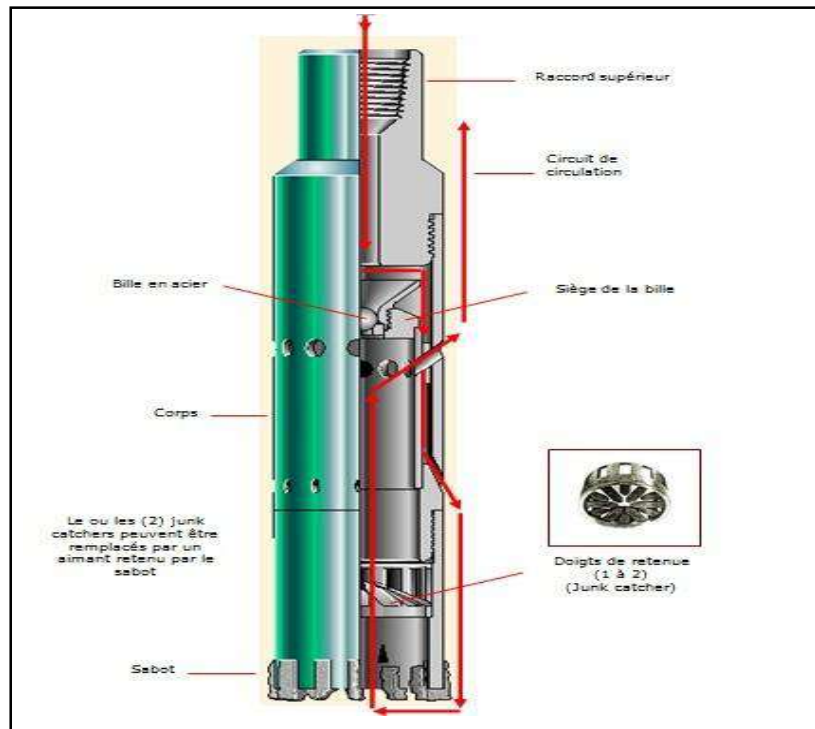


Figure II.4 : Le carottier de repêchage à circulation inverse [6]

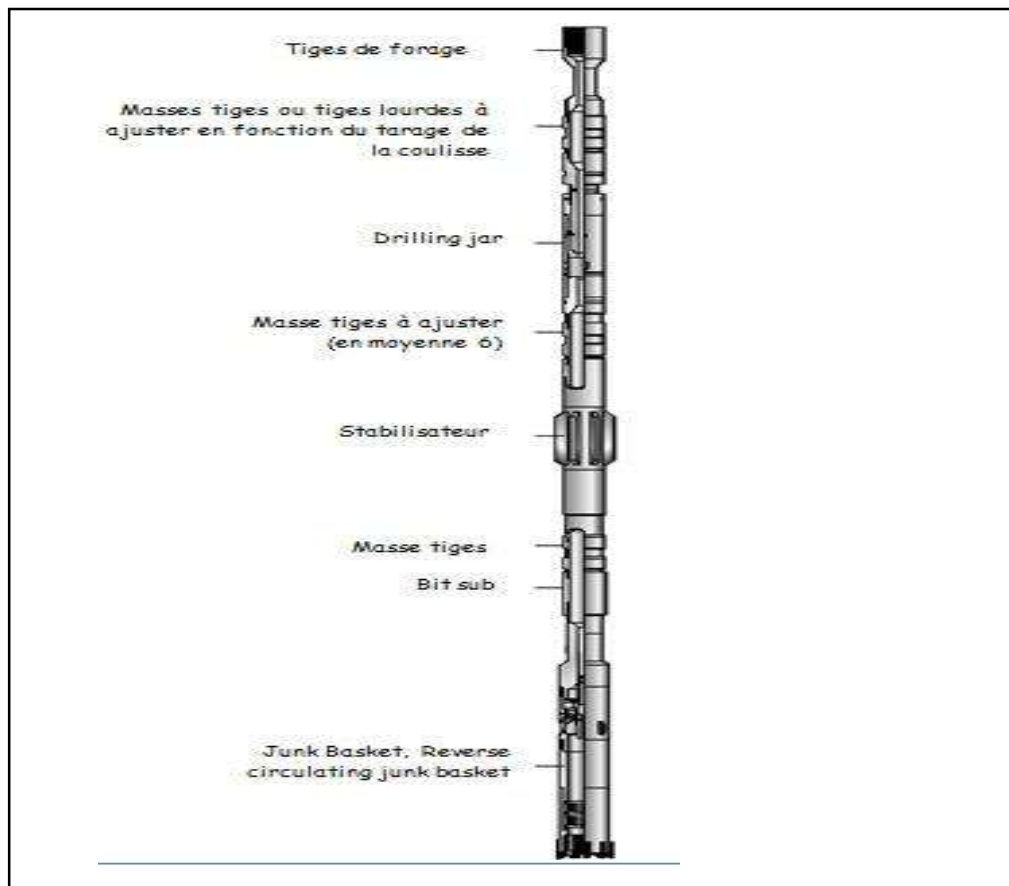


Figure II.5 : Garniture de repêchage au panier à sédiments [6]

II.1.2 Outils de repêchage de la garniture

II.1.2.1 Les outils de repêchage externe

II.1.2.1.1 L'overshot

L'overshot est l'outil de repêchage externe le plus solide. Il est en général le premier outil d'intervention, la gamme de repêchage est très large suivant la série et les constructeurs. Il nécessite une tête de poisson en bon état.

L'overshot est utilisé pour s'engager, assurer une étanchéité et repêcher un poisson de type tubulaire. Il peut être utilisé avec une garniture de battage comme avec une garniture de dévissage (back-off) et est particulièrement recommandé pour le repêchage des tiges et masse-tiges [6].

Equipements

Les overshots peuvent être équipés soit de :

- **Spiral grapple**, c'est un ressort en forme d'hélice utilisé pour des poissons ayant un diamètre extérieur proche de la prise maximum de l'overshot. (**Figure II.6**)
- **Basket grapple**, c'est un cylindre segmenté utilisé quand le diamètre extérieur du poisson est au moins 1/2 "plus petit que la prise maximum de l'overshot (**Figure II.7**).

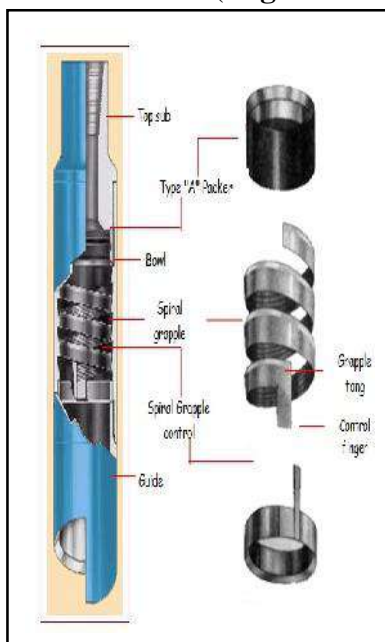


Figure II.6 : Overshot avec « spiral grapple » [6]

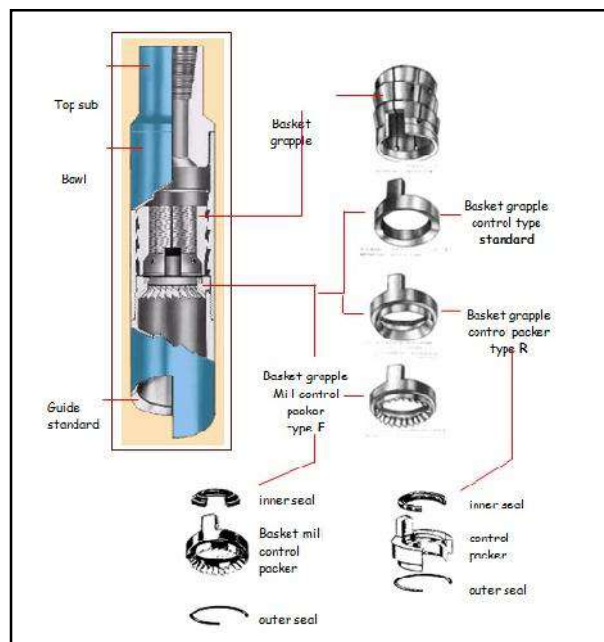


Figure II.7 : Overshot avec « basket grapple » [6]

Fonctionnement

- circuler à quelques centimètres au-dessus de la tête du poisson pour bien la nettoyer.
- réduire le débit et descendre en tournant lentement pour coiffer le poisson ; une augmentation de la pression indique la coiffe du poisson.
- à ce moment, arrêter la rotation et descendre pour engager complètement le poisson.
- arrêter la descente et mettre en tension pour agripper le poisson.
- mettre en circulation (si le poisson n'est pas bouché) et dégager pour s'assurer de la liberté du poisson, redescendre en donnant un coup de frein brusque pour s'assurer de la bonne prise.
- si le poisson est coincé et on décide de le relâcher, donner quelques secousses vers le bas pour décoincer le système de prise puis tourner à droite en dégageant lentement.

II.1.2.1.2 Les cloches taraudées

La cloche taraudée est un cylindre conique comportant intérieurement un filetage fin à 6 filets au pouce avec une conicité de 4°. Le filetage est durci par traitement thermique pour pouvoir se visser sur l'extérieur du poisson dont le matériau est plus tendre. Elle sert à repêcher des poissons tubulaires fixes en rotation, ou à les dévisser si on utilise une cloche taraudée à gauche. Des rainures verticales sont taillées à l'intérieur afin de faciliter le dégagement des copeaux. Certaines cloches ont un filetage mâle en bas pour visser un guide.

Cet outil ne peut pas relâcher le poisson après la prise, ce qui nécessite de le descendre accompagné d'un joint de sécurité.

Cet outil est utilisé s'il n'y a pas d'autres solutions, parce qu'il supporte peu la traction (**Figure II.8**) [6].

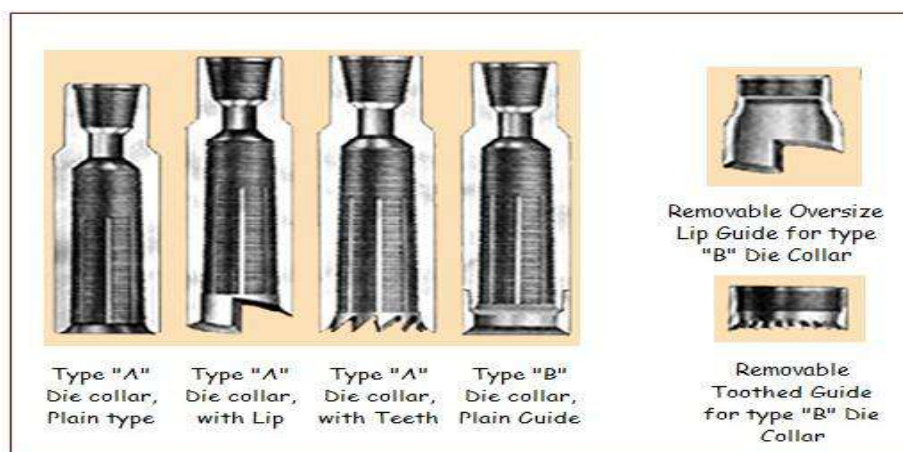


Figure II.8 : cloches taraudées [6]

Fonctionnement

- circuler au dessus de la tête du poisson pour la nettoyer.
- descendre sans circulation, poser légèrement sur le poisson et visser lentement jusqu'à augmentation du torque au maximum autorisé par les tiges.
- tenir le torque un certain moment, remonter en faisant attention de ne pas trop tirer en cas de coincement.
- Ne pas dévisser à la table durant la remontée.

II.1.2.2 Les outils de repêchage interne

II.1.2.2.1 Les tarauds

Le taraud a une conicité de 10% et un filetage fin durci par traitement thermique sur toute sa longueur.

Il est muni d'un trou pour le passage de la boue et des canaux sont taillés sur toute sa longueur pour permettre l'évacuation des copeaux.

Il est destiné pour le repêchage du matériel tubulaire dont le jeu entre le poisson et le trou ne permet pas le passage d'un overshot.

Il peut être équipé d'un guide. Une fois vissé, le taraud ne peut relâcher le poisson qu'en battant à la coulisse ou au joint coulissant. Il est nécessaire d'intégrer un joint de sécurité dans ce train de repêchage (**Figure N° II.9**) [6].

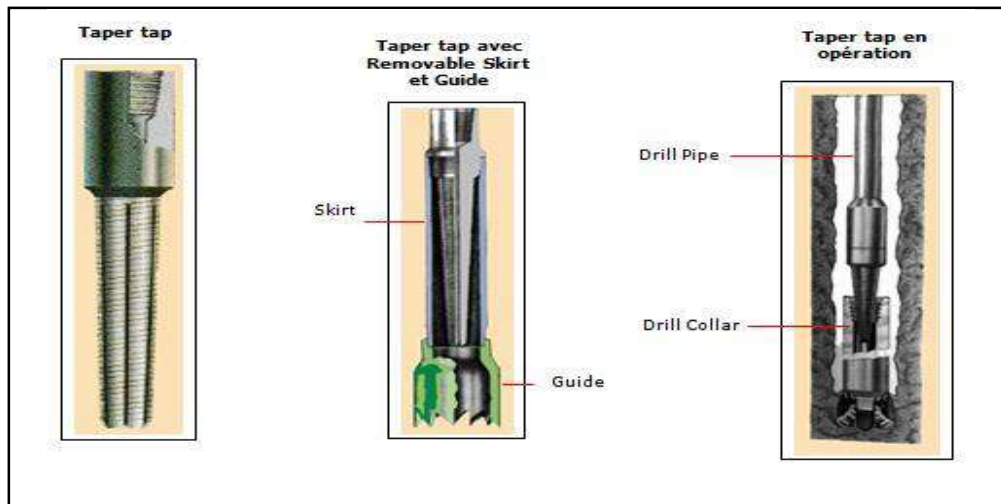


Figure II.9 : Les tarauds [6]

Fonctionnement

- circuler au dessus de la tête du poisson pour la nettoyer.
- descendre lentement jusqu'à pénétration dans le poisson, qu'on détecte grâce à une légère remontée de la pression.
- visser lentement jusqu'à augmentation du torque au maximum autorisé par les tiges.
- tenir le torque un certain moment puis relâcher.
- remonter en faisant attention de ne pas trop tirer en cas de coincement.

Ne pas dévisser à la table durant la remontée.

II.1.3 Outil de repêchage de tubage (releasing ou casing spear)

Comporte des lames de friction et des coins d'ancrage. En tournant 1/6 ème de tour et en tirant, les coins glissent sur une portée conique et agrippent la paroi intérieure du poisson. En tournant 1/6 ième de tour à gauche et en posant légèrement, on désancre l'outil. Cet outil doit descendre muni d'un joint coulissant pour faciliter son désancrage (**Figure II.10**) [6].

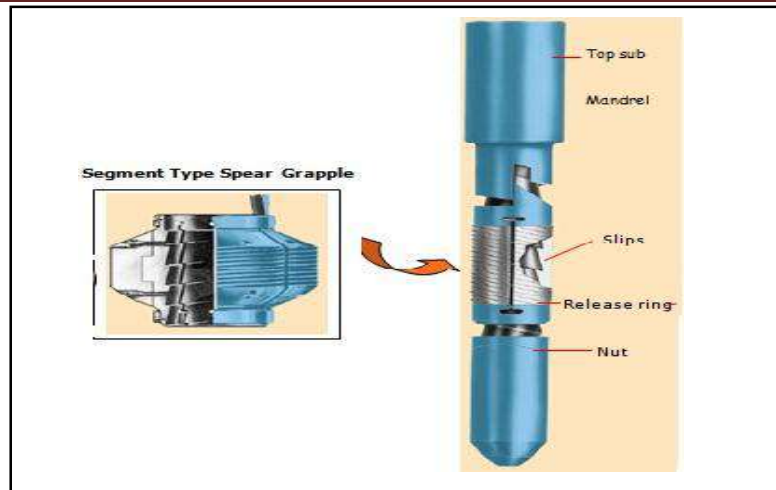


Figure II.10 : Releasing Spear [6]

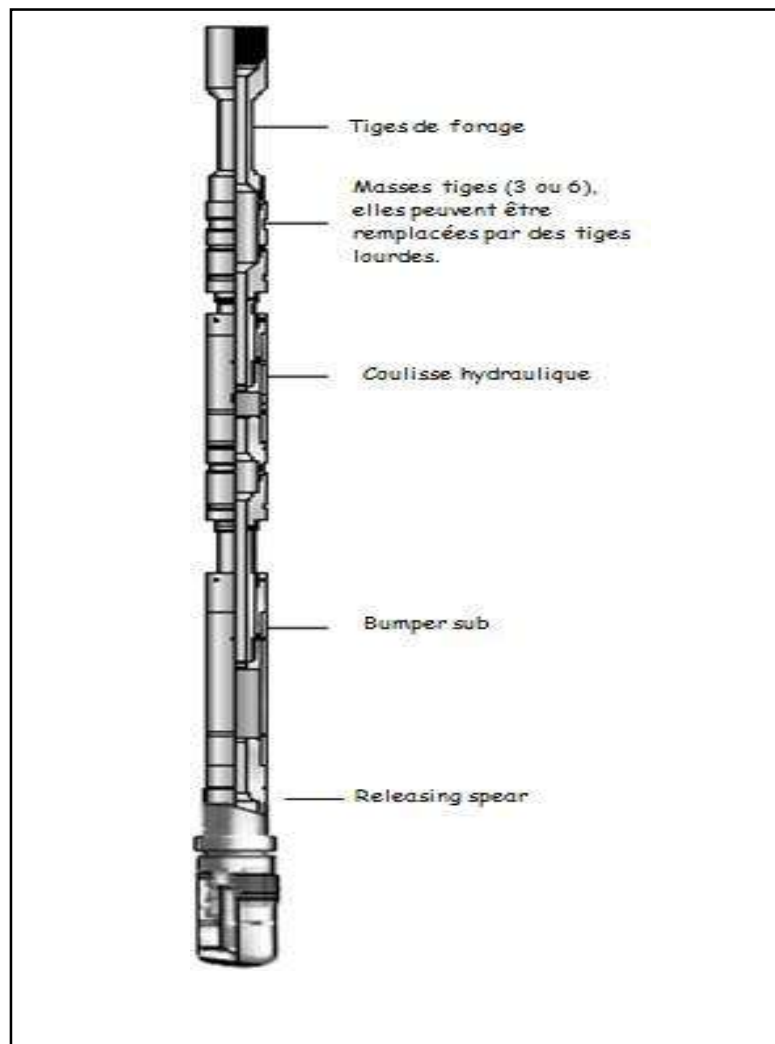


Figure II.11 : Garniture de repêchage avec releasing spear

II.1.4 Outils pour repêchage du câble

II.1.4.1 Le harpon extérieur

le harpon extérieur est une longue tige munie de griffes et un filetage à sa partie supérieure pour le raccordement à la garniture. Il est utilisé pour repêcher un câble cassé dans le tubage. Sa partie supérieure est équipée d'une bague cylindrique de diamètre égal au diamètre intérieur du tubage pour éviter l'accumulation du câble au-dessus du harpon, ce qui peut causer son coincement [6].



Figure II.12 : Les harpons [6]

II.1.4.2 Le harpon intérieur

Le harpon intérieur est composé de deux ou plusieurs supports verticaux sur lesquels plusieurs griffes sont soudées intérieurement. Un raccord supérieur solidarise les supports entre eux et permet le raccordement à la garniture. Il est utilisé pour repêcher un câble cassé dans le découvert (**Figure II.12**) [6].

II.1.5 Garniture de repêchage

La garniture de repêchage type est composée de (de bas en haut) :

- un outil de repêchage, choisi en fonction de l'état et des dimensions de la tête de poisson.
- un joint de sécurité (éventuel) destiné au dévissage en cas de difficulté.
- un joint coulissant pour battre vers le bas et relâcher l'outil de repêchage (overshot ou outil de repêchage par l'intérieur) en cas d'échec.
- une coulisse hydraulique pour battre vers le haut en cas de coincement du poisson.

- un nombre suffisant de masse-tiges pour assurer le battage.

Le joint de sécurité est toujours placé le plus bas possible, permettant ainsi de récupérer le maximum de la garniture de repêchage au cas où le poisson ne vient pas et l'outil de repêchage ne lâche pas sa prise.

L'accélérateur de battage est recommandé si on utilise une coulisse hydraulique dans des puits dont les frottements sont importants. Il est placé au sommet des masse-tiges.

II.2 Les outils de fraisage

Les fraises détruisent la ferraille ou remettent en état une tête de poisson. Elles sont rechargées par des produits à base de carbure de tungstène brasés ou frittés et possèdent des trous pour permettre la circulation de la boue. Elles sont toujours descendues accompagnées d'un panier à sédiments placé immédiatement au-dessus. Lorsque les grains actifs s'usent, la matrice se creuse pour exposer de nouveaux grains. On peut aussi exposer une nouvelle couche de grains en battant légèrement pour casser les anciens [6].

II.2.1 Fraises à plage

Les fraises à plage sont utilisées pour les ferrailles massives, puisqu'elles possèdent une très grande plage de coupe et sont très robustes. Elles peuvent broyer la ferraille au choc ou la décoller en copeaux.

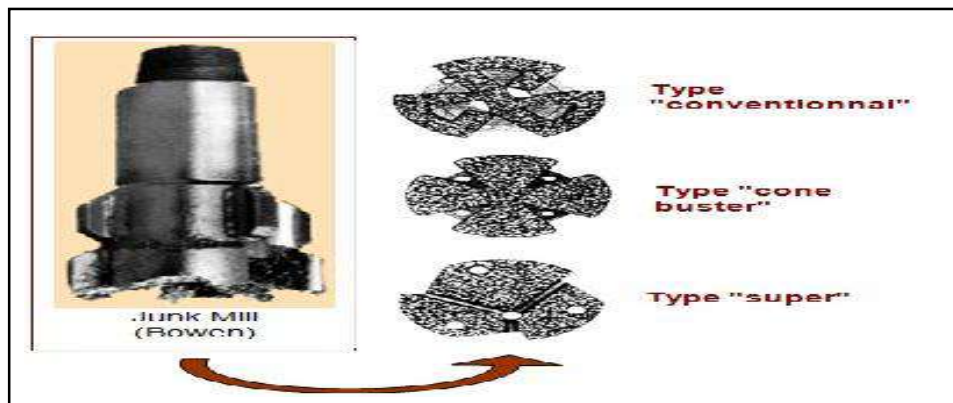


Figure II.13 : Junk Mill [6]

II.2.2 Fraises à secteur

Les fraises à secteur sont moins robustes que les précédentes mais ont de meilleures caractéristiques de coupe.

II.2.3 Fraises à lames

Les fraises à lames sont fragiles et ne permettent pas de battages importants. Ils sont utilisés pour fraiser le matériel tubulaire qui ne permet pas l'utilisation de guide central.

II.2.4 Fraises à guide central « Pilots-mills »

Les fraises à guide central sont des fraises à lames destinées au fraisage du matériel tubulaire. Elles possèdent un guide qui leur permet de s'introduire dans le poisson.



Figure II.14 : Pilot Mills [6]

II.2.5 Fraises à jupe (Economills)

Les fraises à jupe sont guidées extérieurement sur la tête du poisson à l'aide d'une extension. Elles sont destinées pour le fraisage du matériel tubulaire dont la tête est très abîmée et le passage intérieur est impossible (Figure II.15).



Figure II.15 : Economills [6]

II.2.6 Fraises coniques (Taper-mills)

Les fraises coniques sont de forme conique et servent à aléser et recalibrer des tubes partiellement écrasés (Figure II.16).

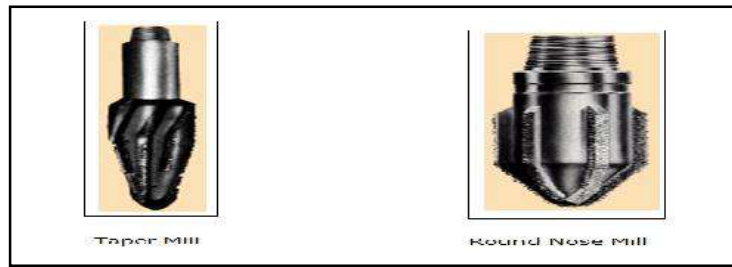


Figure II.16 : Taper Mills [6]

Procédure de fraisage

Arrivés à quelques centimètres de la tête du poisson, démarrer la rotation, noter le couple et descendre lentement jusqu'à atteindre le poisson et commencer le fraisage en cherchant les paramètres optimaux. Fraisé avec ces paramètres, le copeau aura une épaisseur de l'ordre de 0.8 mm et une longueur de 5 à 7 cm. Le copeau d'un acier P110 est plus fin que celui des autres aciers. Pour le ressemblage de ce dernier on a deux cas:

- Si les copeaux ressemblent à des cheveux et l'avancement est médiocre, il faut augmenter le poids.
- Si les copeaux ressemblent à des écailles de poisson (cas de l'acier H40), il faut diminuer la vitesse de rotation.

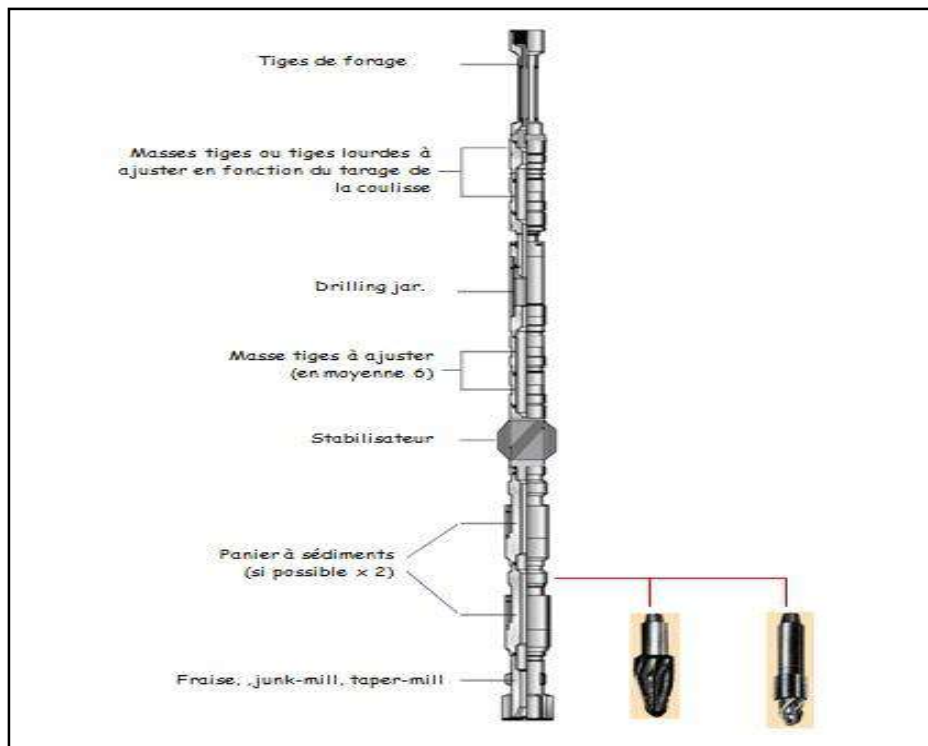


Figure N° II.17 Garniture de fraisage [6]

II.3 Les outils de surforage

Il consiste à forer le terrain autour du poisson pour le dégager. C'est une opération déconseillée dans des terrains qui présentent des risques de coincement (argiles fluantes ou gonflantes,...)

II.3.1 Couronnes de surforage

Les couronnes de surforage pour le découvert sont rechargées extérieurement (pour fraiser le terrain) et, éventuellement, intérieurement (pour fraiser l'extérieur du poisson), tandis que celles pour le trou tubé ne sont pas rechargées extérieurement pour ne pas abîmer le tubage. Elles peuvent comporter des dents (terrains tendres), un profil plat ou des ondulations (terrains durs). Leur diamètre intérieur est inférieur de 1/16" à celui des tubes de surforage, et leur diamètre extérieur est supérieur de 1/16" à celui des tubes de surforage (**Figure II.18**) [6].

II.3.2 Tubes de surforage

Ils doivent avoir une bonne résistance à la torsion et une section faible pour permettre le passage du poisson à l'intérieur et une bonne remontée des déblais à l'extérieur. Ces tubes sont reliés aux masse-tiges par l'intermédiaire d'un raccord qui peut faire office de joint de sécurité. Une coulisse est conseillée dans ce type de garniture [6].

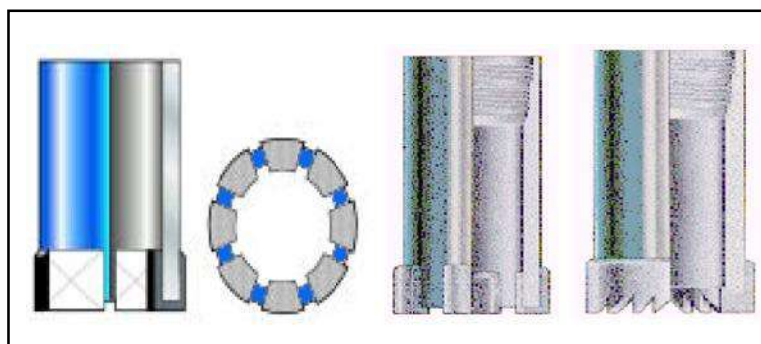


Figure II.18 : Couronnes de surforage [6]

Paramètres de surforage

Le poids est compris entre 1 et 3 tonnes, la rotation entre 50 et 100 tr/mn et le débit est faible (entre 250 et 500 l/mn) pour éviter la flottaison de la garniture.

Commencer avec un poids très faible et surveiller le torque.

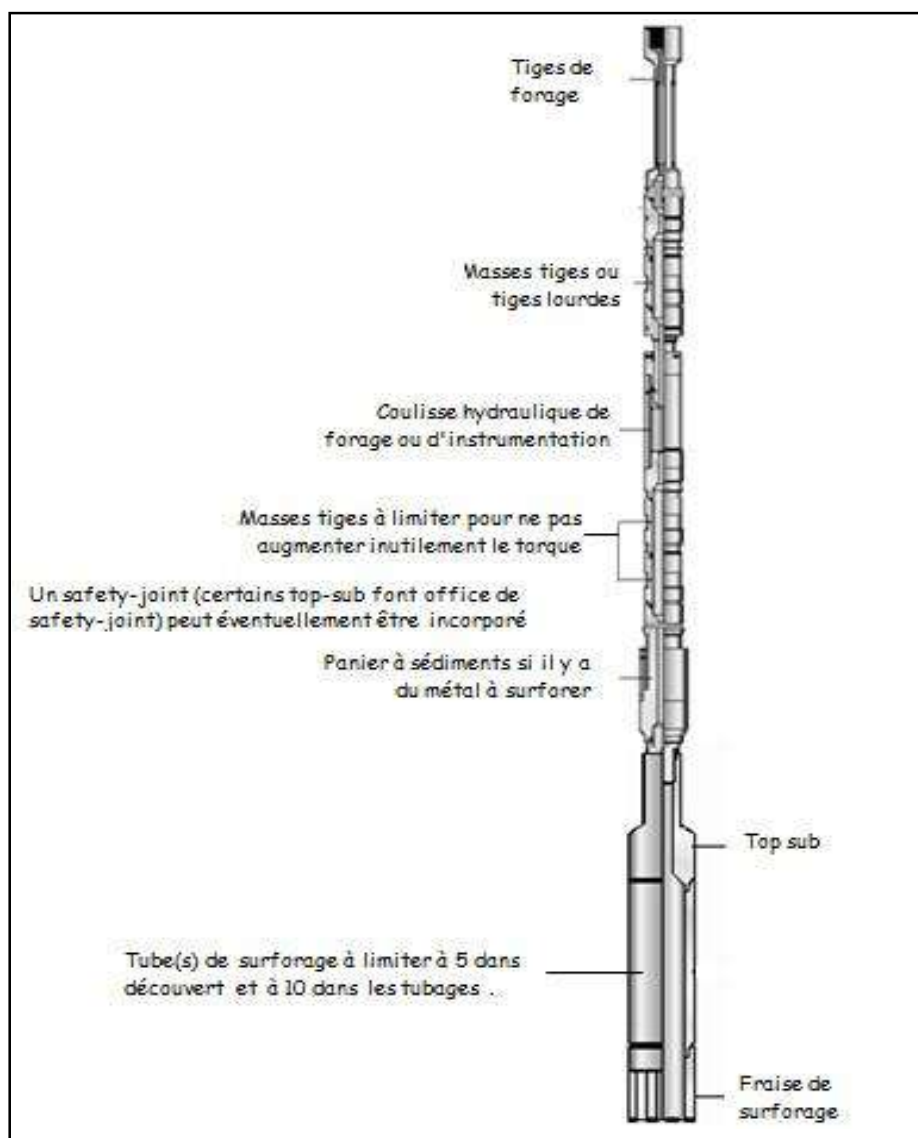


Figure II.19 : Garniture de surforage [6]

II.4 Les outils de coupe tubing/casing

II.4.1 Outil de coupe intérieur

L'outil de coupe intérieur sert à couper intérieurement un tube ou une tige. On le descend dans le poisson et on tourne 6 à 8 tours à droite pour le déverrouiller et l'ancrer grâce à un système à friction et des coins d'ancrage. L'ensemble de coupe comprend des couteaux dirigés vers l'extérieur qui sortent et s'appliquent sur l'intérieur du tube en posant du poids. Un ressort situé au-dessus de la jupe porte-couteaux régule la pression des couteaux sur le tube. La coupe est réalisée en faisant tourner l'outil. A la fin de l'opération, on dégage la garniture, le ressort se décomprime, les couteaux rentrent dans leur logement et les coins d'ancrage lâchent prise. On tourne 6 à 8 tours à gauche pour verrouiller l'outil (**Figure II.20**) [6].

II.4.2 Outil de coupe extérieur

l'outil de coupe extérieur sert à couper extérieurement un tube ou une tige préalablement surforé. Il comprend un guide qui sert à coiffer le poisson et un corps comportant les ensembles d'ancrage et de coupe. Une fois le poisson coiffé, on tire pour ancrer l'outil sur l'extérieur du poisson et sortir les coteaux qui viennent s'appliquer contre le tube. On le coupe en tournant vers la droite. Lorsque le tube est coupé, les coteaux restent en position ouverte et l'outil reste ancré sur le poisson pour le remonter avec lui. La longueur de poisson dans ce cas est limitée à 120 mètres [6].

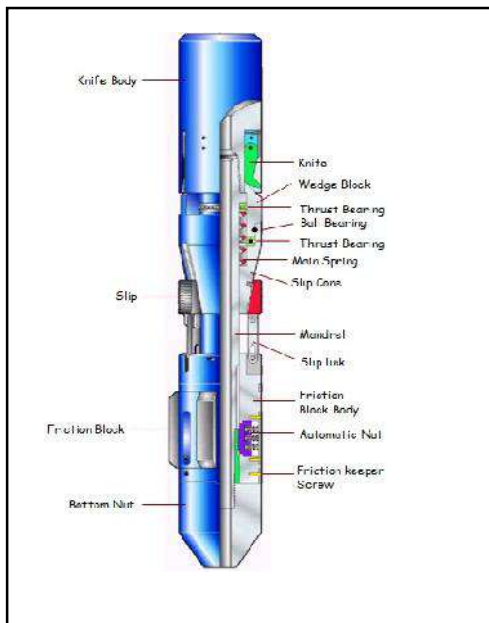


Figure II.20

Outil de coupe intérieur [6]

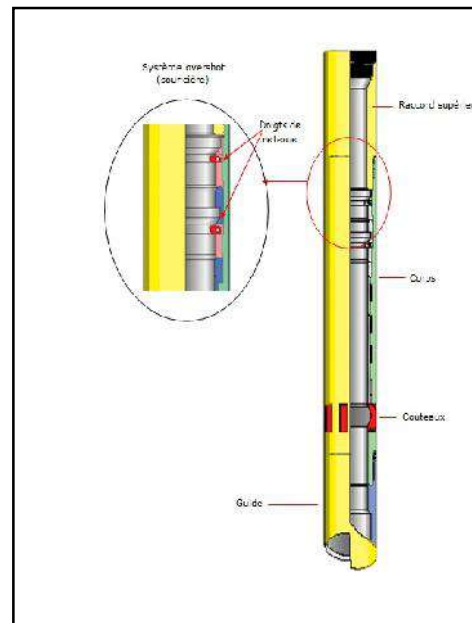


Figure II.21

Outil de coupe extérieur [6]

II.4.3 L'outil de coupe hydraulique

sert à couper intérieurement un tubage. L'ouverture des coteaux se fait en augmentant la pression de la boue entre 1000 et 1200 psi. Il est descendu muni d'un stabilisateur. La vitesse de rotation est comprise entre 60 et 100 tr/mn. Certains de ces outils permettent le fraisage du tubage après sa coupe (cas d'ouverture d'une fenêtre sur toute la circonférence du tubage pour entamer un forage dévié), en posant un poids de 2 à 4 tonnes (**Figure II.22**) / (**Figure II.22**).

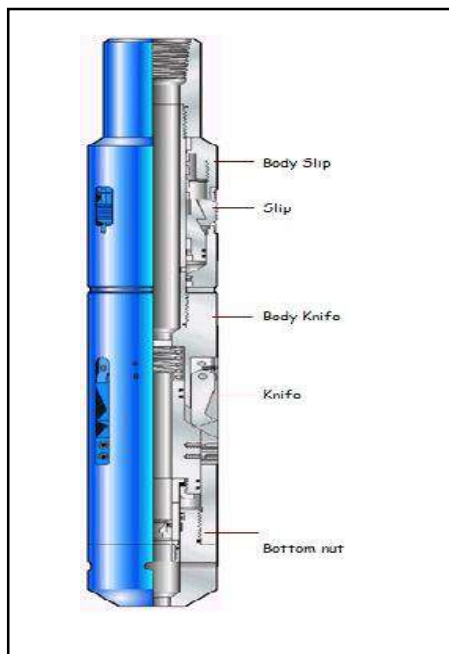


Figure II.22

Inside Hydraulic Cutter.

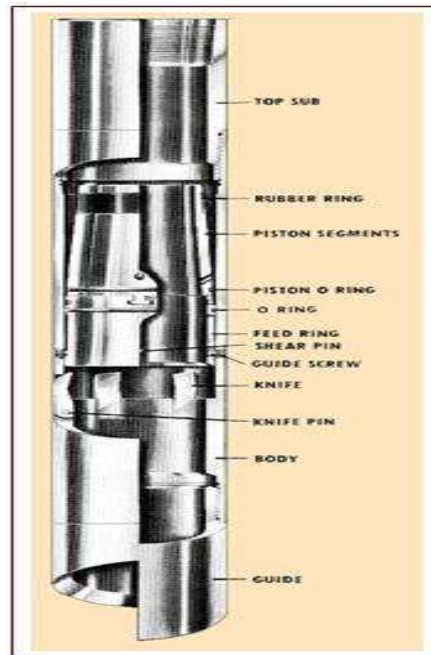


Figure II.23

hydraulic external Cutter

II.5 L'outil de raccordement sur tubage (casing patch)

L'outil de raccordement sur tubage sert à raccorder une nouvelle colonne de tubage sur une autre restée dans le puits. Il comporte un guide pour coiffer le poisson, des coins d'ancrage glissant sur une chemise à face intérieure conique et des garnitures en plomb qui, écrasées en tirant après ancrage, assurent l'étanchéité entre les deux colonnes de tubage (Figure II.24).

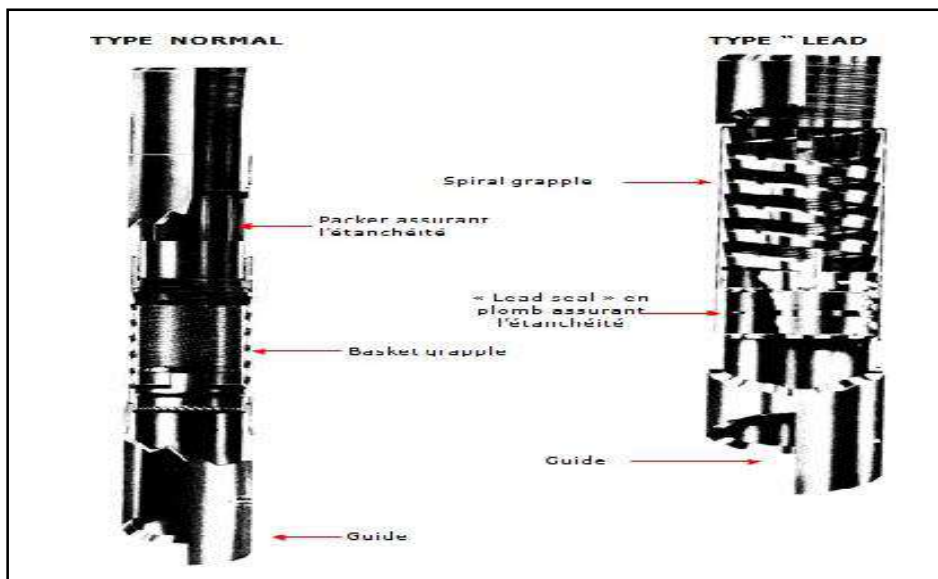


Figure II.24 : Casing Patch [6]

II.6 Outils de réparation des tubages

II.6.1 Le redresseur de tubage (casing roller)

Le redresseur de tubage est utilisé pour redresser un tubage écrasé ou ovalisé dans le puits. Il comprend un mandrin à axes excentrés sur lesquels tournent des rouleaux.

Un cône à l'extrémité inférieure facilite l'introduction de l'outil dans la partie écrasée du tubage et maintient les rouleaux en place à l'aide d'un roulement possédant de grosses billes (**Figure II.25**).

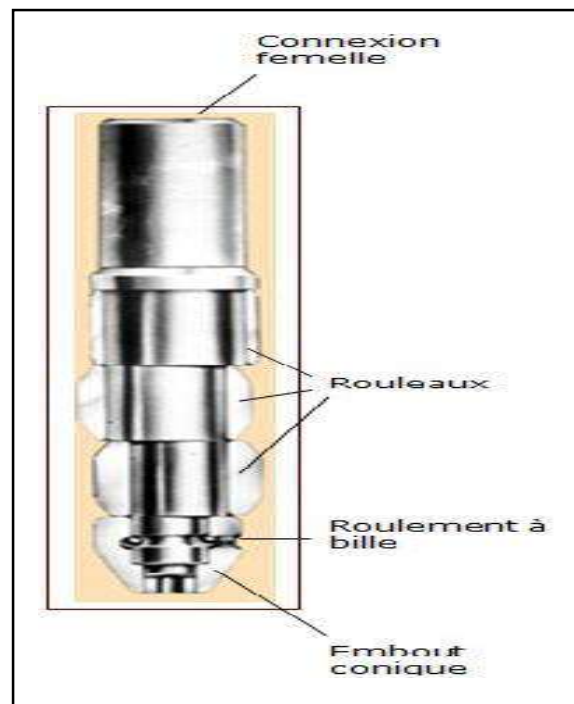


Figure II.25 : Casing Roller tool [6]

Fonctionnement

- Le redresseur de tubage est descendu au bout des tiges de forage (de préférence sans masse-tiges) au niveau de la partie écrasée du tubage.
- Tourner lentement la table et démarrer la circulation, puis augmenter la rotation jusqu'à 100 tr/min.
- Descendre ensuite lentement tout en surveillant le torque.
- Le poids ne doit pas dépasser 3 à 4 tonnes.

II.6.2 Casing Scrapper

Le casing scraper est utilisé pour nettoyer l'intérieur des tubages comme des irrégularités indésirables telles, dépôt de boue ou de ciment sur les parois internes du tubage, ou bavures occasionnées par les différentes manœuvres d'outils de forage, ou lors des perforations.

Il est plus particulièrement utilisé pour le nettoyage du tubage avant ancrage d'un packer (**Figure. II.26**) [6].

Fonctionnement

Le scrapper est généralement assemblé dans la BHA, au dessus de l'outil, mais il peut être placé à l'endroit que l'on veut dans la BHA en fonction de la zone à nettoyer..

La rotation peut être appliquée pendant la descente, la circulation ou le scrappage, On peut également circuler en inverse

- Le nettoyage peut être réalisé aussi bien en rotation qu'en réciprocation car la disposition des lames permet un recouvrement et un contact sur le diamètre intérieur du casing sur 360°.
- Chaque lame est taillée avec des cannelures hélicoïdales
- à gauche pour permettre à l'outil de nettoyer vers le haut ou vers le bas.

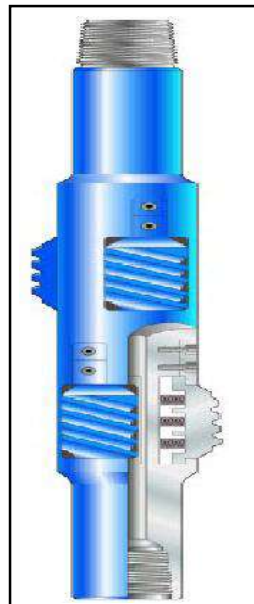


Figure II.26 : Scrapper

II.7 L'empreinte

C'est une masse de plomb fixée au bas d'un corps cylindrique. Elle permet de prendre une empreinte de la tête du poisson pour décider de la suite des opérations d'instrumentation.

L'empreinte est descendue de préférence au bout d'une garniture stabilisée pour situer la tête du poisson par rapport à l'axe du puits. Cet outil ne permet pas la circulation et, pour cela, il est descendu accompagné d'un raccord troué positionné juste au-dessus (**Figure II.27**) [6].

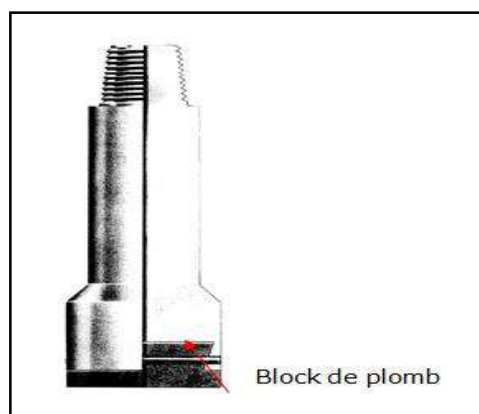


Figure II.27 : Empreinte [6]

Fonctionnement

- Descende les derniers mètres en circulation,
- poser 2 à 3 tonnes sans la moindre rotation puis remonter en dévissant normalement.

II.8 Les équipements de la garniture d'instrumentation

II.8.1 Le battage et les équipements de battage

II.8.1.1 Les Bumper subs

Les bumper subs comportent un mandrin coulissant librement dans un corps. Ce mandrin possède un marteau à la partie supérieure pour battre vers le bas et vers le haut. Le couple est transmis en général par un mandrin de forme hexagonale coulissant dans un corps également de forme hexagonale. L'étanchéité s'effectue sur la partie supérieure du mandrin qui est cylindrique.

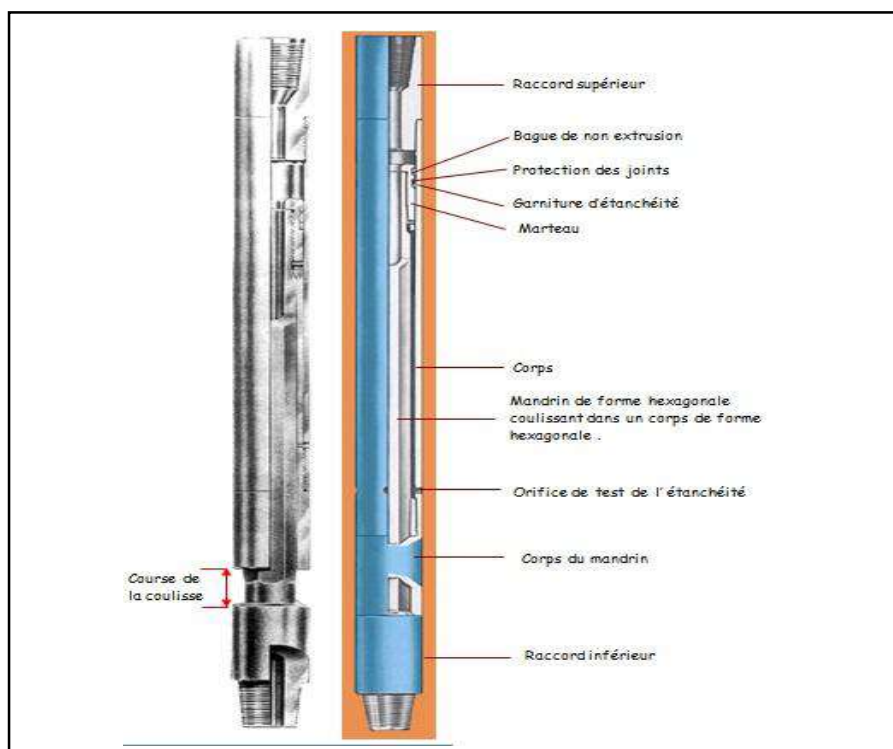


Figure II.28 : Bumper sub [5]

Utilisation

Les bumper-subs sont surtout utilisés :

- pour battre vers le bas, et à la rigueur vers le haut,
- pour localiser parfaitement le point libre,
- en forage en mer pour compenser le pilonnement.

Nous parlerons surtout de leur utilisation en instrumentation pour relâcher les outils tels que overshots et spears .

En instrumentation le bumper-sub est placé en général immédiatement au-dessus de l'outil de prise.

Pour battre vers le bas, bumper-sub fermé

- Marquer la tige carrée, bumper-sub fermé,
- Remonter pour ouvrir complètement le bumper- sub et mettre une légère traction 5 à 10 tonnes.
- Relâcher la garniture et s'arrêter 2 à 3 centimètres avant la marque « fermé ». La valeur du battage vers le bas est fonction du poids des masses tiges.

Pour battre vers le bas, bumper-sub ouvert

- Marquer la tige carrée, bumper-sub ouvert,
- Se mettre en traction 10 à 20 tonnes,
- Relâcher la garniture en arrêtant brusquement à la marque « ouvert ».

Ce battage est peu efficace et dépend surtout du doigté du Chef de poste.

II.8.1.2 La coulisse hydraulique

La coulisse hydraulique permet le battage vers le haut. Elle possède un piston qui se déplace dans deux chambres successives de diamètres différents, remplies d'huile [5].

Lorsqu'on tire, le faible jeu entre le piston et le cylindre inférieur retarde le passage de l'huile de la chambre supérieure à la chambre inférieure. Lorsque le piston atteint la chambre supérieure de diamètre plus grand, l'huile passe librement et la coulisse bat.

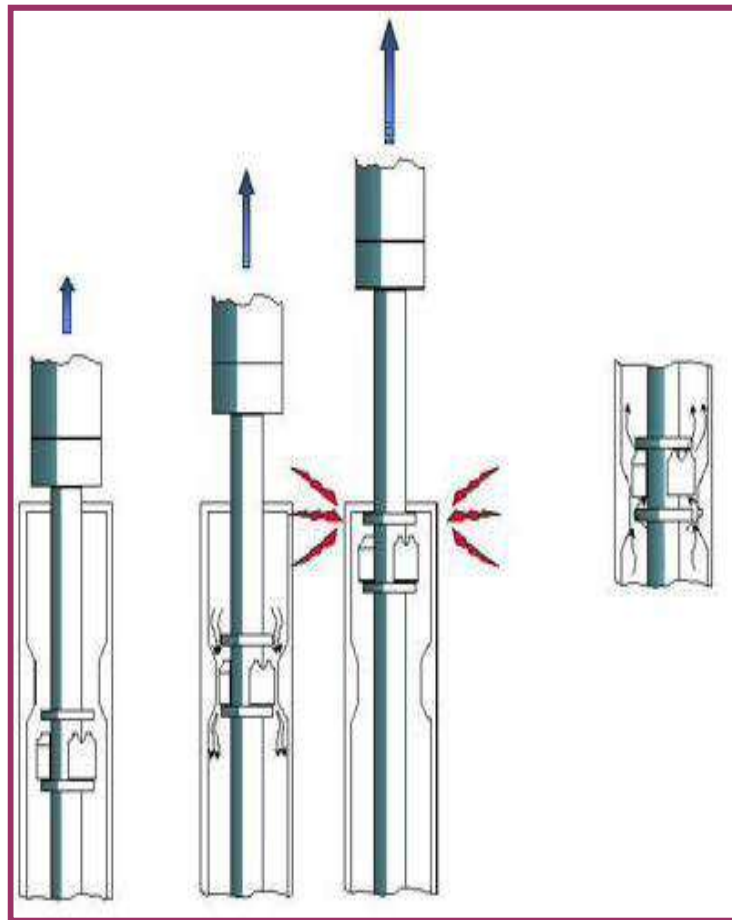


Figure II.29 : La coulisse hydraulique

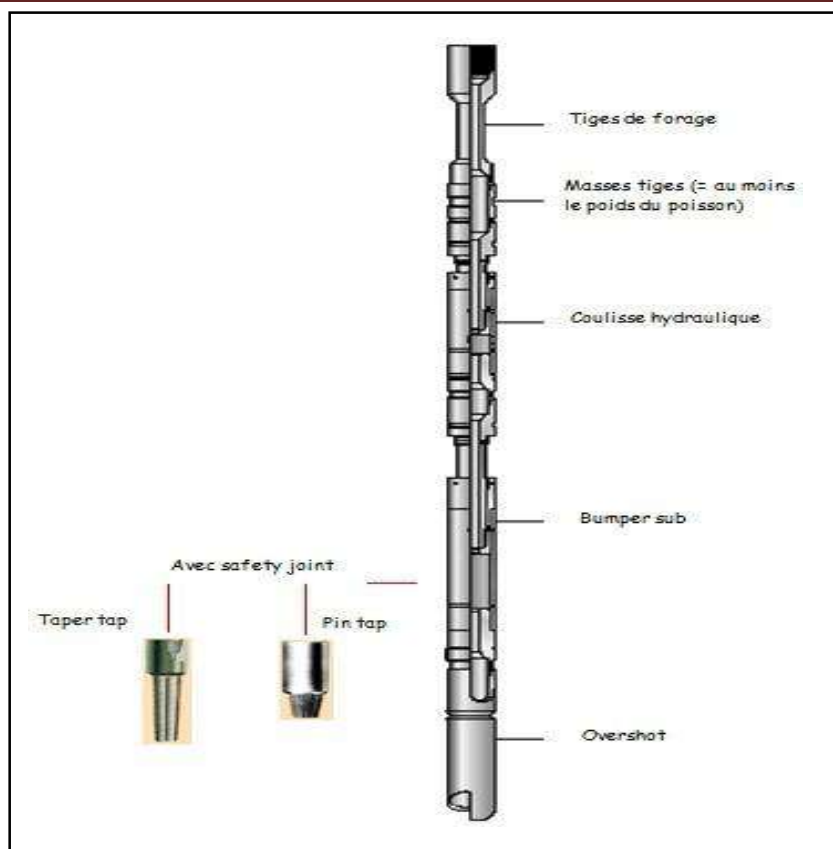


Figure II.30 : Garniture de repêchage et de battage avec coulisse hydraulique et Bumper sub [6]

II.8.1.3 La coulisse mécanique

La coulisse mécanique permet de battre dans les deux sens. Son corps possède deux ouvertures longitudinales diamétralement opposées ayant des dents arrondies sur le côté. Le mandrin possède deux nervures longitudinales munies de dents.

Pour armer cette coulisse, on tire de 2 à 3 tonnes, on tourne de 1/8 à 1/4 de tour puis on cale la table. Ensuite, on descend lentement pour emboîter les dents du mandrin et du corps les unes dans les autres. Pour battre, il suffit de tirer (battage vers le haut) ou poser (battage vers le bas) : les dents s'écartent de leur logement et libèrent le corps qui vient frapper le haut (ou le bas) des nervures. L'intensité des chocs est fonction du couple appliqué. Etant donné que cette coulisse est armée par rotation, il est déconseillé de l'utiliser avec un overshot (**Figure II.31**) [5].

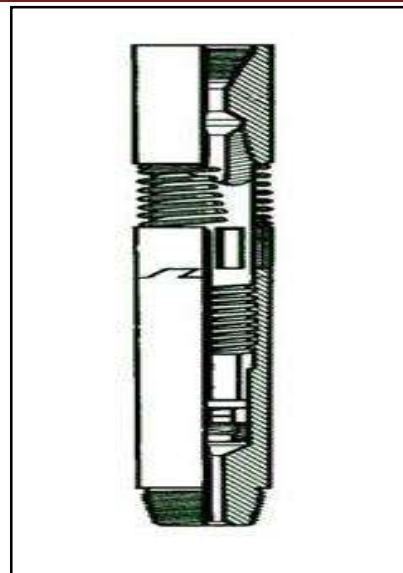
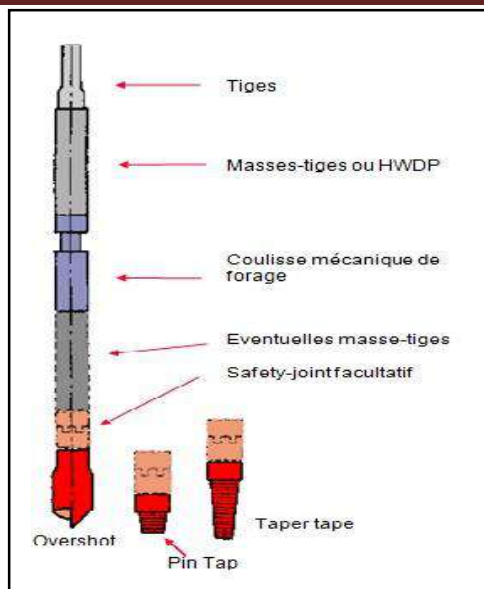


Figure II.31 : Garniture de repêchage et battage avec une coulisse mécanique

Figure II.32 : Le joint de sécurité

II.8.1.4 Le joint de sécurité

Le joint de sécurité comprend un mandrin comportant un filetage à gros filets et des guides verticaux. Il est vissé au corps qui comporte un filetage identique. Ce type de filetage se dévisse facilement en cas de coincement d'une partie de la garniture de forage située en-dessous (**Figure II.3 2**)

Afin d'éviter un dévissage accidentel, le haut du corps comporte des redents inclinés dans lesquels sont engagés des redents d'un manchon qui, en plus, est muni de rainures à l'intérieur qui reçoivent les guides verticaux du mandrin. Un ressort appuyé sur l'épaule du mandrin vient plaquer le manchon contre le corps.

Pour dévisser avec cet outil, on tourne à gauche le manchon, grâce à l'inclinaison des redents, glisse vers le haut et comprime le ressort, lorsque le déplacement est suffisant pour libérer les redents, le mandrin peut tourner librement et dévisser ainsi au niveau du filetage à gros filets.

Cet outil est vissé directement au dessus de l'outil de repêchage pour permettre de récupérer le maximum de la garniture de repêchage au cas où l'outil de repêchage ne lâche pas le poisson [5].

Chapitre II

Les instrumentations en work over

Introduction

Les phases opératoires et leur chronologie varient, d'une intervention à une autre, Elles dépendent en particulier de l'équipement en place dans le puits et de son état, de ce qu'il y a faire, de la manière dont l'intervention va se dérouler en pratique cependant.

III.1. Neutralisation du puits

Un puits est considéré parfaitement neutralisé ou tué lorsque le fluide de reprise de densité appropriée par apport à la pression de gisement, remplit entièrement le puits (l'intérieur de tubing, l'espace annulaire, et l'espace sous packer) [1].

- Remontée de la S/Choke et descente de la Flapper Valve à la côte 2535m (siège XN).
- Dégorgement puits à zéro et observation durant une heure ou deux (le temps d'observation dépend de la réaction du puits).
- Remplissage par pompage direct dans le tubing avec une boue à huile de densité $d = 0.84$, annulaire 7"x 5" fermé (Volume à pomper = volume tubing + volume de l'espace sous Packer).
- effectuer un Tubing Puncher à la côte 2521.5m.
- Suite pompage (annulaire 7" ouvert sur torche), jusqu'au retour de la boue sur torche (densité entrée = densité sortie).
- Observation puits avec toutes les vannes ouvertes pendant une (01) heure [12].

III.2. Mise en place de l'unité d'intervention

Une fois le puits en sécurité, la mise en place de l'appareil et de tout son équipements (bacs, pompes,...), peut s'effectuer tout en respectant les consignes et les distances fixées par la sécurité, toutefois le remplacement de la tête d'éruption par le bloc obturateur du puits (BOP) [1].

III.3. Démontage tête de puits et Montage BOP

- Montage ligne de pompage et Circulation directe jusqu'au retour de boue après pompage 14m³
- Ouverture EA (9"5/8 x 7") évacuation bouchon de gaze jusqu'à retour de boue gazée et Suite circulation jusqu'à retour de boue **0.84**

- Mise en place **BPV** et démontage tête de puits
- On peut démonter l'arbre de Noël au niveau de la tête de suspension du tubing (tubing-head spool) et la remplacer par les obturateurs (BOP).



Figure III.1 : l'arbre de Noël

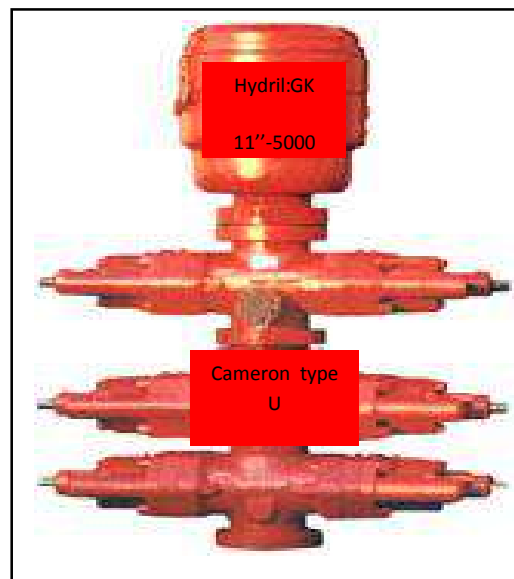


Figure III.2 : BOP 11''5000

III.3.1. Test BOP et les équipements

L'ensemble des équipements de sécurité (obturateur, manifold de plancher, manifold de Duse et les suspensions du tubage) doit faire l'objet d'un programme de test. Ces tests à réaliser sont :

- Test de fonctionnement : il s'agit de tests des organes de commandes des équipements de sécurité, Il faut s'assurer à tout moment, que la fermeture et l'ouverture des organes seront effectives et rapides [10].
- Test de pression : il s'agit des tests réalisés en pression sur les équipements de la sécurité, Il faut s'assurer à tout moment, qu'ils résisteront aux pressions maximum attendues [10].

III.3.1.1. Test de la colonne de tubage

- Fermer la vanne isolant la colonne montante et le manifold.
- fermeture totale du BOP.
- Fermer la vanne manuelle du choke manifold.
- Pomper par le Kill, line.
- Tester la colonne à 80% de la pression d'éclatement du tubage, pendant une durée de 15 minutes [10].

III.3.1.2. Test de la fermeture total

- Mise en place du **tester plug** (sans bouchon de fermeture).
- Fermer la vanne manuelle **choke line**.
- fermeture sur tige.
- Tester à la série des **BOP** en surveillant le retour par la tige durant 15min.

III.3.1.3. Même test totale

1. Remonter le tester plug et mise en place du bouchon procéder comme suit :
 - Mise en place du **tester plug** au niveau de la **casing head**.
 - Remonter la tige.
 - Fermer la vanne isolant le **choke manifold** de la tête de puits.
 - Fermer la fermeture totale.
 - Pomper par le **Kill line** pour tester le **BOP** à la pression de travail **5000 psi** et pendant 15 min.
2. Fermeture sur tige
 - Mise en place de l'eau ou de la boue comme fluide de test à l'intérieur de la tête de puits par le Kill line.
 - Visser le tester cup au bout d'une tige, descendre le tester cup à environ 30 cm dans le tubage.
 - Fermer le branchement **stand pipe** de tubage, **manifold Duse** s'il existe.
 - Ouvrir la vanne de stand pipe mud cross (Kill line).
 - Fermer les vannes casing spool.
 - Fermer la vanne choke manifold.
3. Si le tool joint ne peut pas être positionné en dessus de la fermeture sur tige, caler la tige.
 - Actionner la fermeture sur tige.
 - Pomper à la pression de test (**5000 psi**).
 - Observer l'étanchéité de la tête de puits pendant **15 mn**.
 - Purger la tête de puits par la purge de **stand pipe**.
 - Actionner l'ouverture de la fermeture sur tige
 - Dégager le **tester cup** [10].
4. Test fermeture BOP annulaire : après le test de la fermeture sur tige, remettre le **tester cup** à la même position :

- Actionner la fermeture de **BOP** annulaire à la pression de fermeture étant à celle de la pression de service et ne doit en aucun cas excéder **3000 psi**.
 - Il est conseillé d'utiliser une tige de diamètre le plus faible pour augmenter la durée de vie de la garniture.
 - Pomper à 1000 psi.
 - Observer l'étanchéité de la garniture si celle-ci est étanche à **1000 psi**, elle le sera pour des pressions supérieures.
- Purger par le **stand pipe**.
- Actionner l'ouverture du **BOP** à membrane.

5. test colonne montante + flexible d'injection et stand pipe :

- Fermer la **Kelly coke**.
- Ouvrir la vanne entre le **manifold de plancher** et la colonne montante.
- Pomper et tester à la pression de service pendant 15 mn.
- Purger par la **kill line**.

III.3.2. Les outils de test

Chaque fois qu'on a faire un test, il faut que ramène le **tester cup** et le **tester plug**. Deux éléments utilisés pendant le test en pression sont : [10]

III.3.2.1. Tester cup

Un outil de test, vissé au bout de tiges, est descendu de 10 à 30 mètres dans le tubage, il est recommandé de visser au-dessous une ou deux tiges qui serviront de guidage et de lest de faciliter la descente (**Figure III.3**) [10].

III.3.2.1. Tester plug

C'est une olive avec des joints toriques, descendue avec les tiges et venant se pose dans la tête de tubage située au dessous de BOP, les obturateurs à machoires sur tige, ainsi que l'oburateur annulaire et les accessoires peuvent être testés à leurs pression de service sans risque pour le casing (**Figure III.4**) [10].

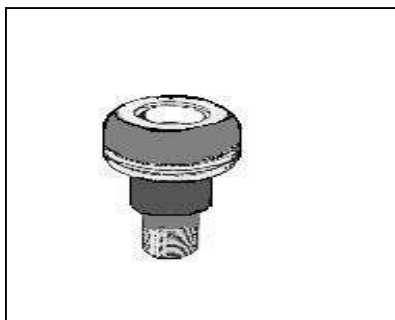


Figure III.3 : Tester plug [10]

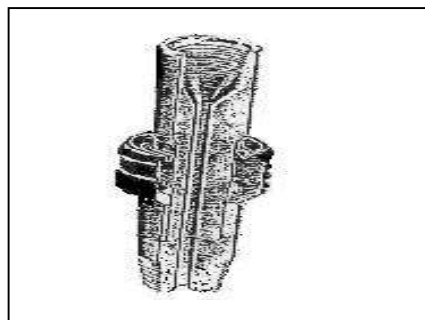


Figure III.4 : Tester plug [10]

III.4. Les Opérations sur le tubing

III.4.1. Déblocage de tubing de production (Back off mécanique)

- Assemblage running Tools olive Dévisser l'olive de suspension et suspendre la colonne de tubing avec un tube de manœuvre.
- Le désencrage est obtenue par une rotation à droite de dix (10) tours lorsque le train est au point neutre à la profondeur du Packer.
- Appliquer tension et couple simultanément en faisant varié le point neutre, pour mettre au point neutre, on doit faire abstraction de la poussée hydrostatique sur la section du tubing, cette valeur était absorbée par le dispositif d'ancrage. On doit donc prendre le poids du tubing dans l'air y ajouter le poids du moufle et amener cette valeur sur le Martin Decker. [3].
- Le poids nominal d'un tubing 5 ½ VAM est **22.323 Kg/m**.
- La longueur totale du tubing sur le puits AL 17 est **2522.28 m**

Le poids total (kg) = (Le poids nominal x La longueur totale) x $\left(\frac{d \text{ acier} - d \text{ boue}}{d \text{ acier}}\right)$

$$(22.32 \times 2522.28) \times \left(\frac{7.79 - 0.84}{7.79}\right) = 50111.31 \text{ kg}$$

- Le poids du moufle est **4000 Kg**.
- Le poids total compris le poids du moufle est **54 tonnes**
- Appliquer une légère traction et couple simultanément pour libérer le tubing.
- Toujours, le chef de poste doit observer le poids total de la garniture sur le martin Decker
- Si le poids est diminué c'est-à-dire l'opération est succès
- Montage clé (weatherford) et Remontée tbg 5'' vam 15#. [4].

III.4.2. Récupération de packer

Packer Milling tool : Le packer milling est utilisé pour le fraisage et la récupération des Packer de production (**Figure III.4**) [6].

Préliminaire Avant la Descente : s'assurer que l'état de la fraise et que le milling tool convient au type de Packer à reforer.

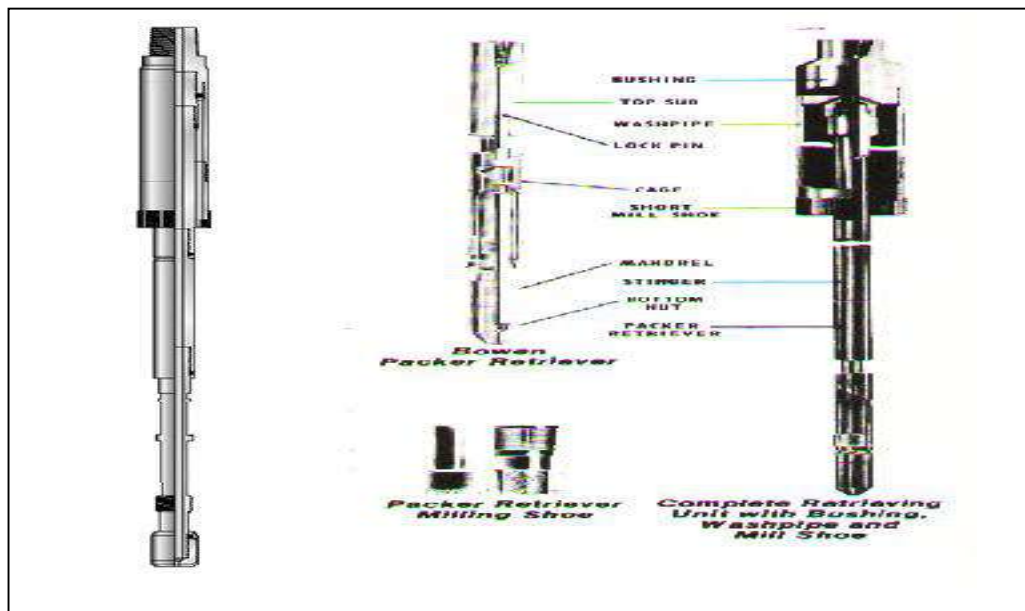


Figure III.4: Packer Milling Tool [6]

Procédure

- A l'arrivée sur le packer, veiller à ne pas engager le dispositif de verrouillage sous le packer avant d'avoir positionné la tige carrée de manière à éviter tout ajout de tige pendant le reforage, ajuster éventuellement avec des pipes joints.
- Avant toute circulation ou rotation, poser 3 tonnes sur le packer.
- Dégager prudemment de la hauteur correspond à 3 tonnes et repérer la tige carrée.
- Faire circulation avec un débit max et une rotation de 150 RPM.
- N'opérer aucun dégagement durant le reforage.

Dégagement

Avant le fraisage complet du packer 2526.5m à 2528m, cette opération peut être nécessiter par une usure prématurée de la fraise ou par ajout d'un simple consécutif à une erreur d'ajustement, en ce cas :

- Stopper la rotation et circulation.
- Mettre en tension à une valeur égal au poids de drill collar plus 3 tons.
- Tourner à droite sur 10 tours l'outil est libéré.

- Circulation et évacuation bouchan de fond avec $Q = 800 \text{ l/mnt}$ $Pr = 400\text{psi}$
- Remontée packer milling tool (récupérée PKR + extension)

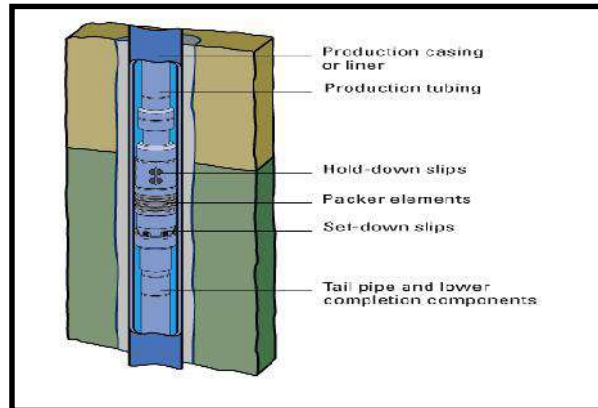


Figure III.5 : Schéma de packer ancré

Tableau III.1 : Tableau de l'évolution de récupération de packer

Cote		OD	durée	Paramètres de fraisage			
de	A			RPM	début	Pression	WOB
526 m	2528 m	6'' inch	03 heures	150 tr/min	550 l/min	600 psi	2-4 tonnes

III.5. Les opérations sur le casing 7'' et 9'' 5/8

III.5.1 Scrapage du Casing 7'' :

Après le récupération du packer et le remonter, une opération de scrapage du casing 7'' est faite pour l'élimination de toute les ferrailles ou des sédiments collés aux parois , pour cela on a utilisé un **outil 5''7/8** comme guide avec un scraper 7''. Descendre la longueur puit la remonter et redescendre de nouveau de la cote **00 m** à la cote **2635 m**. la descente se fait très lente de l'ordre de 2 m/min.

III.5.2 Test de casing 7''

- Opération électrique pose **British plug** à **2564m**

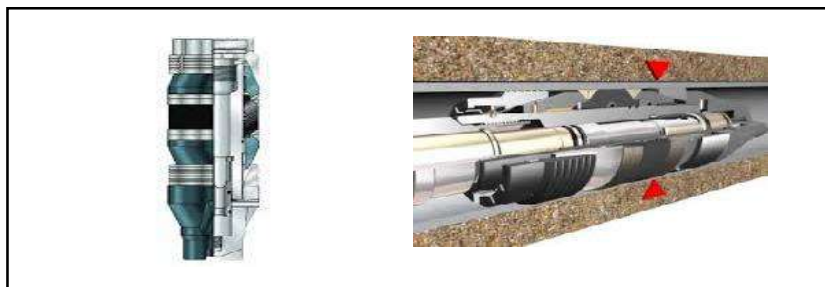


Figure III.6 : British plug

- Assemblage positif 7" (**Packer de test**) **Figure N° III.7** Cet outil consiste pour le test d'une colonne de tubage, il possède des garniture d'étanchéité et des slips d'ancrage, pour la mise en place, on le descendre avec la garniture de forage à la cote voulue, faire une rotation de tours à droite puis on pose de 3 tonnes pour faire l'étanchéité le casing est testé à 2000 psi pendant une période de 30 min par plier (**la fuite localisée entre 238m et 242m**).

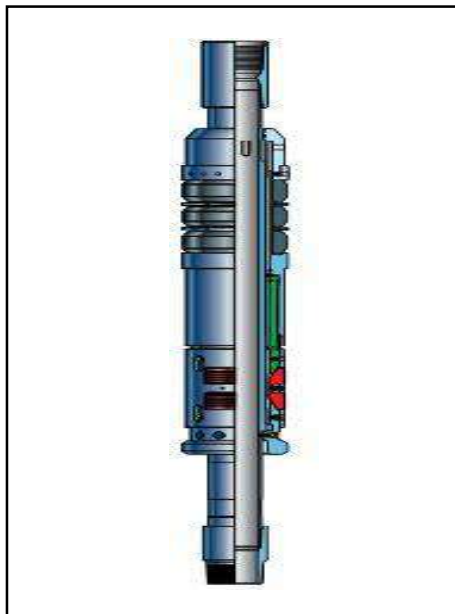


Figure III.7 : Packer de test [6]

- Opération logging de corrosion : c'est un opération qui nous informe sur l'état de du tubage. Il nous donne trois représentations graphiques
 - ✓ La première nous indique l'état du diamètre intérieur du tubage
 - ✓ La deuxième nous informe sur l'état du tubage et l'épaisseur
 - ✓ La troisième courbe c'est une courbe de contrôle qui nous informe sur le qualité des autres courbes

L'interprétation de cette logg montré une perte de métal à plusieurs endroits et un percement au niveau du joint N° 26 aux côtes 237 et 238m suite à cette constatation, il a été décidé de réparé la partie endommagée du Casing et une coupe a été réalisée à 698m. [12]

III.5.3 Coupe et remonte csg 7" N80 26#

Un essai de traction du casing est faite sans succès, donc on a entamé à la coupe mécanique à l'aide d'un **internal cutter 5'9/16 OD** sur une totalité de **698m** de profondeur. A l'endroit de la coupe, on tourne lentement l'internal cutter à droite pour

l'ancrage et on descendre lentement la garniture ce qui permet aux couteaux de pénétrer progressivement dans les parois du casing, le repêchage des morceaux coupés est réalisé à l'aide d'un releasing spear 7".

BHA utilisé pour faire la coupe

Internal cutter 7'' + 2 X Over +12 DC 4 ¾

BHA utilisé pour faire le repêchage

Releasing Spear 7" + Bumper sub 4 ¾ + 02DC4 ¾ + Hyd jar 4 ¾ +10DC 4 ¾.

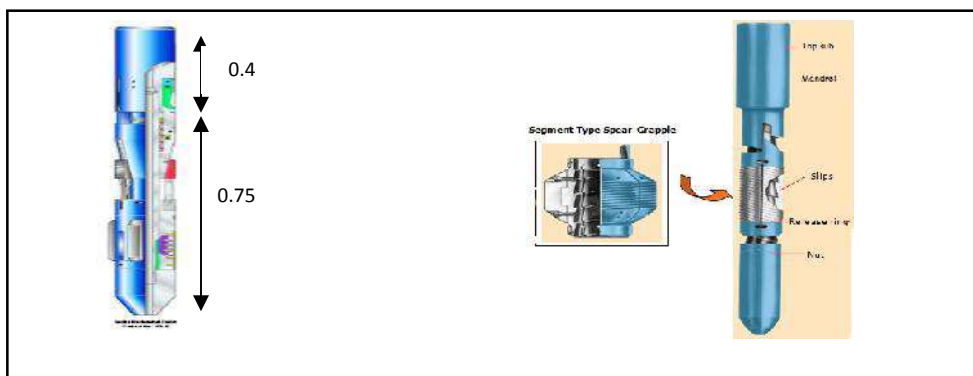


Figure III.8 : Internal cutter

Figure III.9 : Releasing Spear

III.5.4 Test csg 9"5/8

- Descente positive 9"5/8 et test casing 9"5/8 par palier à 850psi en cours (fuite entre 222m et 325m)
- L'inspection du Casing 9"5/8 (test en pression et log de corrosion) a montré que le Casing 9"5/8 présente des percements et pertes de métal sur l'intervalle 222m à 325m.

Devant cette situation de faire un Patch externe 9"5/8 est très difficile voir impossible à réaliser du moment qu'une grande partie se situe dans le découvert de plus de 70m entre le Sabot du 13"3/8 et le bas de la partie endommagée. Il a été décidé de faire des squeezes de ciment. Cette solution est facile dans la mise en œuvre mais elle est loin d'être la plus sûre en raison de la présence de zones à pertes devant les fenêtres.

III.5.5 Cimentation de 9"5/8

- Opération électrique : pose **British plug 9"5/8 348m**
- Descente tiges nue à 345m

- Pompage 07m³ d'eau suivi par 12m³ de laitier et chassé avec .0636m³ d'eau
Pr=0psi Q = 600L/mnt après + pompage **11 m³** de ciment Pr = 100psi
- Reforage de ciment de 123m à 345.5m
- Descente positif 9''5/8 Test colonne 9''5/8 par palier et localisation fuite entre **(221.5m et 346m)**
- Descente tiges nues à 345m
- Pompage 3m³ d'eau + **9 m³** du laitier de ciment d=1,90 et chasse avec 400 L.
- Remontée tiges nues squeeze ciment à 200psi et laisser le puits sous pression
- descente RB 8"1/2 au top ciment à 130 m reforage ciment de 130 à **345 m** (top **British plug**)
- test colonne 9" 5/8 à 100 psi (**positif**)

III.5.6 Surforage et repêchage B.plug 9''5/8

- Descente couronne 8"1/2 au top **BP à 345,87 m** on a utilisé une couronne de chargement local en shoe en carbure de tungstène, on a fraisé les élément d'ancrage en deux étapes Surforage B.plug et glissement à 697,6 m

Tableau III.2 : Paramètres de Surforage

Cote		OD	durée	Paramètres de Surforage			
de	A			RPM	début	Pression	WOB
345 m	346 m	8½ inch	04 heures	75 tr/min	700 l/min	500 psi	1-2 tonnes

BHA utilisé pour Surforage B.plug :

Couronne 8"½+ 1WOP + Drive sub + 2 Junk basket + 12 DC 4 ¾+ DP 3 ½.

- Descente **empreinte 8"½ à 698 m** pour prendre une empreinte de la tête du poisson
- Descente taraud 4" 3/4 (2" - 3"1/2) à 698 m et vissé sur l'intérieur de B.plug
- Remontée taraud 4" 3/4 (2" - 3"1/2) au jour le repêchage **positif**

BHA utilisé pour repêchage B.plug:

Taraud 4" ¾ (2" - 3"½) + Bumper sub 4¾+ 2 DC 4¾ + Hyd jar 4¾ +10DC 4 ¾.

III.5.7 Ancrage Csg-patch 8''3/8 + Csg 7'' 29#

III.5.7.1 Redressement de la Tête du 7''

Pour faire cette opération on doit utiliser un piranha Mill 7''¾ avec les paramètres cités dans le **Tableau III.3**

Tableau III.3 : Paramètres de fraisage

Cote		OD	durée	Paramètres de fraisage			
de	A			RPM	début	Pression	WOB
698.80 m	700,4 m	7''¾ inch	05 heures	60 tr/min	560 L/min	250 psi	½ tonnes

BHA utilisé pour le fraisage

Piranha Mill 7''¾ + 2 Junk basket+ 12 drill collar 4¾

Après redressement de la Tête du 7'', on a entamé à la restauration du casing 7'', pour cela on a descente **casing -patch 8''3/8 + casing 7'' 29#** pour le raccordement avec l'anciens casing à **700.22m**, donc il a été descendue et ancré avec un couple de serrage de 11550lbs/ft et mettre les calles sous une traction de 15 tonnes puis le casing est testé ensuite à la pression de 1500 psi, il est coupé au dessus du casing spool 7'' de 16 cm par un external cutter (Weatherford).

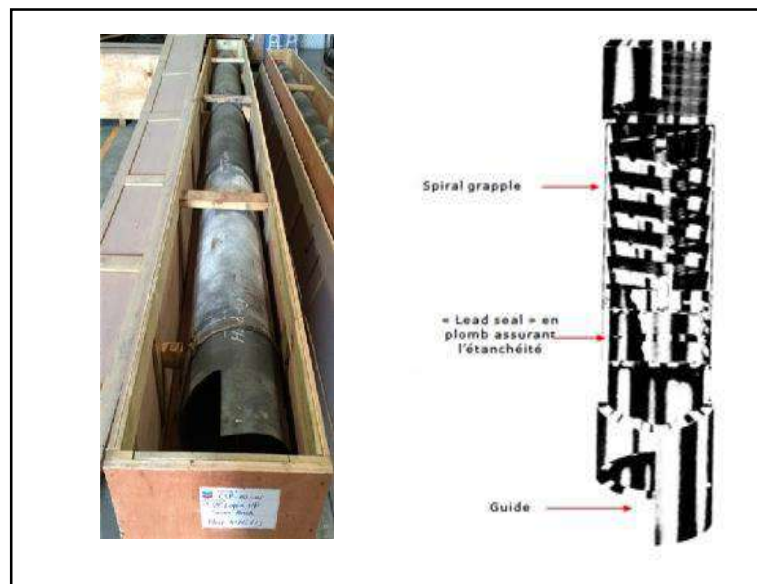


Figure III.10 : casing -patch 8''3/8

III.5.7 Surforage BP 2561 m

Descente **Couonne 5"7/8** à **2561** m pour Surforage BP et glissement à **2634,3 m (top fond)** après le surforage on a descente **scraper 7"** en scrapant en 03 passes de 0 m au fond à 2634,30m avec Circulation à Q= 700 l/mn P= 650 psi.

Après cette opérations d'instrumentation de Remontée le tubing et Récupération de packer, réparation de casing 7 " et 9" 5/8, le puits AL 17 est dans l'état de sécurité ou il n'ya pas de fuite entre les annulaire on va préparer le puits a la mise de production par un nouvelle complétion.

Chapitre III

Opérations d'instrumentation

au puits AL 17

Introduction

Le mot complétion de par son origine de l'anglais « to complete », signifie achèvement et plus particulièrement dans le cas qui nous concerne, achèvement du puits. De ce fait la complétion englobe l'ensemble des opérations destinées à la mise en service du puits et en particulier la réalisation de liaison couche trou, le traitement de la couche, l'équipement du puits, sa mise en production et son évaluation. La complétion est fortement dépendante et souvent même imbriquée avec les phases qui la précèdent et celle qui la suivent. Aussi peut on dire qu'elle commence dès l'implantation du puits et qu'elle ne finit qu'avec l'abandon de ce puits.

Chaque complétion doit être choisit de telle manière à optimiser la production en fonction du coût et de permettre la réalisation des opérations sur le puits durant toute la vie du puits (complétion). Le processus d'une complétion inclut le raisonnement et les fonctions qui doivent être performés pour spécifier les éléments nécessaires pour une telle complétion. [7]

IV .1 Impératifs de Base

La complétion doit permettre de résoudre de manière efficace les problèmes suivants :

- Assurer la tenue des parois du trou.
- Assurer la sélectivité du fluide ou du niveau à produire.
- Introduire le minimum de restriction au passage du fluide
- Assurer la sécurité de puits.
- Permettre le réglage du débit de puits.
- Permettre certaines interventions ultérieures sur le puits sans être obligé de faire une reprise du puits.
- Faciliter la reprise du puits quand celle-ci devient nécessaire.

IV .2. Configuration Générale de l'Equipement d'Un puits Eruptif

De haut en bas, les puits éruptifs comportent en général les équipements de production suivants :

- Une tête de production.
- La colonne de production.
- Une étanchéité annulaire ou packer de production.
- Les accessoires de fond.
- Une vanne de sécurité supplémentaire « pour les puits à risque ».

IV .2.1. La Colonne de Production « Tubing »

La plupart des puits inclut au moins un train de tubing qui est la conduite d'acheminement des effluent du gisement vers la surface ou l'inverse pour les injecteurs, les dispositifs spécifiques tel que le packer, les sièges, les blast joint sont incorporés dans le train pour la mise en place, contrôler de l'effluent et faciliter les opérations au puits.

IV .2.1.1. Caractéristique des Tubing

Les paramètres caractérisant le tubing défini par API sont en particulier le diamètre nominal, la masse nominale, le grade d'acier, la longueur de pipe et le type de connexion.

IV .2.1.2. Choix du Tubing

Le diamètre du tubing que l'on peut mettre en place dépend non seulement de la place disponible, mais aussi des accessoires que l'on doit incorporer à la colonne de production. Les débits unitaires des puits sont des éléments clef, ils conditionnent le nombre de puits à réaliser pour obtenir le débit du champ, et par la même les investissements, donc le premier paramètre à fixer est le diamètre nominal du tubing. Ensuite le grade d'acier et la masse nominale sont choisis en considérant les efforts auxquels le tubing sera par la suite en cours de l'exploitation. D'autre part selon la nature et la corrosivité des effluents présent et à venir on choisit la métallurgie et la connexion, ces étapes interfèrent entre elles et rendent la détermination du tubing parfois délicate.

IV .2.1.3. Détermination du Diamètre Nominale du Tube

Le diamètre nominal via la masse nominale conditionne le diamètre intérieur de passage, les débits qui peuvent passer sont en fonction des pertes de charge acceptables mais sont aussi limités par deux paramètres : le débit maximum correspond à l'érosion et le débit minimum de remontée de gaz des condensas ou de l'eau. L'API conseille de ne pas dépasser une vitesse critique. Dans notre cas on a utilisé le tubing 5" 15 # N 80 N VAM **Tableau IV.1 .**

Tableau IV.1 : Caractéristiques de tubing 5"

Diamètre Nominal de Tubing (in)	diamètre externe (mm)	Diameter interne (m/m)	Épaisseur acier (mm)	Capacité (l/m)
5"	127 mm	111.76 mm	7.52 mm	9.810 l/m

Traction à la limite élastique	Pression d'éclatement	Pression d'écrasement	Couple deserrage
128 MdaN	581 bars	517 bars	5140 lb/ft

IV .2.2. L'Étanchéité d'Annulaire

Le packer permet de protéger l'annulaire de la corrosion des fluides de formation, de limiter la pression dans l'annulaire afin de ne pas soumettre le casing et sa gaine de ciment à de trop forte variations d'efforts de compression. En fin sa présence autorise la mise en place dans l'annulaire d'un fluide dit de packer ou de l'annulaire qui concourt aussi à la protection de casing. Un packer est principalement définit par le mécanisme d'ancrage, son étanchéité, les modalités de récupération et le type de connexion tubing packer.

L'ancrage des packers est obtenu par des coins de retenue en acier qui poussés sur une rompe conique le casing, l'étanchéité est obtenue par l'écrasement de bagues de caoutchouc contre le casing.

La récupération des packers se résume en : reforage ou fraisage pur et simple, cisaillement de goupilles ou d'anneaux de cisaillement par traction et le déverrouillage mécanique.

La connexion tubing packer est assurée de deux manières : la connexion rigide où le tubing est fixé au packer et la connexion libre où le tubing pénètre dans le packer par l'intermédiaire d'un tube comporte des joints d'étanchéité et libre de coulisser.

IV .2.2.1. Le Choix du Packer

Le choix du packer est fonction :

- De la résistance du packer et de son mécanisme d'ancrage aux efforts mécaniques et hydrauliques dans le puits « pression différentielle, compression et traction accepter, température limite pour les élastomères »
- Des procédures de pose et de récupération.

- Des accessoires disponibles.
- Des implications et des coûts qui en découlent pour la complétion initiale et les reprises de puits.
- De la réputation du packer et de l'expérience que l'utilisateur en a.
- On considère de plus, lors de sélection du packer :
- Le diamètre intérieur du casing.
- Le diamètre de passage intérieur offert par le packer.
- La résistance des élastomères aux fluides.
- La métallurgie.

Dans notre cas on a utilisé le Packer Halliburton ayant les caractéristique montrer dans le **Tableau IV.2**

Tableau IV.2 : Caractéristiques de Packer

Type de packer	Diamètre Nominal	Filtage	diamètre externe (inch)	Diameter interne (inch)
Halliburton "THR" 7" (23 # - 32#)	12.60#	4' 1/2 N/Vam	5"875	3"875

IV .2.3. Les Accessoires de Fond

Certains équipements particuliers sont mis en place sous le packer et au dessus. Ils sont choisis pour leur utilité lors de la mise en place de l'équipement **Tableau IV.3**, les interventions dans le puits et le contrôle du puits. Ils font souvent appel à la technique du wireline. Parmi ces dispositifs on a :

- Le dispositif de circulation.
- Sièges pour outils.
- Autre éléments de fond.

Tableau IV.3 : L'éléments de fond

élément	Diametre	filetage	OD	ID (mm)	observation
Reduction	5" /4½	N/vam	5"	100.5	5"/ 4½ N80 (MxF)
Siege X	4½	N/vam	4½	96.82	3"812-12.6#
Siege XN	4½	N/vam	4½	94.61	3"725 no go weatherford
04 Flow coupling	4½	N/vam	4½	98.42	5" x 3"875 wf
l'anchor seal	4½	N/vam	4½	100.5	4½ weatherford
Sabot	4½	N/vam	4½	100.5	4½ N80 12.6#

IV .3. Ajustement de la Garniture de Production

Il est nécessaire de procéder à un ajustement car l'olive de suspension du tubing sera vissée sur le tubing à la place d'un manchon. Il faut donc respecter une longueur de tubing donnée entre les deux points fixes que représentent le packer et la tête de suspension de tubing.

Une fois le packer est repéré. On mesure combien dépasse actuellement le dernier tubing de la table de rotation, et en fonction de l'hauteur du table à la tête de suspension du tubing et aux différents mesures des tubing utilisés en déduit l'écart entre la position du manchon la plus proche à la tête de suspension et la position qu'y occupera l'olive de suspension. On détermine de manière à élimine cet écart :

Les tubings parmi les derniers mis en place à enlever. et les nouveaux tubings et les pup joints à introduire en remplaçant.

IV .4. Pose de l'Olive Dans la Tête de Suspension

A l'aide de tube de manœuvre on finit la descente de la colonne de production jusqu'à pose de l'olive FMC 9"OD x 5" N/Vam Bas 15# filetage de Reprise 6".875 stub 4- Acme et les vis pointeaux sont vissées pour la bloquer.

IV .5. Montage tête de puits et Ancrage Packer

- Démontage BOP
- Montage tête de puits (11' x 9') et test adapteur à 5000 psi 30 min
- Mise du puits sous 49 m³ brut dégaze avec inhibiteur de corrosion
- Opération W.L : pose testing-tool sur siège XN a 2545m

- Ancrage PKR de production à 2524.53m avec P= 5000psi
- Opération W.L pour repêchage testing-tool
- Test annulaire (7" x 5") à 1500 psi positif

IV .6. Fluide de Complétion

La Mise en place l’annulaire sous **49 m³ brut dégaze** avec inhibiteur de corrosion **CHIMEC 1038**, ils servent principalement à protéger le casing, ils permettent aussi de réduire la pression différentielle de part et d’autre du packer, limitant ainsi les efforts hydrauliques à cette en droit.

Le fluide de packer aide à contrebalancer les efforts d’écrasement du casing et efforts d’éclatement du tubing dans les sections basse de ceux-ci. Le fluide de packer peut aider à contrôler le puit à la suite d’une fuite dans le tubing de production, ou quand le packer n’est plus étanche ou est volontairement désancré.

CHIMEC 1038 : C'est un inhibiteur filmant/neutralisant, qui offre une fonction neutralisante de l’acidité carbonique par l’élévation de pH du milieu, et une fonction filmant permettant d’isoler l’eau agressive du métal, et cet inhibiteur est actuellement utilisé dans la région,

IV .7. Paramètres de production après l'opération de workover

Le puits AL 17 a été remis en service avec les paramètres de production suivants:

Tableau IV.4: Paramètres de production après l'opération

Pt	Qg	Qcond	Qeau
76 bars	0.506x 10 ⁶ Stm ³ /j	29.42m ³ /j	3.68 m ³ /j

Tableau IV.5: La pression dans les annulaires après l'opération

Pt (bar)	P 7" (bar)	P 9 ^{5/8} (bar)	P 13 ^{3/8} (bar)
76	0	0	0

Chapitre IV

Mise en Etat de Production d'Un Puits

Conclusion et Recommandations

Conclusion et Recommandations

L'intervention sur Le puits AL 17 par l'opération Work-Over à cause d'une pression anormale dans les annulaires a une grande importance dans le domaine de la production, elle permet de résoudre des problèmes d'exploitation du puits, d'entretenir le puits et de le maintenir en bon état.

Le choix des instruments et l'utilisation adéquate permet de minimiser le temps des opérations cyclique (battage sévère et le fraisage) d'où augmenter la durée de vie des équipements y compris les Drill Pipe.

Pendant le repêchage et le fraisage, la garniture soumise à des contraintes cycliques très intense d'où la probabilité d'initier ou d'accélérer des microfissures terminer par la mise hors travail des tiges.

L'avancement rapide génère des quantités très importantes de ferraille d'où risque de coincement, le choix des paramètres appropriés permet de l'éviter.

Dans notre cas l'opération a été délicate, la longueur est nécessitée un grand moyen matériel et financier.

Durant le work-over ou les manœuvres, certaines règles sont à observer pour limiter les risques d'instrumentation ou éviter :

- Il est recommandé ne jamais tirer plus que la tension à la limite élastique des tiges
- Il est recommandé manœuvrer prudemment dans le découvert pour réduire les risques de coincement
- Il est recommandé ajouter la inhibiteur de corrosion avec le fluide de complétion pour La protection contre la corrosion.

A la fin de notre étude, nous avons évoqué le problème de sécurité car il s'agit là d'une technique délicate où toutes les mesures de sécurité doivent être présent en compte. La sécurité est une partie intégrante de la politique de travail, elle fait partie des opérations et protège employés, propriétés et environnement.

Références Bibliographiques

Références Bibliographiques

- [1] An innovative design approach to reduce drill string fatigue, SPE drilling & completion june 2005 .
- [2] Archives internes TP 187.
- [3] Completion and Well Performance Results; Genesis field,deep water, Golf of Mexico. SPE Drilling & Completion june 2005.
- [4] Daily Report TP 187, Entp (AL 17).
- [5] Formulaire de Foreur, Edition technip1978.
- [6] Instrumentation en Work Over. Document réalisé par Sonatrach/DTP.
- [7] La Production Fond, D. Perrin, Edition technip1995.
- [8] Le forage, JP Nguyen, Edition technip1993.
- [9] Petroleum Engineering Handbook. Third printing, Feb. 1992.
- [10] Procédure de test BOP. Rapport interne Sonatrach.
- [11] Programme Work-over
- [12] Rapport Journalier Sonatrach (AL 17).
- [13] Tête de puits. Sonatrach.

Annex

Fiche Technique du puits AL 17 après le work-over

Folio N°03		FICHE TECHNIQUE				EQUIPEMENT DE PUIITS		PRODUCTEUR GAZ																																																																																																																																																										
Champs	ALRAR	Puits	AL#17	Réservoir	F3	COMPLETION	SIMPLE																																																																																																																																																											
TETE D'ERUPTION							COUPE SCHEMATIQUE DU PUIITS																																																																																																																																																											
MARQUE	FMC	TYPE	Simple	Ract Sup	8"1/4- 4 Acmé	SUSPENSION TBG	Z Sol :	699,4m																																																																																																																																																										
Pression de Service	5000 Psi		Attache Tbg	OLIVE	Bride		Z Forage :	704,85m																																																																																																																																																										
Embasse	11" X 9". 5000		Réduction	9"X5"1/8 . 5000		Olive	Z Production :	700m																																																																																																																																																										
VANNES	S A S	MAITRESSE	LAT - TBG	LAT-CSG	Etanch/Tbg	SBMS	Origine des côtes :																																																																																																																																																											
MARQUE	FMC	FMC	FMC	FMC	Joint metal /metal		Spool Production :																																																																																																																																																											
NOMBRE	1	2	2	2																																																																																																																																																														
Ø et Série	5"1/8 . 5000	5"1/8 . 5000	4"1/16 . 5000	2"1/16.5000	Ø 5.188 K MONEL FMC																																																																																																																																																													
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>Désignation</th> <th>Nbre</th> <th>Type</th> <th>Diametre</th> <th>Longueur</th> <th>côte production</th> <th>Ø Min</th> <th>OBSERVATIONS</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>OLIVE</td> <td>1</td> <td>Tc-A1</td> <td>9"</td> <td>0.68</td> <td>0.49</td> <td>108</td> <td>5"NVam (F) bas 15# FMC 4"3/8HPV</td> </tr> <tr> <td>Tubing</td> <td>1</td> <td></td> <td>5"</td> <td>10.00</td> <td>10.49</td> <td>112</td> <td>5" NVam N80 15# démonchonné</td> </tr> <tr> <td>Tubing</td> <td>252</td> <td></td> <td>5"</td> <td>2482.78</td> <td>2,493.27</td> <td>112</td> <td>5" NVam N80 15 Lbs</td> </tr> <tr> <td>Pup-Joint</td> <td>1</td> <td></td> <td>5"</td> <td>1.96</td> <td>2,495.23</td> <td>112</td> <td>5" Vam N80 15Lbs</td> </tr> <tr> <td>Reduction</td> <td>1</td> <td></td> <td>5"x4"1/2</td> <td>0.20</td> <td>2,495.43</td> <td>100.5</td> <td>5"x4"1/2NVam (FXH)</td> </tr> <tr> <td>Tubing</td> <td>1</td> <td></td> <td>4"1/2</td> <td>11.86</td> <td>2,507.29</td> <td>100.5</td> <td>4"1/2 NV N80 12,6#</td> </tr> <tr> <td>Flow-Coupling</td> <td>1</td> <td></td> <td>4"1/2</td> <td>1.74</td> <td>2,509.03</td> <td>98.42</td> <td>4"1/2NV (5"x3,875)</td> </tr> <tr> <td>Nipple</td> <td>1</td> <td>X</td> <td>4"1/2</td> <td>0.35</td> <td>2,509.38</td> <td>96.82</td> <td>3"812 Bore 12,6# WF</td> </tr> <tr> <td>Flow-Coupling</td> <td>1</td> <td></td> <td>4"1/2</td> <td>1.74</td> <td>2,511.12</td> <td>98.17</td> <td>4"1/2NV (5"x3,875)</td> </tr> <tr> <td>Tubing</td> <td>1</td> <td></td> <td>4"1/2</td> <td>11.85</td> <td>2,522.97</td> <td>100.5</td> <td>4"1/2 NV N80 12,6#</td> </tr> <tr> <td>Ruch-Luch</td> <td>1</td> <td></td> <td>4"1/2</td> <td>0.31</td> <td>2,523.28</td> <td>100.5</td> <td>4"1/2 NVam 12,60# Weatherford</td> </tr> <tr> <td>PACKER</td> <td>1</td> <td>wfd</td> <td>5"875</td> <td>1.69</td> <td>2,524.97</td> <td>100.5</td> <td>7"(23-32#)4"1/2NVam Weatherford</td> </tr> <tr> <td>Tubing</td> <td>1</td> <td></td> <td>4"1/2</td> <td>11.84</td> <td>2,536.81</td> <td>100.5</td> <td>4"1/2 NV N80 12,6#</td> </tr> <tr> <td>Flow-Coupling</td> <td>1</td> <td></td> <td>4"1/2</td> <td>1.74</td> <td>2,538.55</td> <td>98.42</td> <td>4"1/2NV (5"x3,875)</td> </tr> <tr> <td>Nipple</td> <td>1</td> <td>XN</td> <td>4"1/2</td> <td>0.37</td> <td>2,538.92</td> <td>94.61</td> <td>3"725 NOGO Weatherford</td> </tr> <tr> <td>Flow-Coupling</td> <td>1</td> <td></td> <td>4"1/2</td> <td>1.74</td> <td>2,540.66</td> <td>98.42</td> <td>4"1/2NV (5"x3,875)</td> </tr> <tr> <td>Tubing</td> <td>1</td> <td></td> <td>4"1/2</td> <td>11.88</td> <td>2,552.54</td> <td>100.5</td> <td>4"1/2 NV N80 12,6#</td> </tr> <tr> <td>Sabot</td> <td>1</td> <td></td> <td>4"1/2</td> <td>1</td> <td>2,553.54</td> <td>100.5</td> <td>4"1/2 NV N80 12,6# bisauté</td> </tr> </tbody> </table>							Désignation	Nbre	Type	Diametre	Longueur	côte production	Ø Min	OBSERVATIONS	OLIVE	1	Tc-A1	9"	0.68	0.49	108	5"NVam (F) bas 15# FMC 4"3/8HPV	Tubing	1		5"	10.00	10.49	112	5" NVam N80 15# démonchonné	Tubing	252		5"	2482.78	2,493.27	112	5" NVam N80 15 Lbs	Pup-Joint	1		5"	1.96	2,495.23	112	5" Vam N80 15Lbs	Reduction	1		5"x4"1/2	0.20	2,495.43	100.5	5"x4"1/2NVam (FXH)	Tubing	1		4"1/2	11.86	2,507.29	100.5	4"1/2 NV N80 12,6#	Flow-Coupling	1		4"1/2	1.74	2,509.03	98.42	4"1/2NV (5"x3,875)	Nipple	1	X	4"1/2	0.35	2,509.38	96.82	3"812 Bore 12,6# WF	Flow-Coupling	1		4"1/2	1.74	2,511.12	98.17	4"1/2NV (5"x3,875)	Tubing	1		4"1/2	11.85	2,522.97	100.5	4"1/2 NV N80 12,6#	Ruch-Luch	1		4"1/2	0.31	2,523.28	100.5	4"1/2 NVam 12,60# Weatherford	PACKER	1	wfd	5"875	1.69	2,524.97	100.5	7"(23-32#)4"1/2NVam Weatherford	Tubing	1		4"1/2	11.84	2,536.81	100.5	4"1/2 NV N80 12,6#	Flow-Coupling	1		4"1/2	1.74	2,538.55	98.42	4"1/2NV (5"x3,875)	Nipple	1	XN	4"1/2	0.37	2,538.92	94.61	3"725 NOGO Weatherford	Flow-Coupling	1		4"1/2	1.74	2,540.66	98.42	4"1/2NV (5"x3,875)	Tubing	1		4"1/2	11.88	2,552.54	100.5	4"1/2 NV N80 12,6#	Sabot	1		4"1/2	1	2,553.54	100.5	4"1/2 NV N80 12,6# bisauté				
Désignation	Nbre	Type	Diametre	Longueur	côte production	Ø Min	OBSERVATIONS																																																																																																																																																											
OLIVE	1	Tc-A1	9"	0.68	0.49	108	5"NVam (F) bas 15# FMC 4"3/8HPV																																																																																																																																																											
Tubing	1		5"	10.00	10.49	112	5" NVam N80 15# démonchonné																																																																																																																																																											
Tubing	252		5"	2482.78	2,493.27	112	5" NVam N80 15 Lbs																																																																																																																																																											
Pup-Joint	1		5"	1.96	2,495.23	112	5" Vam N80 15Lbs																																																																																																																																																											
Reduction	1		5"x4"1/2	0.20	2,495.43	100.5	5"x4"1/2NVam (FXH)																																																																																																																																																											
Tubing	1		4"1/2	11.86	2,507.29	100.5	4"1/2 NV N80 12,6#																																																																																																																																																											
Flow-Coupling	1		4"1/2	1.74	2,509.03	98.42	4"1/2NV (5"x3,875)																																																																																																																																																											
Nipple	1	X	4"1/2	0.35	2,509.38	96.82	3"812 Bore 12,6# WF																																																																																																																																																											
Flow-Coupling	1		4"1/2	1.74	2,511.12	98.17	4"1/2NV (5"x3,875)																																																																																																																																																											
Tubing	1		4"1/2	11.85	2,522.97	100.5	4"1/2 NV N80 12,6#																																																																																																																																																											
Ruch-Luch	1		4"1/2	0.31	2,523.28	100.5	4"1/2 NVam 12,60# Weatherford																																																																																																																																																											
PACKER	1	wfd	5"875	1.69	2,524.97	100.5	7"(23-32#)4"1/2NVam Weatherford																																																																																																																																																											
Tubing	1		4"1/2	11.84	2,536.81	100.5	4"1/2 NV N80 12,6#																																																																																																																																																											
Flow-Coupling	1		4"1/2	1.74	2,538.55	98.42	4"1/2NV (5"x3,875)																																																																																																																																																											
Nipple	1	XN	4"1/2	0.37	2,538.92	94.61	3"725 NOGO Weatherford																																																																																																																																																											
Flow-Coupling	1		4"1/2	1.74	2,540.66	98.42	4"1/2NV (5"x3,875)																																																																																																																																																											
Tubing	1		4"1/2	11.88	2,552.54	100.5	4"1/2 NV N80 12,6#																																																																																																																																																											
Sabot	1		4"1/2	1	2,553.54	100.5	4"1/2 NV N80 12,6# bisauté																																																																																																																																																											
PERFORATION																																																																																																																																																																		
Date	NIVEAU PERFORES			Haut eur	Type de Perf	Diam de Perfos	Densité C /	Calag e	Nbre coup																																																																																																																																																									
De	2581m	à	2589m	08m	Enerjet	2"1/8	13cps	CCL	104																																																																																																																																																									
De	2591m	à	2599	08m	Enerjet	2"1/8	13cps	CCL	104																																																																																																																																																									
De		à																																																																																																																																																																
De		à																																																																																																																																																																
De		à																																																																																																																																																																
De		à																																																																																																																																																																
De		à																																																																																																																																																																
De		à																																																																																																																																																																
De		à																																																																																																																																																																
De		à																																																																																																																																																																
OBSERVATIONS:																																																																																																																																																																		
<ul style="list-style-type: none"> - Poids apparent colonne tbg 5" = 57 (sans moufle) ,d boue à l'huile = 0.84 - Fluide annulaire brut dégazé + inhibiteur de corrosion (Chimec 1038) - Hauteur du csg 7" est 16cm - communication entre 7" et 9"5/8 																																																																																																																																																																		

Annex

Tableau de valorisation

N°	DESIGNATION	EQUIP	MARQUE	QTE	P.U (DA)	TOTAL
01	Tête de puits complète 11''x 9''x 5''1/8 x 4''1/16 5000	Surface	FMC	01	11908800,0	11908800
02	Csg spool 13''5/8 3000x11''5000			01	556417,73	556417,73
03	Packing Plastique			30	25,94	778,2
04	Packer 7'' (32-32#) , ''HU''	FOND	Weatherford	02	714572.512	1429145,02
05	Nipple ''X'' 4''1/2 N/Vam 3''.812		Weatherford	01	27202.84	27202,84
06	Nipple ''XN'' 4''1/2 3''.725 NOGO		Weatherford	01	27202.84	27202,84
07	Flow coupling 4''1/2 N/Vam		Weatherford	04	53107.19	212428,76
08	Reduction 5''N/Vam x 4''1/2 N/Vam		//	01	62179.75	62179,75
09	Fraise couronne Ø8''3/4			01	81392,78	81392,78
10	Fraise couronne Ø8''21/64			01	115321,55	115321,55
11	Fraise couronne size 85			01	120 000,00	120 000,00
12	Fraise couronne size 84			01	2014156,08	2014156,08
13	Outil de forage 5''7/8 x 3''1/2			01	85510,9	85510,9
14	CR 7''17#-35# type PCR Weatherford			01	28083,638	28083,638
15	BP 9''5/8 29#-53.5# size6AA model N1			01	115270,8	115270,8
16	Tubing 5'' N/Vam 15# 6.688mm	TUBE		130	34745.68	34745,68
17	Tubing 4''1/2 N/Vam N80 12.60 #			04	6064.00	40809,68
18	Casing 7'' N/V 29# P110 RG3.			78	140681,18	181490,86
19	Casing 7'' N/V 26# P110 RG3			17	213413,45	394904,31
20	EMECC MUL			02	57232,12	114464,24
21	EMEC CON			02	64804,43	129608,86
22	EMEC WET .			02	60931,03	121862,06
23	EMEC VIS			90	14099,012	1268911,08
24	TON 400 NT			30	7804,83	234144,9
25	CLAYTONE			60	37633,62	2258017,2
26	BENTONITE			01	16455,991	16455,991
27	SOUDE CAUSTIQUE			275	97,26	26746,5
28	BICARBONATE			225	70,98	15970,5
29	FLOWZEN			10	25666,62	256666,2

Total general: 56448429,00 DA