

N° d'ordre : / Faculté / UMBB / 2015

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA- BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

BENBELKHEIR ISHAK ABDELHAK

BENCHEKKOUR HICHAM

Filière : Hydrocarbures

Option : FORAGE DES PUITIS

Thème

**INSTRUMENTATION EN WORK OVER DANS LE CHAMPS DE
HASSI MESSAOUD (CAS DU PUITIS ONIZ 323)**

Devant le jury :

M. MELLAK Abderrahmane	Professeur	UMBB	Président
Mm. BOUMAZA Nadia	MA (A)	UMBB	Promotrice
M. BENTRIOU Abdelhak	MC (A)	UMBB	Examineur
M. BENYOUNES Khaled	MC (A)	UMBB	Examineur
M. HADJADJ Ahmed	MC (A)	UMBB	Examineur
Mm. AZRIL Nadjet	MA (A)	UMBB	Examinatrice

Année universitaire 2015 / 2016

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à ma mère qui a sacrifiée sa jeunesse pour mon auspice, et pour l'esprit pur de mon père que sa mémoire reste toujours dans nos cœurs.

Je le dédie aussi à tous mes frères, mes sœurs, ces enfants, à toute la famille de proche et de loin, aussi que tous mes amis sans exception.

Et enfin à tous ceux qui m'ont aidé de prêt ou de loin.

Ishak



Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à ma mère qui a sacrifiée sa jeunesse pour mon auspice, et pour l'esprit pur de mon père que sa mémoire reste toujours dans nos cœurs.

Je le dédie aussi à tous mes frères, mes sœurs, ces enfants, à toute la famille de proche et de loin, aussi que tous mes amis sans exception.

Et enfin à tous ceux qui m'ont aidé de prêt ou de loin.

Ishak

Dédicaces

Je dédie ce travail à :

Mes très chers parents qui ont beaucoup sacrifié

A mon bonheur,

*Mes très chers frères, ma sœur, son époux et sa petite
fille (maram),*

*Mes amis (Hicham, Sid, Othmane, Djamal, Wail, Moussa,
Habib, Ilyess, Raouf, Hakim)*

Tous ceux qui m'aiment et que j'aime,

*Et tous ceux qui m'ont encouragé durant ma vie
estudiantine,*

Hicham



Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à ma mère qui a sacrifiée sa jeunesse pour mon auspice, et pour l'esprit pur de mon père que sa mémoire reste toujours dans nos cœurs.

Je le dédie aussi à tous mes frères, mes sœurs, ces enfants, à toute la famille de proche et de loin, aussi que tous mes amis sans exception.

Et enfin à tous ceux qui m'ont aidé de prêt ou de loin.

Ishak

Sommaire

Introduction

Chapitre I : Situation et Etat du puits ONIZ 323

I.1	Généralités sur le Champ de Hassi-Messaoud	1
I.1.1	Situation Géographique du Champ de Hassi Messaoud:	1
I.1.2	Situation géologique.....	2
I.2	Historique de la découverte	2
I.3	Stratigraphie du champ :.....	3
I.4	Réservoir.....	4
I.4.1	Caractéristiques du réservoir	5
I.5	Caractéristiques du puits ONIZ 323	5
I.5.1	Situation géographique du Puits ONIZ323 :	5
I.5.2	Caractéristiques géologiques du puits :	6
I.5.3	Programme du Puits ONIZ 323:.....	8
I.6	Problématique :.....	15
I.6.1	Historique du puits:	16
I.7	Intérêt de l'intervention:	17
I.8	Détails des travaux:	17

Chapitre II : Généralités sur Work Over

INTRODUCTION.....	18	
II.1	But d'un W-O :	18
II.2	types de work over.....	18
II.3	-Cause de reprise :	19
II.4	-Réalisation de l'opération de work over	19
II.5	-Les fluids deworkover:.....	22
II.6	Les causes motifs justifiant un work over :	24
II.7	-Identification des problèmes se posant au puits :	25

CHAPITRE III : Complétion

Complétion :	26
introduction :	26
III.1 objectifs d'une complétion :	27
III.2 Les critères de choix d'une complétion:	27
III.3 Classification des complétions :	28
III.3.1 Classification par type d'interface couche/trou :	28
III.3.2 Classification par le mode de production :	30
III.3.3 Classification par le nombre de zones à compléter :	32
III.4 Equipement du puits :	35
III.4.1 Le tubing :	35
III.4.2 Tête de puits :	36
III.5 équipements de fond :	37
III.5.1 Olive de suspension « Tubing hanger » :	38
III.5.2 Vanne de sécurité sub-surface « Down holesafety valve "DHSV" » :	39
III.5.3 Flow coupling (raccords anti-usure):	42
III.5.4 Blast joint (tube anti-usure):	43
III.5.5 Mandrin à poche latérale « Sidepocketmandrel » :	44
III.5.6 Vanne de circulation "Slidingsidedoor" :	45
III.5.7 Packers :	46
III.5.8 Sièges "Nipples" :	49
III.5.9 Sabot (muleshoe) :	51

Chapitre IV : Instrumentation en Work Over

IV.1 Définition de l'instrumentation	52
IV.2 Les équipements d'instrumentations	52
IV.2.1 L'empreinte :	52
IV.2.2 les outils de coupe :	53
1) coupe-tube bowen a prise interne	53
2) coup tube a prise externe:	54

IV.2.3	les outils de fraisage :	56
1)	Les fraises à plage (crusher mill)	56
2)	Les fraises à secteur (junk mill)	56
3)	Les fraises à lames (standard et économill)	56
4)	Pilot mill	56
5)	Fraise à jupe	57
6)	Fraise conique	57
7)	Section mill	57
IV.2.4	Recommandations générales	60
IV.2.5	les outils de surforage :	70
IV.2.5.1	wash-over (surforage) :	70
1)	couronne de surforage	71
IV.2.6	fraisage speciales :	73
IV.2.7	Outils de nettoyages de puits :	74
1)	bown itco junk basket	74
IV.2.8	les outils de repechage :	75
1)	short catch overshot	75
2)	taper-taps (Tarauds)	76
3)	bowen ltco realeasing-spear	77
IV.2.8.1	accessoires	80

CHAPITRE V : Etude de cas

V.1	Opérations de reprise du puits ONIZ 323 :	81
	Introduction	81
V.1.1	neutralisation du puits :(ONIZ 323)	81
V.1.2	Mise en sécurité du puits : (avant installation de l'unité d'intervention)	83
V.1.3	Mise en place de l'unité d'intervention :	84
V.1.4	Caractéristiques technique de l'appareil (TP 197) :	84
V.1.5	Remplacement de l'arbre de NOËL par les BOP :	86
V.1.6	Procédures de test des BOP et les équipements appropriés :	87
V.2	Désancrage des Tubing 4 ½ :	92
V.3	Fraisage et repêchage du packer	93
	Introduction :	93
V.3.1	Fraisage du Packer :	93

V.3.2	Opérations de repêchage du packer :.....	96
V.3.3	L'opération de Scrappage du casing 7":.....	103

Conclusion

Bibliographie

Liste des figures

Figure : I.1:Situation Géographique du Champ de Hassi Messaoud	1
Figure : I.2: les drains producteur à HMD Field	4
Figure : I.3:Carte de position Puits ONIZ-323.....	5
Figure : I.4:composition de réservoir de Hassi Messaoud	7
Figure : I.5:Architecture de Puits ONIZ 323.....	8
Figure : I.6:Profil du puits ONIZ 323	13
Figure : I.7: programme de complétion.....	14
Figure :III.1:Colonne de production en trou ouver	28
Figure :III.2: Colonne de production couverte.....	29
Figure :III.3:completion tubing less	30
Figure :III. 4:production avec tubing	30
Figure :III.2:type de production assisté.....	32
Figure :III.5:Complétion simple.....	33
Figure :III.6:Complétion simple à choix multiple.....	34
Figure :III.7:complétion sélective	35
Figure :III.8:Tête de tubing	36
Figure :III.9:Tête de puits pour une complétion simple.....	37
Figure :III.10: équipements de fond.....	38
Figure :III.11:Tubing hanger.....	39
Figure :III.12:sub-surface hydraulique récupérable au câble.....	41
Figure :III. 13:sub-surface hydraulique tubing	42
Figure :III.14:raccords anti-usure.....	43
Figure :III.15:tube anti-usure	43
Figure :III.16:Mandrin à poche latérale	45
Figure :III.16:Vanne de circulation "Sliding side door"	46
Figure :III.17:Packer récupérable à ancrage mécanique	47
Figure :III.18:Packer permanent	48
Figure :III.19:Nipples.....	49
Figure :III.20:Sièges sélectifs.....	50
Figure :III.21:Sièges non sélectifs.....	51
Figure :III.22:mule shoe	51
Figure :IV.1: L'empreinte	52
Figure :IV.2:Internal Cutter.....	53
Figure :IV.3: cutting	54
Figure :IV.4: External Cutter	55
Figure :IV.5: Crusher mill.....	56
Figure :IV.6: Economill	56
Figure :IV.7: Pilot mill.....	56

Figure :IV.8: Fraise à jupe.....	57
Figure :IV.9: Fraise conique.....	57
Figure :IV.10: pilot-mill.....	68
Figure :IV.11: TAPER-MILL	68
Figure :IV.12: Washover shoes.....	71
Figure :IV.13: Drill mille	73
Figure :IV.14: JUNK BASKET	74
Figure :IV.15: JUNK BASKET	74
Figure :IV.16: OVERSHOT.....	75
Figure :IV.17: Taraud.....	76
Figure :IV.18: Taraud.....	76
Figure :IV.19: REALEASING-SPEAR	78
Figure :IV.20:REALEASING-SPEAR	79
Figure :IV.21:Spear Pack off assembly.....	80
Figure :IV.22:MILLE TYPE NUT.....	80

Figure: V.1: BACK PRESSURE VALVE.....	84
Figure :V.2:(tête de puits, Bop, back pressure valve).	87
Figure :V.4:Tester cup.....	88
Figure :V.3:Tester cup.....	88
Figure :V.5:Tester plug	89
Figure :V.6:Tester cup.....	90
Figure :V.7:la couronne de surforage.....	94
Figure :V.8:Junk Basket.....	100
Figure :V.9: Releasing spear	102
Figure :V.10:scraper.....	103

Liste des tableaux

Tableau : I.1 :Situation géographique du Puits ONIZ323	5
Tableau : I.2:renseignements géologiques.....	6
Tableau: I.3:Programme de forage	9
Tableau : I. 4:Data Survey du puits ONIZ-323	12
Tableau : I.5:Programme de production	14
Tableau : I.6: Data BHP Test.....	15
Tableau : I.7:Data Production (Données des jaugeages).....	16
Tableau :V.1:Les données de puits.....	81
Tableau :V.2:Caractéristiques technique de l'appareil (TP 197)	85
Tableau :V.3: 1er fraisage	95
Tableau :V.4:2eme fraisage.....	95
Tableau :V.5: 3eme fraisage.....	96
Tableau :V.6:Le BHA du 1èr repêchage	97
Tableau :V.7:Le BHA du 2eme repêchage.....	98
Tableau :V.8:Le BHA du 1èrNettoyage	99
Tableau :V.9:Le BHA du 3eme repêchage.....	99
Tableau :V.10:Le BHA du 2eme Nettoyage	101
Tableau :V.11:Le BHA du 4eme repêchage.....	101
Tableau :V .12:Le BHA du 3eme Nettoyage	104

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 suite par le développement et terminé par l'abondant. Pour améliorer le taux de la production ou le maintenir, il est très important de faire des interventions sur les puits présentant 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 le plus coûteuses et plus efficaces. Une intervention de WO 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.

Dans notre cas, nous avons un programme de work over consiste à descendre une pompe ESP (Electric Submersible Pump) afin d'augmenter le débit de production d'huile qui a été diminuer de 5.56 m³/h à 2.41 m³/h ca veut dire le changement du mode de production d'une production naturel à une production assistée.

Pour réaliser ce programme de Work Over sur le puits ONIZ323, il faut utiliser différents outils spécifiques qui assurent les opérations de déséquipèrent, de repêchage, de surforage, de fraisage et de reforage, ces ensembles d'opérations sont appelés l'instrumentation en Work Over. Le choix d'un bottom hole assembly « BHA » adéquat à chaque opération est la clef de succès, une bonne décision permet de gagner du temps et éviter tout usage prématuré ou fatigant de la garniture des tiges d'où l'intérêt économique de chaque entreprise.

Notre étude va porter sur les opérations de fraisage et repêchage du packer permanent (backer sabl 3, 7"32 #) qu'on a faite sur le chantier TP197 dans le champ de hassi masseoud.

En effet, après plusieurs tentatives de repêchage avec le taraud, on a pu enfin le repêcher en utilisant le releasing spear.

1.1 Généralités sur le Champ de Hassi-Messaoud

1.1.1 Situation Géographique du Champ de Hassi Messaoud:

Le champ de Hassi Messaoud découvert en 1956 est situé à 800 km du sud est du capital Alger sur le grand erg oriental du Sahara Algérienne. Il est occupé une superficie de près de 2000 km² dans le bassin de Oued Mya. Plus de 1000 puits à objectif cambrien y ont été foré en 50 années, à des profondeurs variant entre 3200 m au nord à 3600 m au sud. Il est composé de quatre (04) réservoirs (R3-R2-Ra-Ri). Les dépôts quartzitiques d'âge cambro-ordovicien se développent sur plusieurs centaines de mètres d'épaisseur. Le Ra constitue le principal réservoir par ses meilleures qualités pétrophysiques et de production. Il est lui-même subdivisé en cinq niveaux ou drains (D1-ID-D2-D3-D5) qui se caractérisent par une remarquable isopacité quand ils ne sont pas atteints par la discordance hercynienne. Une récupération secondaire a été mise en oeuvre en 1964 par une injection de gaz miscible et complétée par une injection d'eau en 1972.

Une augmentation de la récupération demande un développement plus important du champ et des interventions sur les puits subit des problèmes de baisse de production, parmi eux on a les interventions de Work Over.



Figure : I.1: Situation Géographique du Champ de Hassi Messaoud

I.1.2 Situation géologique

Le champ de Hassi-Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie qui s'étend sur près de 2200 km² de superficie, Il est limité :

Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla, Gellala, Ben Kahla et HaoudBerkaoui

Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.

Au Sud-Est par les gisements; Rhourde El Baguel et Mesdar.

A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.

Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.

Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt.

A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès.

I.2 Historique de la découverte

Le gisement de Hassi-Messaoud a été découvert suite à une campagne sismique de réfraction. Le 15 Janvier 1957, le premier forage MD1 a mis en évidence de l'huile à 3338 mètres de profondeur dans les grès du Cambrien.

En Mai 1957 et à 7 km au Nord / Nord-Ouest de MD1, le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien.

Actuellement, le champ de Hassi-Messaoud est divisé en 25 zones de production. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et se comportant de la même manière de point de vue pression de gisement.

I.3 Stratigraphie du champ :

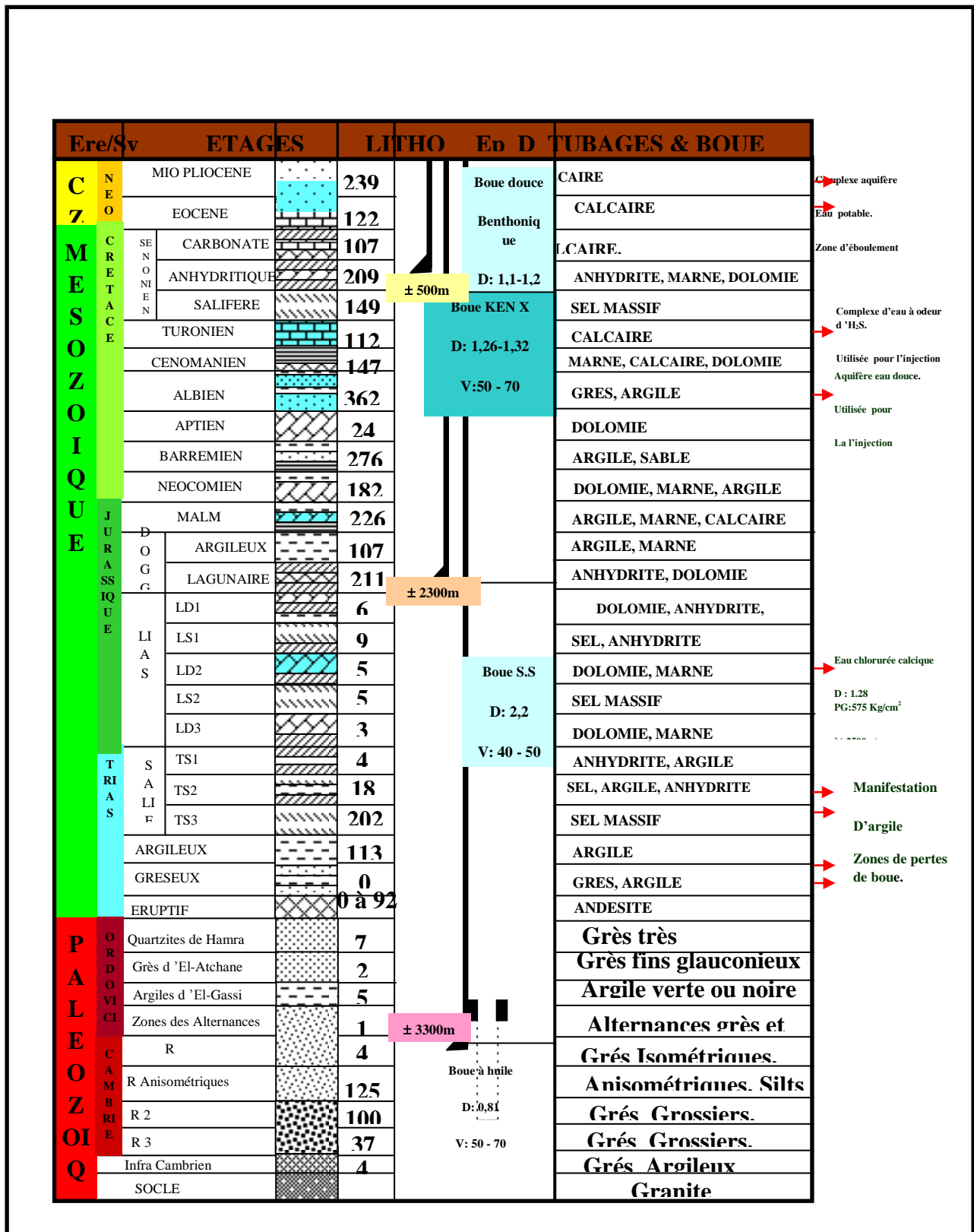


Figure :CHAMP DE HASSI- MESSAOUD COUPE STRATIGRAHIQUE & DIFFERENTES PHASES DE FORAGE

I.4 Réservoir

Le réservoir est localisé entre 3150 m. et 3350 m. Il consiste en trois majeures formations, nominativement de haut en bas :R1, R2, et R3. Le R1 a été divisé en 2 formations, Ri (top) et Ra (fond). L'épaisseur moyenne du réservoir est de 140 m.

La porosité varie entre 2% et 11%, et la perméabilité de 0 à 200 mD, quelques fois supérieure à 500 mD.

Le réservoir principal est le Ra, où la formation a été subdivisée verticalement en intervalles avec des propriétés différentes qui sont appelées des Drains.

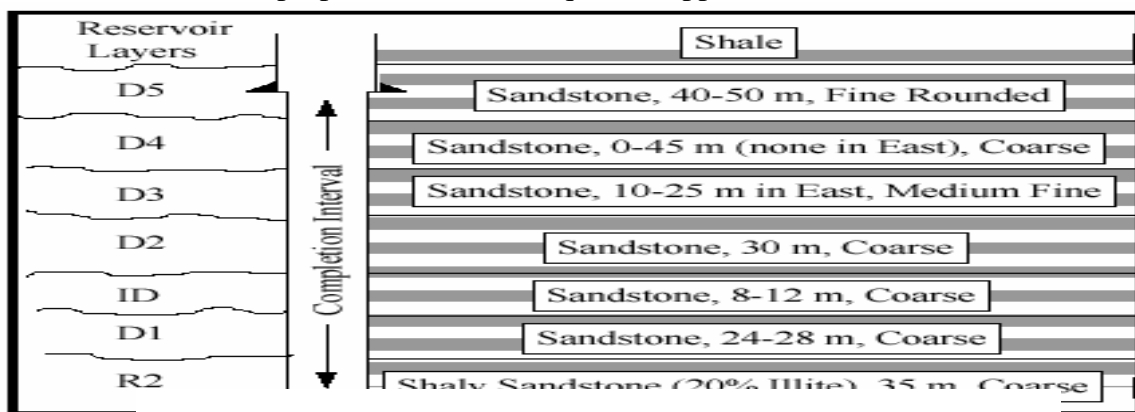


Figure : I.2: les drains producteur à HMD Field

Les drains supérieurs (Ri-D5, D4, D3) sont hautement laminés avec les couches du Limon (épaisseur varie entre 7" et 15 " et l'extension latérale variable - 0 à 1 km) lesquels réduisent fortement la perméabilité verticale (l'anisotropie varie de 1 à 100). Ils sont aussi partiellement à totalement érodés dans les parties centrales et nord du champ, où la porosité est moins de 5%, et la perméabilité horizontale inférieur à 1 mD.

D2, ID, D1 sont les principaux producteurs - la Porosité varie de 5% à 12%, et la perméabilité de 0.1 mD à 200 mD.

R2 a de bonnes qualités dans le nord, mais il est près du water oil contact dans les autres parties du champ. La porosité est de 6%, la perméabilité horizontale de 1 mD.

R3 est une nappe aquifère.

Les données pétro physiques peuvent changer latéralement d'une manière considérable.

Le réservoir est caractérisé par des fissures naturelles qui sont remplies avec des matières différentes tel que les argiles, anhydrite, pyrite, et bitume. Dans quelques cas, elles sont ouvertes et participent à l'amélioration de taux de récupération.

I.4.1 Caractéristiques du réservoir

L'huile est légère, sous saturé. Sa composition et ses caractéristiques sont légèrement variables de zone à une autre.

- La densité de L'API varie entre 43,7 à 45°
- La pression de point de la bulle varie entre 155 kg/cm2 (Ouest) à 200 kg/cm2 (Est).
- Le GOR: 160 à 230 m3/m3
- Température de réservoir: 240 °F.
- Initial Oil Water Contact: 3380 m.

I.5 Caractéristiques du puits ONIZ 323

I.5.1 Situation géographique du Puits ONIZ323 :

Coordonnées de localisation	X =	833446.5381	Y=	143522.1295
	Z (sol)=	137.80m	Z (Table)=	146.94 M

Tableau : I.1 :Situation géographique du Puits ONIZ323

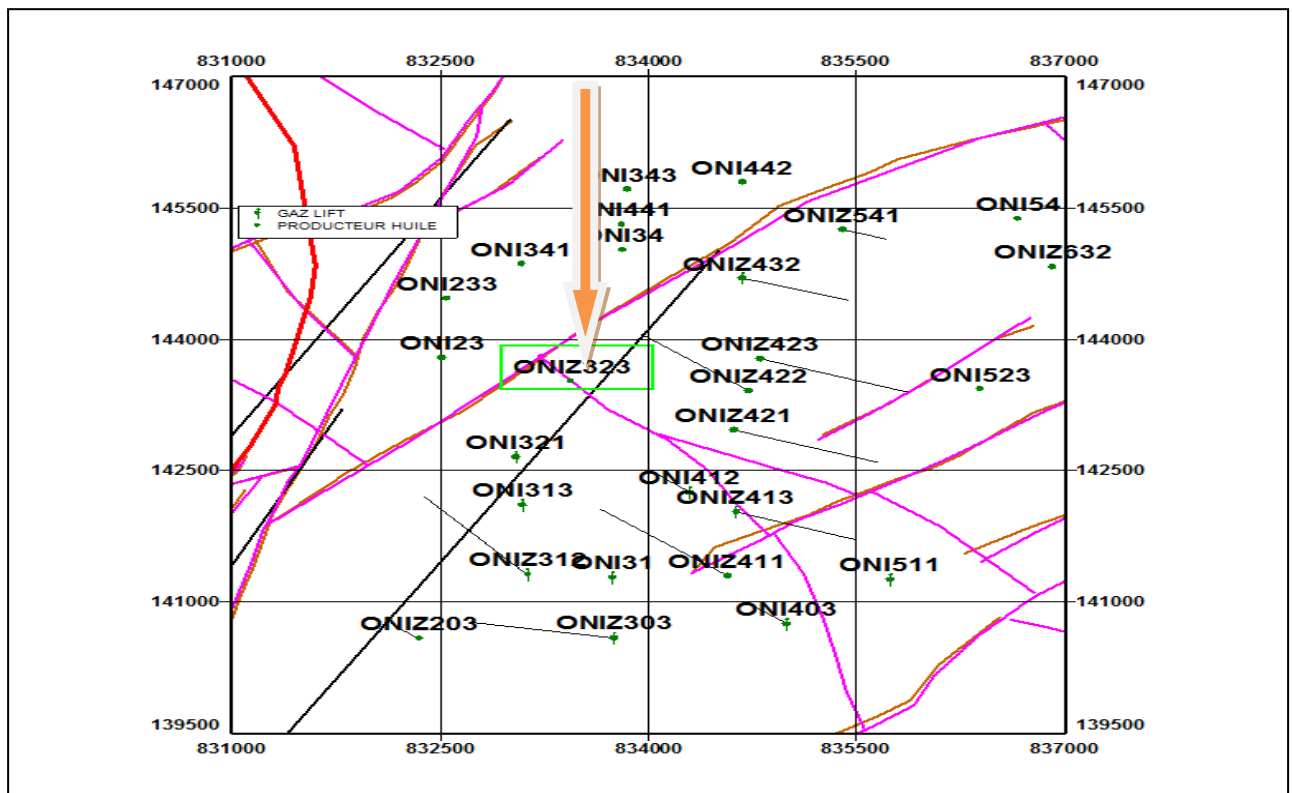


Figure : I.3:Carte de position Puits ONIZ-323

I.5.2 Caractéristiques géologiques du puits : renseignements géologiques sur le puits

RENSEIGNEMENTS GEOLOGIQUES SUR LE PUITS : ONIZ323 (PH) ZONE : ZONE 9																							
X =	833446.63 (LSA)	804943,02 (UTM31)	Zsol :	137.8m	DDF :	21/06/2012	APPAREIL :	ENF#29															
Y =	143521.99 (LSA)	3526624,00 (UTM31)	Zt :	147.0m	DDF :	29/09/2012																	
TOPS DES FORMATIONS																							
ETAGES->	T.ARGILEUX	T.GRESEUX	A ERUPTIF	Q.HAMRA	G.E.A	A.E.G	Z ALT	Cm REM	Cm Ra	Cm R2	FOND												
	MD	TVD	MD	TVD	MD	TVD	MD	TVD	MD	TVD	MD	TVD	MD	TVD	MD	TVD	MD	TVD	MD	TVD	MD	TVD	
TOIT (m)	3179	3178	3378	3343	3419	3363	----	----	----	----	----	----	----	3483	3382	3530	3395	----	----	4124	3422		
C.Abs (m)	----	-3031	----	-3196	----	-3216	----	----	----	----	----	----	----	----	-3235	----	-3248	----	----	----	----	-3275	
Epai. (m)	----	165	---	20	----	32	----	----	----	----	----	----	----	----	13	---	27	---	---	----	----	----	

Tableau : I.2:renseignements géologiques

le puits ONIZ 323 traverse les réservoirs suivant trias argileux, Ri, Ra, R2.

Le trias argileux : constitué d'argile dolomitique silteuses, souvent de couleur brun rouge, intercalées de bancs de sel, son épaisseur moyenne est de 104 met son toit selon le sondage est 3205m.

Litho zone Ri : constitue de grés quartzites isométriques fins à moyen avec épaisseur de 12 m (toit = 3309 m), les grés sont bien classés, à ciment argileux à bitumineux.

Litho zone Ra : ce sont des grès an isométriques moyennes à grossières de 90 m d'épaisseur (toit = 3321 m), ces grés sont ciment siliceux admettant des passées de silts décimétriques avec une stratification oblique à horizontale et de Tigil lites au sommet.

Litho zone R2 : (toit = 3439 m) constitué de grés moyen à grossier, à ciment argileux abondant avec des passées de silt ($Ep_{moy}=100$ m).

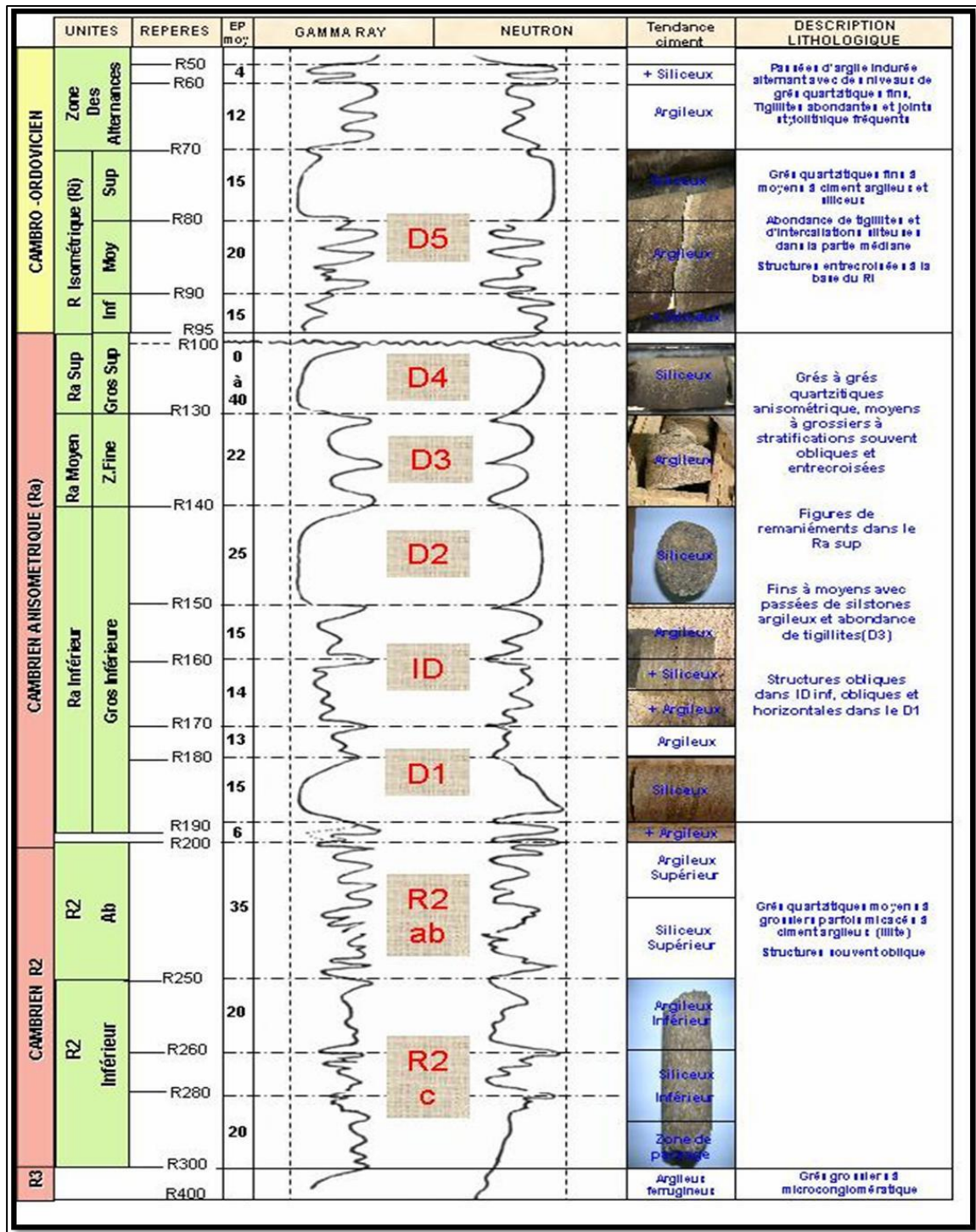


Figure : I.4:composition de réservoir de Hassi Messaoud

I.5.3 Programme du Puits ONIZ 323:

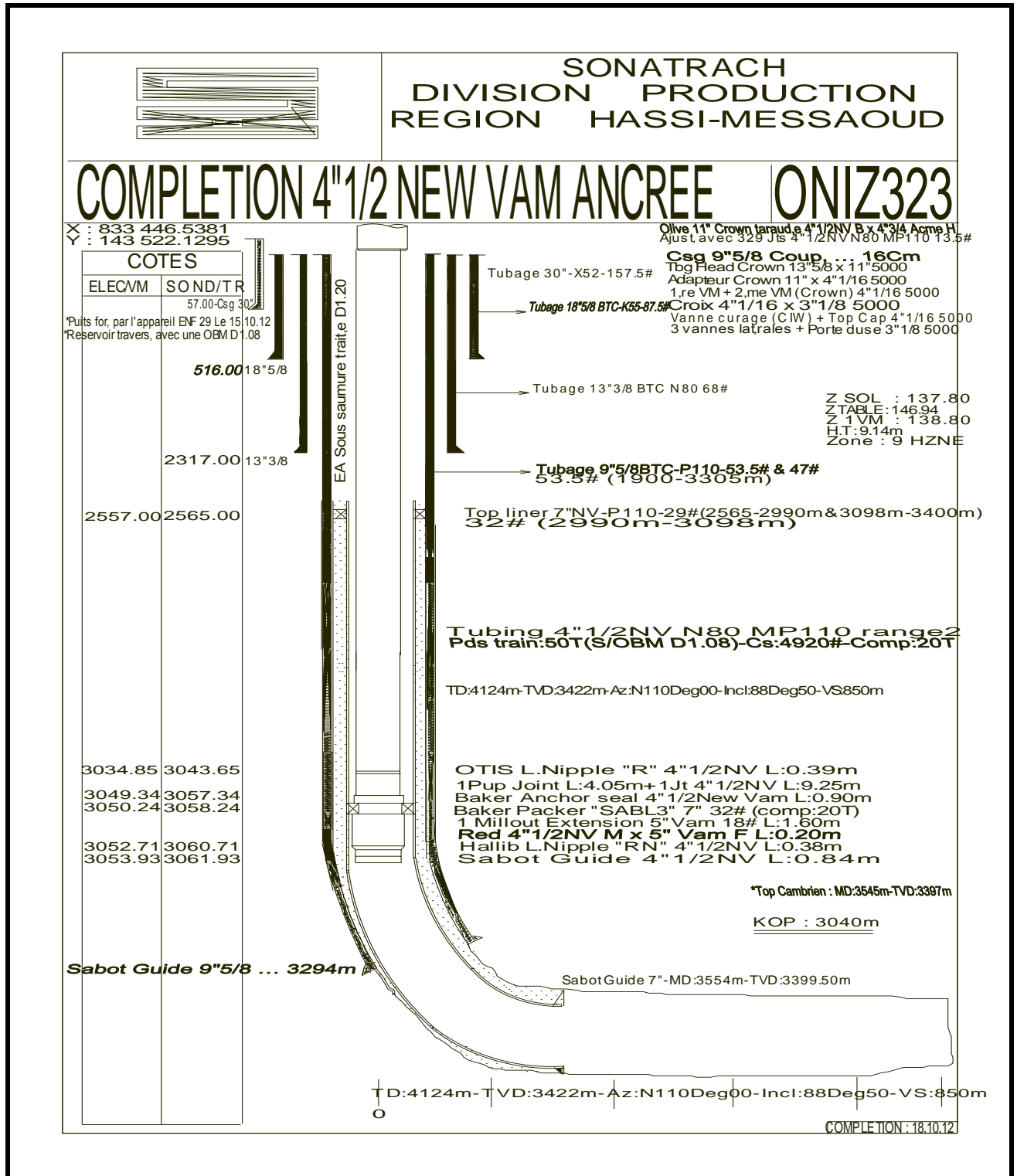


Figure : I. 5:Architecture de Puits ONIZ 323

I.5.3.1 Programme de forage :

Fond TVD	Fond MD	Drain	KOP	Azimut	Inclinaison	VS
3422 m	4124 m	D1et D2	3040 m	N 110°	88°	850m

Colonne de guide	30"	@	57.00m	X52 – 157,5 #
------------------	-----	---	--------	---------------

Colonne de surface	18" 5/8	@	516.00m	K55 – 87,5 #
--------------------	---------	---	---------	--------------

Colonne intermédiaire N°1	13" 3/8	@	2317.00m	N80-68#
---------------------------	---------	---	----------	---------

Colonne intermédiaire N°2	9" 5/8	@	3294m (MD)/ 3284m (TVD)	Inclinaison 34.20°	P110-(53,5-47)#
---------------------------	--------	---	-------------------------	--------------------	-----------------

Colonne intermédiaire N°3	Liner 7"	@	3554m (MD)/ 3399.5m (TVD)	Inclinaison 74°ToL7" @ 2565m	P110-29#
---------------------------	----------	---	---------------------------	------------------------------	----------

Tableau: I3:Programme de forage

I.5.3.2 Data Survey du puits ONIZ-323 :

N°	MD (m)	Incl (°)	Azimuth (°)	TVD (m)	Latitude N/S (m)	Longitude E/W (m)	DLS (°/30m)	VS (m)
1	0,00	0,00	110,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	3040,00	0,00	110,00	3040,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	3058,11	0,55	102,97	3058,11	-0,02	0,08	0,91	0,09
4	3077,35	1,04	112,35	3077,35	-0,11	0,34	0,79	0,35
5	3080,05	1,22	110,45	3080,05	-0,13	0,39	2,04	0,41
6	3091,40	2,25	110,86	3091,39	-0,25	0,71	2,72	0,75
7	3119,13	4,86	105,02	3119,07	-0,75	2,35	2,85	2,46
8	3125,32	5,56	106,32	3125,23	-0,90	2,89	3,44	3,02
9	3141,32	7,07	107,76	3141,13	-1,42	4,57	2,85	4,78
10	3151,14	8,13	109,01	3150,87	-1,83	5,81	3,28	6,08
11	3155,01	8,70	110,09	3154,70	-2,02	6,34	4,59	6,65

12	3160,09	9,51	111,50	3159,71	-2,30	7,09	4,96	7,45
13	3180,72	11,98	115,66	3176,98	-3,95	10,56	3,76	11,28
14	3186,99	12,73	114,55	3186,10	-4,52	11,78	3,76	12,61
15	3192,02	13,42	115,01	3191,00	-5,00	12,81	4,16	13,75
16	3198,14	14,55	114,41	3196,94	-5,54	14,21	5,58	15,25
17	3203,67	15,61	113,89	3202,28	-6,13	15,53	5,80	16,68
18	3209,23	16,63	113,92	3207,62	-6,75	16,94	5,50	18,22
19	3214,20	17,59	113,82	3212,37	-7,34	18,27	5,80	19,68
20	3219,27	18,66	113,64	3217,19	-7,98	19,72	6,34	21,26
21	3231,59	21,85	113,30	3228,74	-9,68	23,63	7,77	25,51
22	3242,11	24,53	112,86	3238,41	-11,30	27,44	7,66	29,65
23	3255,22	28,34	111,82	3250,15	-13,51	32,84	8,78	35,48
24	3274,12	31,78	111,58	3266,51	-17,01	41,64	5,46	44,94
25	3295,67	34,20	109,69	3284,59	-21,19	52,58	3,69	56,65
26	3300,07	35,52	110,37	3288,20	-22,05	54,94	9,38	59,17
27	3111,26	40,01	111,32	3297,04	-24,49	61,34	12,14	66,02
28	3320,50	42,76	110,91	3303,97	-26,69	67,04	8,97	72,12
29	3331,27	45,24	112,01	3311,92	-29,44	74,00	7,23	79,60
30	3343,05	48,37	112,65	3319,98	-32,69	81,94	8,06	88,18
31	3351,89	50,06	113,13	3325,56	-35,30	88,11	5,87	94,87
32	3362,05	52,64	113,59	3331,90	-38,44	95,39	7,69	102,79
33	3381,21	59,28	113,07	3342,62	-44,72	109,96	10,42	118,60
34	3397,19	63,01	112,34	3350,33	-50,12	122,87	7,10	132,60
35	3403,20	64,88	111,89	3352,97	-52,16	127,87	9,55	138,00
36	3411,51	67,67	111,82	3356,32	-54,99	134,94	10,07	145,60
37	3425,70	71,30	110,63	3361,29	-59,80	147,32	8,03	158,89
38	3433,02	72,06	109,63	3363,59	-62,19	153,85	4,98	165,84
39	3438,03	72,27	109,50	3365,12	-63,79	158,34	1,46	170,61
40	3448,14	71,97	109,61	3368,23	-67,01	167,41	0,94	180,23
41	3457,78	72,03	109,75	3371,21	-70,09	176,04	0,45	189,40
42	3463,31	72,72	109,99	3372,88	-71,89	181,00	3,94	194,67
43	3486,53	73,14	110,37	3379,70	-79,54	201,83	0,72	216,86
44	3497,86	73,38	109,50	3382,96	-83,24	212,03	2,30	227,71
45	3510,71	73,32	109,50	3386,67	-87,44	223,59	1,06	240,02

46	3524,60	72,42	108,66	3390,76	-91,78	236,14	2,60	253,29
48	3537,21	72,51	108,83	3394,57	-95,68	247,41	0,44	265,21
49	3568,29	75,90	112,32	3403,03	-106,19	275,40	4,61	295,11
50	3571,85	76,67	112,61	3403,88	-107,51	278,59	6,91	298,57
51	3574,59	76,93	109,59	3404,50	-108,48	281,04	32,32	301,23
52	3585,28	79,30	109,77	3406,70	-112,00	290,93	6,67	311,69
53	3594,64	83,93	108,81	3408,07	-115,06	299,67	15,15	320,95
54	3608,21	87,01	107,62	3409,14	-119,28	312,52	7,30	334,47
55	3621,20	87,25	107,55	3409,79	-123,20	324,89	0,58	347,43
56	3633,47	87,49	108,63	3410,35	-127,01	336,54	2,70	359,68
57	3644,05	88,11	109,25	3410,68	-129,51	346,91	2,49	370,28
58	3656,03	8,31	109,29	3411,05	-133,46	358,21	0,51	382,25
59	3667,02	88,52	109,49	3411,36	-137,11	368,57	0,79	393,24
60	3680,30	88,21	107,81	3411,73	-141,35	381,15	3,85	406,50
61	3694,20	88,06	107,99	3412,18	-145,59	394,27	0,50	420,29
62	3708,90	88,00	110,17	3412,69	-150,43	408,25	4,41	435,08
63	3723,00	88,64	111,40	3413,10	-155,43	421,43	2,94	449,17
64	3737,60	89,26	111,41	3413,37	-160,75	435,02	1,27	463,77
65	3750,80	88,64	111,60	3413,62	-165,59	447,30	1,47	476,96
66	3764,20	88,61	111,63	3413,94	-170,53	459,75	0,10	490,35
67	3779,00	87,78	112,21	3414,40	-176,05	473,47	2,05	505,13
68	3794,80	88,49	111,98	3414,91	-181,99	488,11	1,41	520,91
69	3809,60	88,37	110,79	3415,32	-187,38	501,88	2,42	535,70
70	3823,80	88,09	109,83	3415,76	-192,31	515,19	2,11	549,89
71	3837,00	87,32	109,17	3416,29	-196,71	527,63	2,30	563,08
72	3852,60	87,10	109,08	3417,04	-201,82	542,35	0,45	578,66
73	3867,30	87,29	109,18	3417,76	-206,63	556,22	0,43	593,34
74	3881,70	88,18	109,40	3418,33	-211,38	569,80	1,91	607,73
75	3895,80	88,74	109,34	3418,71	-216,06	583,10	1,19	621,82
76	3910,70	89,26	109,77	3418,97	-221,04	597,13	1,35	636,72
77	3925,40	89,45	108,84	3419,14	-225,90	611,01	1,93	651,42
78	3940,50	89,91	109,72	3419,22	-230,89	625,26	1,97	666,52
79	3952,70	88,80	108,59	3419,36	-234,89	636,78	3,89	678,71
80	3967,80	88,21	108,25	3419,75	-239,66	651,10	1,35	693,80

81	3982,50	89,26	108,79	3420,08	-244,33	665,04	2,41	708,50
82	3996,70	89,51	110,49	3420,24	-249,10	678,41	3,63	722,70
83	4010,20	89,23	110,99	3420,38	-253,88	691,04	1,27	736,20
84	4026,00	88,92	110,99	3420,64	-259,54	705,79	0,59	751,99
85	4041,90	89,48	111,99	3420,86	-265,37	720,58	2,16	767,88
86	4054,70	89,17	111,47	3421,01	-270,10	732,47	1,42	780,68
87	4069,40	89,17	109,12	3421,22	-275,20	746,25	4,80	795,37
88	4083,00	89,54	111,11	3421,38	-279,98	759,30	4,37	809,27
89	4098,50	89,23	111,62	3421,54	-285,52	773,46	1,17	824,46
90	4110,20	88,92	111,29	3421,73	-289,80	784,35	1,16	836,16
91	4124,00	88,80	111,00	3422,00	-294,78	797,22	0,68	850,00

Tableau : I. 4:Data Survey du puits ONIZ-323

I.5.3.3 Profil du puits ONIZ 323 :

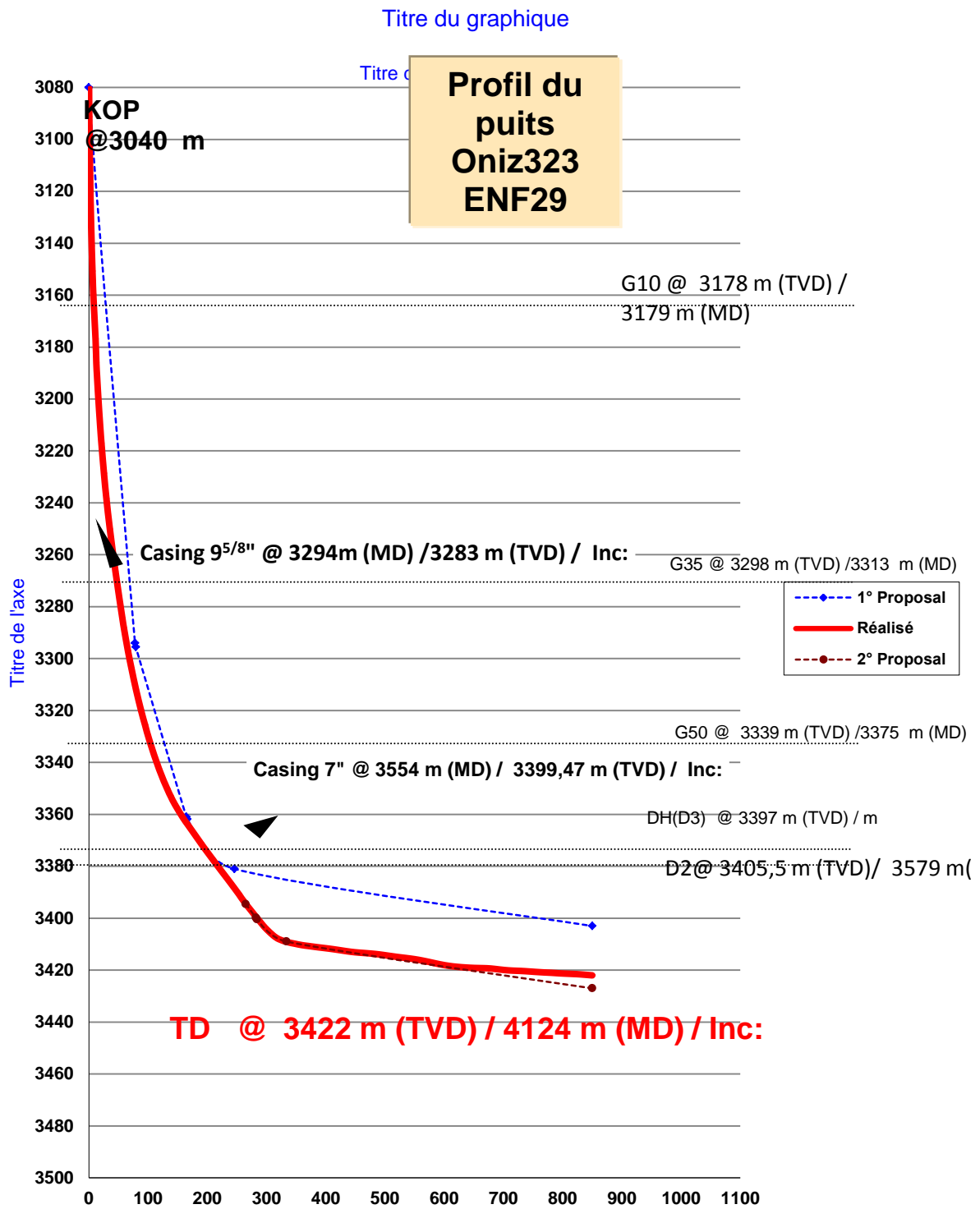


Figure : I. 6: Profil du puits ONIZ 323

I.5.3.4 Programme de production :(Programme de complétion)

Réservoir	Open hole
-----------	-----------

Tubing de production	Tubing 4”1/2 NVam Angré.N80 MP 110		
	Otis L.Nipple "R" 4”1/2 Vam.	@	3043.65m/TR
	1 PUP JOINT L=4,05 m +1joint 4”1/2 L=9,25 m		
	BakerA.Seal 4”1/2 Vam L=0,9 m	@	3057.34m/TR
Packer de production	BakerPacker “SABL3” 7” 32#	@	3058.24m/TR
	1 Millout Extension 5”Vam 18# L= 1,6 m		
	Red 4”1/2 Vam MX 5» Vam F L= 0,2 m		
	Otis L.Nipple "RN" 4”1/2 Vam	@	3060.61m/TR
	Sabot guide " 4”1/2 VamL= 0,84 m	@	3061.93m/TR

Tableau : I.5:Programme de production

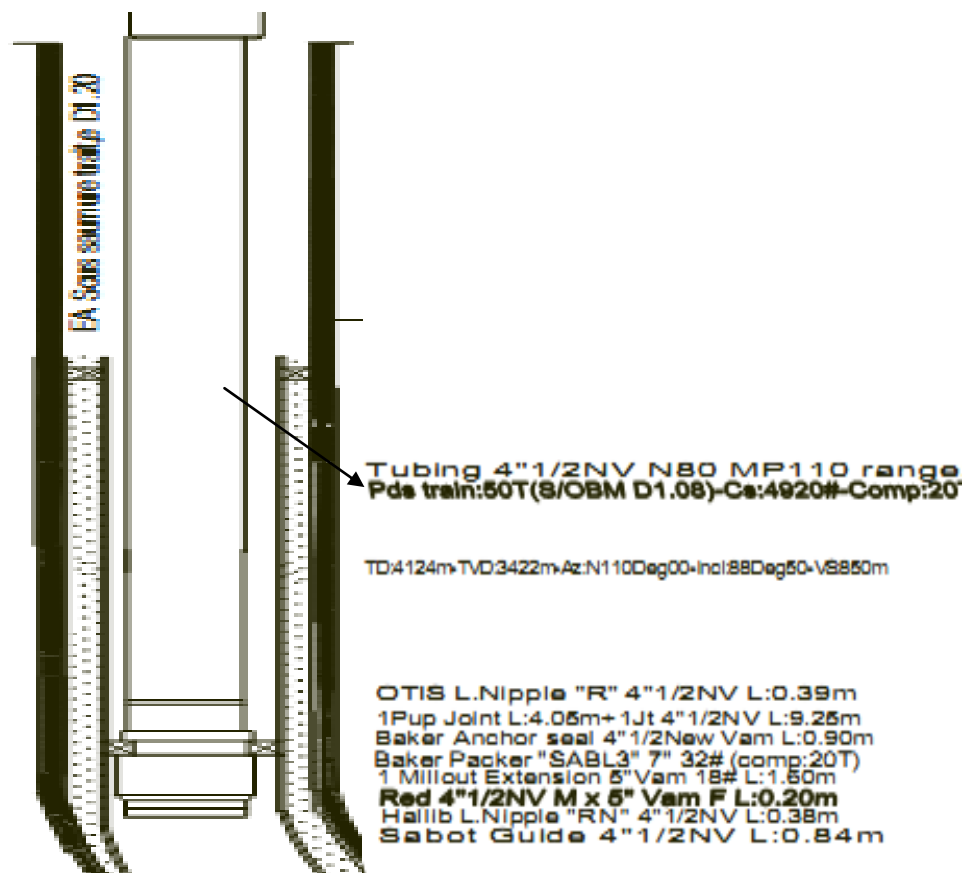


Figure : I.7: programme de complétion

I.6 Problématique :

Lors du control de puits. Ils ont constaté une chute de débit de production de 5.56 m³/h à 3 m³/h , et ensuite selon le dernier jaugeage le 25/11/2015 le débit diminue jusqu'à 2.41 m³/h .

A. Data BHP Test :

Type de Test	Date	Pression (kg/cm ²)			Débit (m ³ /h)	
		Gisement	Fond Dyn.	Tete		
BUILD UP	05/03/2013	209	170.46		Huile	3.72
BUILD UP	08/12/2015	182.49	147.49	22.5	Huile	2.41

Tableau : I.6: Data BHP Test

Les résultats obtenus par BHP test montrant qu'on a un déclin de pression de gisement et donc une diminution de pression de fond dynamique ce qui se traduit par la réduction de débit

Le dernier test (08 /12/2015) a montré que la pression de gisement a diminué de 26,51 kg/cm² par rapport à celle de la dernière mesure (05/03/2013)

B) Data Production : (Données des jaugeages)

Date Mesure	Débit (m ³ /h)		Pression (kg/cm ²)		
	Huile	Gaz	Tête	Pipe	Sépar.
<u>31/12/2012</u>	5.56	524.65	41	19.8	4.69
<u>14/02/2013</u>	3.81	555.80	31.9	23.9	
<u>13/06/2013</u>	2.76	466.58	28.5	23.6	5
<u>08/01/2014</u>	3.2	383.79	27.5	20.5	4.28
<u>21/05/2014</u>	2.76	443.17	26	21	4.28
<u>08/11/2014</u>	3.13	432.00	23.6	19	
<u>25/11/2015</u>	2.41	118.15	22.5	20.3	2.14

Tableau : I.7:Data Production (Données des jaugeages)

Les données de jaugeages montrant qu'il ya des fluctuations du débit, et une diminution de la pression de tête au cours de la vie du puits.

Pour cela, le puits nécessite une méthode de récupération assistée pour améliorer le taux de production

I.6.1 Historique du puits:

Le puits ONIZ-323 a été foré le 18.10.2012 et complété par un tubing 4"1/2 NVAM ancrée le réservoir laissé en open hole.

Le Puits foré dans le D2 et D3, DST non réalisé (Fin de contrat), le Puits a été mis en production avec un débit de 5.56m³/h (jaugeage 31/12/12), ce dernier a chuté après une courte période de production à 3 m³/h.

05/11/2015-10/11/2015 : Opération de SNB pour descente CCE fut abandonnée (Puits choisi pour candidat ESP).

Le dernier jaugeage le 25/11/2015 a donné un débit de 2.41m³/h.

Une mesure de LBU enregistrée du 25/11/2015 au 08/12/2015, pour l'obtention des Data Réservoir appropriées pour le design de la pompe.

(*):Pression de gisement =	182.49	Kg/cm ² @-3200m C/abs BU du 08.12.2015
----------------------------	--------	---

I.7 Intérêt de l'intervention:

- Exploitation du puits avec pompage électrique, qui rentre dans le cadre de l'implémentation des pompes émergées sur les puits du champ de Hassi Messaoud.

I.8 Détails des travaux:**a- Neutralisation du puits :**

- La 12/12/15 perforation tubing 4»1/2 au WL à 2990 et 2890 m OK
- Le 18/12/15 neutralisation du puits avec boue à base d'huile densité 0.90 Pt=00 psi OK.

b- Intervention avec Appareil Workover.

- Circulation volume puits avec boue densité 0,86 pour assurer sa stabilité.
- Remonter le Tubing 4"1/2 New Vam ancré en désancrant l'Anchor seal du Packer.
- Fraisage du packer baker (SABL 3) ,7'' 32#
- remonter le packer avec l'extension sous packer et le 'RN'' nipple.
- Enregistrement METT Log.
- Contrôler et tester l'état et l'intégrité des tubages.
- Réparation communications si test négatif
- Nettoyage fond du puits jusqu'a TD @4124 m/TR.
- Descendre une crépine 4"1/2 le top sera au-dessus du KOP soit à +/- 3040m C/FT.
- Control intérieur crépine jusqu'au fond.
- Pose RBP et suspendre le BOP.
- Changement Tubing Head spéciale .

c- Intervention au Coiled Tubing.

- Mise du puits sous eau traitée.
- Effectuer un nettoyage du LPP au Tube Clean avec Pulsonix Tools.
- Descente Pompe électrique avec un tubing 2-7/8'' (Voir procédure compagnie de service)
- Montage Tête de puits
- Effectue un test de fonctionnement de la pompe jusqu'à la stabilisation de la pompe.
- Top DTM

Sommaire

Chapitre I : Situation et Etat du puits ONIZ 323

I.1	Généralités sur le Champ de Hassi-Messaoud.....	1
I.1.1	Situation Géographique du Champ de Hassi Messaoud:.....	1
I.1.2	Situation géologique	2
I.2	Historique de la découverte	2
I.3	Stratigraphie du champ :	3
I.4	Réservoir	4
I.4.1	Caractéristiques du réservoir	5
I.5	Caractéristiques du puits ONIZ 323	5
I.5.1	Situation géographique du Puits ONIZ323 :	5
I.5.2	Caractéristiques géologiques du puits :	6
I.5.3	Programme du Puits ONIZ 323:	8
I.6	Problématique :	15
I.6.1	Historique du puits:	16
I.7	Intérêt de l'intervention:	17
I.8	Détails des travaux:.....	17

Figure : I.1:Situation Géographique du Champ de Hassi Messaoud.....	1
Figure : I.2: les drains producteur à HMD Field	4
Figure : I.3:Carte de position Puits ONIZ-323	5
Figure : I.4:composition de réservoir de Hassi Messaoud.....	7
Figure : I.5:Architecture de Puits ONIZ 323	8
Figure : I.6:Profil du puits ONIZ 323	13
Figure : I.7: programme de complétion	14

Tableau : I.1 :Situation géographique du Puits ONIZ323	5
Tableau : I.2:r e n s e i g n e m e n t s g e o l o g i q u e s.....	6
Tableau: I.3:Programme de forage	9
Tableau : I. 4:Data Survey du puits ONIZ-323	12
Tableau : I.5:Programme de production	14
Tableau : I.6: Data BHP Test.....	15
Tableau : I.7:Data Production (Données des jaugeages)	16

INTRODUCTION

Le work over est donné par définition comme étant une intervention sur un puits neutralisé (tué) c'est -à- dire mettre en place dans le puits un fluide de contrôle exerçant une pression hydrostatique supérieur a la pression de gisement, à ce moment-là on peut travailler sur le puits ouvert et sans pression en tête.

Une intervention sur un puits à pour plusieurs motifs :

- ✓ changement d objective d'un puits.
- ✓ Réparation ou modification de la liaison couche -trou
- ✓ Modification des conditions d'exploitation.
- ✓ En cas d'instrumentation.

II.1 But d'un W-O:

C'est la reprise d'un puits qui consiste :

- ✓ A la déséquiper partiellement ou totalement
- ✓ A réaliser des actions par rapport, soit avec des horizons producteurs, soit avec des colonnes d'exploitation, soit avec les liaisons couche -trou
- ✓ A le doter d'un équipement neuf adapté à ses nouvelles caractéristique de production

II.2 Types de work over

Suivant l'intervention en distingue :

II.2.1 Work Over curatif :

Intervention sur les puits est obligation permet les reprises à exécuter soit niveau des équipements du puits ou au niveau des gisements.

En distingue les reprises suivantes :

A. Reprise technique du tubing :

Concerne toute les défaillances des équipements des puits.

- ❖ Percements du tubing au casing qui peut justifier par la chute au l'augmentation de pression dans les annulaires (percement du tubing au casing par les corrosions)
- ❖ Mauvaises étanchée au niveau du packer .
- ❖ Usure du siège pendant l'écoulement du gaz ou pétrole ce qui provoque l'usure du siège.
- ❖ Coincement des outils.

B. Reprise du gisement :

La reprise de gisement consiste à rectifier le réservoir producteur à bandant d'un horizon productif à cause de fout GOR ou WOR bandant de tout la liner.

II.2.2 Work Over préventive

Intervention sur le puits n'est pas obligatoirement c'est-à-dire intervention fait avant de problème surgit

Exemple : WORK OVER sur deux voisins complet, en même temps avec les mêmes équipements de même caractéristiques, et avec le temps on a un percement du tubing à cause de la corrosion, on intervient sur le deuxième puits, c'est un types de work over préventif.

II.3 -Cause de reprise:

Parmi les causes entrainement des opérations de W-O on peut citer.

- ❖ Le défaut d'étanchéité sur le train de tubing.
- ❖ La défaillance des équipements de production.
- ❖ La détérioration ou mauvaise qualité de la cimentation important des tubages.
- ❖ La modification des caractéristiques du puits.
- ❖ L'équipement d'un puits à huile par une sidepocket pour l'injection d'eau douce.

II.4 -Réalisation de l'opération de work over

Les phases opération et leur chronologie varient d'une autre, elles dépendant en particulier de l'équipement en place, dans les puits, de son état ainsi que de la manière avec laquelle l'intervention va se dérouler en pratique.

Cependant on retrouve généralement les phases détaillées suivantes :

- **Neutralisation du puits.**
- **Mise en place de l'unité de work over.**

II.4.1 Neutralisation du puits :

La condition première avant toute installation d'un appareil de work over sur un puits et qui ce dernier soit neutraliser contrairement au SNUBBING au COILED TUBING spécialement conçus pour intervenir sur des puits sous pression. La neutralisation d'un puits consiste à mettre par pompage circulation direct ou inverse un fluide.

Un puits considère parfaitement neutralisé, lorsque le fluide de reprise, de densité appropriée par rapport à la pression de gisement emplit entièrement le puits (c'est -à-dire l'intérieur du tubing, espace annulaire, tubing, cuvelage et l'espace sous le packer).

II.4.1.1 Neutralisation du puits par circulation :

Sauf cas particulier, on préfère généralement effectuer la neutralisation par circulation inverse, c'est-à-dire on pompe dans annulaire avec retour par le tubing. En particulier, on assure un meilleur déplacement des hydrocarbures de fait, Qui il soit plus légers ont tendance à migrer dans le fluide circulé qui se trouve alors au-dessus (en circulation inverse le fluide circulé arrive par-dessous les hydrocarbures)

On effectue la neutralisation par circulation directe ou inversez du début à la fin sans changer le sens de la circulation, et on fait au moins deux cycles de circulation afin d'homogénéiser la boue.

Remarque :

Si la vanne de circulation ne s'ouvre pas on fait la circulation par une perforation, cette perforation se réalise classiquement aux câbles électriques menés d'une charge creuse (tubing pencher).

II.4.1.2 Neutralisation par esquiche (squeeze) :

On utilise cette technique :

- ✓ Quand on ne peut pas utiliser la méthode de circulation.
- ✓ Tubing.
- ✓ Travail au câble impossible (tubing écraser, ou suite à la présence d'un poisson).
- ✓ Volume sous tubing très important.
- ✓ Quand l'injection est très bonne.

II.4.2 Mise en place l'unité de work over :

II.4.2.1 Observation du puits :

Après neutralisation par circulation ou par esquiche, il faut observer le puits est vérifier :

1. L'absence de pression en tête.
2. La stabilité du puits.
3. L'absence des bulles en surface.

Le temps d'observation, qui elle que soit sa durée, n'est une garantie absolue de la stabilité du puits, mais il dépend de la méthode utilisée pour neutraliser le puits et de l'écoulement effectif de l'opération.

En générale la durée de cette observation est d'une heure, qui peut être prolongée à la suite de l'apparition de phénomène de gaz jusqu'en surface.

II.4.2.2 Remplacement de la tête de production par le BOP :

Une fois le fluide de reprise assurant la stabilité du puits est dans la colonne, on procède à l'installation d'une seule barrière mécanique (bouchon de fond, SCSSV, BTV, RBP), ensuite on démonte l'arbre de Noël au niveau de la tête de suppression du tubing (tubing Head spool) et le remplace par les obturations (BOP) que l'on teste bien entendu.

Cette opération doit être réalisée le plus rapidement possible, tout en sensibilisant le personnel, pour avoir tout le matériel prêt, disposer des moyens de manutention de levage adaptés et vérifier l'état des boulons de la tête du puits.

II.4.2.3 Les équipements du puits :

Une fois le BOP installé sur le puits neutralisé, l'intervention proprement dite (objet de reconditionnement) peut débuter.

La procédure des équipements, proprement dit, dépend de la nature de l'équipement et son état, en particulier le type packer (packer récupérable ou packer permanent). Dans le cas d'un packer permanent les types de liaison tubing – packer (simple étanchéité plus ancrage) sont fondamentaux. Dans le cas d'un packer récupérable, lorsque il y a un moindre doute sur l'état du tubing, au lieu d'essayer de désancrer le packer en tirant directement sur le tubing, est souvent plus judicieux de couper d'abord le tubing à quelques mètres au-dessus du packer à l'aide d'une charge électrique (Explosive creuse). Par ailleurs, quel que soit la méthode de neutralisation utilisée il y a toujours un volume d'hydrocarbures, piégé sous le packer, il est important de le faire circuler dès que cela est possible (par exemple après le désencrage de packer retirable, ou dans le cas du packer permanent).

Après déconnexion de l'étanchéité tubing-packer on dit :

- Quel que soit l'objet de l'opération de work over appliquer les recommandations qui

s'appliquent tous les cas.

- Effectuer la surveillance, durant toute l'intervention, des variations des caractéristiques principales du fluide de toute apparition de pertes ou de gains de boues, témoigne sur les venues d'eau ou gaz.
- Eviter le pistonage (en particulier, quand ne remonte le packer) et de la suppression en cours de manœuvre et de puits plein (compenser le volume d'acier des tubings par un volume égale de fluide de contrôle).
- Faire la vérification fréquente de la salinité du puits.

Prévenir les solutions de recharge alternative au programme établi, qui peuvent être mises en œuvre rapidement en cas de difficulté inopinée.

II.5 -Les fluids de Work Over:

II.5.1 Définition:

On peut les définir comme ceux qui sont spécialement conçus pour être en contact avec le réservoir à exploiter durant ce type d'intervention.

Le but poursuivi est d'éviter ou minimiser le possible toutes les formes d'endommagement de puits de production, qui a des affects néfastes sur la productivité du réservoir.

Le rôle essentiel est de crée une force adjacente aux parois du réservoir afin freiner les venues de fluides du réservoir (gaz ou huile).

II.5.2 Les principaux fluids de Work Over

II.5.2.1 A faible densité :

Ce sont mousses et les boues contendantes de l'huiles que :

- La boue à l'huile
- La boue à émulsion inverse (10% à 50 % d'eau dispersée)
- La boue à émulsion directe (10% à 50% d'eau dispersée)

II.5.2.2 A densité supérieure à 1 :

A. sans solide :

Ce sont les saumures (base eau +sel) .le point de cristallisation de ces saumures dépend de la nature des sels et de la concentration (il peut être supérieur à 0).

On note que le prix de ces produits augmente d'une manière exponentielle avec la densité

B. A faible teneur en solide :

Ce sont aussi des saumures ou l'on a ajouté des réducteurs de filtrat et des viscosifiants (de type acidifiable).

C. A Forte teneur en solide :

Ce sont les fluides à base d'eau et de viscosifiants auxquels on ajoute des alourdisant tels que le carbonate de calcium ou fer pour obtenir une densité élevée, mais ils sont moins chers que les saumures à haute densité.

II.5.3 Les caractéristiques requises pour les fluides de Work Over :

Ces caractéristiques doivent permettre d'assurer la stabilité du puits, son nettoyage, en maintenance, en substance les particules et les déblais, et d'éviter colmatage réservoir (et par conséquent la diminution de production du puits à intervenir).

Ces caractéristiques sont liées aux propriétés physiques de gisement (porosité, perméabilité....) Et l'effluent.

On note aussi que les caractéristiques des fluides de work over et celles de complétion on a :

II.5.3.1 Densité :

Elle doit assurer la stabilité de puits en exerçant une contre pression suffisante sur les niveaux réservoirs .Différentielles de l'ordre 20 bars, entre la pression hydrostatiques et la pression des pores.

Cette valeur de 20 bars est acceptable, entre impératifs de sécurité sur les puits d'un côté et d'autre coté l'envahissement minimum.

II.5.3.2 La viscosité :

Elle doit être suffisante pour permettre un bon nettoyage du trou, et une bonne évacuation des bulles de gaz, ou le contrôle des venues de gaz, et assurer une bonne suspension des particules solides (exemple : les particules dues au fraisage).

II.5.3.3 La propreté :

Pour enlever en surface les impuretés (argiles, sable très fin, cimentetc.) dans les fluides utilises et éviter le colmatage de la formation ainsi que la chute de débit de production.

II.5.3.4 La compatibilité :

Il faut éviter toute action physico-chimique des filtrats dans le réservoir, en adaptant la composition de l'eau de gisement (exemple : eau injecté en cas de maintien de pression) aux éléments sensibles du réservoir (argiles).

II.5.3.5 La sécurité :

Le fluide de work over doit suivre toujours l'aspect de sécurité, d'une façon plus large, la sécurité du puits pourra s'attendre avec la stricte observation des consignes relatives aux caractéristiques.

II.5.3.6 La stabilité :

Le fluides de work over doit avoir une stabilité durant le temps l'opération et en pouvoir supporter la température de gisement qui a une action considérable sur les caractéristiques des fluides utilisés (gaz lift ou pompage).

- Gaz libre.
- Gaz provenant d'autres horizons à pari celui de l'huile.
- Gaz du gaz –cap en cas d'inexistence de barrière de perméabilité.

II.6 Les causes motifs justifiants un work over :

- Défaillance mécanique des équipements du puits.
- Baisse de la production.
- Nécessite de stimuler (fracturer) la couche productrice.
- Nécessite de redimensionner la complétion, de la rendre multiple.
- Nécessite de mettre en place ou de modifier un système artificiel de production. (Gaz lift ou pompage).

II.7 -Identification des problèmes se posant au puits :**II.7.1 Baisse de production :**

Elle est due

- ✓ A une faible perméabilité du gisement K.
- ✓ A une faible pression du gisement.
- ✓ A un endommagement de la couche.
- ✓ Au bouchage du puits, ou de fond du puits.
- ✓ A une adaptation d'un système artificiel de production.

II.7.2 Problème de venue d'eau dans un puits l'huile :

- ✓ Cas d'un gisement draine.
- ✓ Par expansion d'un aquifère.
- ✓ Cas de mauvaise cimentation.
- ✓ Cas d'une acidification ou fracturation ayant atteint des aquifères agacent.

II.7.3 Problème de venue de gaz dans un puits à puits l'huile :

Ceci est due au :

- ✓ Gaz de dessous.
- ✓ Gaz libre.
- ✓ Gaz provenant d'autres horizons à pari celui de l'huile.
- ✓ Gaz du gaz –cap en cas d'inexistence de barrière de perméabilité.

II.7.4 Problème mécanique dans le puits :

- ✓ Mauvaise cimentation.
- ✓ Détérioration des casings ou tubings.
- ✓ Défaillances des packer.
- ✓ Défaillances des équipements du gaz lift en pompage.

Chapitre II : Généralités sur Work Over

INTRODUCTION.....	18
II.1 But d'un W-O :	18
II.2 types de work over.....	18
II.2.1 work over curatif :	18
II.2.2 work over préventive.....	19
II.3 -Cause de reprise :	19
II.4 -Réalisation de l'opération de work over.....	19
II.4.1 Neutralisation du puits :	19
II.4.2 Mise en place l'unité de work over :	20
II.5 -Les fluids deworkover:	22
II.5.1 Définition:	22
II.5.2 Les principaux fluides de work over	22
II.5.3 Les caractéristique requises pour les fluides de work over :	23
II.6 Les causes motifs justifiants un work over :	24
II.7 -Identification des problèmes se posant au puits :	25
II.7.1 Baisse de production :	25
II.7.2 problème de venue d'eau dans un puits l'huile :	25
II.7.3 problème de venue de gaz dans un puits à puits l'huile :	25
II.7.4 problème mécanique dans le puits :	25

Complétion :

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 qui vient d'être foré.

La complétion est donc le maillon entre le forage proprement dit du puits et l'exploitation de celui-ci.

De ce fait, la complétion englobe l'ensemble des opérations destinées à la mise en service du puits et, en particulier, la réalisation de la liaison couche-trou, le traitement de la couche, l'équipement du puits, sa mise en production et son évaluation (par couche, il faut entendre une zone constituée de roches réservoirs contenant des hydrocarbures récupérables).

D'une façon générale on ne considère habituellement que certaines opérations de mesure et d'entretien dans le puits ainsi que les opérations de reconditionnement ou de reprise (work-over) qui pourraient se révéler nécessaires sont aussi du domaine de la complétion.

La complétion est fortement dépendante et souvent même imbriquée avec les phases qui la précèdent et celles 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.

C'est ainsi que, quelle que soit l'entité chargée de réaliser la complétion et le reconditionnement des puits, celle-ci est concernée au premier chef par la façon dont l'ouvrage a été réalisé et par les problèmes d'exploitation que pose ou posera le gisement (appelé aussi réservoir). Le compléteur aura donc à travailler très étroitement avec le foreur (les deux pouvant d'ailleurs être réunis au sein d'une même entité) et ce en liaison avec les gens de gisement et les exploitants.

III.1 OBJECTIFS D'UNE COMPLETION :

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

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

III.2 LES CRITERES DE CHOIX D'UNE COMPLETION:

La conception d'une complétion dépend, en effet d'un certain nombre de contraintes et de paramètres importants dont les plus fréquents, pour les puits de production, sont les suivants :

- La localisation géographique (réglementation contrainte local et conditions de l'environnement, météorologie).
- La productivité attendue.
- La nature des effluents et leurs caractéristiques.
- Le réservoir et ses caractéristiques pétro-physique.
- Le nombre d'horizons producteurs et leur productivité respective Attendue.
- La possibilité d'avoir à mettre en œuvre, dans l'immédiat ultérieurement des techniques de maintien de pression de réservoir (injection d'eau, injection de gaz) ou d'activation du puits
- L'éventualité, en cours d'exploitation d'interventions dans le puits par travail au câble.

III.3 CLASSIFICATION DES COMPLETIONS :

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

III.3.1 CLASSIFICATION PAR TYPE D'INTERFACE COUCHE/TROU :

III.3.1.1 LES COMPLETIONS EN TROU OUVERT :

Le réservoir est foré après la pose et la cimentation du tubage de production.

Il peut être soit laissé tel que et produire en trou ouvert, soit couvert par un tubage perforé, soit équipé de crépines calibrées avec ou sans gravel pack, dans le but de consolider de la formation.

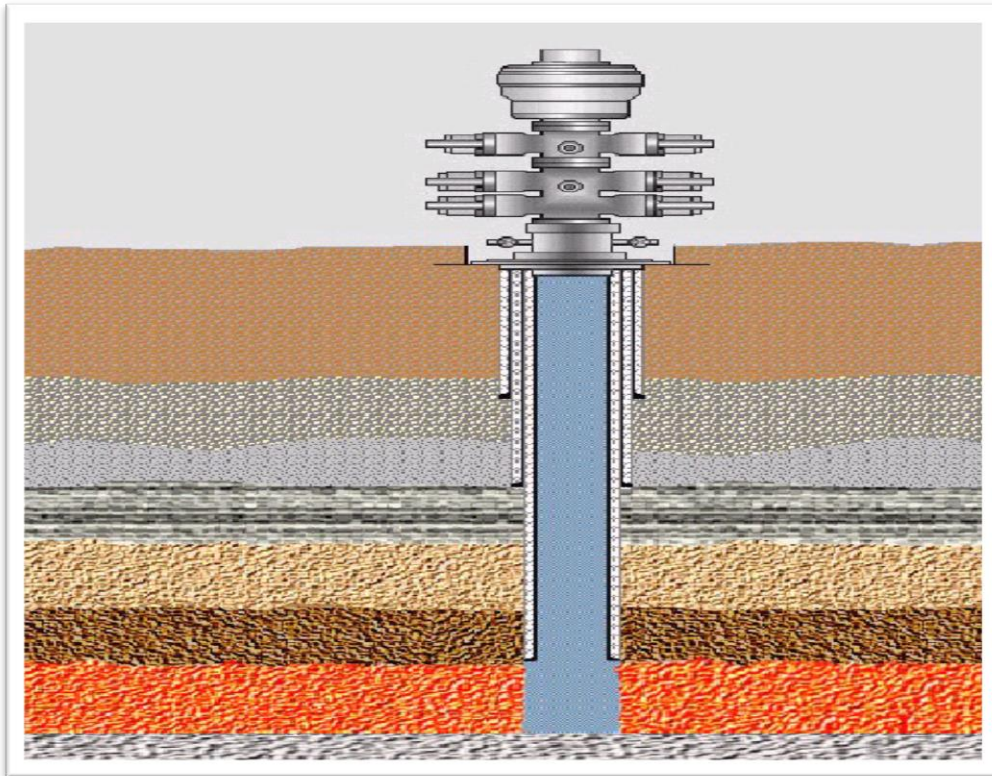


Figure :III.1:Colonne de production en trou ouvert

III.3.1.2 LA COMPLETION EN TROU TUBE :

Cette méthode de complétion est la plus fréquente. Le ciment enveloppe le tubage de production ou le tubage suspendu « Liner », isole chaque zone ou couche du réservoir permettant ainsi de perforer, stimuler et mettre en production les zones sélectionnées.

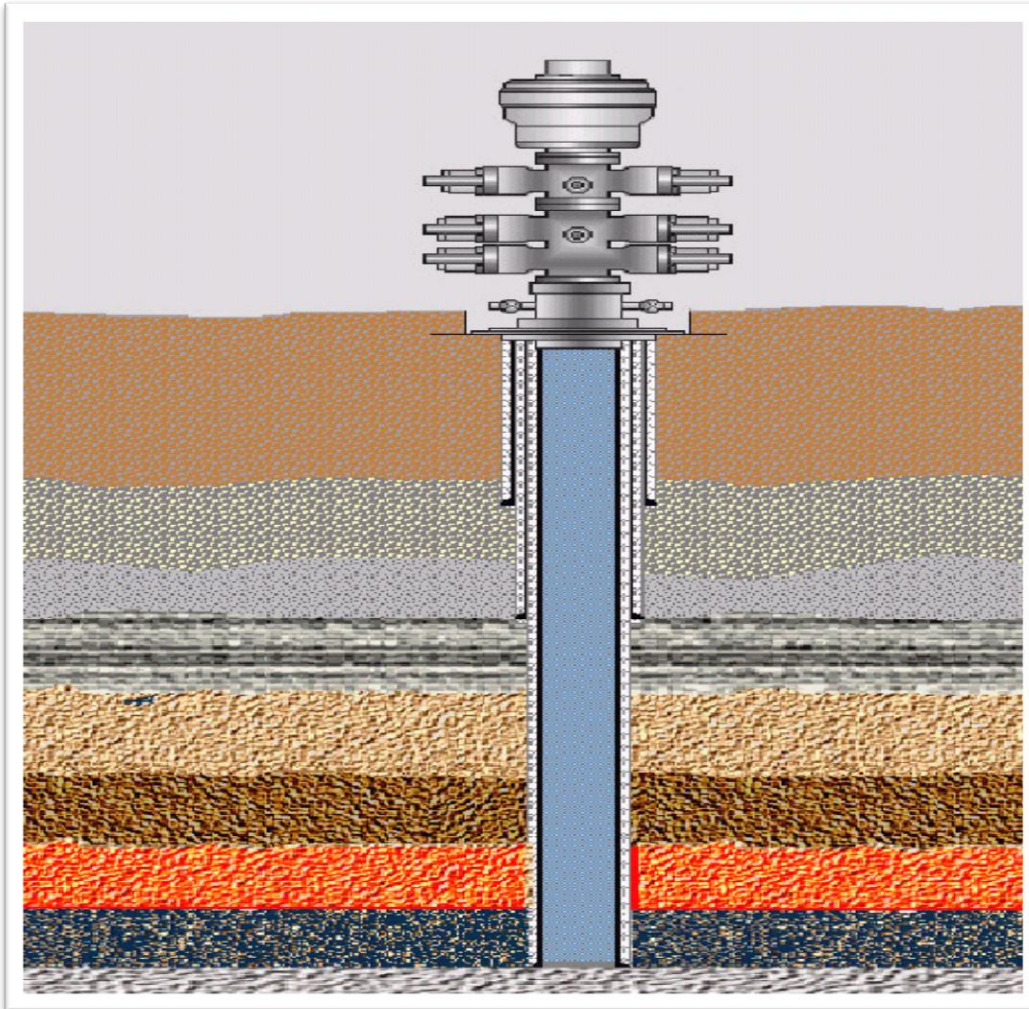


Figure :III.2: Colonne de production couverte

III.3.2 Classification par le mode de production :

Il existe deux modes de production qui consistent en:

III.3.2.1 - Production naturelle :

A. production sans tubing (tubingless) :

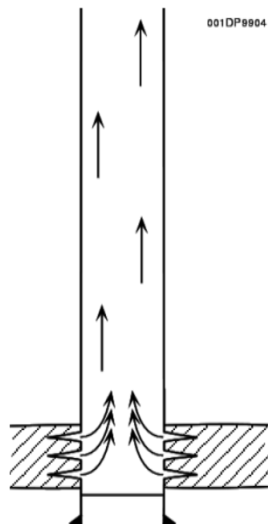
Dans ce type de complétion, la production des fluides de formation est assurée par le tubage de production.

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

B. production avec tubing :

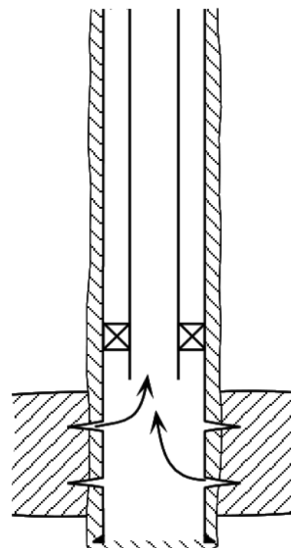
Le fluide de la formation est acheminé en surface par un tubing de production. Il existe trois types de complétion avec tubing:

- * complétion temporaire (Temporary tubing)
- * complétion des puits à pressions élevées (High pressure)
- * complétion des puits à débits élevés (High rate liner)



Complétion
tubingless

Figure :III.3:complétion
tubing less



Avec tubing &
packer

Figure : III. 4:production avec
tubing

III.3.3 Production assistée :

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

Les modes de production assistés consistent en:

III.3.3.1 Production par gaz lift :

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

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

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

III.3.3.2 Production assistée par pompe hydraulique de fond :

a- Pompe à piston :

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

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

c-Pompe électrique de fond :

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

d-Pompe de surface à tiges :

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

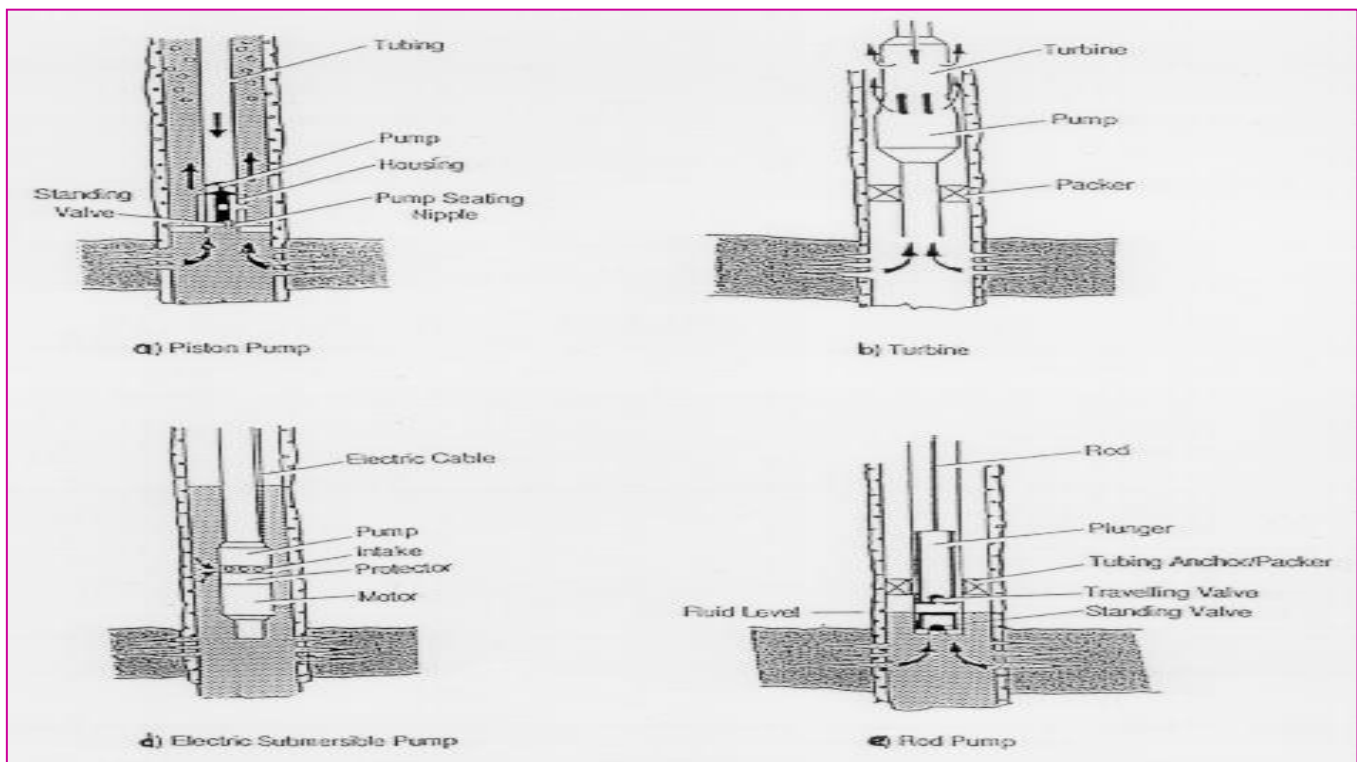


Figure : III.5: type de production assisté

III.3.4 Classification par le nombre de zones à compléter :

III.3.4.1 Complétion simple :

Dans ce cas le puits est équipé d'une seule colonne de production. Cela permet, en général exploiter un seul niveau.

- De la sécurité due à la présence du packer.
- De la simplicité relative par comparaison à des complétions multiples on outre tant en ce qui concerne l'équipement ou l'entretien que le reconditionnement

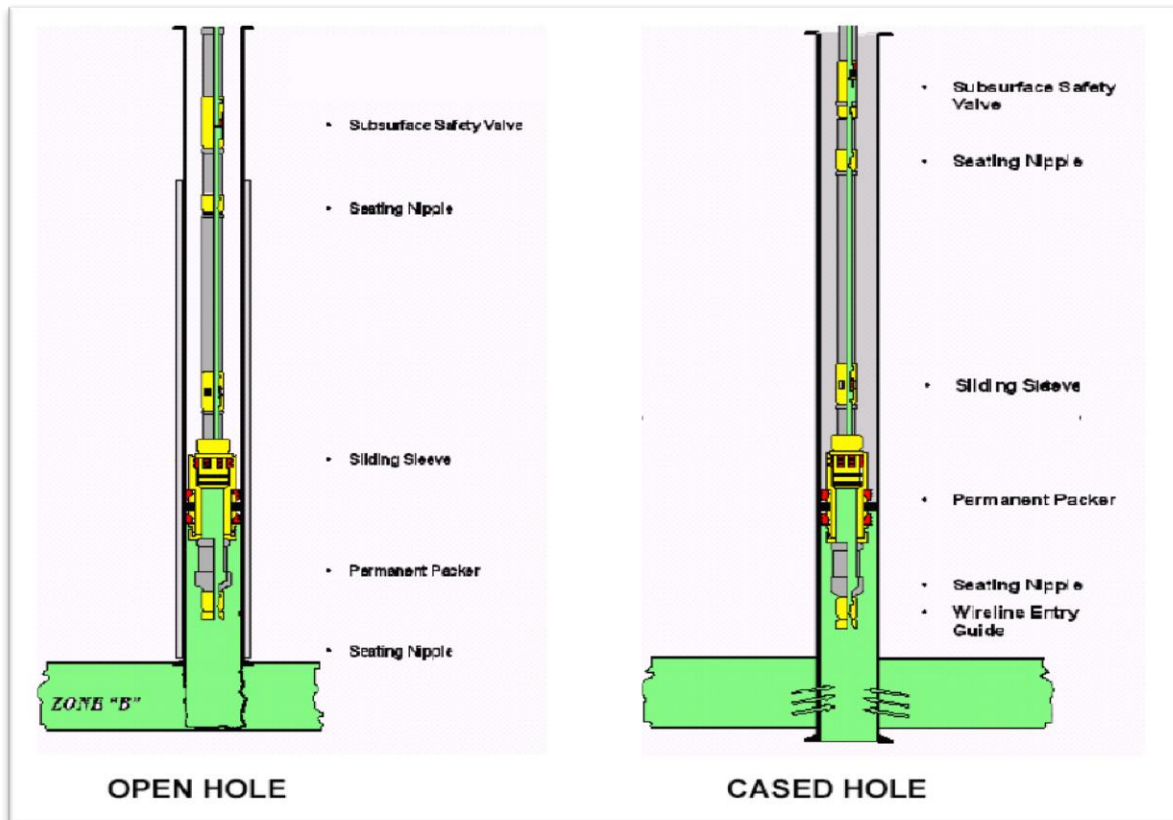


Figure :III.6: Complétion simple

III.3.4.2 Complétions multiples :

- Il s'agit de l'exploitation dans un même puits de plusieurs niveaux, séparément et simultanément, donc par des conduites différentes.
- Les complétions double sont les plus courantes mais on peut avoir trois, quatre niveaux.

La complétion double avec deux colonnes de production, une pour chacun des deux niveaux, et deux packer permettant d'isoler les niveaux entre eux et de protéger l'annulaire.

La complétion tubing annulaire et un seul packer, packer située entre les deux niveaux à exploiter, ou un niveau exploité par la colonne de tubing et l'autre par l'annulaire

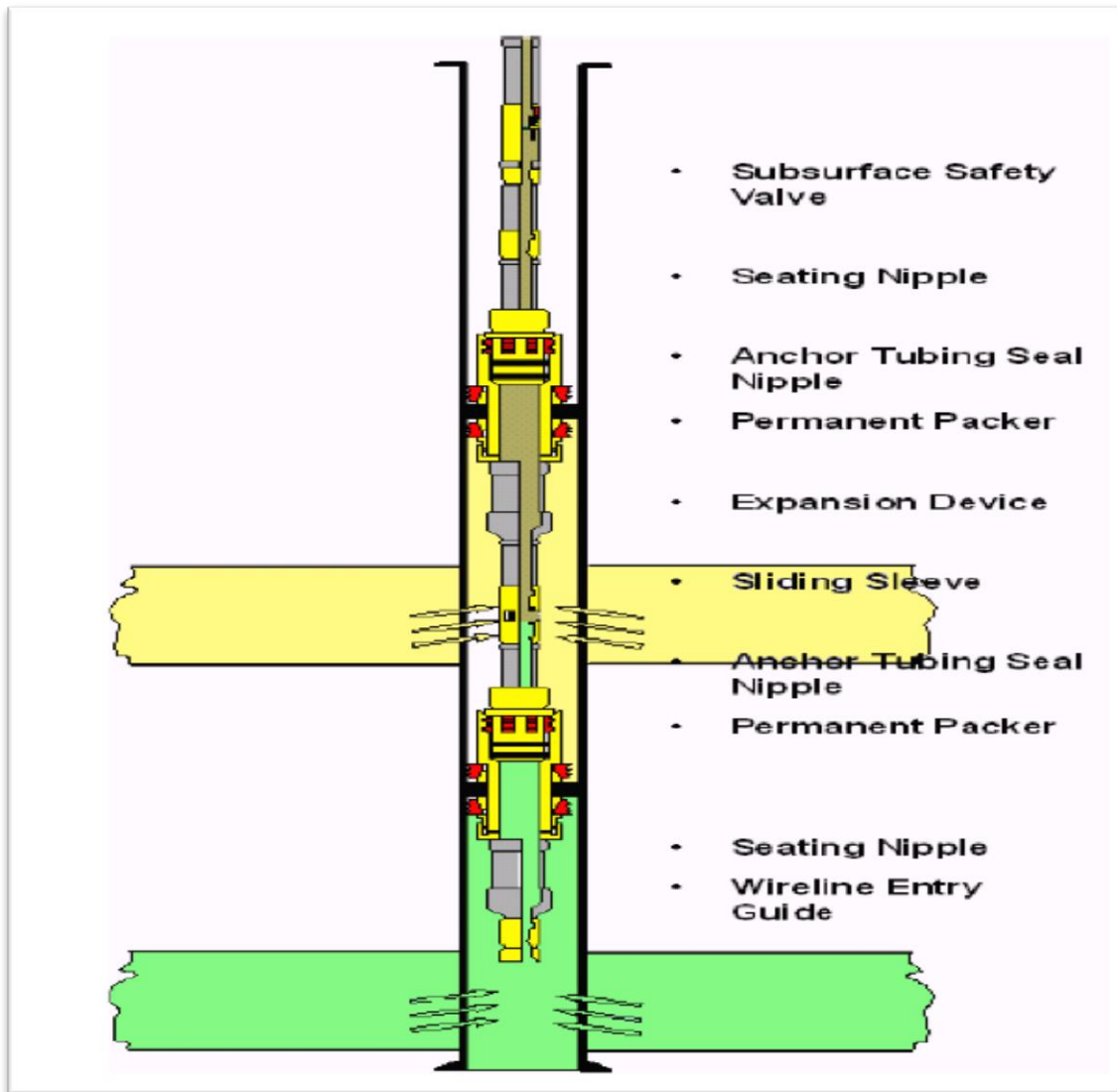


Figure :III.7: Complétion simple à choix multiple

III.3.4.3 Complétions sélectives :

Il s'agit de l'exploitation dans un même puits de plusieurs niveaux, séparément mais successivement par la même colonne de production sans qu'il soit nécessaire de reprendre le puits, il s'agit en fait d'une exploitation alternée et le changement de niveau se font par la technique du travail au câble.

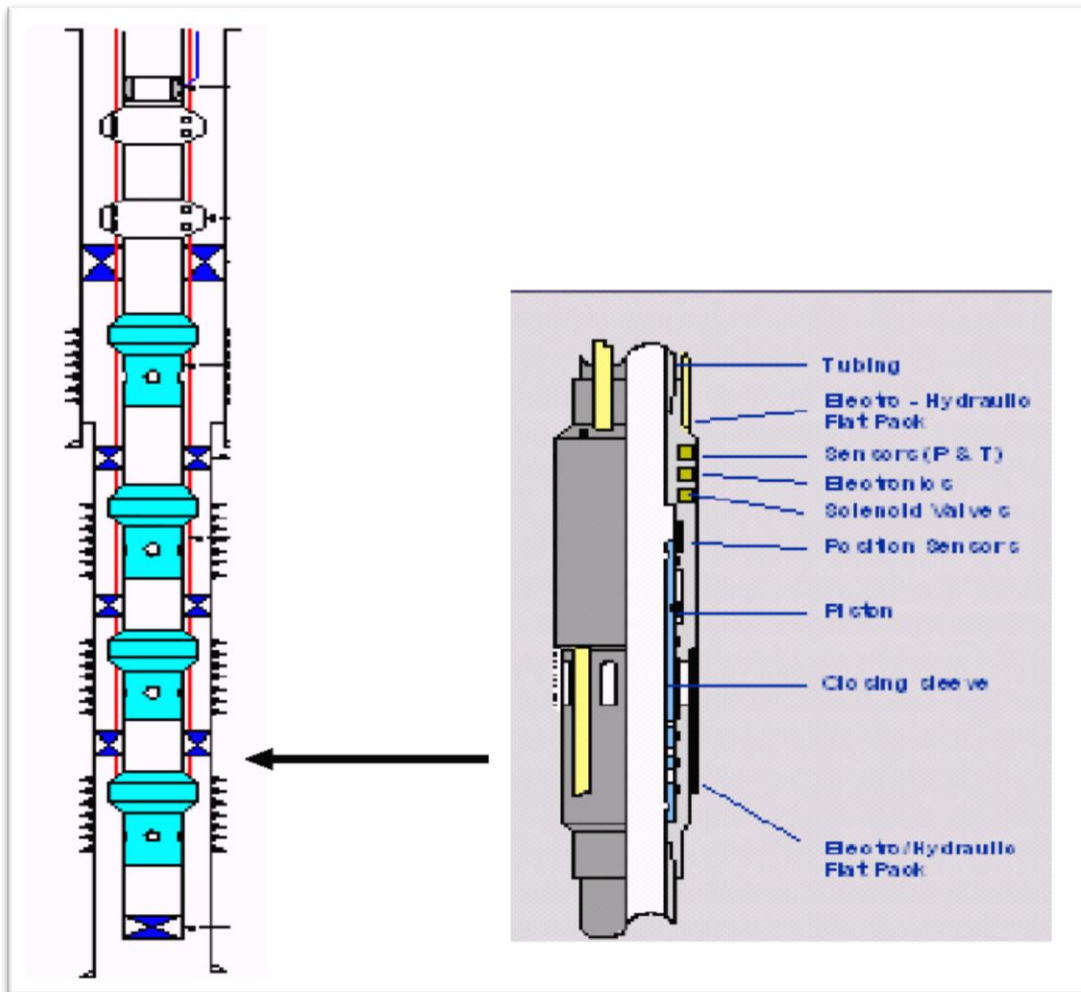


Figure :III.8:complétion sélective

III.4 EQUIPEMENT DU PUIITS :

III.4.1 Le tubing :

Le tubage de production étant en place, il faut descendre une colonne de tubing (avant ou après les perforations) pour acheminer l'effluent entre le fond et la surface.

A l'origine, l'effluent est acheminé à travers le tubage de production, qui est cimenté. Le tubing, tube récupérable, donc non cimenté, ne servait que pour tuer le puits (kill string). Mais il a remplacé le tubage pour le protéger contre les effets de pression et de corrosion. En effet, il est beaucoup plus facile de remplacer un tubing (non cimenté) qu'un tubage cimenté. En plus, le tubing permet de contrôler la production en ajustant son diamètre en fonction du débit.

III.4.2 Tête de puits :

La tête de puits comprend :

- La tête de tubage.
- La tête de tubing.
- La tête de production.

III.4.2.1 Tête de tubing :

Sert à la suspension du ou des tubings, reçoit l'obturateur pendant la complétion ou les interventions sur puits, et permet le contrôle de l'annulaire tubing – tubage de production durant toute la vie du puits.

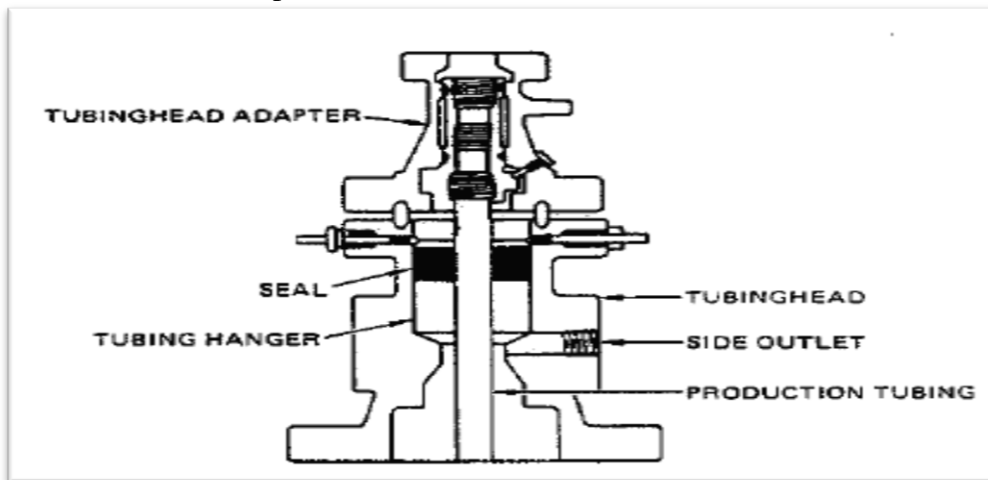


Figure : III.9:Tête de tubing

III.4.2.2 Tête de production (arbre de Noel) :

Sert à contrôler l'acheminement de l'effluent qui sort du puits et permet l'intervention dans le puits (descente d'équipements dans le tubing).

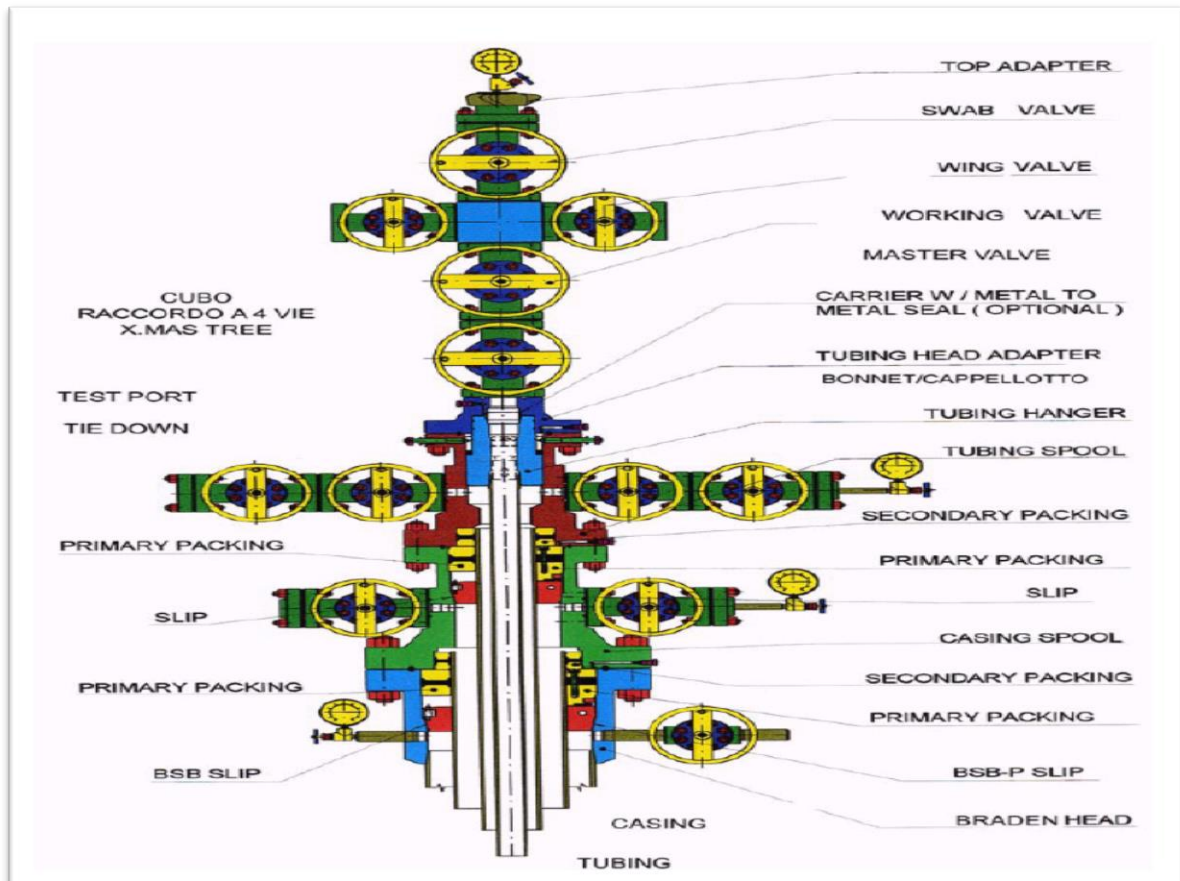


Figure :III.10:Tête de puits pour une complétion simple

III.5 EQUIPEMENTS DE FOND :

La complétion est l'ensemble des équipements qui permettent d'acheminer le fluide de formation (huile ou gaz) en toute sécurité depuis le réservoir jusqu'en surface.

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

- olive de suspension
- vanne de sécurité sub-surface
- flow coupling
- mandrin à poche latérale
- vanne de circulation
- sièges
- packer de production
- blast joint
- sabot

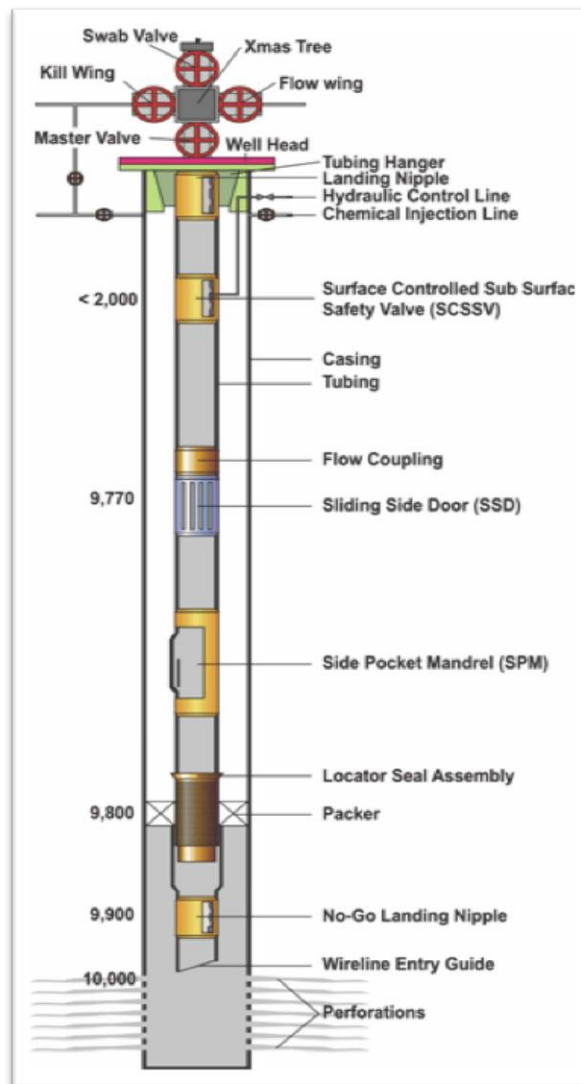


Figure : III.11: EQUIPEMENTS DE FOND

III.5.1 Olive de suspension « Tubing hanger » :

L'olive de suspension doit supporter tout le poids de la colonne de production tout en assurant l'étanchéité avec la tête de tubing (tubing head) et la ligne de contrôle de la vanne de sécurité sub-surface (fig).

Il existe deux types d'olives de suspension:

- * la première permet le mouvement de la colonne de tubing vers le haut et vers le bas à travers celle-ci, elle est utilisée quand le packer nécessite un déplacement vertical pour son ancrage

- * la deuxième est fabriquée en une seule pièce en acier fileté femelle-femelle, elle est vissée au bout du dernier tubing ce qui ne permet pas le mouvement de tubing à travers celle-ci

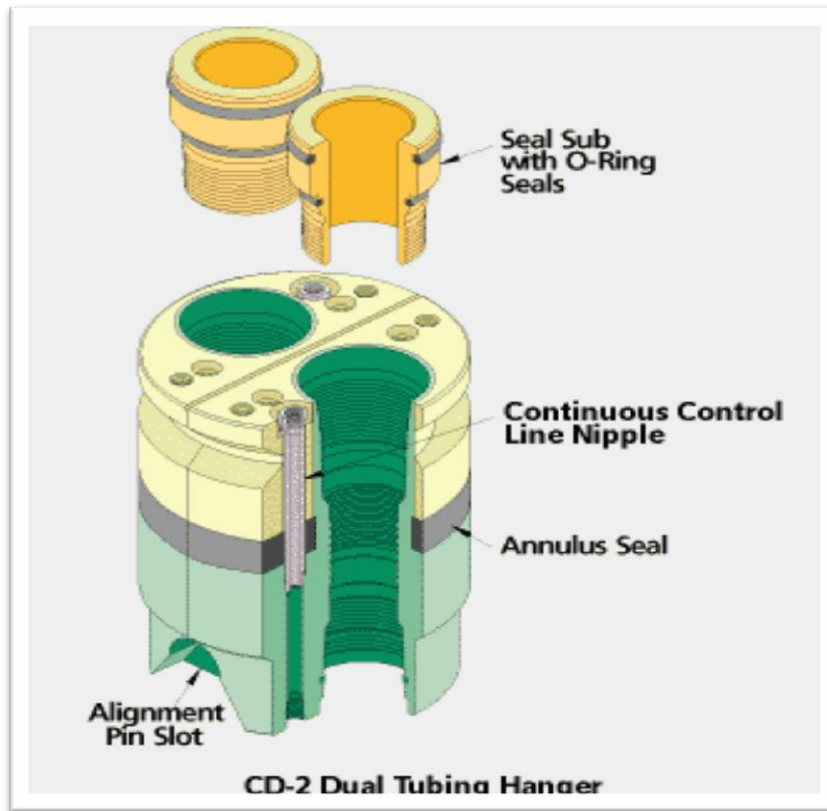


Figure :III.12:Tubing hanger

III.5.2 Vanne de sécurité sub-surface « Down hole safety valve "DHSV"» :

La DHSV est généralement positionnée à deux joints de la surface pour les puits à terre tandis que pour les puits en mer la position de la vanne est approximativement de l'ordre de 2500 pieds de la tête de production, elle se ferme automatiquement dès qu'il y a endommagement de la tête de puits.

La DHSV est utilisée comme un dispositif de fermeture du puits et arrête le débit incontrôlé en cas de:

- explosion
- accident
- sabotage

- collision des puits pendant le forage à partir d'une plateforme en mer
- présence d'un cratère causé par une éruption interne en offshore

Le dispositif de fermeture des vannes de sécurité sub-surface peut être à clapet «flapper valve» ou à bille. «Ball valve»

Dans la pratique, il existe deux types de vanne de sécurité sub-surface:

- la vanne de sécurité sub-surface hydraulique récupérable au câble
- la vanne de sécurité sub-surface hydraulique tubing

III.5.2.1 Vanne de sécurité sub-surface hydraulique récupérable au câble :

C'est une vanne installée et récupérée au câble sans remontée la complétion.

Ce type de vanne est souvent préféré dans les puits à basse fréquence de reprises ainsi que dans les puits produisant des fluides corrosifs qui peuvent endommager le ressort de rappel et les garnitures d'étanchéité.

L'inconvénient majeur de cette vanne est la restriction du diamètre de passage du tubing de production qui engendre une augmentation des pertes de charge et une chute de la production.

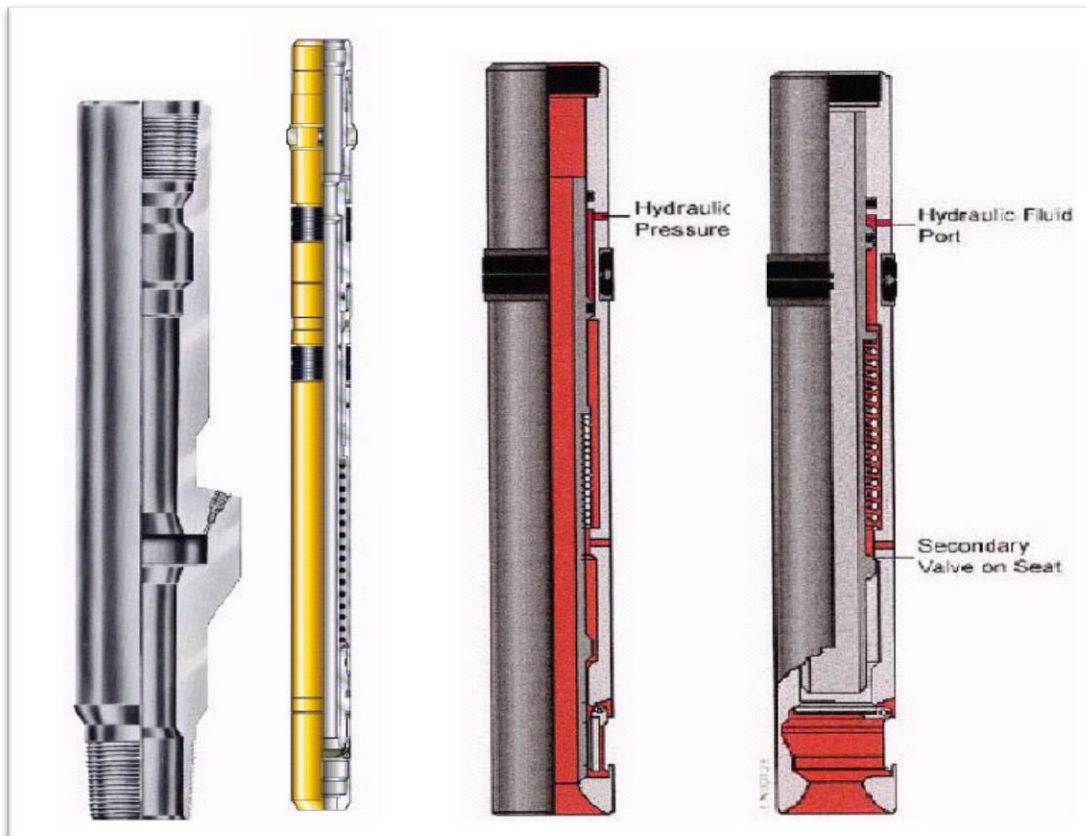


Figure :III.13:sub-surface hydraulique récupérable au câble

III.5.2.2 Vanne de sécurité sub-surface hydraulique tubing :

La vanne de sécurité sub-surface hydraulique tubing est gardée ouverte en cours de la descente de la complétion, elle a l'avantage d'être plus simple et d'avoir un diamètre presque identique à celui du tubing (fig).

Elle est généralement sélectionnée pour les puits à grand débits où il n'y a pas de risque de corrosion et / ou la fréquence des reprises de puits est courte.

L'inconvénient majeur de cette vanne est la résistance des élastomères et du ressort de rappel qui ne peut être garantie pour une longue période.



Figure :III. 14:sub-surface hydraulique tubing

III.5.3 Flow coupling (raccords anti-usure):

C'est un tubing court avec une épaisseur plus importante que le tubing de production. Il est placé de part et d'autre des éléments ayant des diamètres de passage réduits afin d'éviter les problèmes d'érosion et de turbulence.

La longueur du flow coupling dépend principalement du degré d'abrasion et d'érosion du fluide de production à ce niveau

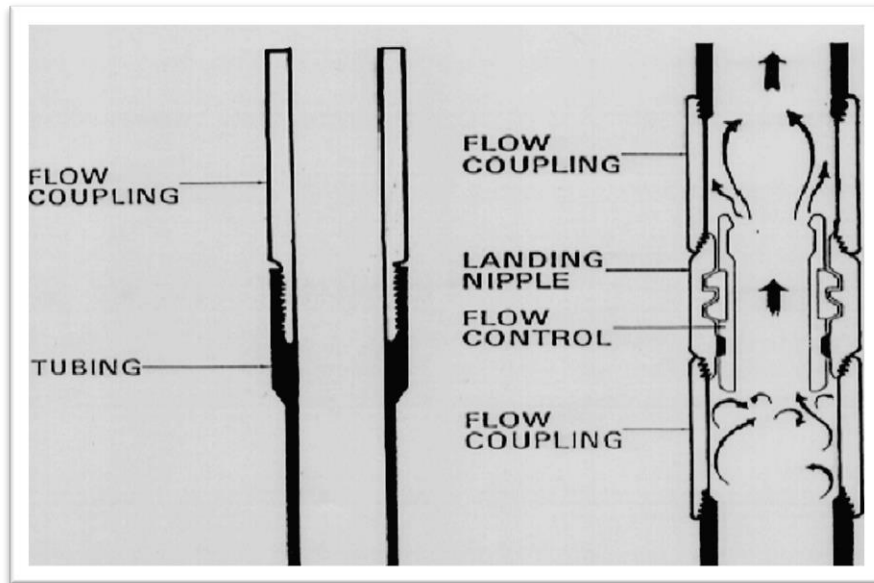


Figure :III.15:raccords anti-usure

III.5.4 Blast joint (tube anti-usure):

C'est un joint de protection descendu avec la complétion, placé en face de la zone de production pour résister aux problèmes d'abrasion

En général l'épaisseur du blast joint est plus importante que celle du flow-coupling (fig).

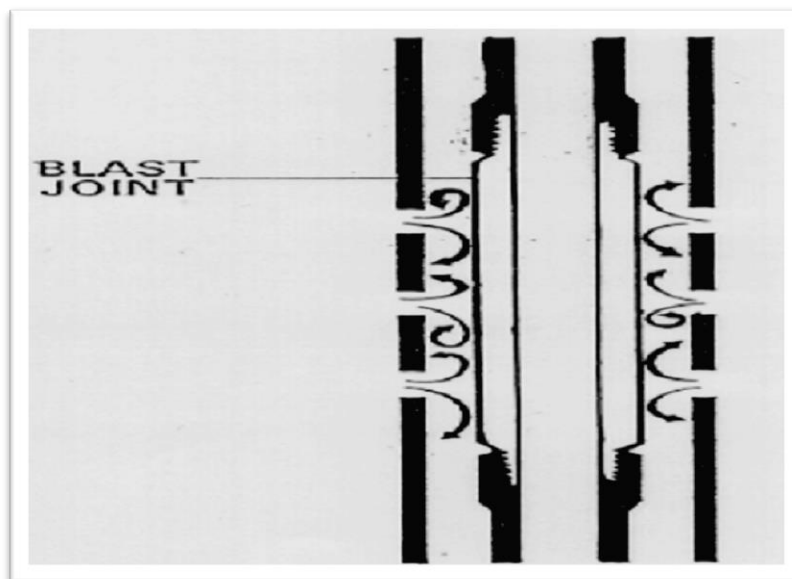


Figure :III.16:tube anti-usure

III.5.5 Mandrin à poche latérale « Side pock et mandrel» :

Le mandrin à poche latérale a été fabriqué à l'origine pour être utilisé dans les complétions gas lift (fig).

C'est un dispositif descendu avec la complétion et qui permet de mettre en communication le tubing avec l'espace annulaire. La poche latérale du mandrin peut recevoir (fig):

- une vanne gas-lift
- une vanne de circulation
- une vanne d'injection des produits chimiques
- une vanne d'égalisation des pressions
- une vanne différentielle
- un bouchon

L'étanchéité est assurée par les garnitures de la vanne. Le mandrin à poche latérale a le même diamètre de passage que celui du tubing de production

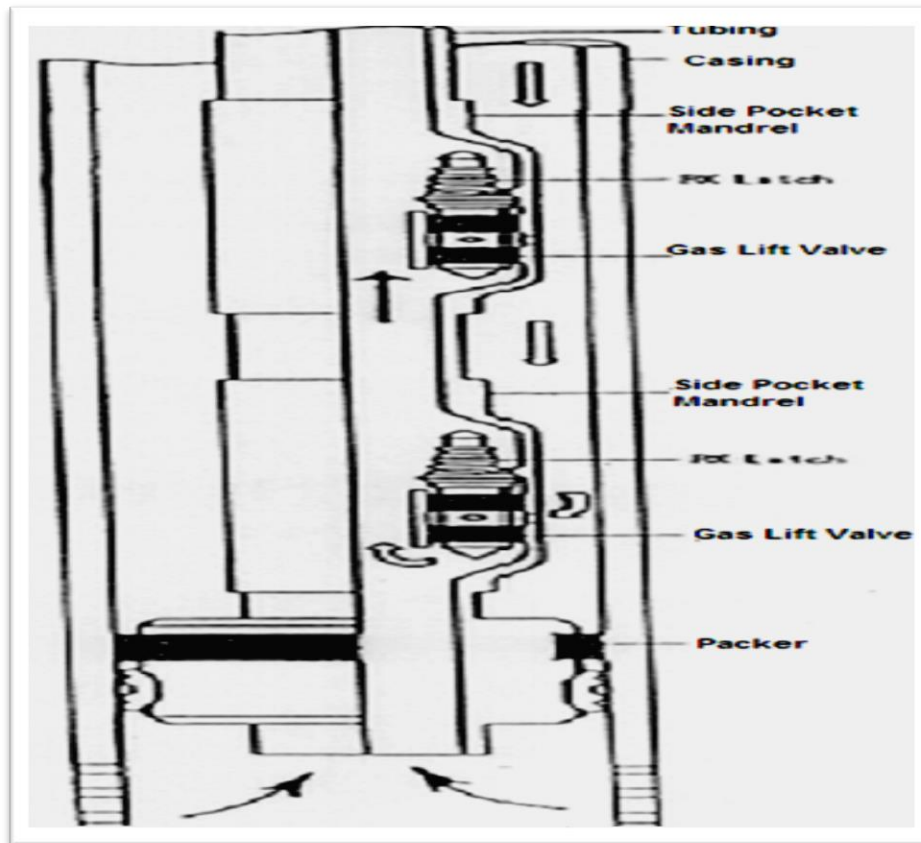


Figure :III.17:Mandrin à poche latérale

III.5.6 Vanne de circulation "Sliding side door" :

La vanne de circulation est composée de deux parties. Le corps de la vanne solidaire aux tubings et la chemise intérieure coulissante dans le corps.

Elle est descendue en position ouverte avec la complétion et sera fermée après la mise en place du fluide annulaire.

La vanne de circulation est positionnée au-dessus du packer de production, elle peut être ouverte soit vers le haut ou vers le bas. Avant de l'ouvrir au câble, il est souvent nécessaire d'égaliser les pressions intérieure et annulaire

L'inconvénient de cette vanne est la difficulté que rencontrent les opérateurs durant l'opération d'ouverture c'est pour cette raison qu'ils préfèrent l'utilisation des mandrins à poche latérale.

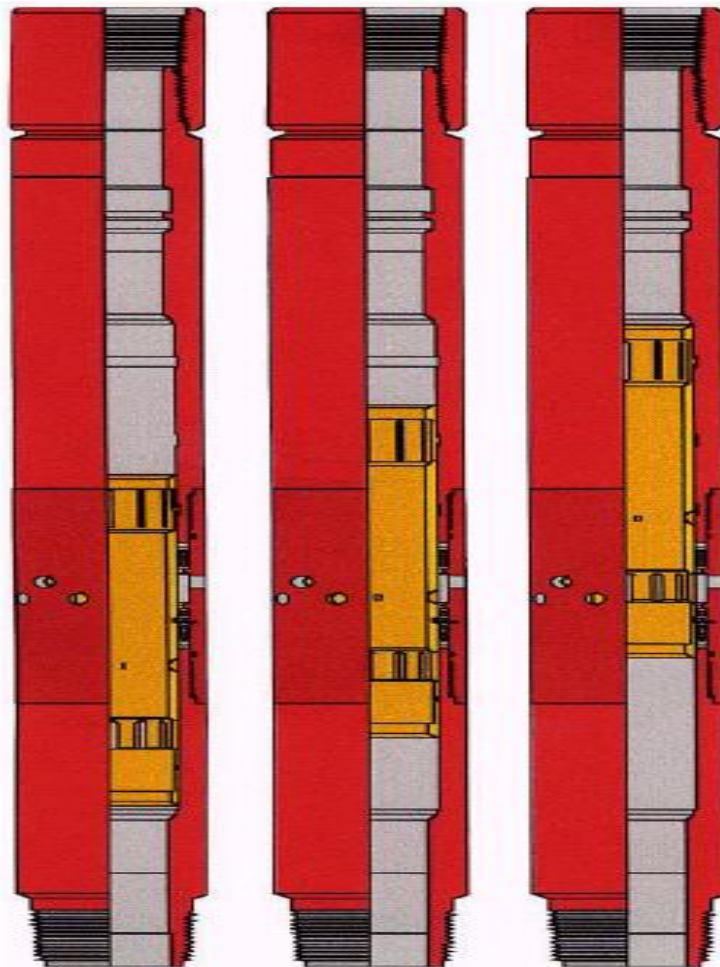
**Fermé****Égalisation****Ouverte**

Figure :III.18:Vanne de circulation "Sliding side door"

III.5.7 Packers :

Le packer est un équipement de fond qui est descendu et ancré dans le tubage au sommet de la couche productrice. Il isole l'annulaire de la pression dans le tubing et protège le tubage contre la corrosion.

Les packers sont classés en trois catégories:

- * packers récupérables
- * packers permanents
- * packers récupérables / permanents

III.5.7.1 a) Packer récupérable :

Les packers récupérables peuvent être à ancrage mécanique ou hydraulique. Ces types de packers sont descendus et ancrés avec la colonne de tubing.

- **à ancrage mécanique:**

Ces packers sont rarement utilisés en production. Par contre, ils sont parfaits pour les garnitures provisoires de stimulation, injection de ciment, tests, du fait qu'ils peuvent être réancres immédiatement sans avoir à les sortir du puits, et de par la simplicité de leur mode de récupération. L'avantage de ce type de packer est la rapidité et la facilité d'ancrage et de désencrage.

L'inconvénient majeur est l'effet que provoque la variation de la pression et de la température durant la vie du puits qui risque de désancrer le packer.

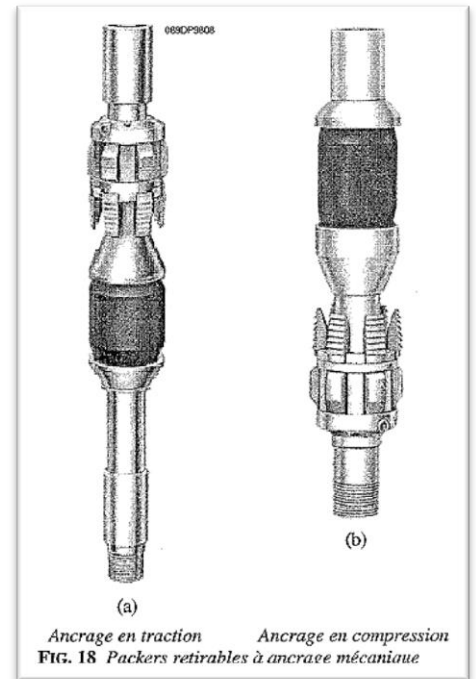


Figure :III.19:Packer récupérable à ancrage mécanique

- **à ancrage hydraulique:**

Le packer récupérable hydraulique est ancré par application de la pression dans le tubing, après avoir lancé une bille faisant étanchéité sur son siège. La pression agit sur un piston à l'intérieur du packer entraînant une rampe conique qui ancre les coins et écrase les garnitures du packer contre le tubage.

Un système de coins internes à rochet, maintient les coins en position d'ancrage (fig).

Pour désancrer le packer, on tire sur le tubing jusqu'au cisaillement des goupilles et relâchement des coins d'ancrage.

III.5.7.2 b) Packer permanent :

Le système d'ancrage des packers permanents est composé de deux ensembles de coins situés de part et d'autre des éléments d'étanchéité. Au moment de l'ancrage, les coins s'enfoncent dans le casing et arrêtent tout mouvement du packer vers le haut et vers le bas.

La colonne de tubing par conséquent peut être ancrée et désancrée autant de fois que possible. Le packer ne peut être désancré et récupéré en entier, sa récupération se fait par surforage, fraisage et repêchage.



Figure :III.20:Packer permanent

III.5.7.3 c) Packer permanent / récupérable :

L'existence de ce type de packer sur le marché est récente, il possède les caractéristiques combinées d'un packer permanent et celle d'un packer récupérable. Par sa conception, on rencontre trois types

- à ancrage par câble électrique
- à ancrage mécanique
- à ancrage hydraulique

Ces trois types de packer peuvent être récupérés en entier et de la même manière sans fraisage, cela par la descente d'un pullingtool qui se positionne au sommet du mandrin du packer qui assure le relâchement du mécanisme d'ancrage par simple traction.

III.5.8 Sièges "Nipples" :

Les sièges sont descendus avec la colonne de production, leurs emplacements dans la colonne de tubing est fonction des besoins des opérations d'intervention dans le puits. Les sièges sont conçus pour recevoir différents outils et instruments de mesure (fig).

Les sièges sont usinés avec un alésage et un profil déterminé pour permettre l'ancrage des différents dispositifs descendus dans le tubing.

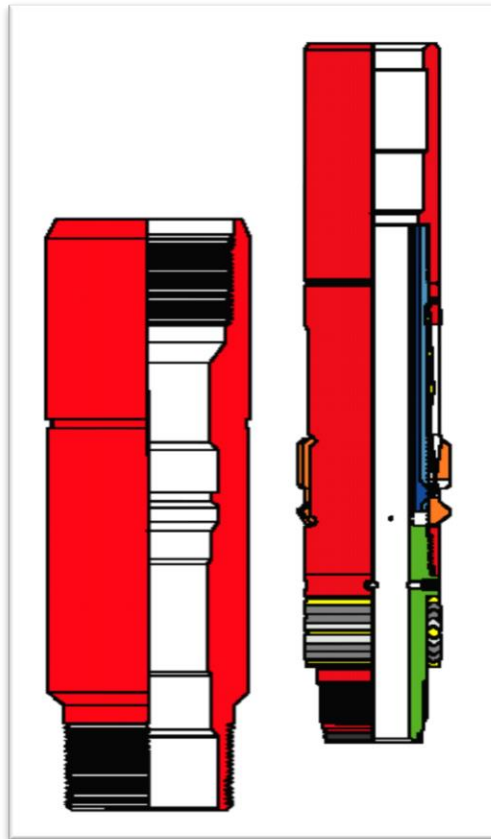


Figure :III.21:Nipples

III.5.8.1 Sièges sélectifs:

Les sièges sélectifs ont le même profil, la sélection d'un siège donné est déterminé par le type d'outil wire line et sa manière d'ancrage.

La conception du siège sélectif permet la descente de plusieurs sièges de même dimensions dans une complétion où l'ancrage des différents outils wire line (plugs, vannes, appareils de mesure de température et de pression) est possible.

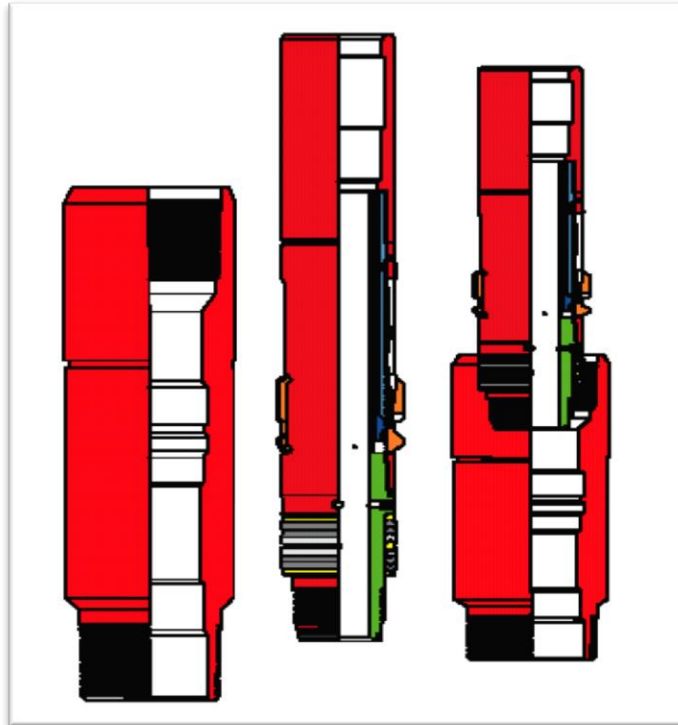


Figure :III.22:Sièges sélectifs

III.5.8.2 Sièges non sélectifs "No go" :

Le siège non sélectif reçoit un dispositif de verrouillage utilisant le principe de NO GO pour sa localisation. Le diamètre NO GO consiste en un épaulement situé sous l'alésage d'étanchéité appelé NO GO inférieur, parfois le NO GO est situé au-dessus de l'alésage d'étanchéité appelé NO GO supérieur.



Figure :III.23:Sièges non sélectifs

III.5.9 Sabot (muleshoe) :

Le sabot est un équipement vissé au bout de la complétion. L'extrémité du sabot chanfreinée ou biseautée à 45° permet aux outils d'intervention descendus jusqu'au fond du puits de rentrer dans le tubing de production sans difficultés et aussi de guider le passage de la colonne de production dans le packer.

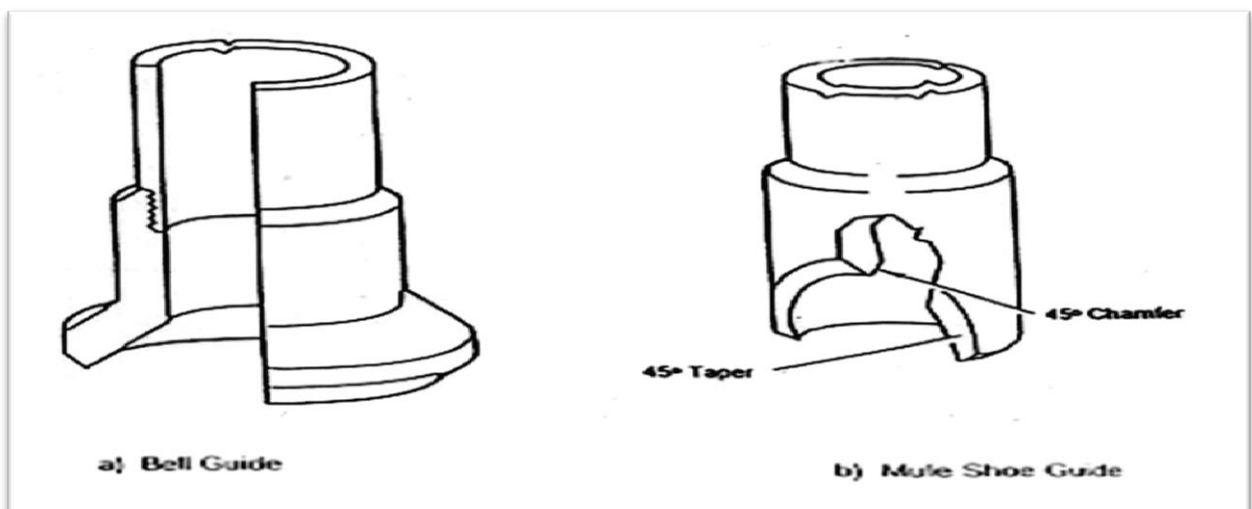


Figure :III.24:mule shoe

CHAPITRE III : complétion

Complétion :	26
INTRODUCTION :	26
III.1 OBJECTIFS D'UNE COMPLETION :	27
III.2 Les critères de choix d'une complétion:	27
III.3 Classification des complétions :	28
III.3.1 Classification par type d'interface couche/trou :	28
III.3.1.1 LES COMPLETIONS EN TROU OUVERT :	28
III.3.1.2 LA COMPLETION EN TROU TUBE :	29
III.3.2 Classification par le mode de production :	30
III.3.2.1 - Production naturelle :	30
III.3.3 Production assistée :	31
III.3.3.1 Production par gaz lift :	31
III.3.3.2 Production assistée par pompe hydraulique de fond :	31
III.3.4 Classification par le nombre de zones à compléter :	32
III.3.4.1 Complétion simple :	32
III.3.4.2 Complétions multiples :	33
III.3.4.3 Complétions sélectives :	34
III.4 Equipement du puits :	35
III.4.1 Le tubing :	35
III.4.2 Tête de puits :	36
III.4.2.1 Tête de tubing :	36
III.4.2.2 Tête de production (arbre de Noel) :	36
III.5 EQUIPEMENTS DE FOND :	37
III.5.1 Olive de suspension « Tubing hanger » :	38
III.5.2 Vanne de sécurité sub-surface « Down holesafety valve "DHSV" » :	39
III.5.2.1 Vanne de sécurité sub-surface hydraulique récupérable au câble :	40
III.5.2.2 Vanne de sécurité sub-surface hydraulique tubing :	41
III.5.3 Flow coupling (raccords anti-usure):	42
III.5.4 Blast joint (tube anti-usure):	43
III.5.5 Mandrin à poche latérale « Sidepocketmandrel » :	44
III.5.6 Vanne de circulation "Slidingsidedoor" :	45
III.5.7 Packers :	46
III.5.7.1 a) Packer récupérable :	47
III.5.7.2 b) Packer permanent :	48
III.5.7.3 c) Packer permanent / récupérable :	48
III.5.8 Sièges "Nipples" :	49
III.5.8.1 a)- Sièges sélectifs:	50
III.5.8.2 b) - Sièges non sélectifs "No go" :	50
III.5.9 Sabot (muleshoe) :	51

Figure :III.1:Colonne de production en trou ouvert.....	28
Figure :III.2: Colonne de production couverte	29
Figure :III.3:completion tubing less	30
Figure :III. 4:production avec tubing	30
Figure :III.2:type de production assisté	32
Figure :III.5:Complétion simple	33
Figure :III.6:Complétion simple à choix multiple	34
Figure :III.7:complétion sélective.....	35
Figure :III.8:Tête de tubing	36
Figure :III.9:Tête de puits pour une complétion simple	37
Figure :III.10: EQUIPEMENTS DE FOND.....	38
Figure :III.11:Tubing hanger	39
Figure :III.12:sub-surface hydraulique récupérable au câble	41
Figure :III. 13:sub-surface hydraulique tubing.....	42
Figure :III.14:raccords anti-usure	43
Figure :III.15:tube anti-usure.....	43
Figure :III.16:Mandrin à poche latérale.....	45
Figure :III.16:Vanne de circulation "Sliding side door"	46
Figure :III.17:Packer récupérable à ancrage mécanique.....	47
Figure :III.18:Packer permanent.....	48
Figure :III.19:Nipples	49
Figure :III.20:Sièges sélectifs	50
Figure :III.21:Sièges non sélectifs	51
Figure :III.22:mule shoe	51

IV.1 Définition de l'instrumentation

Le nombre d'instrumentations est lié aux difficultés de forage, mais également pour une grande part au manque de compétence et d'expérience du personnel impliqué dans les opérations de forage.

Au fur et à mesure de l'évolution des techniques et des équipements de forage, la façon de résoudre les instrumentations change. Autrefois, il y avait un point d'honneur à récupérer le poisson sans se préoccuper du coût de l'opération. Actuellement le côté économique est le seul critère déterminant. Beaucoup de compagnies essaient pendant 3 ou 4 jours de repêcher le poisson et, si l'opération n'est pas couronnée de succès, le poisson est abandonné et un side track est réalisé. Cette option est d'autant plus justifiée que les techniques de forage dirigé sont efficaces.

IV.2 Les équipements d'instrumentations

IV.2.1 L'empreinte :

Afin de mieux connaître la position et forme du poisson et pour avoir une aide sur forage et la coupe, on a descendu un tampon emprunté, c'est une pièce ronde présentant une face plate en plomb sur la tête du poisson.

Le poisson tracé sur le plomb puis détermine le diamètre et la position de cette pièce qui est descendu et posée sur le poisson au moyen dès et DC et DP.

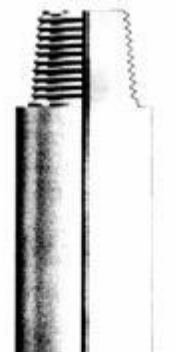
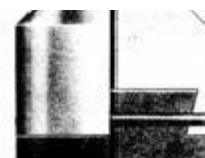


Figure : 1: L'empreinte



IV.2.2 LES OUTILS DE COUPE :

1) COUPE-TUBE BOWEN A PRISE INTERNE

Utilisation

Avant la descente, vérifier que les coins et que la position des vis de butées des couteaux permettent la coupe du tubage.

Descendre le coupe-tube à la cote désirée, mettre le treuil en petite vitesse, marquer la tige carrée à la craie au niveau du carré et une dizaine de centimètres au-dessus.

Tourner à droite (10 tours) et descendre en même temps jusqu'à sentir une nette augmentation du couple.

Arrêter immédiatement la descente mais continuer la rotation.

Lorsque le couple est normal, descendre à nouveau jusqu'à avoir une nouvelle augmentation du couple.

Répéter l'opération jusqu'à ce que le couple reste constant en descendant la garniture. Le tube est alors coupé.

Pour remonter le coupe-tube ou faire une nouvelle coupe, remonter d'abord une trentaine de centimètres pour le verrouillage des coins et l'effacement des couples.



Figure 2: Internal Cutter

Commentaire

La lente rotation à droite et la descente simultanées dévissent l'écrou de verrouillage et permettent la sortie des coins. Un ressort empêche les coins de glisser sur le tubage.

Les coins ancrés, le coupe tube ne peut descendre avec la garniture

Les couteaux soulevés par les rampes d'expansion, sortent et attaquent le tubage.

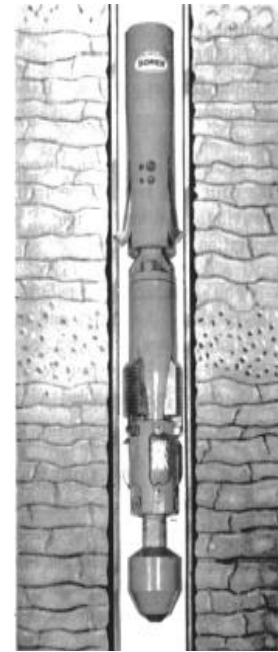


Figure 3: cutting

Les descentes successives de la garniture doivent être d'environ 1,5 mm et ne jamais dépasser 3 mm. La course totale est de 19 mm.

Si le tubage est d'une pièce, mis en tension, il saute lorsqu'il est coupé.

Note :

Lorsque le tubage à couper est à l'intérieur d'un autre tubage, veiller à ce que les couteaux en extension maximum n'attaquent pas le tubage extérieur. Régler les vis de butée des couteaux en conséquence.

2) COUP TUBE A PRISE EXTERNE:

a) Application

L'external pipe cutter est employé pour couper un tubing ou des DP par l'extérieur. On peut l'installer dans une garniture de washover-pipes. On peut de cette manière surforer, couper et remonter la garniture en une seule fois. Si l'on n'est pas sûr de l'espace annulaire, il est préférable de faire une passe de surforage au préalable. Cet outil est très utile pour couper des tiges bouchées.

b) Construction

L'outil comporte un raccord supérieur, un corps, un ensemble overshot (souricière), un ensemble coupe, un ressort d'appui sur les couteaux, et un ressort de rappel.

On engage la souricière sous un tool-joint et en se mettant en traction, un effort axial transmis par l'intermédiaire d'un ressort fait sortir les couteaux. Les couteaux sont appuyés sur le tubing à couper avec un effort constant indépendant de la traction sur la souricière. Ce dispositif évite d'endommager les couteaux. Si besoin, on peut (théoriquement) dégager l'outil en relâchant la traction puis en remontant en tournant à droite.

La souricière se prend sous un collar ou sous un joint type intégral.

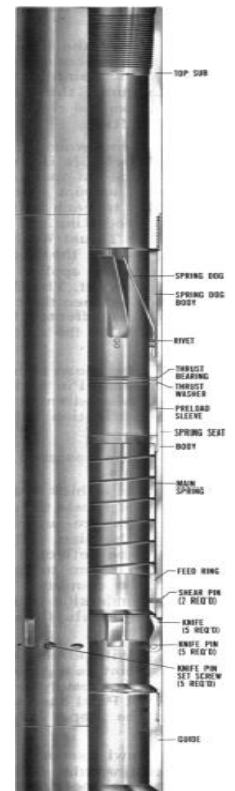


Figure 4: External Cutter

c) Procédure

A la cote voulue, l'outil est remonté jusqu'à ce que la souricière s'engage sous un tool-joint.

On se met en traction pour faire sortir les couteaux et on commence à tourner lentement à droite. Il faut de 1 à 5 minutes pour faire la coupe. On peut alors remonter le poisson. On peut sortir le poisson sans casser la garniture de wash pipes.

IV.2.3 LES OUTILS DE FRAISAGE :

A- Les différentes fraises et leur utilisation

1) Les fraises à plage (crusher mill)

Outils très robustes présentant une très grande plage de coupe permettant le broyage au choc aussi bien que le décolletage en copeaux. Recommandés particulièrement pour les ferrailles massives et libres.



Figure 5: Crusher mill

2) Les fraises à secteur (junk mill)

Outils robustes où les plages de coupe ont été remplacées par des lames larges et reliées en formes triangulaires. Moins robustes que les précédents, ces outils ont de meilleures caractéristiques de coupe. C'est l'outil à tout faire.



3) Les fraises à lames (standard et économill)

Ce sont des outils de coupe très agressifs mais aussi plus fragiles. Ils ne permettent qu'un battage léger. C'est l'outil classique pour la destruction de matériel tubulaire lorsqu'il est impossible d'utiliser un pilote. Cet outil a d'excellentes performances dans le ciment. Il est recommandé pour les reforages de ciment comportant un fraisage (anneau, sabot).



Figure 6: Economill

4) Pilot mill

C'est une fraise à lames ayant un pilote pour la guider dans le poisson. C'est un outil idéal pour le fraisage du matériel tubulaire dont l'ID est libre. Ses performances sont excellentes et l'on doit parfois limiter son avancement pour éviter l'amoncellement de copeaux. Bien utilisé il peut fraiser 50 m de tubage avec un avancement d'au moins 2 m/heure.

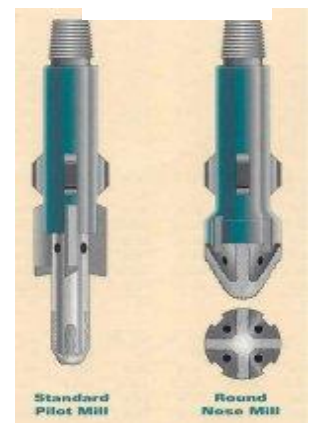
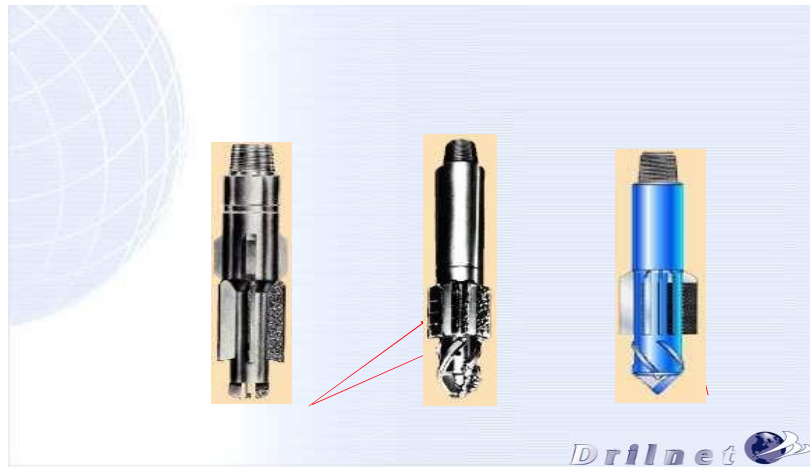


Figure 7: Pilot mill



5) Fraise à jupe

C'est une fraise à découpe annulaire prolongée par une extension soudée ou vissée dont le rôle est de prévenir toute tendance au side track, en se guidant sur la tête du poisson.

Elle est utilisée surtout pour retailler une tête de poisson très abîmée et pour travailler dans un casing sans l'endommager.

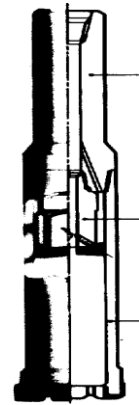


Figure 8: Fraise à jupe

6) Fraise conique

C'est en fait un outil d'alésage utilisé pour recalibrer l'intérieur du matériel tubulaire.

Il est utilisé pour la remise au diamètre d'un tubage déformé.



Figure 9: Fraise conique

7) Section mill

C'est un outil comprenant 3 à 6 couteaux escamotables commandés

hydrauliquement. Il est utilisé pour la coupe des tubages ou l'ouverture de fenêtre.



Drillmil



Economil



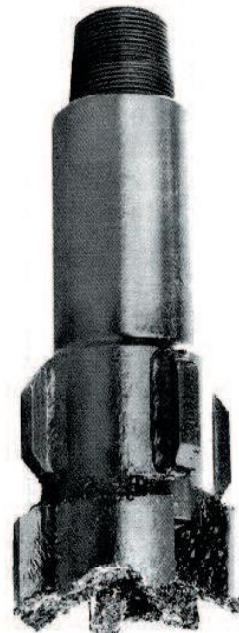
washover shoes



TaperMill



PilotMill



Junk Mill

MILL	APPLICATION	TABLE SPEED	WEIGHT ON TOOL
		RPM	LBS
JUNK MILL	Rock bit cones, general junk	100	4000 – 10000
PILOT MILL	Tubular fish, cleaning of top of fish	125	6000 – 10000
ECONOMILL	Packer, retainer, Cement	100	2000-8000
TAPER MILL	Casing collapses, Cleaning of whipstock window	50 – 80	2000-4000
ROTARY SHOE	Washing over pipe, Drill collars, Stabilisers, Packer	50 - 100	2000-6000

8) Couronne de surforage

C'est un sabot, cylindrique ayant des dents ou des ondulations rechargées au carbure de tungstène ou au diamant vissé en bout d'une colonne de surforage. Il permet de nettoyer l'espace annulaire autour d'un poisson.

IV.2.4 Recommandations générales**1) Elimination des cuttings, limaille et copeaux**

- a)** Circulation abondante avec boue visqueuse : V_{marsh} 60 à 80 vitesse annulaire recommandée : 120 ft/mn (le régime turbulent est le plus adapté). Si possible alourdir la boue (saumure).
- b)** Utiliser obligatoirement un, voire deux paniers à sédiment.
- c)** Bac supplémentaire de décantation.
- d)** Passes Spéciales de nettoyage et circulation inverse quand c'est possible (aimants, panier à sédiment, ou circulation inverse avec tiges nues).

2) Immobilisation de la ferraille

- a) S'il y a trop de ferraille libre à fraiser il est conseillé de la cimenter.

- b) Lorsqu'il s'agit d'un poisson moins important et relativement fragile on peut envisager de le faire éclater par un léger battage et ainsi de le coincer avant fraisage.

- c) Avec des fraises robustes (à plage ou à secteurs), un battage sérieux permet de casser et de coincer certains éléments mobiles les rendant ainsi plus facilement fraisables ou repêchables.

3) Renouvellement des angles de coupe

En principe, les vibrations de la garniture et l'érosion de la matrice sont suffisantes pour dégager de nouveaux grains ou les rafraîchir par clivage.

Dans la pratique il arrive que les grains se polissent et perdent leur agressivité. Il faut alors battre légèrement pour les casser et provoquer le clivage générateur d'angles de coupe.

4) Protection du centre de la fraise

Les grains du centre de la fraise se détériorent plus rapidement que les autres, la vitesse de coupe y étant trop faible. Cet inconvénient peut être réduit en laissant une cheminée dans le centre de la fraise. La partie centrale de la ferraille qui ne peut pas être facilement fraisée sera alors carottée

5) Prévétion contre les contacts poisson-corps de fraise

Après usure de la matrice le corps de la fraise peut venir au contact avec le poisson. Les pressions sur les zones de contact peuvent être très élevées. Il peut s'en suivre un durcissement de l'acier du poisson qui pourra alors tailler la fraise elle-même.

Ce n'était pas le but recherché. Un seul remède, remonter l'outil avant d'avoir une usure trop importante. L'observation de l'évolution de l'avancement peut être très utile.

6) Protection des tubages

Pour protéger le tubage il faut utiliser des fraises parfaitement lisses à l'extérieur et une garniture très stabilisée. Si c'est possible employer une fraise à jupe.

Lors du surforage de poissons appuyés sur le tubage, dans le cas de puits déviés, ne pas hésiter à sacrifier ces poissons en utilisant des couronnes agressives à l'intérieur

7) Précaution pour le fraisage de matériel tubulaire affaibli

C'est le cas des tubes crépinés ou fortement corrodés. Il faut alors limiter le poids sur l'outil.

➤ Paramètres

-Fraisage : 100 R.P.M. mini

-Surforage ou fraisage avec taper-mill : 75 RPM et moins si trop de torque.

-Toujours démarrer la rotation 30 cm au-dessus du poisson. Ajuster poids et rotation.

-Travailler avec un poids constant.

-En casing bien cimenté, on peut accroître poids et vitesse. Si le casing est en mauvais état il faut diminuer le poids mais garder une vitesse assez élevée.

-Le cutting idéal a environ 1/32" d'épaisseur et 3" de long. Si les cuttings sont trop fins, on peut essayer d'augmenter le poids. Si les cuttings ont une forme d'écaille de poisson (pilot-mill ou section-mill), il est conseillé d'augmenter la vitesse et de diminuer le poids. Plus l'acier est dur, plus les cuttings seront fins.

-La présence de caoutchouc (packer) réduit la vitesse d'avancement. On peut essayer d'arrêter la circulation de temps en temps et de marteler cette garniture en caoutchouc pour la casser et la brûler.

-En cas de fraisage difficile, la fraise peut trépider. Réduire le poids à 3.000 lbs et la vitesse à 50 RPM. Travailler ainsi pendant une heure puis essayer d'augmenter le poids. Si la fraise travaille correctement, garder ces paramètres. Si la vitesse d'avancement est réduite augmenter la vitesse. Si les trépidations recommencent, réduire à nouveau la vitesse.

A- JUNK-MILL :

C'est l'outil universel pour fraiser :

OUTIL	PACKER	WASH PIPE
CASING	SETTING TOOL	WHIP STOCK
CIMENT	REAMER	TESTER
DC	SLIPS	SUB
DP	HANGER	JAR

➤ **Application :**

Très robustes utilisées pour broyer toute sorte de ferraille dans le puits (ex: molette tricône)

❖ **Conseils généraux :**

-Si le poisson tourne avec la fraise, on peut battre légèrement dessus pour essayer de le briser et de le rendre immobile afin de fraiser plus facilement.

-Attention, si le torque augmente, cela signifie qu'un morceau du poisson s'est glissé entre la fraise et le casing.

-De temps en temps dégager et redescendre en rotation sur le poisson.

❖ **Pour de la ferraille libre dans le puits**

- OD fraise
- Drift casing
 - 1/8" à 1/4" en dessous du diamètre d'un trou ouvert

-Avoir de 4 à 9 tonne de DC.

-Avoir un junk-sub immédiatement au-dessus du junk mill. Attention, prendre un junk-sub assez solide.

-Sur des morceaux de ferraille libres dans le puits, battre légèrement dessus ; pour cela :

- ✓ Dégager la kelly de 3m et descendre rapidement sur le poisson sur une course de 2.5m. Refaire cette opération trois ou quatre fois en tournant la fraise de 1/4 de tour .Cette opération permet d'immobiliser (temporairement) le poisson.
- ✓ Toujours pour de la ferraille libre, dégager de temps en temps en arrêtant pour laisser retomber cette ferraille au fond.
- ✓ Dans un casing, mettre un stabilo immédiatement au-dessus de la fraise (qui a par ailleurs déjà des lames de stabilisation à l'OD de la fraise) et un autre à 9 m ou moins.

❖ Pour un poisson immobile

- OD fraise
- Drift casing
 - 1/8" à 1/4" en dessous du diamètre d'un trou ouvert.

-Poids de 1 à 5 tonne selon la rigidité du poisson

-Après 1 à 1.5 mètre de fraisage, dégager et redescendre en tournant pour bien nettoyer le puits.

-Redescendre toujours sur le poisson en tournant et appliquer progressivement le poids.

Ne jamais laisser la fraise immobile sur le poisson.

-Dans un casing, mettre un stabilo immédiatement au-dessus de la fraise (qui a d'ailleurs déjà des lames de stabilisation) et un autre à 9 m ou moins. Prendre de préférence des stabilisateurs à lames non agressives.

B- PILOT MILL

On utilise un pilot-mill pour fraiser du matériel tubulaire : casing, DP, liners, wash-pipes, etc. à condition que le centre du poisson soit libre. La circulation doit passer en totalité par le pilot sinon il y a risque de coincement et rupture de ce dernier par excès de couple

(partie fragile du pilot-will).

Application : Utilisés pour fraiser du tubage, liner ou nettoyer l'intérieur d'une tête de poisson. Également utilisés pour fraiser DP et tubing.

✓ Conseils généraux

- L'OD des lames doit être environ 1/4" plus large que l'OD (attention au tool-joint) du poisson à fraiser. L'OD du pilot doit être de 1/16 à 1/32" inférieur à l>ID du poisson à fraiser.

- Ajuster les paramètres à chaque descente. Ils peuvent être différents d'une fraise à l'autre. Pour commencer on peut adopter 100 à 150 RPM pour 1 à 3 tonne.

- Pour les liner, un casing perforé, endommagé ou collapsé, adopter 70 RPM et 1 tonne ou moins.

- Si pendant le fraisage d'un casing, liner, on note une chute

d'avancement, cela peut venir d'un anneau de métal coupé tournant avec la fraise ou encore de l'usure des grains actifs. Essayer de battre légèrement pour casser l'anneau ou renouveler les grains.

- Si on n'observe plus de remontée de cuttings après avoir essayé la méthode ci-dessus, et qu'il n'y a pas d'augmentation de torque, il y a de grande chance pour que le poisson tourne ou que la fraise soit usée. Si la fraise remonte en bon état, on en déduit donc que le poisson tourne et qu'il peut être judicieux d'essayer de le repêcher.

✓ **Pour un liner-hanger**

On peut utiliser un pilot-mill pour fraiser le liner-hanger puis le liner ou encore fraiser le liner-hanger avec un junk-mill et le liner avec un pilot-mill. Dans tous les cas, choisir un OD mini pour le pilot-mill afin de fraiser les tool-joints et un minimum de ciment.

✓ **Wash-pipe, casing**

Le pilot-mill est idéal (on n'a pas trouvé moins mauvais) pour fraiser des tubes de surforage ou des casings.

✓ **DP and DC**

Dans un puits dévié, avec les DP ou DC reposant sur une génératrice, le fraisage sera très difficile. Si le poisson se remplit de cuttings, il faudra continuer le fraisage avec un junk-mill.

✓ **Procédure pour fraisage avec pilot-mill**

- a- Le pilot-mill à 1.5 m du poisson : mettre la rotation, accroître progressivement à 125 RPM. Lever et abaisser le pilot mill de 1 à 2 m sans

toucher le poisson. De cette façon on pourra noter le poids et le torque. Le torque permettra de connaître la cote exacte à laquelle on pénètre dans le poisson. Un torque excessif indiquera que le pilot s'est engagé à côté du poisson.

- b- Réduire la rotation à 30 RPM et pénétrer dans le poisson. Mettre environ 1 tonne de poids. Arrêter la rotation. Une diminution progressive de la rotation indique que l'on est positionné correctement dans le poisson.
- c- Pour fraiser du casing J55 ou N80 prendre comme paramètres 2 à 4tonne et 125 trs/mn. Avec le P 110 mettre légèrement plus de poids (idem si l'on doit fraiser en même temps du ciment).
- d- Bien nettoyer le trou un dégageant et en redescendant en rotation tous les 4 à 6 mètres de fraisage. Pour les longs fraisages prévoir des passes pour nettoyer l'ID du poisson à fraiser.

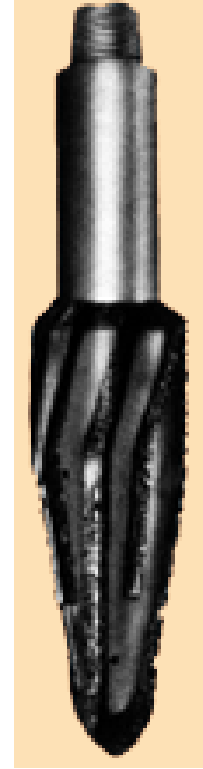


Figure 10: pilot-mill

C- TAPER-MILL

Le taper-mill est particulièrement adapté pour aléser un casing partiellement collapsé, pour nettoyer une fenêtre après side track au whip stock dans un casing, pour fraiser un sabot de casing abimé, etc.

Application: Utilisé pour

- Rétablir un diamètre interne
- Fraisé intérieurement un tubage écrasé
- Préparer un poisson pour un engagement interne
- Nettoyer l'ouverture d'une fenêtre

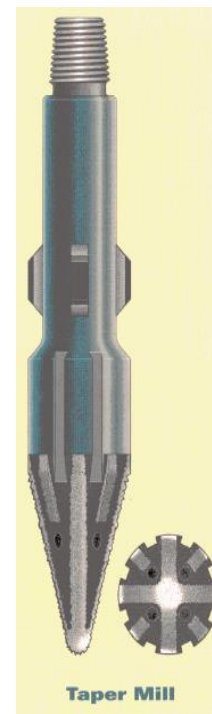


Figure 11: TAPER-MILL

✓ Conseils généraux

- Vitesse de rotation suivant le torque mais rarement au-dessus de 75 RPM.
- Ne jamais démarrer le fraisage avec le taper-mill dans le poisson. Arriver sur le poisson avec le taper-mill en rotation à 75 RPM.

On met moins de poids avec un taper-mill qu'avec un junk-mill. Après être entré dans le poisson, augmenter progressivement le poids à 0.5 à 1 tonne.

Attention au torque.

✓ Comment nettoyer une fenêtre au whipstock

- 1- Le diamètre du taper-mill doit être le même que le diamètre de la fraise utilisée pour fraiser la fenêtre ou légèrement supérieur au diamètre de l'outil à descendre.
- 2- Descendre le taper-mill à 1.5 m du top de la fenêtre
- 3- Démarrer la rotation à 40 RPM
- 4- Ne pas dépasser un poids de 0.5 tonne ; travailler au torque
- 5- Tourner lentement avec peu de poids sur toute la longueur du whip stock
- 6- Répéter plusieurs fois cette opération pour bien nettoyer la fenêtre.

✓ Comment aléser un casing collapsé

- 1- Déterminer avec un outil ou une empreinte le diamètre qui passe à travers la partie collapsée.
- 2- Utiliser un taper-mill environ 1/4" plus grand que l'ID minimum de la partie collapsée. Si le collapse est important, utiliser des taper-mills de diamètres progressifs pour aléser le casing à l'ID maxi. On diminuera ainsi la tendance à partir en side-track. On peut utiliser un taper-mill avec un guide au-dessous.

- 3- Commencer le fraisage à 50 RPM.
 - 4- Poids selon le torque, dans la plupart des cas autour de 1 à 1.5 tonne.
 - 5- Si le casing est très collapsé, la partie collapsée peut agir comme un whip stock et il y aura danger de partir en side track. Dans ce cas il est préférable d'utiliser un junk-mill très stabilisé avec peu de poids et à 150 RPM.
- ✓ **Elargissage à travers cement-retainer, guide-shoe....**
- 1- Diamètre du taper-mill égal en général à l'ID du casing.
 - 2- 70 RPM et 1 à 2 tonne. Ajuster en fonction du torque.
 - 3- Après avoir élargi tout le passage, aléser en tournant entre 80 et 100 RPM.

IV.2.5 LES OUTILS DE SURFORAGE :

IV.2.5.1 WASH-OVER (SURFORAGE) :

Deux points seront examinés dans ce chapitre : les tubes de surforage (caractéristique des tubes recommandés) et les washover-shoes (types de rechargement).

Application :

- pour nettoyer du terrain, du ciment ou du métal autour de tiges ou masses-tiges coincées.
- nettoyer extérieurement une tête de poisson dans un tubage

Remarque : une opération de surforage est délicate et peut aggraver la situation. Elle est également très coûteuse et les Compagnies hésitent à l'entreprendre.

1) COURONNE DE SURFORAGE

a) Washover shoes destinés au surforage dans le terrain

Comportant une possibilité d'attaque extérieure et intérieure est le type standard dont nous avons parlé précédemment. Il résout pratiquement tous les problèmes courants. Cependant en raison de son agressivité intérieure et lorsque les circonstances sont favorables

(Terrain dur, trou présentant un "dog-leg" important, DC coincé au droit d'une cave etc.) Ce type peut occasionner la coupe en sifflet du poisson; l'expérience a d'ailleurs montré que la pénétration dans l'acier était pour les outils rechargés au carbure de tungstène plus aisée que dans le terrain, ce qui explique partiellement ce phénomène.

Cependant un chanfrein, intérieur pratiqué à la base du rechargement permet de limiter les risques de coupes en sifflet.

Les chargements intérieur mais avec chanfrein intérieur, évitent tout risque de déviation en cours de surforage. Cependant de tels outils donnent des avancements limités lorsque le poisson est coincé contre la paroi et que la couronne doit absolument "fraiser" pour avancer la

couronne se pince en quelque sorte entre le poisson à surforer et le trou, et fréquemment on est amené à alterner des couronnes pour progresser tout en essayant d'éviter la coupe en sifflet" du poisson.

Tous ces différents types de rechargement se font avec dentures normales ou inverses ou avec ondulations.

Application :

Utilisés pour nettoyer autour du poisson (entre le poisson et les parois du trou).



Figure 12: Washover shoes



b) Couronne de surforage destinée pour le surfrage dans le découvert

Ces outils se font soit avec des ondulations, soit avec des dents normales ou inverse.

IV.2.6 FRAISAGE SPECIALES :

1) Economille

Pour des fraisages simples (packer, bridge plug, cement retainer, refoer du ciment ...)



2) Drill mille

Pour le nettoyage de tubing, tiges ect

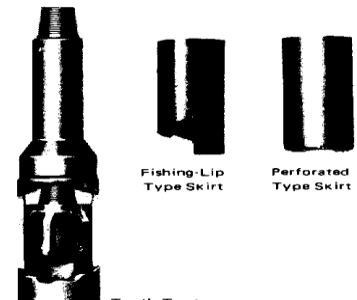


Figure 13: Drill mille

3) Junk master

Fraise protégée par une jupe.

4) String taper mille

Prévue avec tool joint au-dessus et au-dessous (le tool joint au-dessous permet de connecter un tubing ou une tige pour servir de guide).



IV.2.7 Outils de nettoyages de puits :

1) BOWN ITCO JUNK BASKET

Utilisation :

- Récupération des débris.
- Prélèvement de carotte.
- Réalisation du trou.

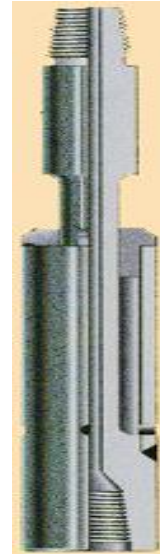


Figure 14: JUNK BASKET

Procédure

Juste avant d'atteindre le fond embrayer la pompe à pression réduite. Descendre lentement en rotation. Continuer la rotation en augmentant le poids afin de permettre à la coronne d'entamer la formation. Le carottage de la formation oblige le poisson à rentrer complètement dans le pasket et découpe une courte carotte. Enfin le carottage stoppe la rotation et la circulation. Effectuer une traction pour casser la carotte.

Dés que la carotte est coupée l'outil peut être remonté en surface dévisser le joint supérieur (top sub) et renverser l'outil pour récupérer le poisson.

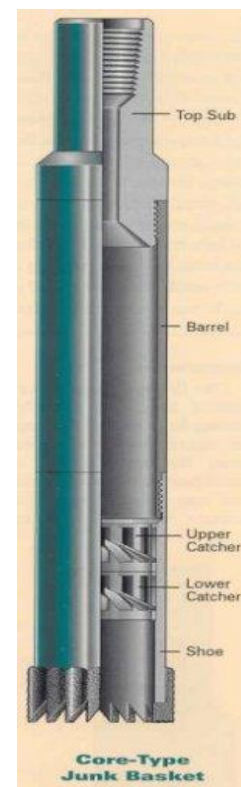


Figure 15: JUNK BASKET

IV.2.8 LES OUTILS DE REPECHAGE :

1) SHORT CATCH OVERSHOT

Application

Le short catch overshot est utilisée pour coiffer un poisson dont le fishing neck est trop court pour un overshot normal.

Procédure

Identique aux Overshot séries 150. C'est également un outil qui permet de se libérer. Pour faciliter le relâchement de la prise, il est conseillé d'employer un bumper sub.

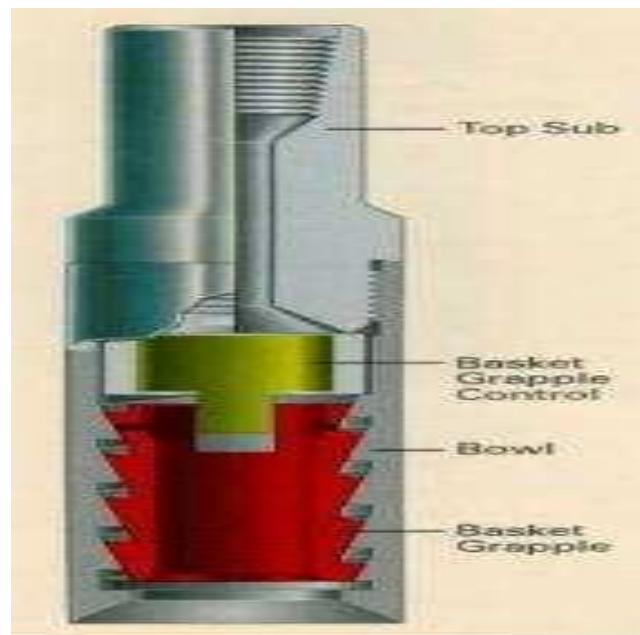


Figure 16: OVERSHOT

2) TAPER-TAPS (Tarauds)

Application

Un taper-tap (ou Taraud) est utilisé pour s'engager à l'intérieur d'un poisson tubulaire.

Il est particulièrement intéressant dans sa Version a gauche pour faire des dévissages

(Attention à l'ID si on veut employer des explosifs). Il faut éviter de battre avec un Taraud car il aura tendance au mieux à lâcher sa prise, au pire à casser.

Procédure

C'est un outil qui théoriquement ne peut pas se libérer (éventuellement en force). On devrait donc le descendre avec un safety-joint.(théoriquement) Attention si l'on veut faire un dévissage dans le poisson il faudra utiliser un safety-joint .

Pour faciliter le vissage du Taraud, on peut mettre un Bumper Sub.

La garniture sera alors : taraud, safety joint, bumper-sub, coulisse (éventuelle), garniture.

En. Arrivant sur la tête du poisson, mettre la circulation pour nettoyer les sédiments.

Ensuite maintenir la circulation et descendre lentement sur le poisson jusqu'à observer une légère variation de poids et une montée de pression.

C'est le signal que le 'Bumper-Sub est fermé et en commençant à tourner, le taper-tap va commencer à tarauder le poisson.

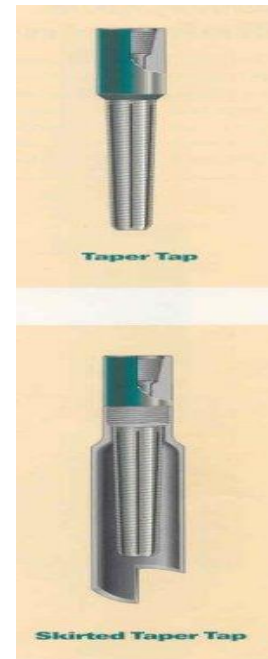


Figure 17: Taraud

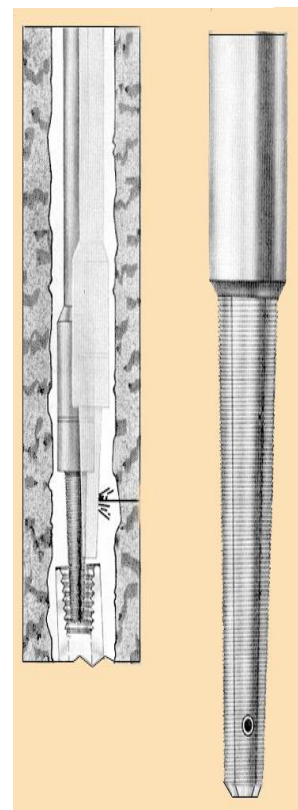


Figure 18: Taraud

➤ **Les désavantages du taper-tap sont :**

Théoriquement on ne peut pas se libérer (sauf à grand coup de coulisse ou de bumper-sub avec le risque de casser le taraud).

Son ID rend difficile le passage d'outils wire-line (sauf dans certains cas pour un back-off à l'explosif).

Par contre il permet de résoudre bon nombre de problèmes de fishing en work-over.

N'utiliser un taraud que si aucun autre moyen de prise n'est possible car on condamne l'accès à l'intérieur du poisson.

**N.B. : Lors du choix d'un taraud, se préserver la possibilité de
Pouvoir le surforer. (OD maxi taraud inférieur à ID des tubes
de surforage).**

3) BOWEN ITCO REALEASING-SPEAR

Application

Le Bowen Itco realeasing-spear est utilisé pour s'engager à l'intérieur du poisson et remonter des DP, casings, tubings. On peut l'utiliser avec des jars ou encore des 35 ensembles-cutters. Dans la version Heavy-duty on peut l'utiliser avec des Pulling-Tools. Le grapple, d'une seule pièce, prend normalement sur 360°. Pour prendre des casings au delà de 20", les Spears présentent plusieurs éléments.

Procédure

Contrôler si le spear et son grapple sont du type correct pour repêcher le poisson. Le diamètre que peut repêcher le grapple est frappé sur la partie supérieure de ce dernier.

Descendre le spear au bout de la garniture de repêchage et visser le grapple en position rétractée (sens inverse des aiguilles d'une montre).

C'est un outil qui peut se libérer, aussi il est conseillé d'employer un bumper-sub.

Au top du poisson, descendre doucement, ensuite tourner le mandrel un tour complet à gauche pour mettre le grapple en position de prise. En remontant, le grapple agrippera le poisson.

Pour relâcher le poisson, battre vers le bas (avec le bumper-sub) et tourner le mandrin 2 à 3 tours à droite pour remettre le grapple en position rétractée, ensuite remonter doucement.

Si le spear n'a pas relâché, battre vers le bas et tourner doucement vers la droite en remontant la garniture. Cette opération devrait permettre au grapple de se dévisser du poisson grâce au pas à gauche des stries du grapple.

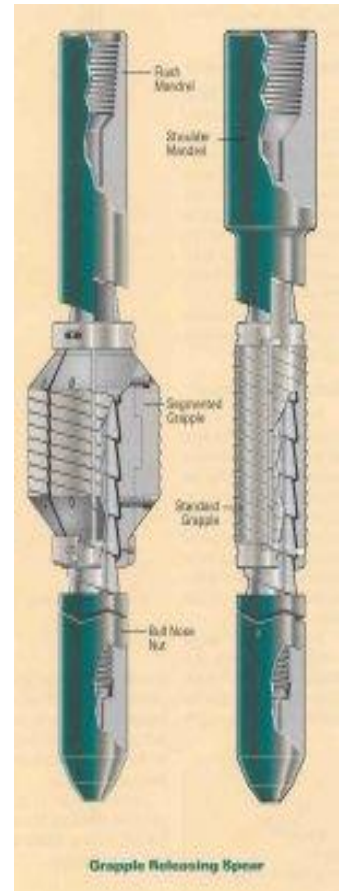


Figure 19: REALEASING-SPEAR

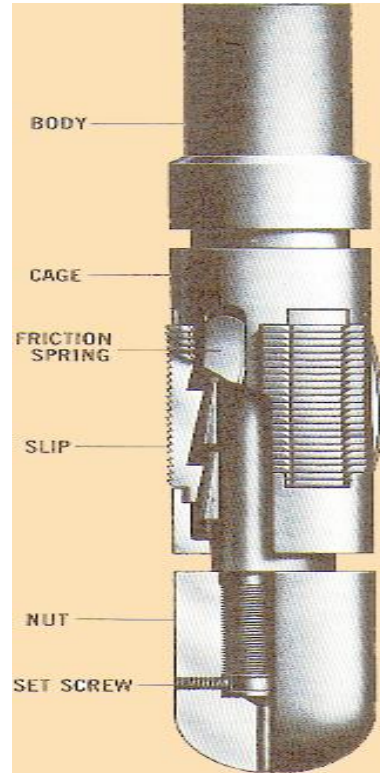
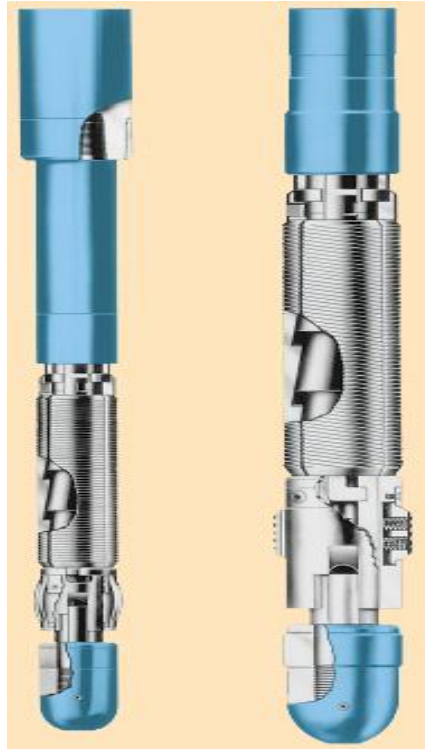
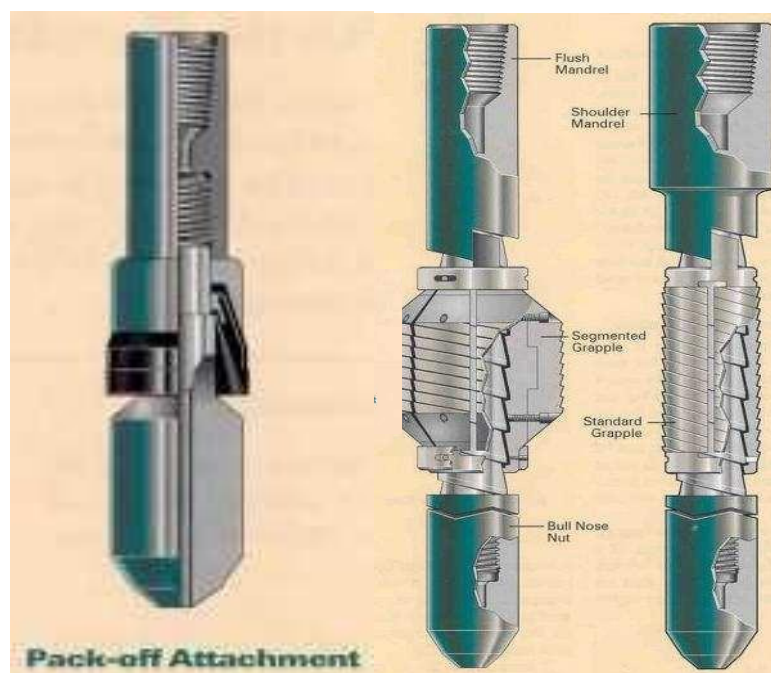


Figure 20:REALEASING-SPEAR



Pack-off Attachment

IV.2.8.1 ACCESSOIRES

1) Spear Pack off assembly

Il est visé sous le Spear en remplacement du Standard Nur. Il est mis dans les situations où la circulation est nécessaire à l'intérieur du poisson. Avec le Pack Off ne commencer la circulation qu'après engagement et prise dans le poisson.

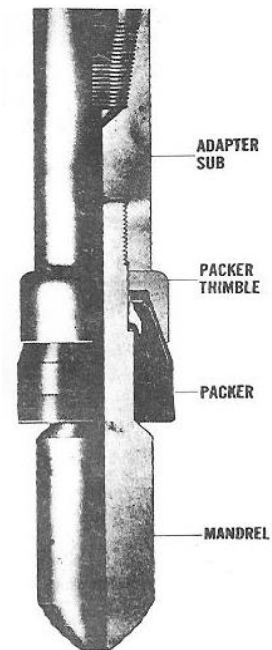


Figure 21:Spear Pack off assembly

2) MILLE TYPE NUT

Il est vissé en remplacement du standard Nut dans le cas où l'engagement dans le poisson est gênée par des sédiments ou de déformation interne : avec cet équipement mettre la rotation lente à l'arrivée sur le poisson et faire progresser lentement l'outil.

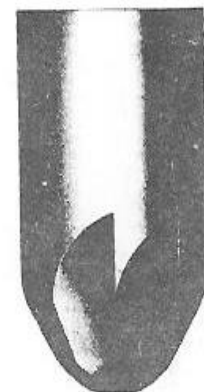


Figure 22:MILLE TYPE NUT

Chapitre IV : Instrumentation en Work Over

IV.1	Définition de l'instrumentation	52
IV.2	Les équipements d'instrumentations	52
IV.2.1	L'empreinte :.....	52
IV.2.2	LES OUTILS DE COUPE :.....	53
1)	COUPE-TUBE BOWEN A PRISE INTERNE	53
2)	coup tube a prise externe:	54
IV.2.3	les outils de fraisage :.....	56
1)	Les fraises à plage (crusher mill)	56
2)	Les fraises à secteur (junk mill)	56
3)	Les fraises à lames (standard et économill)	56
4)	Pilot mill.....	56
5)	Fraise à jupe	57
6)	Fraise conique	57
7)	Section mill	57
IV.2.4	Recommandations générales.....	60
IV.2.5	LES OUTILS DE SURFORAGE :.....	70
IV.2.5.1	WASH-OVER (SURFORAGE) :.....	70
1)	COURONNE DE SURFORAGE	71
IV.2.6	FRAISAGE SPECIALES :.....	73
IV.2.7	Outils de nettoyages de puits :	74
1)	BOWN ITCO JUNK BASKET	74
IV.2.8	LES OUTILS DE REPECHAGE :	75
1)	SHORT CATCH OVERSHOT.....	75
2)	TAPER-TAPS (Tarauds)	76
3)	BOWEN ITCO REALEASING-SPEAR.....	77
IV.2.8.1	ACCESSOIRES.....	80

Figure :IV.1: L'empreinte	52
Figure :IV.2:Internal Cutter	53
Figure :IV.3: cutting.....	54
Figure :IV.4: External Cutter	55
Figure :IV.5: Crusher mill.....	56
Figure :IV.6: Economill	56
Figure :IV.7: Pilot mill.....	57
Figure :IV.8: Fraise à jupe	57
Figure :IV.9: Fraise conique	57
Figure :IV.10: pilot-mill.....	68
Figure :IV.11: TAPER-MILL	68
Figure :IV.12: Washover shoes.....	71
Figure :IV.13: Drill mille.....	73
Figure :IV.14: JUNK BASKET	74
Figure :IV.15: JUNK BASKET	74
Figure :IV.16: OVERSHOT	75
Figure :IV.17: Taraud	76
Figure :IV.18: Taraud	76
Figure :IV.19: REALEASING-SPEAR.....	78
Figure :IV.20:REALEASING-SPEAR.....	79
Figure :IV.21:Spear Pack off assembly	80
Figure :IV.22:MILLE TYPE NUT	80

V.1 Opérations de reprise du puits ONIZ 323 :

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.

V.1.1 NEUTRALISATION DU PUIITS :(ONIZ 323)

La première condition avant toute installation d'un appareil de Work over sur un puits est que ce dernier soit neutraliser, contrairement au Snubbing ou Coiled tubing qui sont spécialement conçus pour intervenir sur des puits en production (sous pression).

La neutralisation d'un puits consiste à mettre en place par pompage un fluide (boue) de densité telle que la pression hydrostatique exercée par le fluide sera légèrement supérieure à la pression de gisement.

V.1.1.1 Calcul Volume de boue nécessaire pour la neutralisation :

a) Les données de puits :

La profondeur de puits	H=4124 m
La pression de gisement	$P_G=182,49 \text{ Kgf /cm}^2$
La longueur du casing (7")	L=1433.5 m
La longueur du casing (9"5/8)	L=3294 m
La longueur du tubing (4 1/2)	L= 3057.34 m
Volume intérieur du tubing (4 1/2)	V= 7 ,94 l/m
Volume extérieure du tubing (4 1/2)	V= 10,35 l/m
Volume intérieur casing (7")	V= 18,82 l/m
Volume intérieur du casing (9"5/8)	V= 36,91 l/m
Débit de pompage	Q=700l/min
Densité d'acier	d=7,85

Tableau : V.1:Les données de puits

b) Calcul le volume totale de boue pour remplir le puits :

Le volume de boue, dans le puits est égal à l'ensemble du volume intérieur du tubing et du volume dans l'espace annulaire.

$$V_{\text{intbg}} = V_{\text{intbg}} \times L_{\text{tbg}}$$

$$= 7,94 \times 3057,34$$

$$= 24,27 \text{ m}^3$$

$$V_{\text{intcsg } 7} = V_{7\text{int}} \times L_{\text{csg } 7}$$

$$= 19,98 \text{ m}^3$$

Volume de l'espace annulaire :

$$V_2 = (V_{9^{5/8} \text{ int}} - V_{4^{1/2} \text{ ext}}) \times 2557$$

$$= 67,91 \text{ m}^3$$

$$V_3 = (V_{7\text{int}} - V_{4^{1/2} \text{ ext}}) \times 500,34$$

$$= 4,23 \text{ m}^3$$

Volume de boue totale dans le puits :

$$V_{\text{T}} = V_{\text{intbg}} + V_{\text{intcsg } 7} + V_2 + V_3$$

$$= 116,39 \text{ m}^3$$

$$V_b = 116,39 \text{ m}^3$$

c) Volume de boue nécessaire pour la neutralisation est :

Le volume de boue à préparer doit être égal à 2,5 fois le volume de puits :

$$V_{\text{prép}} = 2,5 V_{\text{boue}}$$

$$V_{\text{prép}} = 209,97 \text{ m}^3$$

Calcul de temps de pompage de boue :

$$T = V_{\text{boue}} / Q_{\text{pompe}}$$

$$= 116,39 / 700 \times 10^{-3}$$

$T = 166,27 \text{ min}$

Nous avons fait la neutralisation du puits ONIZ 323 en première par pompage à intérieure du tubing 4 ½ (circulation directe), on a pompé un volume de 21m³ mais on n'a pas de retour. Pour cela, on a changé la ligne de pompage de circulation directe en circulation inverse (de EA 9"5/8 vers 4"1/2, boue d=0,90). Après un pompage de volume de 13 m³, on a observé un retour. On a continué la circulation par pompage de volume de 101m³ et on a fait la circulation plusieurs fois pour dégager tous les déblais jusqu'à la sortie unique de la boue.

On a arrêté la circulation pendant deux heures et il faut observer et vérifier :

- ✓ L'absence de pression en tête
- ✓ La stabilité des niveaux
- ✓ L'absence de bullage en surface

Si ces conditions sont vérifiées, alors le puits est neutralisé.

V.1.2 Mise en sécurité du puits : (avant installation de l'unité d'intervention)

En fait, cette mise en sécurité concerne aussi tous les puits voisins.

Cette opération consiste à mettre en place des bouchons (plugs) dans le tubing pour installer l'unité d'intervention sur la tête de puits en toute sécurité.

On dispose de trois moyens de base :

- L'utilisation de bouchon mis en place par travail au câble et ancré dans des sièges prévus dans le tubing (généralement au fond de puits et proche de packer).

La fermeture de la vanne de sécurité de subsurface. La pose d'un clapet anti-retour (BPV) dans l'olive de suspension de tubing.

a) Cas du puits ONIZ 323 :

- On a Posé BPV au niveau de l'olive 11" de suspension de tubing.

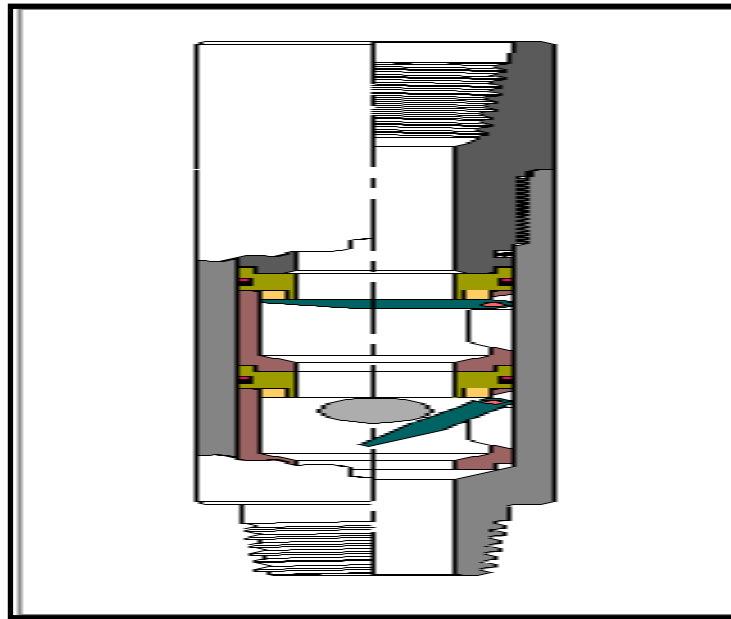


Figure: V.1: BACK PRESSURE VALVE

V.1.3 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) n'est pas encore entrepris.

V.1.4 Caractéristiques technique de l'appareil (TP 197) :

ORGANES	Caractéristiques
Mat	Type : Nat oil well-dreco Height /base:136"/15"
Substructure	Type : Nat oil well-dreco Height: 25" (7,62m) Casing capacity: 1050000 LBS (476300 KG)

Treuil	Type :Nat oil well 1250 MAX INPUT POWER :1250 hp Drilling line :1” 3/8
Table de rotation	TYPE : National D -375 Table opening : 27 “ ½
Tête d’injection	Make &type : BJ Capacity : 350 TON
Pompe de boue	Type : 09-P-100bTriplex Number : two Max input :1000 HP each
Moufle mobile	Type : DRECO
Kelly spiner	Type : Nat oil well
Tamis vibrant1	Type : DERRICK
Power système	Type : diesel- électrique Diesel Engines :3xkato Engine AC generator set :3x kato Engine Auxiliary generators : 1x cat d 3406
Storage	Mud Tank : 05 tanks 2359bbl Water tank :03 tanks 1474 bbl. Fuel tank :01 tank 74 m ³

Tableau : V.2:Caractéristiques technique de l'appareil (TP 197)

V.1.5 Remplacement de l'arbre de NOËL par les BOP :

Avant toute intervention de work over on s'assure que le puits n'est pas sous pression, le fluide de reprise assure la stabilité du puits .Les étapes sont :

- Démontez la vanne maitresse supérieur avec la croix, et les vannes latérales et top cup.
- Mettre en place le BPV (back pressure valve) par rotation à gauche.
- Démontez la première vanne maitresse.
- Mettre en place le BOP (11" x 5000) sur le casing head 7".

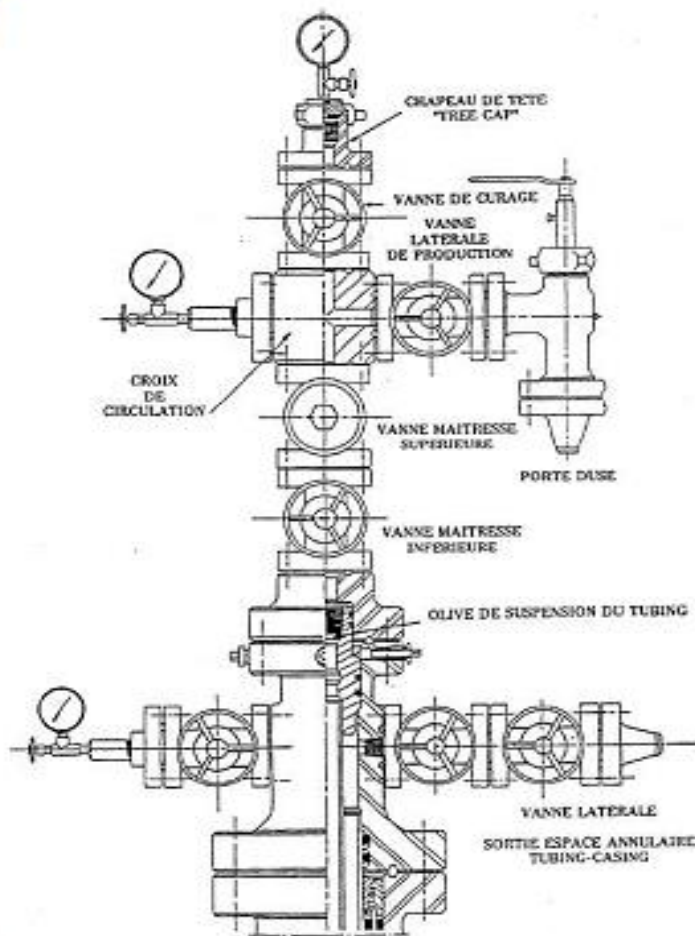


Fig. III.2.1: Tête de puits

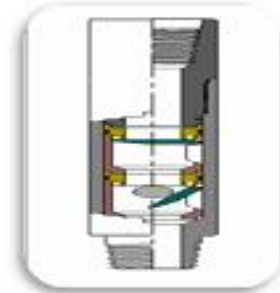


Fig. III.2.2: Back pressure valve



Fig. III.2.3: BOP Hydril GK11"-5000 (Cameron type U)

Figure : V. 2:(tête de puits, Bop, back pressure valve).

V.1.6 Procédures de test des BOP et les équipements appropriés :

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.

- 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.

V.1.6.1 Les outils de test :

Deux éléments utilisés pendant le test en pression sont :

- le tester cup.
- tester plug.

a) *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 permettent de faciliter la descente.

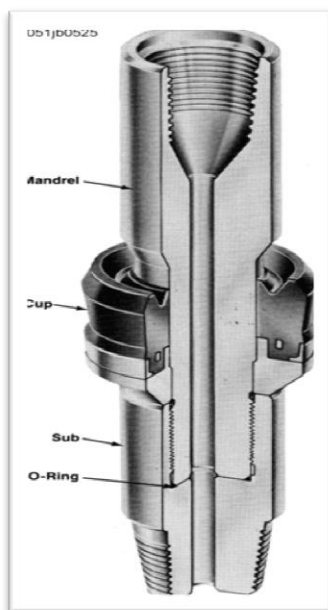


Figure : V.4:Tester cup

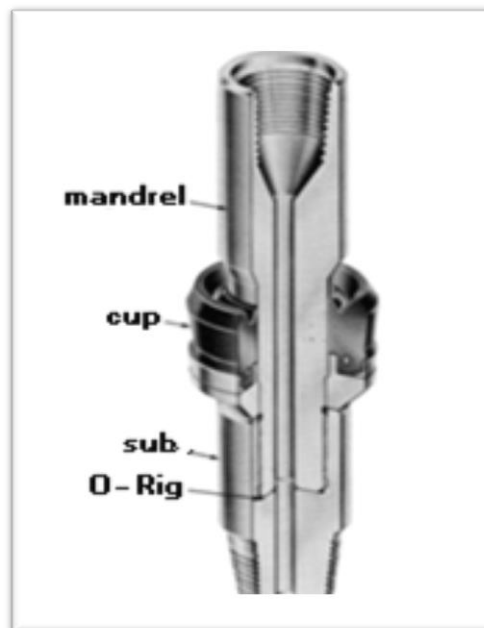


Figure : V.3:Tester cup

b) *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 mâchoires sur tige, ainsi que L'obturateur annulaire et les accessoires peuvent être testés à leur pression de service sans risque pour le casing.

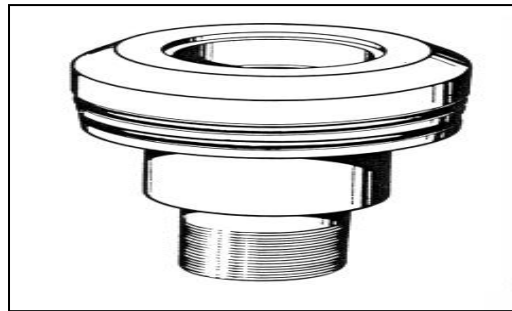


Figure : V.5:Tester plug

V.1.6.2 Procédure de test de BOP :

A- Test de pipe rams avec un Tester cup

Cet outil de test, vissé au bout des tiges, est descendu de 10 à 30 mètres dans le tubage. Il est possible de visser au-dessous 1 ou 2 tiges qui serviront de guidage et de poids pour faciliter la descente.

❖ Mode opératoire

- visser le tester cup au bout d'une tige.
- descendre l'ensemble à travers la tête de puits.
- positionner le tester cup au-dessous du premier casing Head (à l'entrée de casing).
- Fermer la pipe rams.
- pomper l'eau par la kill line avec les pompe de forage jusqu'à 2500psi.
- augmenter la pression (pomper l'eau par la pompe de test) jusqu'à 5000psi.
- observer pendant 15 min.
- Purger la tête de puits par la purge de **stand pipe**.

B- Test des opérateurs annulaire

On a à refaire la même opération mais augmenter la pression uniquement jusqu'à 1500 psi



Figure : V.6:Tester cup

Note:

- Les blind rams et les blind shear rams ne peuvent pas être testés avec cet équipement car le tester cup ne peut pas être ancré ou posé dans le tubage.
- L'intérieur des tiges utilisées ne doit pas être fermé pendant le test. S'il y a fuite sur le tester cup, l'écoulement du fluide de test se manifesterait sur le plancher, le casing sous le tester cup et la formation ne serait pas mise en pression. Bien que l'intérieur des tiges soit ouvert,
 - Le test est limité par la pression d'éclatement de tubage (<60% de pression d'éclatement)
 - Lors du test, les tiges de manœuvre sont soumises à la fois à une tension et à une pression d'écrasement (l'intérieur des tiges est ouvert à l'atmosphère). Il faudra donc tenir compte de la combinaison de ces deux contraintes, ce qui diminue de façon conséquente la traction maximum applicable sur les tiges.

C- Test de blindrams avec un tester plug :

C'est une olive avec des joints résiliants toriques, descendue avec les tiges et venant se poser dans la tête de tubage située sous les BOP.

❖ Mode opératoire

- visser le tester plug au bout d'une tige
- descendre l'ensemble à trévéres la tête de puits
- positionner le tester plug dans le premier casing Head
- bloquer le tester plug au niveau de casing head
- dévisser la tige et remonter
- fermer le blind rams
- pomper l'eau par la kill line
- Augmenter la pression jusqu'à 5000psi
- observer pendant 15min
- purger
- ouvrir les blind rams
- redescendre la tige et récupérer le tester plug

Note :

- Le tester plug permet de tester tous les équipements placés au-dessus du plug sans mettre le casing en pression.
- La fermeture totale peut être testée.
- Il est recommandé d'ouvrir une vanne ou une sortie sous le tester plug afin d'éviter de mettre le casing en pression en cas de fuite aux joint d'étanchéité.

D- 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**.

E- Test effectués au niveau du puits ONIZ 323 :

Dans notre cas (TP197) uniquement un seul test de fonctionnement a été réalisé pour le blind rams.

V.2 Désancrage des Tubing 4 1/2 :

Cette procédure concerne les tubings ancrés sur tubing Anchor seal Baker.

Le désencrage est obtenu 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 varier 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.

Dans notre cas on a :

- Le poids nominal d'un tubing 4 1/2 N VAM est 13.5#
- La longueur totale du tubing sur le puits ONIZ 323 est 3043,65 m
- Le poids du moufle est 7000 Kg.
- Le poids total y compris le poids du moufle est 61,43 tonnes

a) Calcul poids du tubing dans l'air :

$$P_{\text{tbgair}} = P_{\text{tbg}} \times L_{\text{tbg}}$$

$$= (13,5 \times 0,4535 / 0,3048) \times 3043,65$$

$$= 61,13 \text{ tonnes}$$

$P_{\text{tbgair}} = 61,13 \text{ tonnes}$

b) Calcul du poids du tubing dans la boue :

$$P_{\text{tbg (boue)}} = P_{\text{tbgair}} \times C_f C_f = 1 - (d_{\text{boue}} / d_{\text{acier}})$$

$$= 61,13 \times (1 - 0,86 / 7,85)$$

$$= 54,43 \text{ tonnes}$$

$P_{\text{tbg (boue)}} = 54,43 \text{ tonnes}$

c) Réalisation du désancrage :

- Après les essais de désancrage sous une traction qui varie entre quarante (40) et soixante-cinq (65) tonnes, on obtient la libération de la garniture avec un gain en poids de cinq (5) tonnes qui vaut à 329 longueurs.
- -On dévisse l'olive et on visse la tige carrée.
- Remonter le tubing 4"1/2 de 329 joints + pup joint + Anchor seal + Nipple R (l'opération est faite par la société de WETHERFORD).

V.3 Fraisage et repêchage du packer**Introduction :**

Le foreur et le compléteur doit respecter à la lettre les consignes et les règles de l'art de la profession qui sont de mesurer et d'enregistrer sur cahier tous les détails des matériels de fond utilisés, en particulier diamètre extérieur et intérieur, longueurs, type de filetage...etc.

Dans notre cas, on a un programme de fraisage et repêchage d'un packer de production

V.3.1 Fraisage du Packer :

Pour le fraisage du packer, il existe plusieurs équipements tel que (Milling tool, Economille, Taper mille, la couronne...ect.), et pour cela on a proposé de faire cette opération en utilisant le Milling tool qui est le plus adéquat pour fraiser le packer de production parce qu'il assure Le surforage et le repêchage du packer en même temps c-à-d :

- Il est plus économique que les autres équipements.
- Pour gagner de temps et moins des manœuvres.

Pour notre cas et vue l'indisponibilité du Milling tool sur le chantier et pour gagner du temps, on a choisi la couronne la plus convenable (La couronne du surforage est utilisée pour surforer l'ancrage du packer de la production c.-à-d. Fraisage extérieur de packing et des chiens de packer) pour éviter la déformation du packer et la multitude des ferrailles qui peuvent provoquer un coincement et d'autres problèmes surtout au niveau du gisement.

Préliminaire Avant la Descente : On s'est assuré de l'état de la couronne de surforage et de sa convenance au type de Packer à reforer.



Figure : V.7:la couronne de surforage

a) Procédure :

A l'arrivée sur le packer, veiller à ne pas engager le dispositif de verrouillage sous le packer avant d'avoir positionner la tige carrée de manière à éviter tout ajout de tige pendant le reforage, ajuster éventuellement avec des pipes joints.

Avant tout circulation ou rotation, poser 3 tonnes sur le packer.

- Dégager prudemment la hauteur correspondant 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 fraisage complet du packer, cette opération peut être accompagnée par une usure prématurée de la couronne 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 égale au poids de drill collar plus 3 tonnes.
- Tourner à droite sur 10 tours l'outil est libéré.

b) Déroulement de l'opération :

Tableaux de l'Evolution de Fraisage de Packer :

1^{er} FRAISAGE :

Cote (m)	ANALYSE DES OPERATIONS	Temps	BHA		Paramètres de fraisage
3058.94 à 3059.34	Suite descente couronne 5''7/8 jusqu'' à la cote 3058,94 m	05h30min	Couronne 5''7/8	1,17	Q =500 l/m W=1 TONNE R=80 tr/min
			B, sub	0,72	
	Surforage packer de la cote 3058,94 m @ 3059,34 m	06h30min	Red	0,56	
			02 Basket	1,67	
	Remontée couronne 5''7/8 au jour + désassemblage	07h30min	P/O	0,89	
			12 DC 4''3/4	109,52	

Tableau : V.3: 1er FRAISAGE

2^{eme} FRAISAGE :

Cote (m)	ANALYSE DES OPERATIONS	Temps	BHA		Paramètres de fraisage
3059 à 3059.30	Assemblage couronne 5''7/8 et descente en cours à la cote 2477,15 m	03h	Couronne 5''7/8	1,43	Q =500 l/m W=1 TONNE R=80 tr/min
			02 Basket	1.67	
	Suite descente couronne 5''7/8 jusqu'' à la cote 3059 m	09h	P/O	0,89	
			12 DC 4''3/4	109,52	
	Surforage packer de la cote 3059 m @ 3059,30 m	07h30min			
Remontée couronne 5''7/8 au jour + désassemblage	04h30				

Tableau :V.4:2eme FRAISAGE

3^{eme} FRAISAGE :

Cote (m)	ANALYSE DES OPERATIONS	Temps	BHA		Paramètres de fraisage
3059 à 3059.30	<i>Remontée couronne 5''7/8 au jour + désassemblage</i>	03h	<i>Couronne 5''7/8</i>	<i>1,43</i>	<i>Q =500 l/m</i> <i>W=1 TONNE</i> <i>R=80 tr/min</i>
			<i>02 Basket</i>	<i>1.67</i>	
	<i>Suite descente couronne 5''7/8 jusqu'' à la cote 3059 m</i>	03h	<i>P/O</i>	<i>0,89</i>	
			<i>12 DC 4''3/4</i>	<i>109,52</i>	
	<i>Surforage packer de la cote 3059 m @ 3059,30 m</i>	<i>04h</i>			
	<i>Glissement Packer a la cote 3059,90 m</i>	<i>00h30 min</i>			
	<i>Remontée couronne 5''7/8 au jour + désassemblage</i>	<i>07h30 min</i>			

Tableau : V.5: 3eme FRAISAGE

- ◆ Enfin on a terminé le fraisage du packer en trois étapes par trois couronnes durant 4 jours.

Commentaire : on a utilisé 3 couronnes de chargement local en shoe en carbure de tungstène, les éléments d'ancrage sont fraisés en trois étapes en raison de :

- La durée de vie de la couronne ne doit pas dépasser 6h du travail c'est pour ça que on été obligé de changer la couronne chaque 6h (à cause de l'usure des dents de la fraise ce que provoquant l'impossibilité de l'avancement)
- Le puits est foré depuis 4 ans et avec l'ancienneté du packer il est très difficile de le fraiser (problème de dépôt).

V.3.2 Opérations de repêchage du packer :

Après reforage des ancrages du packer, ce dernier doit être remonté jusqu'au jour, pour cela On a proposé plusieurs choix pour le repêchage tels que : Taraud, l'overshot, Releasing

spear...etc. pour notre cas, il a été décidé de descendre le Taper tap (taraud) pour les raisons suivantes :

- Tentative de repêchage plus rapide que les autres instruments (gain du temps).
- Il est préférable pour le repêchage du packer dans la cote vertical (repêchage interne).
- Simplicité d'utilisation.

Après la prise de décision et le choix du Taraud, commencé le repêchage comme suit :

V.3.2.1 1^{er} repêchage :

Le BHA :

<i>Taraud 4"3/4</i>	<i>1,08m</i>
<i>S-joint</i>	<i>0,72m</i>
<i>01 Joints 3"1/2</i>	<i>9,33m</i>
<i>12 DC 4"3/4</i>	<i>109,52m</i>

Tableau : V.6:Le BHA du 1^{er} repêchage

Déroulements de l'opération :

- Nous avons descendu la garniture de repêchage munie du Taraud 4"3/4 + Safty joint à la cote 3074.64m (top packer), puisque le packer est glissé on a descendu à la cote 3243 m.
- Le taraud est à l'intérieur du packer, nous avons posé 4 tonnes de poids avec une rotation de 40 tr/min et nous avons fileté packer de 3 à 4 tours, puis nous avons circulé pour homogénéiser la boue avec une vitesse de 200 à 300 l/min.

Le résultat : malheureusement le Taraud n'a pas réussi à repêcher le packer (Repêchage Négatif) à cause de glissement du packer (la mobilité du poisson).

Après on a réessayé de repêcher par le même équipement (Taraud) pour la 2^{ème} fois

V.3.2.2 2^{ème} repêchage :

Le BHA :

<i>Taraud 4"3/4</i>	<i>1,08 m</i>
<i>S-joint</i>	<i>0,72 m</i>
<i>JAR</i>	<i>2,35 m</i>
<i>12 DC 4"3/4</i>	<i>109,52 m</i>

Tableau : V.7:Le BHA du 2eme repêchage

Déroulements de l'opération : nous avons opéré de la même façon que la première opération avec les mêmes paramétrés mais sans circulation cette fois.

- Assemblage Taraud 4"3/4 + Safty- joint et descente à la cote 3039,48 m.
- En suite descente du Taraud 4"3/4 à la cote 3556 m.
- Tentative de repêchage du packer.
- Remontée taraud 4"3/4 + Safty -Joint au jour + Désassemblage.

Le résultat : encore une fois on n'a pas pu repêcher le packer (Repêchage Négatif) à cause de glissement du packer (la mobilité du packer) et donc l'impossibilité d'assemblage Taraud/packer.

1^{er} Nettoyage : après les 2 tentatives de repêchage on doit contrôler le puits

Les opérations de contrôle et nettoyage de fond est faite pour dégager toute les ferrailles de fraisage et les cutting qui peuvent engendrer l'endommagement du réservoir de ce puits.

Le BHA :

<i>RB 5"7/8</i>	<i>0,2</i>
<i>P/O</i>	<i>0,89</i>
<i>JAR</i>	<i>2,35</i>
<i>12 DC 4"3/4</i>	<i>109,52</i>

Tableau : V.8:Le BHA du 1^{er}Nettoyage

Déroulements de l'opération :

- *Assemblage RB 5"7/8 et descente à la cote 3554 m.*
- *Descente systématique de RB 5"7/8 de la cote 3554 @ 3557,34 m.*
- *Circulation Q = 750 l/m P = 500 psi.*
- *Remontée RB 5"7/8 à la cote 2363,44 m.*
- *Par la suite remontée RB 5"7/8 au jour +désassemblage.*

V.3.2.3 3^{ème} repêchage : *Pour la troisième fois, on a tenté de reprendre la descente du Taraud.*

Le BHA :

<i>Taraud 4"3/4</i>	<i>1,22</i>
<i>S-joint</i>	<i>1,1</i>
<i>JAR</i>	<i>2,05</i>
<i>12 DC 4"3/4</i>	<i>109,52</i>

Tableau : V.9:Le BHA du 3^{eme} repêchage

Déroulements de l'opération :

- Assemblage Taraud 4"3/4 + Safty- joint et descente à la cote 3561 m.
- Tentative de repêchage du packer.
- Circulation $Q = 500 \text{ l/m}$ $P = 350 \text{ psi}$.
- Remontée taraud 4"3/4 + Safty -Joint en cours à la cote 1633,45 m.
- Par la suite remontée taraud 4"3/4 + Safty -Joint au jour + désassemblage.

Le résultat : pour la 3ème fois on a pas pu de repêcher le packer (Repêchage Négatif) et toujours le problème posé c'est le glissement du packer (la mobilité du packer) et donc l'impossibilité d'assemblage Taraud/packer, on a essayé d'immobiliser le packer par le sabot comme un obstacle mais en vain.

2^{ème} nettoyage : l'opération de nettoyage de fond du puits est très importante.

Pour le nettoyage du fond on utilise la couronne 5" 7/8 comme guide avec deux junk basket pour la récupération de cutting et débris métalliques dans les situations de fraisage et repêchage du packer,.



Figure : V.8:Junk Basket

Procédure :

Avec l'arrivée de la garniture de repêchage équipée par la couronne 5" 7/8 comme un guide avec deux Junk basket, Bumper sub, des drill collars et des drill pipe à la cote 3576 m:

- ✓ Effectuer une circulation de la boue ($Q=500$ l/m , $p=350$ psi) et rotation de la garniture.
- ✓ Arrêter la circulation et la rotation des minutes pour piéger les cutting.
- ✓ Remonter la garniture à la surface.

On fait l'opération plusieurs fois pour dégager tous les débris.

Le BHA :

<i>couronne 5"7/8</i>	<i>1,43</i>
<i>B, sub</i>	<i>0,72</i>
<i>02 Basket</i>	<i>1.67</i>
<i>12 DC 4"3/4</i>	<i>109,52</i>

Tableau : V.10:Le BHA du 2eme Nettoyage

V.3.2.4 4^{ème} repêchage :**Le BHA :**

<i>R.spear 3"5/8</i>	<i>0.88</i>
<i>X-ouver</i>	<i>0.21</i>
<i>26 ST DP 3"1/2</i>	<i>731.44</i>
<i>B, sub</i>	<i>1.49</i>
<i>F-JAR</i>	<i>2,05</i>
<i>12 DC 4"3/4</i>	<i>109,52</i>

Tableau : V.11:Le BHA du 4eme repêchage

- Après les trois tentatives infructueuses de repêchage du packer par le Taraud, et puisque le packer a glissé jusqu'à la cote **open hole**, on a choisi un autre équipement le releasing spacer l'équipement le plus convenable dans cette cote. On a fait le

descendre releasing spear par son grapple en position de prise pour assurer l'assemblage directe du poisson par la suite :

Déroulements de l'opération :

- Assemblage R.spear 3"5/8 et descente à 3576 m.
- Descente R.spear 3"5/8 en circulation de 3576 m à 3609 m, puis on a manoeuvrer maintes fois pour que le releasing spear s'accroche à l'intérieur du packer
- Remontée R.spear 3"5/8 à la cote 2449 m.
- Par la suite remontée R.spear 3"5/8 au jour + désassemblage.

Résultat : enfin nous avons pu repêcher le packer par le Releasing spear après 5 jours de tentative (Repêchage positif).



Figure : V.9: Releasing spear

V.3.3 L'opération de Scrappage du casing 7":

- Une opération de Scrappage du casing 7" est faite pour l'élimination de toutes les ferrailles ou des sédiments cônes aux parois, pour cela on a utilisé un outil 5" 7/8 comme guide avec un scraper 7". On fait la descente de la garniture puis la remontée, ensuite on fait redescendre de la cote 2565 m à la cote 3554 m. La descente s'est faite très lentement de l'ordre de 2 m/min avec une circulation de 15 min chaque longueur.



Figure : V.10:scraper

3^{ème} nettoyage:**Le BHA :**

<i>RB 5"7/8</i>	<i>0,2</i>
<i>P/O</i>	<i>0,89</i>
<i>F-J</i>	<i>2,05</i>
<i>12 DC 4"3/4</i>	<i>109,52</i>

Tableau : V .12:Le BHA du 3eme Nettoyage

Déroulements de l'opération :

- Assemblage RB 5"7/8 et descente en cours à la cote 450,67 m.
- Descente RB 5"7/8 @ 3572 m.
- Descente RB 5"7/8 en circulation et rotation de 3572 m à 3662 m (Torque important).
- Circulation Q = 700 l/m P = 1000 psi .
- Remontée RB 5"7/8 en cours à la cote 1660,12 m.
- Remontée RB 5"7/8 au jour + désassemblage.

CHAPITRE V : *Etude de cas*

V.1	Opérations de reprise du puits ONIZ 323 :	81
	Introduction	81
V.1.1	NEUTRALISATION DU PUITIS :(ONIZ 323).....	81
V.1.2	Mise en sécurité du puits : (avant installation de l'unité d'intervention) ..	83
V.1.3	Mise en place de l'unité d'intervention :	84
V.1.4	Caractéristiques technique de l'appareil (TP 197) :.....	84
V.1.5	Remplacement de l'arbre de NOËL par les BOP :	86
V.1.6	Procédures de test des BOP et les équipements appropriés :.....	87
V.2	Désancrage des Tubing 4 ½ :	92
V.3	Fraisage et repêchage du packer.....	93
	Introduction :	93
V.3.1	Fraisage du Packer :	93
V.3.2	Opérations de repêchage du packer :	96
V.3.3	L'opération de Scrappage du casing 7":.....	103

Figure: V.1: BACK PRESSURE VALVE.....	84
Figure :V.2:(tête de puits, Bop, back pressure valve).....	87
Figure :V.4:Tester cup	88
Figure :V.3:Tester cup	88
Figure :V.5:Tester plug.....	89
Figure :V.6:Tester cup	90
Figure :V.7:la couronne de surforage	94
Figure :V.8:Junk Basket.....	100
Figure :V.9: Releasing spear.....	102
Figure :V.10:scraper	103
Tableau :V.1:Les données de puits	81
Tableau :V.2:Caractéristiques technique de l'appareil (TP 197).....	85
Tableau :V.3: 1er FRAISAGE.....	95
Tableau :V.4:2eme FRAISAGE	95
Tableau :V.5: 3eme FRAISAGE	96
Tableau :V.6:Le BHA du 1èr repêchage.....	97
Tableau :V.7:Le BHA du 2eme repêchage	98
Tableau :V.8:Le BHA du 1èrNettoyage	99
Tableau :V.9:Le BHA du 3eme repêchage	99
Tableau :V.10:Le BHA du 2eme Nettoyage.....	101
Tableau :V.11:Le BHA du 4eme repêchage	101
Tableau :V.12:Le BHA du 3eme Nettoyage.....	104

Conclusion et recommandations :

Au fur et mesure de l'évolution des techniques et des équipements de forage, la façon de résoudre les instrumentations change. Autre fois, il y avait un point d'honneur à récupérer le poisson sans se préoccuper du coût de l'opération.

Actuellement le côté économique est le principal critère déterminant, il existe d'autres critères rentrant à la décision de procéder à l'instrumentation tels que :

- Équipements disponible.
- Compétences du personnel.
- Fiabilité de l'information.

Beaucoup de compagnies essaient pendant 3 ou 4 jours de repêcher le poisson et si l'opération n'est pas couronnée, le poisson est abandonné et un side track est réalisé. Cette option est d'autant plus justifiée que les techniques de forage dirigé sont efficaces.

Le choix des instruments et l'utilisation adéquate permet de minimiser le temps des opérations cycliques (le fraisage et le repêchage) d'où augmenter la durée de vie des équipements.

Pendant le repêchage et le fraisage, la garniture est soumise à des contraintes cycliques très intenses d'où la probabilité d'initier ou d'accélérer l'endommagement terminer par la mise hors travail des équipements d'instrumentation (la couronne de fraisage).

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

• **Enfin, nous recommandons:**

- ✓ Utiliser des équipements de bonne qualité et plus convenables afin d'éliminer toute probabilité d'attente préjudiciable sur le coût final de l'opération.
- ✓ Eviter les décisions précipitées lors de l'instrumentation.
- ✓ Durant l'opération de l'instrumentation il faut tenir tout les techniques et les mesures de la sécurité surtout à la phase découvert pendant le contrôle et le nettoyage de l'open hole.

BIBLIOGRAPHIE



- ✓ *Instrumentation en Work Over. Document réalisé par Sonatrach/DTP.*
- ✓ *Les instrumentations en forage : Document de base de M. ARMESSEN Revu par J. BEAUME (ENSPM Novembre 98).*
- ✓ *Différents instrumentations : Extraits du rapport ARTFP – Colloque Juin 1965).*
- ✓ *Manuel d'intervention sur puits (document SONATRACH).*
- ✓ *Reprise de puits 2006 ENSPM Formation Industrie-IFP Training.*
- ✓ *Procédure de test BOP. Rapport interne Sonatrach.*
- ✓ *Procédure de test de BOP (document IAP SONATRACH).*
- ✓ *Le forage, JP Nguyen, Edition technip1993.*
- ✓ *Formation JDF Module M2-TOME 2, Réalisé par : F.GRONDIN (document SONATRACH).*
- ✓ *Formulaire du foreur, édition technique, 1989 Paris.*
- ✓ *La Production Fond, D. Perrin, Edition technip1995.*
- ✓ *Programme Work Over du puits ONIZ 323(Division Production SONATRACH) établi par MR: A.SOUNA/AMARA.*
- ✓ *Rapports journaliers ONIZ 323.*
- ✓ *Site internet: www.google.com: Schlumberger Fishing Tools.*