

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université M'Hamed Bougara de Boumerdes
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département Gisements Miniers et Pétroliers



Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du Diplôme

MASTER

Présenté par :

TACHEFINE CHERIF

Filière: Hydrocarbures

Option: Génie pétrolier : forage des puits

Thème

Etude et résolution de la mauvaise cimentation de liner 7''
Cas du Puits BBR#2 dans le champ de Hassi Messaoud

Soutenu le: 24/09/2024

Devant le jury :

MELLAK Abderrahmane	Professeur	UMBB	Président
MADI Youcef	Professeur	Consultant	Examineur
BENYOUNES Khaled	Professeur	UMBB	Encadrant

Année universitaire : 2023 - 2024

Remerciements

Je tiens à remercier dieu notre créateur qui ma donné la force pour réussir dans mes études.

Je remercie avec mes sincères remerciements le professeur Khaled BENYOUNES En raison de son engagement à superviser mon travail et de ses précieux conseils, pour son esprit d'ouverture et sa disponibilité. Grâce à lui, mon travaux 'est déroulé. Nous remercions toutes personnes qui nous ont aidés de près ou de loin.

En fin nos remerciements à tous les enseignants qui ont contribués à notre Formation à fhc de l'université de Boumerdes.

Dédicace

Je dédie mon projet de fin d'étude à :

Ma très chère Mère

*Mon très cher Père qui m'ont aidée et encouragée beaucoup durant toutes mes études.
a tout le reste des autres membre de ma famille mes sœurs et mes frères.*

A tous mes amis et mes proches.

*Sans oubliés les membres de jury et tout les professeurs de la faculté fhc université de
Boumerdes.*

CHERIF

Résumé

L'étape la plus importante dans le domaine pétrolier c'est l'opération de forage depuis l'installation de l'appareil de forage jusqu'à la mise en service du puits.

L'opération de descente et cimentation de la colonne perdue (liner) joue un rôle essentiel Et crucial dans la construction d'un puits de pétrole ou de gaz. Le succès de cette opération joue un rôle très important dans la pérennité du forage d'un puits.

Notre étude examine l'opération de descente et cimentation de la colonne perdue (liner 7") du puits BBR#2 dans le champ de Hassi Messaoud ; et l'opération de contrôle de la qualité de cimentation par les outils de diagraphie CBL et VDL ainsi que toutes les opérations d'intervention effectuée pour résoudre ce problème de mauvaise cimentation. et la durée et les couts des opérations d'intervention.

Abstract

The most crucial and important step in the petroleum field is the drilling operation from the installation of the drilling rig to the commissioning of the well.

The operation of running and cementing of the liner plays an essential and crucial role in the construction of an oil or gas well.

The success of this operation plays a very important role in the sustainability of drilling well.

Our study examines the operation of running and cementing the liner 7 inch of the well BBR#2 in the Hassi Messaoud field, and the operation of controlling the quality of cementing by the CBL and VDL logging tools as all as all the intervention operations carried out to solve the problem of bad cementing and the duration and the costs of intervention operation.

الملخص

إن أهم مرحلة في مجال النفط هي عملية الحفر بدءاً من تركيب الجهاز الحفر حتى تشغيل و استغلال البئر. تلعب عملية نزول البطانة و تثبيتها بالاسمنت دوراً أساسياً و حاسماً في بناء بئر النفط أو الغاز. و قد يلعب نجاح هذه العملية دوراً هاماً في استدامة حفر البئر.

تناولت دراستنا عملية إنزال البطانة و تثبيتها بالاسمنت للبئر BBR#2 بحقل حاسي مسعود ودراسة عملية مراقبة جودة الاسمنت باستخدام مجسات التسجيل الخاصة بالإضافة إلى جميع عمليات التدخل التي تم إجراؤها لحل مشكلة سوء الاسمنت و المدة و التكاليف اللازمة لإصلاحها.

SOMMAIRE

Introduction générale

CHAPITRE I : PRESENTATION DE CHAMP DE HMD

I.1 Présentation de Champ de Hassi-Messaoud	01
I.2 Description lithologique	01
I.3 Description du puits	03
I.4 La fiche technique du puits.....	03
I.5 Situation géographique du puits.....	04
I.6 Localisation du puits	05

CHAPITRE II : DEROULEMENT DE PROGRAMME DE FORAGE

II.1 Programme d'outil	07
II.1.1 Régime de forage	08
II.1.2 Paramètre de forage	09
II.2 Programme de boue de forage.....	10
II.2.1 Les principale fonction de la boue de forage.....	10
II.3 Programme de garniture de forage.....	10
II.3.1 Choix des tiges et des masses tige	11
II.4 Programme de tubage.....	13
II.4.1 But de tubage	13
II.4.2 Choix et calcul d'une colonne.....	13
II.4.3 Méthode de calcul	13
II.5 Programme de cimentation.....	14
II.6 Harmonisation des diamètres de forage	14

CHAPITRE III : GENERALITES SUR LE LINER

III.1 Le liner	17
III.1.1 Définition	17
III.1.2 Les avantages et les inconvénients de liner.....	17
III.1.3 Les différents types de liner	18
III.1.4 Type de pose de liner	19
III.1.4.1 Liner Suspendu	19
III.1.4.2 Liner posé au fond de puits	19
III.1.5 Composition du liner	19
III.1.5.1 Les équipements permanents.....	19
III.1.5.2 Les équipements opérationnels	20

III.1.5.3 Les équipements de surface	20
Description et rôles des divers éléments	20
III.1.5.1 Les équipements permanents	20
III.1.5.1.1 Le joint rotatif.....	21
III.1.5.1.2 Liner hanger	21
III.1.5.1.2.1 Liner hanger hydraulique	21
III.1.5.1.2.2 Liner hanger mécanique	22
III.1.5.1.2.3 Liner Packer.....	23
III.1.5.2 Les équipements opérationnels au fond.....	24
III.1.5.2.1 Setting Tool	24
a. Application.....	24
b. Caractéristiques	24
III.1.5.2.2 Setting Sleeve	25
III.1.5.2.3 Double inverted swab-assembly	26
III.1.5.2.4 Wiper Plug	26
III.1.5.2.5 LFC (Lead Flow Cementing)	26
III.1.5.2.6 Chemise de pose	26
III.1.5.2.7 PBR (Polish Bore Réceptacle)	27
III.1.5.2.8 Tels Pipes	27
III.1.5.3 Les équipements de surface	27
III.1.5.3.1 Les bouchons de cimentation	27
III.1.5.3.2 Tête de cimentation.....	27
III.1.5.3.3 La ligne de cimentation.....	28
III.1.5.3.4 L'habillage du liner	28

CHAPITRE IV : GENERALITES SUR LA CIMENTATION

Introduction	29
IV.1 But de cimentation de la colonne perdue	29
IV.2 Les différents types de cimentation	30
IV.2.1 Cimentation primaire	30
IV.2.2 Cimentation étagé (DV)	30
IV.2.3 Cimentation sous pression (Squeeze)	30
IV.2.4 Bouchon de ciment	31
IV.2.5 Cimentation au Stinger	31
IV.3 Caractéristiques de ciment	31
IV.4 Matériels utilisés pour la cimentation	32
IV.4.1 Tête de cimentation	32
IV.4.2 Bouchon de cimentation	33
IV.5 Les additifs	33
IV.5.1 Accélérateurs.....	33
IV.5.2 Retardateurs	33
IV.5.3 Allégeant.....	33

IV.5.4 Agent de contrôle de filtration	34
IV.5.5 Agents alourdisant	34
IV.5.6 Agents divers	34
IV.5.7 Fluide intermédiaire (SPACER)	34
IV.6 Régime d'écoulement	34
IV.6.1 L'écoulement laminaire (flow laminaire)	34
IV.6.2 L'écoulement sub-laminaire (slow flow)	35
IV.6.3 L'écoulement turbulent (turbulent flow)	35
IV.7 Les paramètres influés sur le ciment	35
IV.7.1 La température	36
IV.7.2 La pression	36
IV.7.3 Influence des eaux de formation	36
IV.7.4 Influence de la boue	36
IV.7.5 Taux de centrage du casing	36
IV.7.6 Densité des fluides	36
IV.7.7 Yield Value	36
IV.7.8 Viscosité plastique	37
IV.8 L'opération de cimentation	37
IV.8.1 La restauration de cimentation	37
IV.8.2 Technique d'esquiche	38
IV.8.3 Déroulement de l'esquiche proprement dite	38
IV.9 Contrôle et évaluation de cimentation	39
IV.9.1 Diagraphie de cimentation CBL –VDL	39
IV.9.1.1 Le principe	40
IV.9.1.2 Interprétation	41

PARTIE PRATIQUE : ETUDE DE CAS

V.1 Préparation et descente de liner	42
V.1.1 Préparation des tubes	42
V.1.2 Préparation des matériels de descente	42
V.1.3 Préparation du trou	42
V.1.4 Vérification de la résistance de liner	43
V.1.5 Vérification de la colonne du tubage 7"	43
V.1.6 Données suivant le FF de Liner 7" P110 32#	43
V.1.7 Vérification de setting string	44
V.1.8 Descente et ancrage du liner	45
V.1.8.1 Avant la descente	45
V.1.8.2 Assemblage du liner	46
V.1.8.3 Descente et ancrage du Liner hydraulique	46
V.1.8.4 Ancrage du liner mécanique	48
V.2 Cimentation du liner	49
Introduction	

V.2.1 But de cimentation de la colonne perdue	49
V.2.2 Calculer les volumes et la quantité de ciment	50
V.2.2.1 Calcule les volumes de ciment	50
V.2.2.2 Calculer la quantité de ciment de ciment	50
V.2.2.3 Calculer le temp de cimentation Tc	54
V.2.2.4 Calculer les volumes et les quantités des additives de ciment	55
V.2.3 Déroulement l'opération de cimentation du liner	58
V.2.4 Evaluation de Cimentation de liner	58
V.3 Résolution de problème de mauvaise cimentation	60
V.3.1 Cimentation sous pression (Squeeze)	60
V.3.1.1 Perforation	60
V.3.1.1.1 Définition.....	60
V.3.1.1.2 La perforation classique	60
V.3.1.1.3 La perforation Surgi jet	61
V.3.1.1.4 L'opération Surgi jetting	61
V.3.1.2 Test en circulation la communication entre les Perfo	61
V.3.1.3 Déroulements des opérations de perforation	61
V.3.2 Le Repêchage	62
V.3.2.1 Les équipements de repêchage utilisé	62
V.3.2.2 Déroulement les opérations de repêchage	62
V.3.3 Pose de bouchon de ciment	65
V.3.3.1 Déroulement de l'opération	65
V.3.3.2 Reforage l'excès de ciment	66
V.3.4 Opération de Side Track	66
V.3.4.1 Définition	66
V.3.4.2 Déroulement de l'opération de Side- Track	67
V.4 Etude économique (le cout et la duré de résolution du problème)	69
V.4.1 Le Cout de Location de l'appareil de forage	69
V.4.2 Le Cout des perforations et test de circulation par le Packer RTTS	70
V.4.3 Le Cout des Operations de repêchage et le fraisage	70
V.4.4 Le Cout de l'opération de pose de bouchon de ciment	70
V.4.5 Le Cout de L'opération de Side Track	71
V.4.6 Le Cout de l'opération de descente ancrage et cimentation de liner 7"	72
V.4.7 Le Cout de L'opération de Reforage de lexie de ciment et Scrapage	73
V.4.8 Le Cout de L'opération de logging CBL et VDL	74

Conclusion et Recommandation

Références Bibliographiques

Liste des figures

N° Figure	Titre de figure	Page
CHAPITRE I		
Figure. I.1	Situation géographique du champ de Hassi Messaoud	Page 01
Figure. I.2	Offset Wells	Page 04
Figure. I.3	Localisation du puits BBR-2	Page 05
Figure. I.4	Architecture de puits BBR-2	Page 06
CHAPITRE II		
Figure. II.1	Point neutre de la garniture de forage	Page 11
Figure. II.2	Section interne et externe (tige-espace annulaire)	Page 12
Figure. II.3	Section interne et externe (masse tige -espace annulaire)	Page 13
Figure. II.4	Le jeu manchon-trou	Page 14
Figure. II.5	Le jeu outil-tubage	Page 15
CHAPITRE III		
Figure.III.1	Le liner	Page 17
Figure.III.2	Le Sabot	Page 20
Figure.III.3	Anneau de retenu	Page 21
Figure.III.4	Liner hangar hydraulique	Page 22
Figure.III.5	Liner hangar mécanique	Page 23
Figure.III.6	Liner Packer	Page 23
Figure.III.7	Setting Tool	Page 24
Figure.III.8	Setting Sleeve	Page 25
Figure.III.9	Wiper Plug et les deux Bouchons	Page 26
Figure.III.10	PBR avec Setting Sleeve	Page 26
Figure.III.11	Tête de cimentation	Page 27
Figure.III.12	Les centreurs	Page 28
Figure.III.13	Les gratteurs	Page 28
CHAPITRE IV		
Figure. IV.1	Tête de cimentation	Page 32
Figure. IV.2	Les bouchons de cimentation	Page 33
Figure. IV.3	Régimes d'écoulement	Page 35
Figure. IV.4	Diagraphie de cimentation CBL -VDL	Page 40
Figure. IV.5	Principe du fonctionnement du CBL-VDL	Page 40
Figure. IV.9	Outil CBL VDL	Page 41

CHAPITRE V		
Figure V.1	Shema de cimentation de liner 7 puits BBR#2	Page 51
Figure V.2	CBL et VDL de cimentation de liner 7 du puits BBR#2	Page 59
Figure V.3	Le pistolet perforant dans le fond de puits	Page 60
Figure V.4	La forme finale de la perforation	Page 61
Figure V.5	Casing Cutter	Page 62
Figure V.6	Realising Spear	Page 63
Figure IV.7	Le Pilot Mill	Page 63
Figure IV.8	Le Tiper Mill	Page 64
Figure IV.9	La trajectoire d'un Side-Track	Page 66
Figure IV.10	Schema Side Track de la phase 8"1/2	Page 69

Liste des tableaux

N° Tableau	Titre de Tableau	Page
CHAPITRE I		
Tableau I.1	fiche technique du puits BBR-2	Page 03
Tableau I.2	Les coordonnés des puits voisins	Page 04
CHAPITRE II		
Tableau II.1	La Rhéologie de la boue pour chaque phase de puits	Page 10
Tableau II.2	Le Jeu entre le trou et le manchon pour chaque phase	Page 15
Tableau II.3	Le Jeu entre l'outil et l'intérieure de tubage pour chaque phase	Page 16
CHAPITRE V		
Tableau V.1	Les volumes unitaires	Page 50
Tableau V.2	Les paramètres de laitier	Page 53
Tableau V.3	Résultat de calcul	Page 54
Tableau V.4	Les additives utilisées pour le Spacer	Page 57
Tableau V.5	Les additives utilisés pour laitier de ciment	Page 57
Tableau V.6	Caractéristique de Casing Cutter	Page 62
Tableau V.7	Caractéristique de Realising Spear	Page 63
Tableau V.8	Caractéristique de Pilot Mill	Page 63
Tableau V.9	Caractéristique de Taper Mill	Page 64
Tableau V.10	Le cout de l'opération de repêchage	Page 70
Tableau V.11	Résumé de cout et la durée des Opérations d'intervention	Page 75

Liste abrégées

- BBR#2: Bir Bouricha 2 (le nom de puits)
- DP: Drill Pipe (tige de forage).
- BHA: Bottom Hole Assembly.
- PDC: Polycrystalline Diamond Compact (type d'outil de forage).
- PBR: Polish Bore Réceptacle
- CBL: Cement Bond Log
- VDL: Variable Density Log
- LC: Landing Collar
- RTTS: Retrievable Test -Treat- Squeeze
- d: La densité de boue ou de laitier de ciment
- T: temp de cimentation
- R.P.M: Rotation per Minute
- WOB: Weight on Bit
- ROP: Rate off Penetration.
- PDM : Positive displacement motor (moteur de fond).
- MWD: Measurement while drilling.
- TVD: Total Vertical Depth (la profondeur vertical).
- MD: measure depth (la profondeur mesuré).
- Incl.: Inclinaison.
- az: Azimuth.
- DLS: Dog Leg Severity.
- TD: total depth.
- Pr: Pression de refoulement.
- KOP: kick-off point.
- EOB: end of build up.
- DRO OFF: fin de déviation.
- deg: degree.
- HI-Vis : high viscosity.
- KDA: kilo dinars Algerien.
- USD: united state dollars.



INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale

Introduction :

Depuis plus d'un siècle, toutes les nations sont préoccupées par l'énergie et cherchent à s'en procurer. Les hydrocarbures occupent une position prépondérante parmi les sources d'énergie, nécessitant des efforts considérables tant sur le plan technique que économique.

L'étape la plus cruciale et la plus complexe c'est l'opération de forage, depuis l'installation de l'appareil de forage jusqu'à la mise en service du puits, en utilisant un programme des opérations nécessaires qui nous permet d'atteindre l'objectif souhaitable dans les meilleures conditions quelles que soient les circonstances.

L'opération de complétion de puits est réalisée par une colonne de tubage descente dans un trou foré et cimenté pour assurée une meilleur étanchéité avec les parois de puits .ainsi que permet a d'ériger les hydrocarbures (pétrole ou gaz) jusqu'a la surface.

De plus en plus, les programmes de forage pour les puits profond incluent l'installation de colonnes perdue de diamètre de 4 ½ '' jusqu'a 7'' au lieu des colonnes entières jusqu'à la surface.

Pour démineur la charge sur la tête de puits et d'un coté économique.

La cimentation de la colonne perdue joue un rôle très important dans la construction d'un puits, il faut donc être prudent pour que cette opération réussisse.

Après l'opération de cimentation on réalisé une opération électrique spéciale pour vérifier l'état de cimentation, cette opération consiste a descente des outils spéciale pour contrôler la qualité de cimentation est appelée CBL et VDL. Et pour effectues les interventions nécessaire pour résoudre le problème selon les procédures de l'entreprise.

Actuellement, ce type de problème a été résolu de manière simple et efficace, à cause des expériences acquises par les entreprises dans la résolution de ce type des problèmes.

La résolution de ce type de problème consiste à réaliser des perforations dans le tubage en face la zone mal cimenté et injecté le ciment sous pression (cimentation en squeeze) a travers ces perforations pour réparer les zones mal cimenté, parfois Cette méthode ne réussit pas , nous recourons a d'autres opérations , qui sont le repêchage et le Side -Track cas le puits BBR2 qui est notre étude.

Notre étude est constituée de deux parties principales, une partie théorique et une partie

Introduction générale

pratique. La partie théorique qui comporte trois chapitres :

Le premier chapitre : Présentation de la zone d'étude.

Le deuxième chapitre : Déroulement de programme de forage de puits BBR#2

Le troisième chapitre : Généralités sur le liner.

Quatrième chapitre : Généralités sur la cimentation.

La partie pratique c'est **le Cinquième chapitre** : Comporte la descente et cimentation de liner 7" et l'évaluation de l'état de cimentation ainsi que les opérations d'intervention nécessaire pour résoudre ce type de problème du mauvaise cimentation.

CHAPITRE I

I-1 Présentation de Champ de Hassi-Messaoud:

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert en 1956 le premier puits MD01 et mise en production en 1958, il est situé dans le Sahara algérienne 850 km au sud est de l'Algérie 750 km vol d'oiseau et 350 km de la frontière tunisienne.

Le champ de HASSI MESSAOUD divisé en deux parties :

- La partie sud: OUED MEYA.
- La partie nord : AMGUID MESSAOUD.

Le champ de Hassi-Messaoud, c'est le plus grand gisement en Algérie, de superficie de 1600 km carré, avec une pression de gisement variant de 117 bars à 400 bars, une température de 244 degré fahrenheit à 250 ° fahrenheit avec une perméabilité de 0 à 1 Darcy.

Il a pour coordonnées Lambert:

X = [790.000, 840.000] Est

Y = [110.000, 150.000] Nord

Il est dans les latitudes 31°.30'et 32°.00' et les longitudes 5°.40'et 6°.20'.

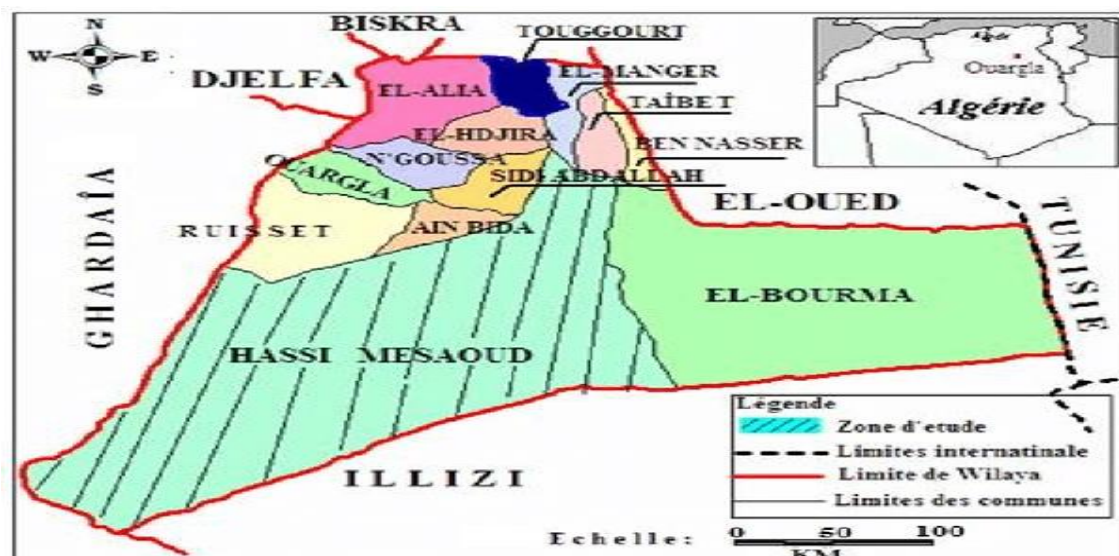


Figure. I.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud

I.2- Description lithologique :

La structure du gisement de hassi Messaoud se développée en un vaste anticlinale chauve cambro ordovicien. La couverture de gisement est assurée par le complexe argileux griseaux et salifère de trias la structure développée sur une direction nord est et sud est.

a) Le Socle :

Aux environs de profondeur de + 4000 mètres, il est formé de granite porphyroïde rose.

b) L'Ordovicien : entre 3934 – 3954 a une épaisseur de 20 m

De la base au sommet, quatre unités lithologiques sont identifiées :

- Zone des alternances.
- Silurien.
- Argile microcong.
- Dalle Mkratta

c) Le Trias: entre 3530 – 3798 a une épaisseur de 268 m

Il est subdivisé en quatre unités :

Trias S4

Trias Argileux,

Roche éruptive,

T1+T2 série inférieure

d) Le Jurassique : entre 2105 – 3470 a une épaisseur de 1365 m

Son épaisseur moyenne est de 1365 mètres. Le Jurassique est un mélange argilo-gréseux au sommet (Malm) avec des intercalations de calcaire et des faciès lagunaires et marins à la base de lias argileux.

e) Le Crétacé : entre 416 - 1871 m a une épaisseur de 1455m

Son épaisseur moyenne est de 1455 mètres. Il est constitué de 9 étages sont :

Sénonien carbonaté

Sénonien Anhydritique

Sénonien salifère

Turonien

Cénomaniens

Albien

Aptien

Barrémien

Néocomien

f) Le tertiaire : entre 0 – 226 a une épaisseur de 226 m

Son épaisseur moyenne est de 226 mètres, il est constitué de deux étages éocènes Mio-Pliocène.

I-3- Description du puits BBR2:

Le puits **BBR-2** est un puits vertical de l'exploration, situé dans la zone Amguid messaoud au Nord (BBR-1), et dans le champ de Hassi-Messaoud, il est considéré comme un puits de L'exploration. Les paramètres envisagés et l'objectif de ce puits sont :

- Le forage jusqu'à La profondeur finale 4000 m dans 61 jours.
- Exploration de Trias T2+T1 série inférieur.
- Pa d'accidents pas d'incident selon les procédures HSE
- Préserver l'environnement.
- Réduire les heures des NPT inférieur de 15%

I-4 La fiche technique du puits :

Les données du puits: dans le tableau ci-dessous

Tableau I.1:fiche technique du puits BBR-2

Well Name	BBR-2	
Field	Touggourt	
Block	433	
Bassin	Amguid messaoud	
Well Classification	Exploration	
Operator	SONATRACH	
Drilling Contractor	ENAFOR	
Drilling Rig	ENF 08	
Surface Location	LSA Latitude Longitude	X=06° 28' 58.606" E Y=32° 35' 10.876" N
	UTMZ one 31	X= 263736,200 Y= 3607954.8
Elevations	Ground Level	123.281 m Above Mean Sea Level (AMSL)
	Rotary Table Elevation	9.14 m Above Ground Level (AGL)
	Rotary Table Elevation	132.421 m Above Mean Sea Level(AMSL)
Well TD	TVD	4000 m

I. 5- Situation géographique du puits BBR2 :

Les puits voisins, délimités dans la même zone sont: BAT-1 au nord West BBR1 – BIS au nord BRS-1 au nord Est et BRS2-BIS au Est BRS-4 au sud Est et SBBR-1 au sud.

Tableau I.2 : Les coordonnées des puits voisins

Well	X coor	Y coor	Zs	Distance m
BBR 2	263 736,20	3607 954,80	123,3	
BBR 1 BIS	264 377,83	3609 699,22		1 858,68
BRS 1	285 679,08	3610 410,32		22 079,85
BRS 2 BIS	287 945,00	3604 812,00		24 411,95
BRS 4	284 259,05	3594 122,04		24 749,40
BAT 1	255 534,00	3609 861,00		8 420,79
SBBR 1	264 418,99	3604 363,50		3 655,63

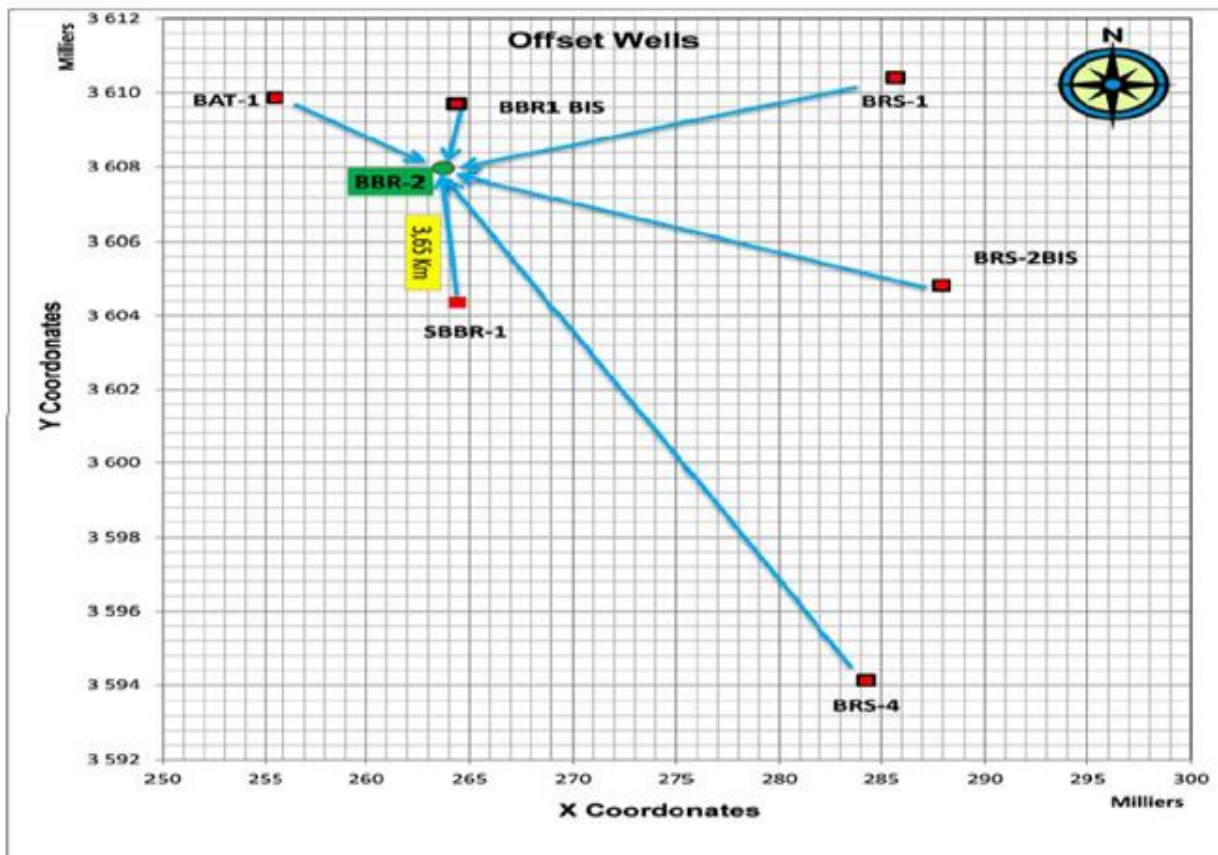


Figure. I.2: Offset Wells



Figure. I.3: Localisation du puits BBR-2

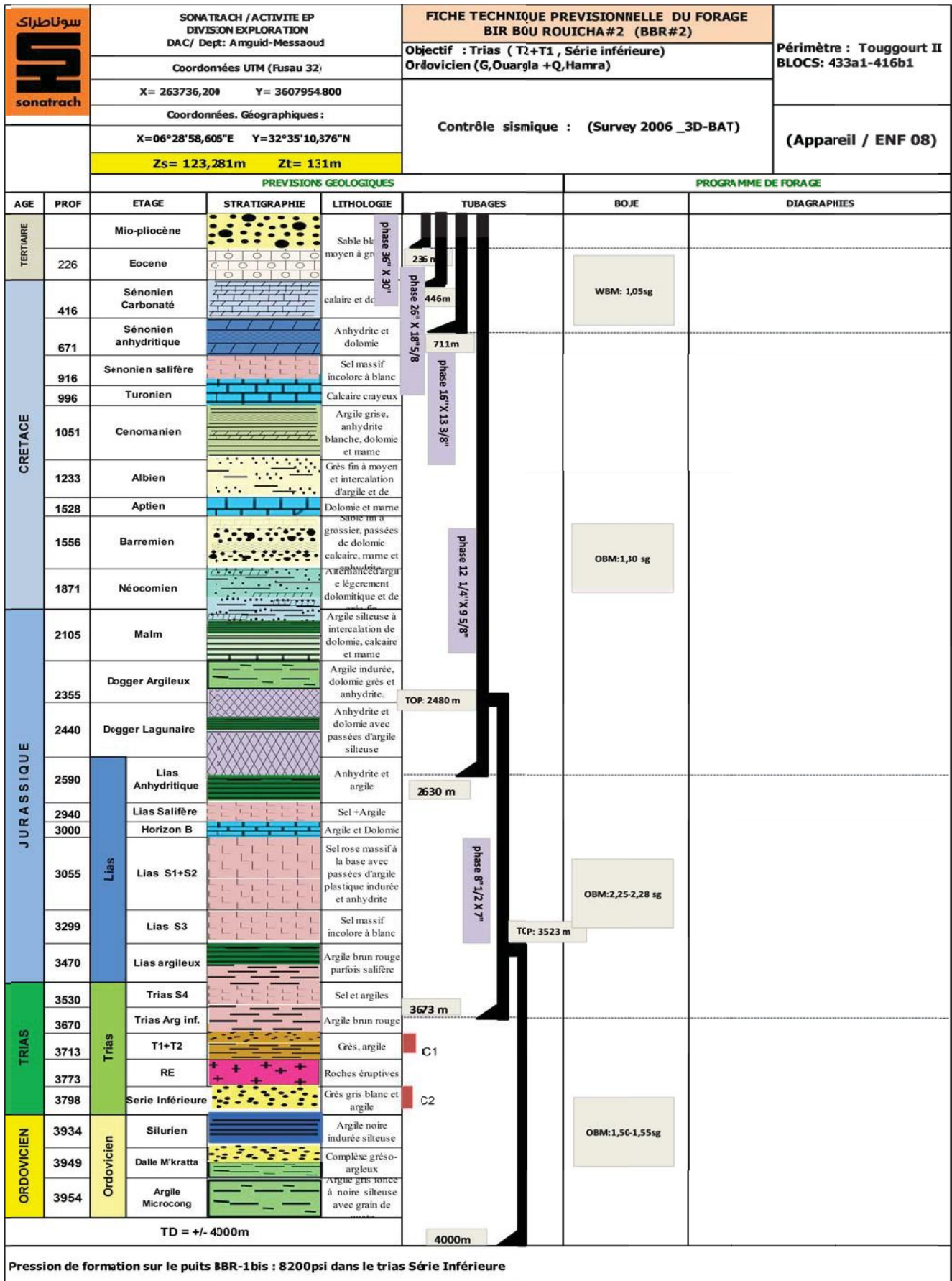


Figure. I.4: Architecture de puits BBR-2

CHAPITRE II

II Déroulement le Programme de forage de puits BBR2

II-1 Programme d'outil :

Avant de commencer un forage, un programme d'outil doit être établi, ce programme ne devra pas être modifié au cours de l'approfondissement dans le puits sauf si les conditions rencontrées ne correspondent pas aux prévisions.

Il n'est pas simple de sélectionner le meilleur outil pour le terrain en raison de la grande diversité de la dureté des formations et de la grande diversité des outils disponibles.

Dans les forages d'exploration les terrains sont inconnus par contre dans les forages de développement les formations sont connues. Pour une formation donnée plusieurs types d'outils capables sont d'assurer un bon service.

L'outil le plus efficace est celui qui permet d'obtenir le prix le plus bas du mètre foré (Pm) dans les conditions techniques optimales comme indiqué par la formule suivante:

$$Pm = [Po + Ph \times (Tr + Tm)]/m \dots\dots\dots eq.II.1$$

Avec :

Po : prix de l'outil.

Tm : temps de manœuvre.

Tr : temps de rotation.

m : nombre de mètre foré.

Pm : prix du mètre foré

Ph : prix de location de l'appareil

Phase 36" :

Cette phase est généralement des formations tendres sable caractérisé par une grande forabilité .on utilisé un outil à dent tricône

N°	N° série	Type	Diamètre	profondeur	duses
01	OP2745087103	T11CPT	36	236	1X28 3X30

Phase 26" :

Cette phase est caractérisée par des formations tendres avec une faible résistance on utilise pour cette formation un outil a dent insert tricône

N°	N° série	Type	Diamètre	profondeur	duses
01	RG1189	SB435C	26	446	4X16

Phase 16" :

C'est une formation caractérisé généralement par une faible résistance et une grande forabilité on utilise un outil à dent insert.

N°	N° série	Type	Diamètre	profondeur	duses
01	1281241	CR14JMRS	16	711	1X16 3X18

CHAPITRE II Déroulement le programme de forage de puits BBR2

Phase 12" 1/4 :

Les outils utilisés pour cette phase sont des outils PDC. Ces outils sont destinés à forer des formations moyennement tendres à moyennement dures. Ils travaillent par action de coupe, donc nécessitent une grande vitesse de rotation.

N°	N° série	Type	Diamètre	profondeur	duses
01	E228020	DSF813M	12.25	2630	8X13

Phase 8" 1/2

Cette phase est caractérisée par des formations moyennement dures on utilise pour cela un outil qui travaille par écrasement et abrasion.





N°	N° série	Type	Diamètre	profondeur	duses
01	6017098	R613DGX	8 1/2	3673	6X15

Phase 6" :

Elle est caractérisée par des formations très dures.

N°	N° série	Type	Diamètre	profondeur	duses
01	12777588	MM64R	6	4000	3X15

II-1-1 Régime de forage : C'est l'ensemble des facteurs exerçant sur le processus de forage. Ces facteurs sont :

-  La vitesse de rotation RPM.
-  Le débit FLOW RATE.
-  Le poids sur l'outil WOB.
-  La caractéristique rhéologique de la boue.

CHAPITRE II Déroulement le programme de forage de puits BBR2

II-1-2 Paramètre de forage :

Phase 36" :

Cette phase est caractérisée par des formations de grande forabilité

Profondeur (m)	Débit (l/min)	Poids (t)	RPM (tr/min)	Pression (psi)
0 - 236	3000	5 - 9	50 -75	2000

Phase 26" :

Profondeur (m)	Débit (l/min)	Poids (t)	RPM (tr/min)	Pression (psi)
236-446	2200	15	90	1500

Phase 16" :

Profondeur (m)	Débit (l/min)	Poids (t)	RPM (tr/min)	Pression (psi)
446-711	2800	15	80	2000

Phase 12" ¼ :

Profondeur (m)	Débit (l/min)	Poids (t)	RPM (tr/min)	Pression (psi)
711-2630	2800	20	180	2200

Phase 8" ½ :

Profondeur (m)	Débit (l/min)	Poids (t)	RPM (tr/min)	Pression (psi)
2630-2673	1800	18	160	3300

Phase 6" :

Profondeur (m)	Débit (l/min)	Poids (t)	RPM (tr/min)	Pression (psi)
3673- 4000	500	5	130	1130

CHAPITRE II Déroulement le programme de forage de puits BBR2

II-2 programme de boue de forage :

Le but du programme de boue est de déterminer les types de boue offrant des qualités technique adaptée à l'exigence du forage, le choix de type de boue dépend les critères suivants :

- Une densité appropriée à la condition de forage
- Des caractéristiques rhéologiques
- Un bon pouvoir colmatant
- Amélioration de la vitesse de pénétration

II-2-1 les principales fonctions de la boue :

- Le nettoyage de trou foré, la formation remontée sous forme de déblais, elle est capable de maintenir ces déblais en suspensions. Ces caractéristiques dépend de la viscosité et la densité de boue.
- Refroidissement et lubrification de l'outil.
- S'opposer aux venues d'eau ou gaz et l'huile.
- Maintien les parois de puits.

Tableau II.1 : Caractéristiques de boue de forage de chaque phase de puits BBR2

Hole Size	36"	26"	16"	12¼"	8½"	6"
Interval Depth	0-236	236-446	446-711	711-2630	2630-3673	3673-4000
Interval Length	236	210	265	1972	1043	327
Casing Size	30"	18 ⁵ / ₈ "	13 ³ / ₈ "	9 ⁵ / ₈ "	7"	Liner 4"1/2
Top of Cement	Surface	Surface	Surface	+/-360m	2380m	
Mud Type	Spud mud	Spud mud	Spud mud	AvoilDS.IE.70	AvoilDS.IE.90	AvoilDS.IE.90
Mud Weight	1.05	1.05	1.05	1.30	1.55 -1.58	1.55
plastic Viscosity		ALAP	ALAP	ALAP	ALAP	ALAP
Yield Point	60 -50	50 -30	50 -30	10 - 8	06 -10	10 -12
Ratio Oil /Water	-	-	-	70/30-90/10	95/05	90/10
HPHT filtrate	-	-	-	<10.0	< 4.0	<4.0
API filtrate	NC	<20 Before run Casing	<20 Before run Casing	-		-
PH	12	12	12	-	-	-
Alkalinity mud Pm	0.6 -1.0	0.6 -1.0	0.6 -1.0	4	4	4
Alkalinity mud Pf	0.1-0.15	0.1-0.15	0.1-0.15	-	-	-
Alkalinity mud Mf	0.2-0.4	0.2-0.4	0.2-0.4	-	-	-
Electric stability	-	-	-	>600	>800	>1000
LGS	<5	<5	<5	<5	<5	<5
MBT(kg/m3)	70-80	70-80	70-80	-	-	-

II-3 programme de garniture de forage :

La garniture de forage est un élément principal qui assure les fonctionnements de la destruction des roches afin d'avoir un avancement lors du forage, la fonction principale de la garniture de forage sont :

CHAPITRE II Déroulement le programme de forage de puits BBR2

- * D'ériger et transporter la boue de forage vers le fond
- * Transmission le mouvement de rotation a l'outil
- * Application de poids sur l'outil

Réalisé des autres fonctions spéciales telle que :

- * La cimentation
- * Repêchage
- * Les tests en pression FIT- SBT et Leak off test.

La garniture de forage se compose généralement de :

- * L'outil de forage
- * But sub porte outil
- * Siege totco
- * Les stabilisateurs
- * La masse tige
- * Raccord de réduction
- * Tige lourds
- * Tige de forage
- * Tige d'entraînement

Pour assuré la fonction de la garniture de forage dans les meilleures conditions doit être :

- Choix des tiges et masse tiges.
- Calculer la résistance de train de sonde

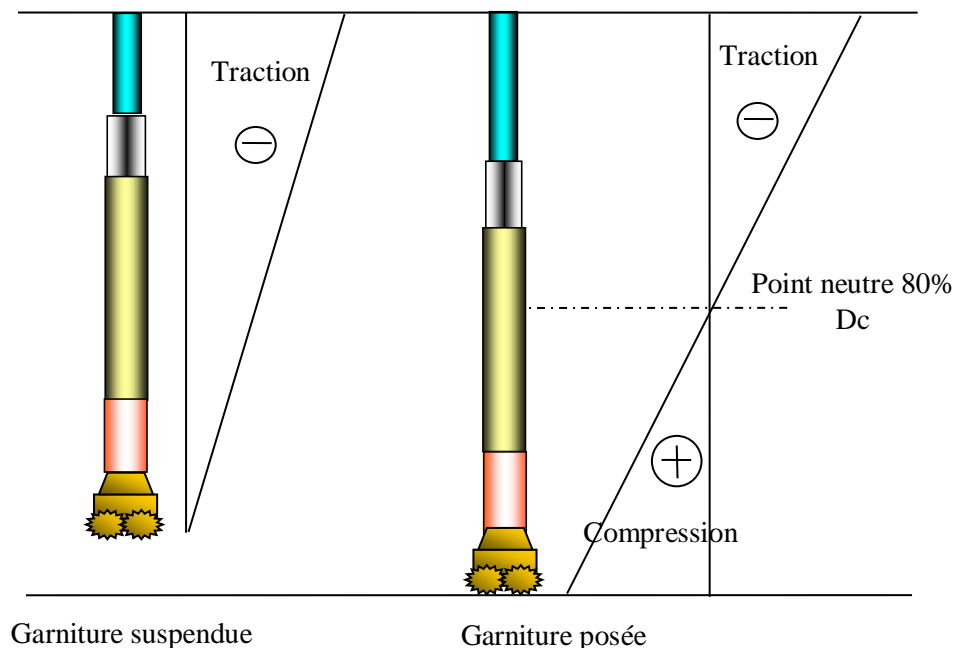


Figure II-1 : point neutre de la garniture de forage

II-3-1 choix des tiges et masse tiges :

Au cours de forage la garniture de forage est soumis a la traction torsion et la flexion, l'usure

par frottement ainsi l'abrasion.

- La traction est due au poids de la garniture
- La compression est due a la charge axiale sur l'outil
- La torsion est due a la rotation
- La flexion est due a la charge axiale et a la réaction.

a) Choix de diamètre de tige :

Le choix de diamètre de tige est basé sur la condition suivante :

$$\frac{Se}{Si} = \frac{d_{tr}^2 - d_{ext}^2}{d_{int}^2} = 3 \text{ a } 5$$

Si : section intérieur de tige

Se : section de l'espace annulaire

Dint : diamètre intérieur des tiges

Dext : diamètre extérieure des tiges

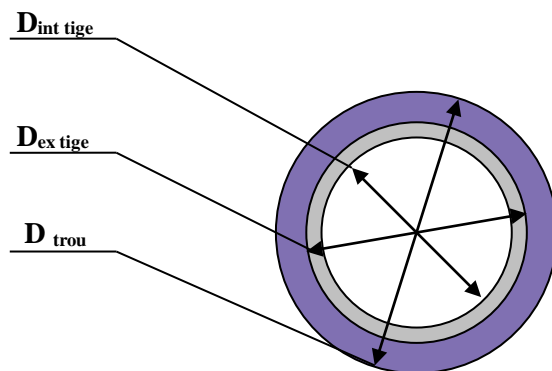


Figure II-2 : section interne et externe (tige - espace annulaire)

b) Choix du diamètre des masses tige :

Dans le forage le rôle essentiel des masse-tiges est :

- Donner le poids nécessaire sur l'outil de forage WOB
- il est important de garantir une certaine rigidité près de l'outil de forage.

Le choix de diamètre de masse tige est basée sur la condition suivante

$$\frac{Se}{Si} = \frac{d_{tr}^2 - d_{ext}^2}{d_{int}^2} = 6 \text{ a } 7$$

Si : section intérieur de la masse tige

Se : section de l'espace annulaire

Dint : diamètre intérieur de la masse tige

Dext : diamètre extérieure de la masse tige

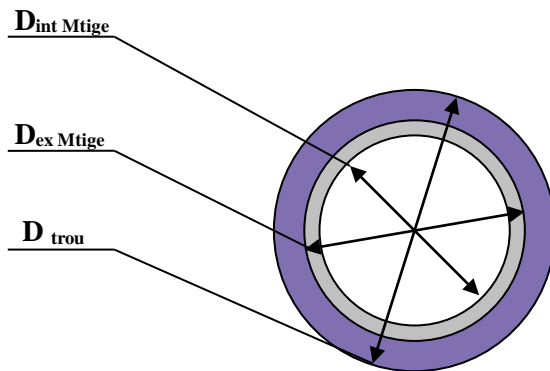


Figure II-3 : section interne et externe (masse tige - espace annulaire)

II-4 programme de tubage :

Le programme de tubage est un ensemble des données sur les tubes a descente dans le puits le nombre, diamètre, masse nominale, grade, couple de serrage, et le type de filetage.

L'opération de tubage consiste a introduire sans un sondage une colonne de tubes de la surface jusqu'au réservoir.

II-4-1 but de tubage :

- ❖ Couvrir les zones de pertes
- ❖ Isolé les différentes couche contient des fluides défèrent
- ❖ Séparer entre deux couches de pression différente.
- ❖ Protéger les couches aquifère qui on ne veut pas exploiter
- ❖ Remplir les cave dans l'espace annulaire
- ❖ Formation d'un canal pour remontée les hydrocarbures de font jusqu'a la surface.

II-4-2 Choix et calcul dune colonne :

Le choix dune colonne de tubage est base sur les efforts de traction, d'éclatement, et décrassement.

Une colonne de tubage et calculée suivant les caractéristiques mécaniques pour répondre à la condition de travail dans le puits telque la profondeur et la densité de boue

II-4-3 Méthodes de calcule :

Le but de calcul des colonnes utilisé pour découvrir la colonne le plus économique au même temp répond aux contrainte du puits en tenant compte le coefficient de sécurité il existe deux méthode de calcul :

- a) **Méthode API** : elle est utilise généralement pour le calcul des colonnes de production les coefficients de sécurité utilisée sont :

Traction = 1.75

Eclatement = 1.10

Ecrasement = 1.125

- b) **Méthode Gulf** :

Cette méthode est généralement utilisé pour le calcul des colonnes de sondage de développement les coefficients de sécurité sont :

Partie cimentée :

CS=0.85 pour le tubage vide
CS=0.65 pour le tubage plein
Partie non cimentée : CS=1.0

II-5 programme de cimentation :

La cimentation est une opération qui consiste à placer un laitier de ciment dans l'espace annulaire pour assurer l'étanchéité entre le tubage et le trou et augmenter la résistance et la durée de vie du tubage.

Pour réaliser l'opération de cimentation il faut :

- Définir les objectifs de la cimentation
- Préparer le matériel de manœuvre
- Préparation de tubage
- Préparer et contrôler le matériel de cimentation (la tête-les bouchons et l'unité de cimentation)
- Vérifier le stock des produits de ciment et les additifs
- Calculer le volume de ciment.
- Calculer le volume de chasse
- Préparer le trou avant l'injection
- Utiliser les ciments et les additifs
- Réaliser la cimentation
- Tester la colonne après cimentation

II-6 Harmonisation des diamètres de forage:

L'objectif de l'harmonisation des diamètres est de sélectionner le diamètre de forage ainsi que les diamètres des colonnes descente dans le puits.

Pour déterminer les diamètres respectifs des outils et des tubages on s'appuie sur le diamètre de la colonne de production c'est à dire du diamètre de tubing et du mode de complétion donnés par la direction production de SH.

L'harmonisation des diamètres se fait du bas vers le haut théoriquement et pratiquement se fait du haut vers le bas.

Donc l'harmonisation doit répondre aux exigences suivantes :

- Passage libre de la colonne descendue
 - L'épaisseur de ciment dans l'espace annulaire est suffisante.
 - Possibilité d'introduire des appareillages de mesure
- Les calculs se font comme suit :

II-6-1 Diamètres de l'outil à utiliser pour la phase considérée:

$$D_t = D_m + 2 \delta$$

Avec:

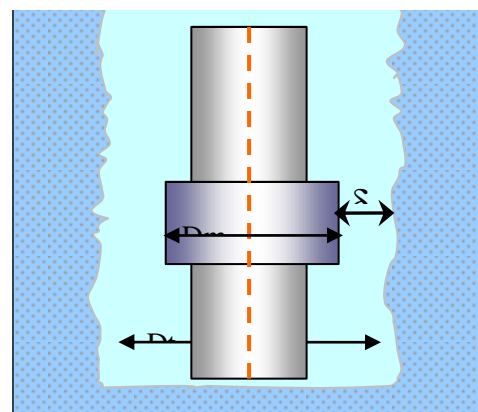
D_t : diamètre du trou.

D_m : diamètre du manchon de tubage

δ : jeu entre le manchon de tubage et le trou

Ou trépan

Figure II-4 : Le jeu manchon-trou.



II-6-2 Diamètre extérieur de la colonne précédente :

$$D_{\text{int c-p}} = D_t + 2\Delta$$

Avec :

$D_{\text{int c-p}}$: diamètre intérieur de tubage précédent

Δ : jeu outil-tubage

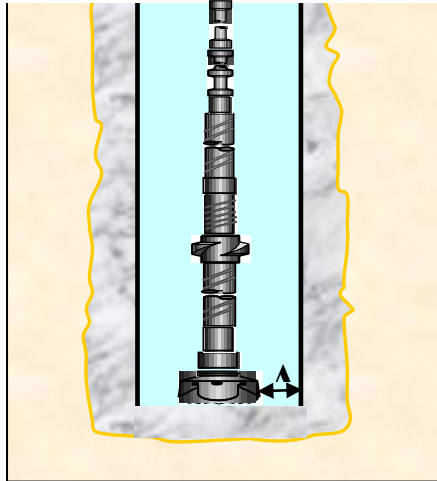


Figure II-5 : Le jeu outil-tubage

Grâce au diamètre intérieur de tubage, on peut déterminer le diamètre extérieur et l'épaisseur (par le formulaire de foreur).

Les jeux d'outil-tubage et de manchon-trou varient en fonction des diamètres extérieurs du manchon de tubage et des diamètres d'outil.

D'après le FF :

Tableau II - 2 : le Jeu entre le trou et le manchon pour chaque phase

Dext de Tubage (in)	ϕ du manchon (mm)	Δ (jeu entre trou-manchon) (mm)
7"	194.5	10-20
9" 5/8	269.5	20-30
13" 3/8	365.1	30-50
18" 5/8	508.0	50-60

CHAPITRE II Déroulement le programme de forage de puits BBR2

D'après le FF :

Tableau II - 3 : le Jeu entre l'outil et le paroi intérieure de tubage pour chaque phase

Diamètre de tubage (")	. δ (jeu entre l'outil et la paroi intérieur de tubage) (mm)
7"	4-5
9 ^{5/8}	4-5
13 ^{3/8}	6-7
18 ^{5/8}	6-7

CHAPITRE III

III Généralités sur le liner :

III-1 Le liner (colonne perdu):

III-1-1 Définition :

Une colonne perdu est un tubage utilisé pour couvrir un découvert déjà existe au dessous d'une colonne de tubage précédent.

Sa hauteur s'étend depuis la cote de fin de phase jusqu'à certaine hauteur dans le tubage précédent avec un interfère (overlap de 50 mètre jusqu'à 150 mètres) dépend le programme de forage.

Il faut avoir une bonne étanchéité avec le tubage précédent pour prévenir toute les fuites diffluent derrière la colonne durant la production.

Les principales applications de la colonne perdue sont les suivantes :

- Fermeture des zones ou il ya des pertes ou une forte pression.
- Un découvert est fermé suite a un coincement de colonne en descente.

En générale on classe les colonnes perdues en deux catégories, les colonnes perdues courtes et les colonnes perdues longs. Les colonnes perdues courtes sont parfois posées dans un puits sans utiliser de dispositif de suspension, dans ce cas l'étanchéité entre deux colonnes est assurée par un packer.

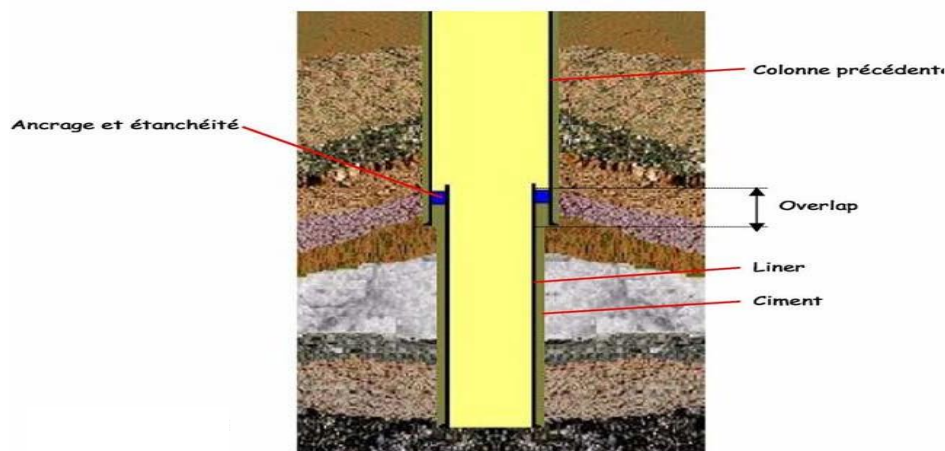


Figure III – 1 : Le liner

III-1-2 Les avantages et les inconvénients de liner :

a) Les avantages :

- La descente rapide, le nombre de tube réduit donc le risque de coincement est réduit.
- Le cout de l'opération de descente et cimentation et réduit
- Le volume de laitier de ciment réduit et Gagne le temps de cimentation

- Le poids de la colonne réduit donc la capacité de levage pendant la descente réduite
- Réduction de La charge sur la tête de puits
- Réduit Le temps de préparation des tubes
- Possible d'exploité le tubage précédent (la complétion)
- La distance de top liner jusqu'au surface assurée par des tiges 5 donc le volume de chasse est réduit

b) Les inconvénients :

- L'opération d'ancrage avec la colonne précédent est difficile.
- Parfois que la colonne perdue rencontre des problèmes d'étanchéités majeurs avec le dispositif de suspension.

Les colonnes perdues sont assemblées de la même manière que les tubages ordinaires. On emploie généralement des sabots et des manchons à soupapes conventionnelles.

Une fois que la colonne perdue est assemblée, on monte les dispositifs de suspension de la colonne est descendue au bout des tiges. Les dispositifs de suspension peuvent être mécaniques ou hydrauliques, les deux types sont munis de coins de serrage dentelés à profil conique, ce qui leur confère la propriété d'ancrage dans le colonne précédent et de supporter ainsi le poids de la colonne perdue.

Une fois la colonne perdue posée, on dévisse l'outil de pose par augmentation de pression et par rotation, ce qui libère le train de tiges. On remonte l'outil de pose sur une hauteur faible, afin de libérer un packer à coupelles à l'intérieur de la colonne perdue.

Une colonne perdue peut être couverte en une colonne à part entière par raccordement d'un train de tubes à sa partie supérieur. En pratique, on cimente la colonne de raccordement.

Si les pertes de circulation sont importantes, on évitera de mettre un packer en tête du liner, ou bien s'il y a un packer et que l'on constate des pertes en cours de circulation il ne faut pas activer le packer.

III-1-3 Les différents types de liner :

a-Liner crépine :

Ce sont des casings avec des fentes sur la hauteur et le diamètre du tube, des crépines sont assemblés par un filetage. Au bout du dernier tube, on visse un sabot et en haut du premier tube on visse une réduction avec un filetage carré à gauche (raccord de pose) qui permet de descendre le tout avec un outil de pose conçu.

b- Liner mixte:

Composé de tube de crépine au fond et au dessus des tubes lisses reliés entre eux par un packer de terrain. Ce type de liner est utilisé lorsque la formation est bien consolidée et que le sabot du dernier tubage est au dessus d'une zone à problème (argile gonflante, ou zone friable). Le packer de terrain permet d'isoler la couche productrice des autres couches supérieures. Dans ce cas la partie supérieure est cimentée et la partie inférieure est couverte par les crépines.

c - Liner cimenté : C'est un assemblage des tubes lisses et autres accessoires qui assurent la suspension des tubes lisses au dernier tubage , Ils sont descendus dans un puits et cimentés totalement.

III-1-4 Type de pose de liner :

On distingue deux types de pose de liner :

- ✓ Colonne suspendue dans le tubage précédent.
- ✓ Colonne posée au fond du puits

III-1-4-1 Liner suspendu :

En raison de la tendance à installer des tubages de plus en plus long et de diamètre élevé, les maîtres d'œuvre ont opté pour l'utilisation de colonne perdue suspendue dans la colonne précédent.

En effet, deux types de suspensions sont proposés aux utilisateurs :
La suspension sur coins d'ancrage dans le tube en place.

❖ L'outil à gorge.

L'outil à gorge qui comprend un raccord de positionnement (Landing Nipple) qui est mis en place dans le tubage qui recevra le liner, un système d'ancrage de liner à chiens poussés par des ressorts qui se visse en tête du liner, un joint de dévisage étanche (Setting Seal Adapter) et un outil de pose (Setting Tool).

La suspension sur coins d'ancrage dans le tubage en place est la plus utilisés actuellement dans le forage.

On peut classer ces liners par la méthode d'utilisation :

- ❖ **Liner hanger à action mécanique :** système d'ancrage mécanique est utilisé dans les puits de moindre profondeur et dans le cas d'un liner à poids léger
- ❖ **Liner hanger à action hydraulique :** système d'ancrage hydraulique est utilise pour les puits profonds, déviées, horizontales et en offshore.

III-1-4-2 Liner posé au fond du puits : Cette méthode est de moins en moins employée car elle offre peu de sécurité.

III-1-5 Composition du liner :

Les équipements permanents :

- Sabot (set shoe).
- Le float et Landing Collar.
- Le joint rotatif (swivel).
- Tubing 4 " ½. Ou Casing 7 "
- Le dispositif de suspension.
- Le liner Packer.

Les équipements opérationnels au fond :

- Setting Tool (outil de poses).
- Setting Sleeve (manchon de poses).
- Un tail- back.
- Double inverted swab assembly.
- Wiper Plug fixé au swab par une goupille de cisaillement.
- Bumper- Sub vissé au dessus du Setting Tool.

Les équipements de surface :

- Upper & down Plug.
- Line de cimentation.
- Tête de cimentation.

III-1-5-1 Les équipements permanents :**a) Sabot :**

A l'extrémité inférieure de la colonne, le sabot est visser, qui sert a guider le tubage dans le trou, il est arrondi.

Il existe plusieurs types de sabot :

b) Sabot à canal : offre a possibilité de la boue de pénétrer directement dans le tubage lors de la descente.

c) Sabot avec un clapet anti-retour : pour éviter le retour du laitier de ciment à la fin de la chasse a l'intérieur de la colonne de tubage.

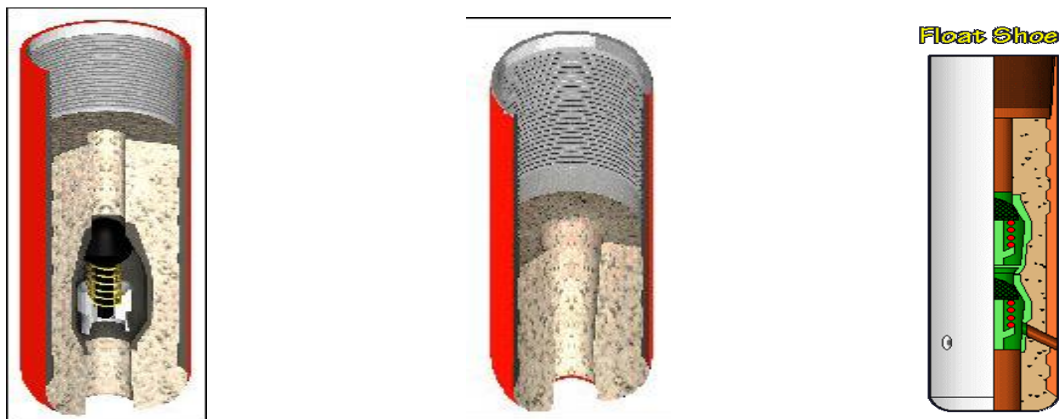


Figure III-2 Le Sabot

d) L'anneau de retenu: situe sur le deuxième tube de liner il a pour fonction de retenir les bouchons de cimentation lorsque les bouchons arrivée sur celui-ci et équipé d'un clapet anti-retour.

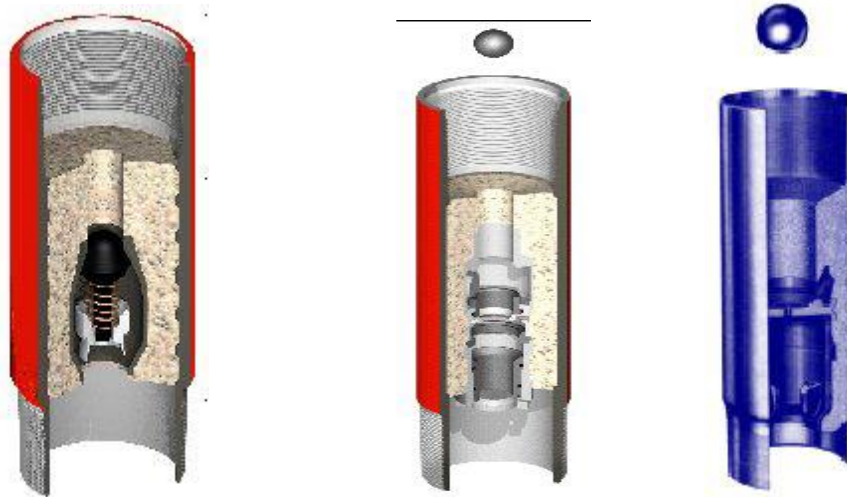


Figure III-3 Anneau de retenu

III-1-5.1-2 Le joint rotatif (liner swivel) :

Il offre la possibilité de tourner le liner tout en maintenant le haut immobile ou inversement. Il se situe sous le hangar de liner, ce qui empêche le liner de tourner facilement, ce qui évite le risque d'ancrage et le déverrouillage du hangar.

III-1-5.1.3 Liner hanger :

Il s'agit d'un système de fixation du liner dans le tubage précédent, ce qui signifie qu'il doit supporter le poids de la colonne perdue. Il comporte :

Un tube sur lequel est fixé le joint de verrouillage et terminé à sa partie supérieure par un cône d'ancrage.

Le tube est entouré d'un système d'ancrage qui comprend un centreur relié à trois ou quatre coins d'ancrage et un crochet à gauche. Ce crochet assure la fermeture du système par un téton.

Entre les coins, il y a un ou deux jeux qui favorisent un meilleur écoulement de la boue et une meilleure répartition de la charge.

Pendant la descente, ces coins sont conservés en position rétractée et l'ancrage d'un hanger implique de les faire glisser sur un porté conique, qui les pousse vers l'extérieur et ils sont appliqués sur les parois du casing précédent.

Le choix de système d'ancrage dépend de la nature du liner et des conditions dans le puits.

On distingue deux types de liner hanger :

III-1-5.1-3-1 Liner hanger hydraulique : L'ancrage de ce hanger s'effectue par l'augmentation de pression à l'intérieur du liner, ce système est utilisé dans les cas à forte frottement.

Tout D'abord vous devez envoyer la bille d'ancrage vers landing collar a travers le trou prévu dans la tête de cimentation puis augmenter la pression jusqu'a ce quelle atteigne une certaine valeur, et déplace la chemise porte-coins vers le haut

Jusqu'a ce qu'ils se fixent sur les cônes du corps se renforcent contre le tubage.

Pour faire coulisser la chemise porte-coin, il est nécessaire d'utiliser des goupilles de cisaillement tarées à une pression spécifique pour les cisailier, il est nécessaire d'atteindre la pression de tarage des goupilles avant de les cisailier. Le cisaillement des goupilles est observé en surface a laide d'un a coup de pression. a cette époque, il vous suffit de placer rapidement le poids du liner sur les chiens de hangar afin de les aider a se déplacer entre le tubage et le cône. Une fois que tout le poids de liner a été posé, il est nécessaire de posé un poids supplémentaire afin de compenser les forces hydrauliques exercées sur l'outil lors de la montée.

Pour améliorer le déplacement des fluides, il est préférable que le liner soit rotatif pour permettre la rotation du liner.



Figure III-4 Liner hangar hydraulique

III-1-5.1-3-2 Liner hanger mécanique :

Qui s'ancre par rotation et par translation longitudinale. Il est équipé d'un porte-coins équipé d'un ressort de friction dans laquelle une rainure est usinée le corps est équipé d'un ergot qui se déplace dans cette rainure.

Il faut simplement tirer vers le haut pour faire glisser le corps du hangar, c'est a dire l'ergot, tandis que la cage reste immobile grâce aux ressorts de friction qui s'applique conter le tubage. En tournant le liner vers la gauche et en posant un poids de 5 à 10 tonne, l'ergot suit

la cheminée des rainures et le corps glissé sous les coins d'attache de la chemise et les appliques sont fixées contre le casing.



Figure III-5 Liner hangar mécanique

III-1-5.1-3-3 Liner Packer (optionnel) :

Ce Packer est utilisé pour renforcer l'étanchéité derrière le liner, au dessus du ciment .il est composé d'un métal très léger, recouvert d'une couche de caoutchouc, pour le gonfler. En cisaille la goupille en appuyant sur le tube supérieur se déplace vers l'intérieur en écrasant la garniture en caoutchouc.

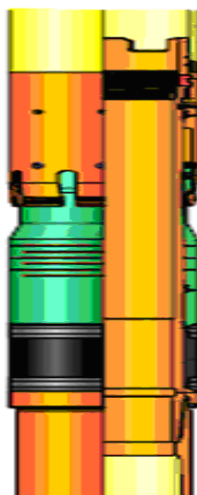


Figure III-6 Liner Packer

III-1-5-2 Les équipements opérationnels au fond :**III-1-5-2-1 Setting Tool (outil de pose):**

Le Setting Tool peut être utilisé pour descendre et ancrer les liners hanger avec ancrage par rotation à droite ou par ancrage hydraulique. Cet outil peut être utilisé que le puits droit ou horizontal lorsque le doit être poussé ou tourne au fond.

a. Application :

Le Setting Tool peut être utilisé pour descendre et ancrer les liners hanger avec ancrage par rotation à droite ou par ancrage hydraulique. Cet outil peut être utilisé que le puits droit ou horizontal lorsque le doit être poussé ou tourne au fond.



Figure III-7 Setting Tool

b. Caractéristiques :

- **Pousser, tirer et tourner :** pendant la descente du liner dans le puits l'utilisation de cet outil permet la rotation à droite de la colonne de forage et du liner sans prendre en considération si l'outil se trouve en tension, compression ou position neutre.
- **Rotation après libération :** lorsque l'on descend un liner hanger rotatif. Cet outil peut être utilisé pour tourner le liner pendant la cimentation après que le liner a été ancré et l'outil déconnecté du liner.
- **Pas de rotation pour se libérer :** après avoir active le cylindre hydraulique, l'outil est retire en dégageant tout droit.
- **Mécanisme de libération d'urgence :** dans le cas ou le système hydraulique serait défaillant, le Setting Tool peut être libérer par 1/4 de tour à l'outil.

III-1-5-2-2 Setting Sleeve (manchon de poses):

Ce dernier est fixé sur top du liner, ce dispositif permet de la connecter aux tiges de forage grâce à l'outil de pose pour le descendre et l'ancrer, par conséquent, il doit être capable de supporter tout le poids du liner avant son ancrage, il sert également de point d'appui pour permettre le gonflement du packer, en posant du poids avec les tiges.

Un filetage femelle carré permet de relier l'outil de pose à ce manchon, habituellement à gauche, il est possible de réaliser cette connexion hydraulique en utilisant une collerette dans le système de fixation qui pénètre dans une gorge du manchon de pose, cette collerette se détache de la gorge en se libérant.

Dans ce cas setting tool est libéré par l'augmentation de la pression.

Il est possible de le surmonter d'une extension, PBR de 6 m de longueur qui reçoit le tail back d'une colonne de casing supplémentaire. Il est possible d'assembler le setting sleeve et l'extension PBR en une seule pièce.



Figure III-8 Setting Sleeve

III-1-5-2-3 Double inverted swab-assembly:

Une double garniture est utilisée pour assurer l'étanchéité, que ce soit sur le liner l'osque l'on installe du packer lorsqu'il n'y a pas de tubing. Cette garniture entraîne la décompression du fluide de forage ou laitier de ciment dans le liner.

III-1-5-2-4 Wiper Plug : Le bouchon percé en centre et attaché au Swab –assembly a laide d'une goupille de cisaillement.

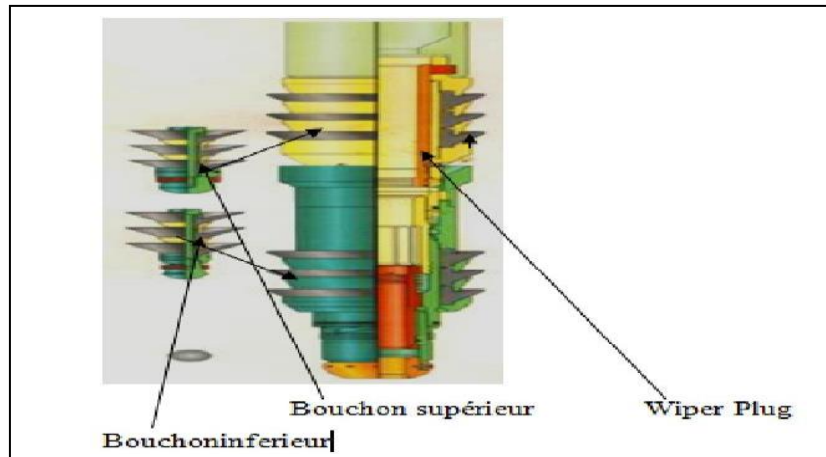


Figure III-9 Wiper Plug et les deux Bouchons

III-1-5-2-5 LFC (Lead Flow Cementing):

Ce système attache à l'outil de mise en place de la boue, incluant les deux prises pour isoler le laitier de ciment à l'intérieur de liner. Quand le connecteur de pression inférieur se pose sur le connecteur de séparation inférieur, et en augmentant la pression, le connecteur de pression inférieur entraîne la chemise de retenue, la chemise de retenue du wiper plug est entraînée vers le bas par le Pump down plug afin de libérer le doigt de retenue et de laisser partir le wiper plug inférieur, Le wiper plug supérieur est libérer de la même façon.

Il ya des coins sur le wiper plug supérieur qui lui permettent de s'encrer dans l'anneau de retenue et de l'empêcher en cas de retournement a la fin de cimentation.

III-1-5-2-6 Chemise de pose : A l'intérieur, elle est équipée d'un filetage carré à gauche, ou l'outil de pose est installé.

III-1-5-2-7 PBR (Polish Bore Réceptacle) : Leur joint coulissant est extrêmement étanche, résistant la pression et la température, ce qui facilite le raccordement de liner.

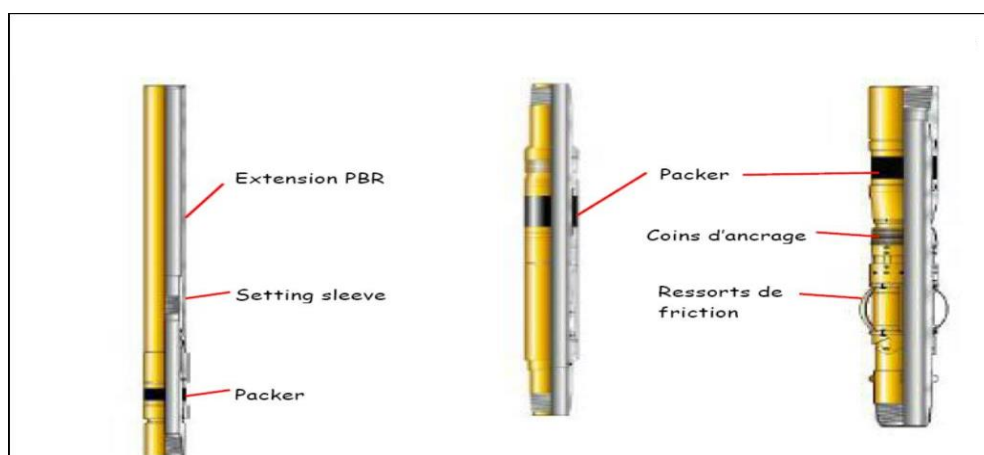


Figure III-10 PBR avec Setting Sleeve

III-1-5-2-8 Tels Pipes :

Il s'agit de tubes courts dont le diamètre intérieur est similaire à celui d'une tige de forage situés en bas du système de fixation et qui vont traverser le packer de liner hanger et le manchon de pose, qui sont attachés à son extrémité inférieure un dispositif de cimentation, forment un double swab inversé.

III-1-5-3 Les équipements de surface :

III-1-5-3-1 Les bouchons de cimentation: leur utilisation permet de séparer le laitier de ciment avec la boue de chasse donc pour éviter la contamination de ciment et signaler la fin de l'opération de cimentation par un coup de pression.

III-1-5-3-2 Tête de cimentation: c'est un manifold possède différentes sorties et entrée, il se fixe sur les tiges de forage

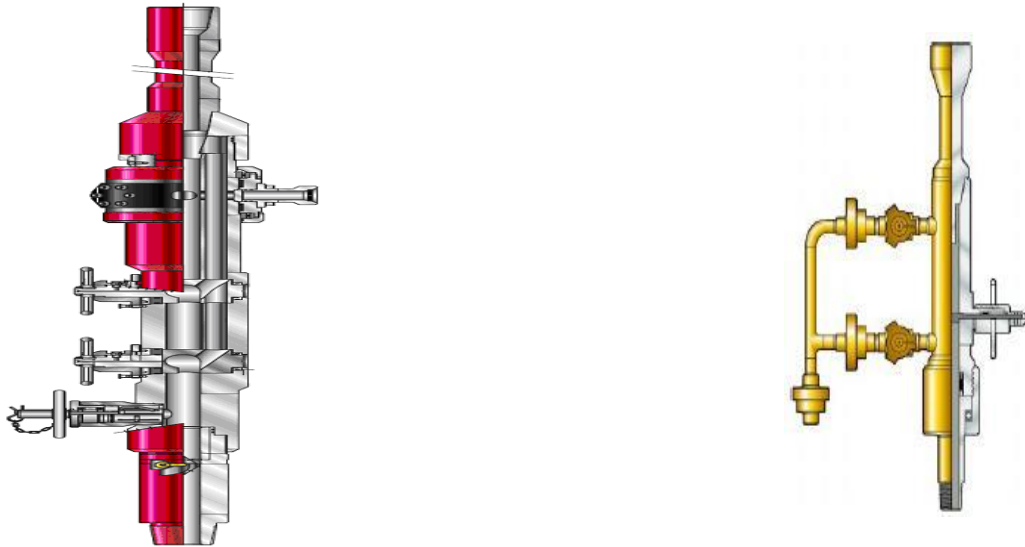


Figure III-11 Tête de cimentation

III-1-5-3-3 La ligne de cimentation: conduite relier la tête de cimentation avec l'unité de cimentation testé à 5000 psi avant l'opération de cimentation.

III-1-5-3-4 L'habillage du liner :

❖ Centreurs :

Ils ont pour fonction d'éviter tout contact entre le tubage et les parois du trou, ce qui permet une répartition optimale du laitier de ciment autour de la colonne aux endroits où ils sont disposés

En outre les centreurs empêchent le coincement par collage, leur fixation sur le tubage dépend de la caverne, ou doit avoir le diamètre du trou est donné par le caliper, leur fixation se fait par la fermeture avec un clou.

On distingue trois types des centreurs :

Souple : placé sur le tubage dans la zone tubage – trou (open hole)

Rigide : placé sur le tubage dans la zone de l'interfère tubage-tubage (cased hole)

Spirale : placé sur la colonne perdue (le liner).

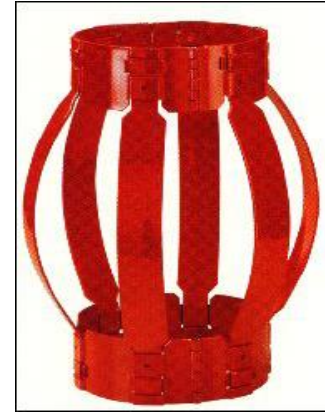
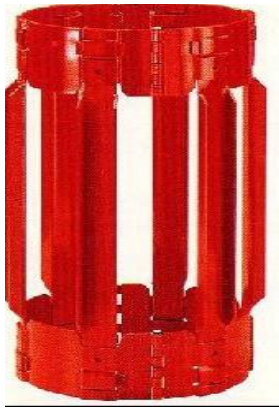


Figure III-12 a) Centreur rigide

b) Centreur souple

❖ **Les gratteurs :**

Les gratteurs utilisés pour éliminer le cake sur les parois de puits surtout en face des zones perméables ou il y a une filtration.

Il ya deux types des gratteurs :

*Les Gratteurs rotatifs : fonctionne dans un mouvement circulaire

*Les Gratteurs alternatifs : fonctionne dans un mouvement alternatif vas et Vien

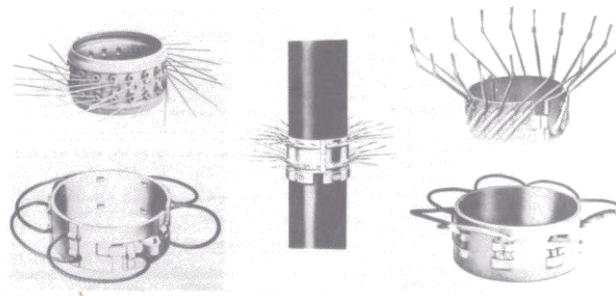


Figure III-13 les gratteurs

❖ **Stop Collars :** placer sur les extrémités des centreurs pour évité le glissement et le déplacement du centreur sur le tubage et perdu leur position.

CHAPITRE IV

IV Généralités sur la cimentation

Introduction :

La mise en place d'un laitier de ciment approprié a une cote spécifique de puits ou dans l'espace annulaire entre le trou et le tubage est appelée cimentation.

Différents type de cimentation sont disponible chacun répondant a un problème spécifique. Le principe consiste à mise en place un volume de laitier de ciment dans l'espace annulaire entre l'extérieur du liner et les parois du trou. En l'injectant directement à l'intérieur des tiges de forage. De façon à le faire ensuite remonté dans cet annulaire jusqu'à une hauteur prédéterminée. Une colonne perdue ne s'élève pas jusqu'à la surface, mais sur une petite hauteur, à l'intérieur de tubage précédent le dernier tubage est recouvert d'un recouvrement cimenté (over lap).

IV-1 But de cimentation de la colonne perdue :

Le but de la cimentation de liner est :

- A sceller mécaniquement dans la colonne précédente.
- Garantir l'étanchéité entre les deux colonnes.
- Protéger la colonne contre la corrosion.

Afin d'assurer une cimentation optimale du sommet de la colonne perdue, il est nécessaire d'effectuer un recouvrement de 80 a 150 mètres en fonction des diamètres pris en compte.

De plus cette colonne constitue la dernière installation, elle est renforcée au niveau des zones productrices puis perforée afin de permettre une production sélective du puits.

La qualité de la cimentation est donc cruciale afin de garantir l'isolation des différents niveaux du réservoir et de réduire les venues indésirables (eau, gaz).

On préfère utiliser la colonne perdue plutôt qu'une colonne complète afin de limiter les coûts dus :

- Aux tubes.
 - Au temps de mise en place.
 - Aux éléments de têtes de puits
 - A la garniture de forage de différents diamètres (garniture mixte).
- Pour augmenter le diamètre du tubing.
- Quand la tête de cimentation utilisée ne permet pas l'ancrage d'une colonne d'un diamètre donné.

Cependant elle si, la mis en place d'une colonne perdue réduira le coût du puits.

IV-2 Les différents types de cimentation :

Il existe différents types de cimentation :

IV-2-1 Cimentation primaire :

Dans ce type de cimentation le laitier de ciment injecté a l'intérieur de tubage à travers le sabot et remonter dans l'espace annulaire. L'anneau de retenue sert comme un siège du bouchon inférieur et supérieur. Le bouchon inférieur est ouvert par un a-coup de pression, permettant ainsi au laitier de circuler dans l'annulaire. Le laitier pousse directement la boue en place pendant son circulation et le nettoyage des parois du trou ainsi que l'extérieur du tubage. Le bouchon supérieur est déplacé par la circulation de la boue lorsque tout le laitier est injecté.

Cette opération est appelé « chasse », le volume de chasse égale le volume de boue Entre l'anneau et la tête de cimentation. En fin de chasse on doit remarquer une montée de pression qui signifie l'arrêt du bouchon supérieur.

Le maintien d'une surpression pendant quelques minutes permet de faire en même temps un teste d'étanchéité de la colonne.

IV-2-2 Cimentation étagé (DV) :

La colonne est équipée d'une DV à la cote souhaitée, tandis que la cimentation primaire est réalisée de manière traditionnelle, cependant L'utilisation de bouchon devant passer à travers le rétrécissement procuré par la DV. Une fois que la pression augmenté, la bombe est laissée tomber (50 à 60 min suivant la déviation). les goupilles et cisailier par la pression d'ouverture et le déplacement de la chemise environ de 10 Mpa.

On peut injecter le laitier, mais sans utilisation de bouchon de tête. Lorsque l'injection est terminé, le bouchon de queue est libéré et expulsé jusqu'à la DV il refermera la DV par déplacement d'une seconde chemise.

IV-2-3 Cimentation sous pression (Squeeze) :

Cette opération de cimentation est appelé « squeeze » ou cimentation sous pression, consiste à injecter le laitier de ciment sous pression à travers les perforations de la colonne de tubage. Une cimentation sous pression est réalisée pour résoudre les problèmes de mauvaise cimentation.

- ❖ Fermeture d'un niveau producteur de gaz en vue d'améliorer le GOR.
- ❖ Fermeture d'un niveau aquifère.
- ❖ Fermeture de perforation mal située.
- ❖ Complément des cimentations insuffisantes par suite de CHANNELING ou de remonte de ciment incomplète.
- ❖ Colmater les pertes de circulation.

L'exécution d'une telle opération suit généralement les étapes suivantes :

La pression augmente jusqu'à ce que le puits chute rapidement de la pression, puis elle remonte progressivement.

On arrête le pompage lorsque la pression atteint une valeur qu'on s'est fixée à l'avance.

IV-2-4 Bouchon de ciment :

Cette opération consiste à mettre en place avec le train de sonde; par simple circulation, une certaine quantité de ciment dans le découvert ou plus rarement dans une colonne, leurs buts recherchés sont multiples :

- les couches perméables d'un puits sont isolées et fermées définitivement par un bouchon de ciment au sabot de la colonne.
- Fermeture d'un niveau aquifère.
- Création d'une assise pour reprendre un puits en déviation, ou d'une assise de train de tige.
- Colmatage de perte de circulation.
- Abandon d'un réservoir délite avant de mettre en production un niveau supérieur.

IV-2-5 Cimentation au Stinger :

La cimentation au Stinger est utilisée pour cimenter les colonnes de surface de grands diamètres; exemple 18" 5/8 et 26". Le Stinger est équipé par des joints d'étanchéité et visser au bout des tiges. La profondeur du puits cimenté par le stinger ne dépasse pas 500 m. La colonne de tubage est munie d'un sabot spécial pour placer le Stinger.

La garniture de tige est descendue à l'intérieur du tubage jusqu'à sabot spéciale. On effectue ensuite les opérations suivantes :

- Circulation à l'intérieur des tiges. En générale, la boue est envoyée par l'espace annulaire entre le trou et le tubage
- L'injection d'un bouchon laveur à l'intérieur des tiges.
- le volume de laitier doit être pompé à l'intérieur des tiges.
- Le bouchon de chasse doit être pompé à l'intérieur des tiges.
- Chasser avec la boue.
- Lorsque le bouchon arrive au niveau de sabot; on monte un à-coup de pression.
- Ancrer le stinger.
- Circulation à l'intérieur des tiges. On fait cette circulation pour vérifier l'étanchéité du sabot.
- Retirer la garniture et attendre que le ciment se mette en place

IV-3 Caractéristiques de laitier de ciment : Outre les caractéristiques qui sont communes

entre une boue de forage et un laitier de ciment, cette dernière comporte d'autres qui lui sont propres et qui sont les suivantes :

A- Le temps de pompabilité :

Il nous indique le temps durant lequel le laitier reste pompable .Autrement dit, c'est le temps que mettra le laitier pour atteindre une viscosité de 100 poises, il dépend de la composition du ciment, de sa granulométrie et du rapport eau/ciment.

b- Résistance à la compression:

Elle indique la capacité du ciment à fournir une isolation à couvrir et à supporter les tubes de tubage, elle diminue avec l'ajout des additifs inertes ou absorbants d'eau.

c- Eau libre :

C'est la quantité d'eau excédentaire nécessaire à la fabrication du laitier de ciment et qui se sépare de ce dernier et migre en surface

d- Expansion :

Elle indique le rythme de développement du laitier de ciment durant le temps de pompabilité.

e- Perméabilité :

Elle indique la tendance du ciment à laisser passer à travers lui un liquide ou un gaz; elle dépend du rapport eau/ciment et elle est généralement très faible pour les ciments ou latex.

f- L'élasticité : C'est l'aptitude de laitier, une fois pris à résister aux chocs.

IV-4 Matériels utilisés pour la cimentation :

IV-4-1 Tête de cimentation :

La tête de cimentation est vissée au sommet de la colonne de tubage et porte deux bouchons de cimentation. Elle doit permettre la circulation avant l'opération de cimentation et l'injection du laitier de ciment et la chasse par la boue.

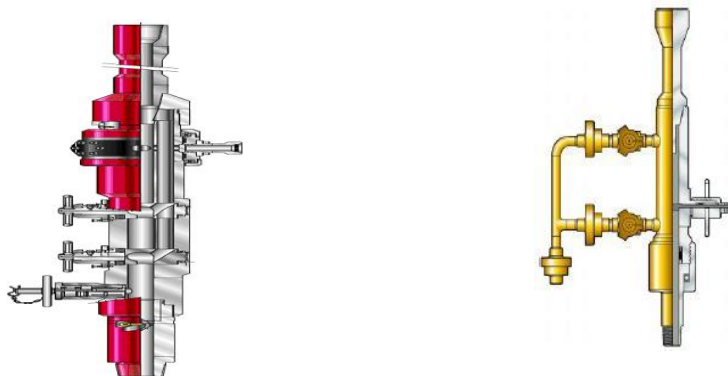


Figure. IV-1 : Tête de cimentation

IV-4-2 Bouchon de cimentation :

Les bouchons jouent un rôle crucial en séparant de manière positive les différents fluides (boue, fluides intermédiaire, laitier) lors de leur déplacement à l'intérieur de tubage afin de minimiser leurs mélange et les risques de cimentation. Ils sont de deux types :

a) Bouchon inférieur (Bottom plug) :

Avec un diaphragme qui peut être détruit par une légère surpression, bien qu'il soit facultatif, il est fortement conseillé l'utiliser. Utiliser pour éviter la contamination entre les fluides ainsi que pour connaître le premier coup de pression.

b) Bouchon supérieur (Top plug) :

L'usage du bouchon supérieur est obligatoire. Lorsque la chasse est terminée, il se positionne habituellement sur le bouchon inférieur afin de réaliser un test de pression.



Figure. IV-2 : les bouchons de cimentation

IV-5 Les additifs :**IV-5-1 Accélérateurs :**

Ces produits accélèrent la prise de ciment à basse température ou compensent l'effet retardateur d'autres additifs, ils contribuent à diminuer la durée d'attente pour la reprise de forage

IV-5-2 Retardateurs :

Utilisé pour retarder la prise de ciment et augmenter le temps de pompabilité, il est possible que la température élevée du fond de puits, causée par un autre additif entraîne une réduction du temps disponible pour la mise en place.

IV-5-3 Alléger : Ce sont des matières inertes légères mélangées au ciment dont l'effet est d'une part de réduire la densité de laitier ; d'autre part d'en réduire les coûts. La plupart des allégés ont un effet sur le temps de prise et sur la résistance à la compression du ciment. Il sera souvent nécessaire de compenser par les additifs appropriés.

IV-5-4 Agent de contrôle de filtration : Pour éviter les pertes d'eau du laitier par filtration dans les formations perméables; et pour éviter le risque d'absence de prise de laitier de ciment

due à l'absence de l'eau nécessaire pour l'hydrolyse et la cristallisation des éléments constitutifs du ciment.

IV-5-5 Agents alourdissant :

Utiliser pour augmenter la densité de laitier.

IV-5-6 Agents divers :**a- Les fluidifiants :**

Certains laitiers présentent une viscosité excessive ou une tendance à gélifier. Et facilitent l'établissement des régimes d'écoulement turbulents lorsqu'ils sont exigés.

b Les anti-mousse :

Qui empêchent la formation excessive de mousse lors du mixage de ciment, ce qui pourrait perturber le bon fonctionnement des pompes.

c- Les gélifiants :

Modifient les caractéristiques thixotropiques de laitier.

d- Les additifs liquides :

Il est ajouté à l'eau de mixage plutôt qu'intégrés à sec au ciment avant de le mouiller.

IV-5-7 Fluide intermédiaire (SPACER) :

L'objectif de fluide intermédiaire placé en tête du laitier est de :

- Le déplacement de la boue dans l'annulaire facilement.
- Isoler le laitier du ciment de contact avec la boue pour éviter tout gel de boue.
- Éliminer la boue gelée sur les parois du tubage de manière plus facile. Le principe de fonction du fluide intermédiaire est de servir la contamination de la boue en contact avec le ciment.

IV- 6 Régime d'écoulement : L'efficacité du déplacement de la boue par le laitier dépend du régime d'écoulement du laitier. Les laitiers de ciment sont des fluides de type plastique, BENGHAMIEN, on distingue trois types de régime d'écoulement :

IV-6-1 L'écoulement laminaire: Pendant laquelle la contrainte est proportionnelle au gradient de vitesse ; il est caractérisé physiquement par un noyau central cylindrique, entouré de couches télescopiques à vitesses décroissantes, la couche au contact des parois ayant une vitesse nulle.

IV-6-2 L'écoulement sub-laminaire : Avec une couche de liquide sur les parois, Le fluide se déplace comme un bouchon solide.

IV-6-3 L'écoulement turbulent :

L'écoulement est caractérisé par une foule de petits tourbillons repartis dans toute la masse liquide.

L'expérience à montre que :

- Le déplacement de la boue est favorisé par un écoulement turbulent.
- Un écoulement sub-laminaire assurait un remplissage optimal de l'annulaire lorsqu'il s'agissait de trou cavé.
- Dans les même cas d'application, un écoulement laminaire offre statistiquement des résultats moins satisfaisants. résulte à la vitesse nulle du laitier sur le long des parois, ce qui entraînerait une dispersion moins efficace du cake.

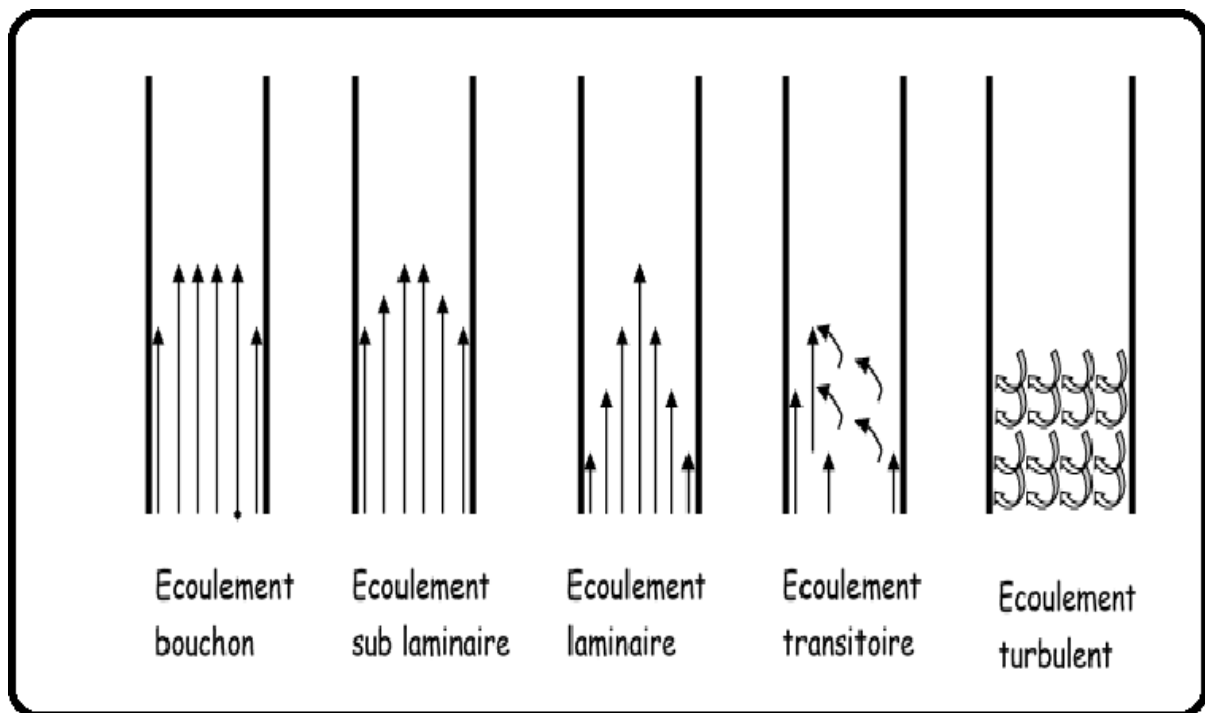


Figure. IV-3 : régimes d'écoulement

IV-7 Les paramètres influés sur le ciment :

Une bonne cimentation consiste avoir une gaine de ciment contenue, homogène, dure, adhérente au tubage et au terrain. Pour obtenir cela il faut :

- que le laitier soit pur, c'est à dire pas contaminé par la boue
- remplir tout l'espace annulaire (tubage –trou) par le laitier de ciment.
- éliminer le mud cake.

Mais pour exécuter cette fonction plusieurs facteurs vont influer sur le déroulement de l'opération de cimentation, ces facteurs sont :

IV-7-1 La température :

La température influe sur la composition des ciments hydratés. De plus ; la température modifiant la vitesse d'hydratation celle-ci s'accélère lorsque la température s'élève. Enfin, la température modifie la résistance à la compression du ciment durci.

IV-7-2 La pression :

La pression affecte le temps de Pompabilité, une augmentation de pression amène une réduction du temps de Pompabilité.

IV-7-3 influence des eaux de formation :

La présence de certains électrolytes dans les eaux de formation affecte les caractéristiques de ciment, nous noterons tout particulièrement l'action des sulfates de sodium et de magnésium et de chlorures de sodium et de calcium.

IV-7- 4 Influence de la boue :

Les opérations de cimentations dans les forages pétroliers ont pour conséquence la mise en présence d'un laitier de ciment avec la boue utilisée pour le sondage, les interactions entre les deux fluides sont réciproques mais nous ne prendrons en considération que les effets de la boue sur le laitier de ciment.

IV-7-5 Taux de centrage du casing :

Les chances de succès d'une cimentation primaire augmentent avec le taux de centrage des casings. Dans le cas d'un tubage exo-centré, la boue reste partiellement immobile dans le secteur le plus étroit de l'espace annulaire.

IV-7- 6 Densité des fluides :

L'efficacité de déplacement de la boue augmente avec la différence entre le poids spécifique du laitier et celui de la boue.

IV-7-7 Yield Value :

Dans le cas où le laitier de ciment a une faible yield value et ne pourra pas déplacer une boue lourde.

IV-7- 8 Viscosité plastique :

L'efficacité de déplacement de la boue augmente également avec la différence entre la viscosité plastique du laitier et de la boue. Néanmoins, l'influence de ce dernier paramètre est nettement moins marquée que celle des seuils de cisaillement et des poids spécifiques. Dans la pratique on n'en tient pas compte.

IV- 8 L'opération de cimentation :

La mise en forme du ciment demande la coordination d'un certain nombre d'opérations qui doivent être réalisées simultanément avec le pompage du laitier de ciment dans la tête de cimentation, l'usage du bouchon supérieur est obligatoire. L'unité de cimentation a pour rôle de réaliser un laitier homogène contenant la quantité d'eau voulue de la pompe dans l'espace annulaire à la pression désirée pour une vitesse de déplacement précise.

- L'unité se compose le plus souvent de tous les éléments nécessaires à ces opérations.
- Les bacs de ballast destinés ont assuré un certain volant dans l'amélioration en eau et permettant éventuellement d'effectuer des ajouts de liquide.
- Deux pompes servent à l'amélioration en eau des bacs au brassage des mélanges et à la pressurisation de pompes de hautes pressions.
- Un système de mélange afin de gâcher la cimentation avec l'eau. Le ciment arrive directement de silos ou de la trêve de transport grâce à un dispositif pneumatique.
- Un certain nombre de dispositifs de contrôle de pression de débit et de densité de laitier cette dernière mesure étant plus souvent effectuée en continu les éléments de contrôle et les commandes sont regroupées sur une passerelle sur laquelle l'opération de cimentation est dirigée.

Dans la plus part des cas, l'énergie mécanique est fournie par un ou plusieurs moteurs diesels.

Le contrôle de déplacement de laitier est un des facteurs les plus importants dans la réussite de la cimentation.

Les caractéristiques des fluides mis en œuvre et leur vitesse de déplacement dans l'annulaire devant être connue et maintenues si possible constante pendant l'opération.

IV- 8 -1 La restauration de cimentation:

La méthode de base pour restaurer une cimentation primaire défectueuse consiste à venir mettre en place un laitier au droit de la zone défectueuse et cela :

- par circulation éventuellement (en cas de manque de remplissage par exemple).
- en général, le laitier est soumis à une pression différentielle lors du pompage sous pression (squeeze) ce qui permet au laitier de se déplacer de se mettre en place par un processus de filtration de la base liquide dans le filtration. Cela conduit à la formation d'un cake de ciment aux parois, ainsi il faut :
 - contrôler la croissance de ce cake.
 - lui permettre de se former uniformément sur l'ensemble des parties perméables, en outre la restauration d'une cimentation primaire, cette méthode peut aussi être utilisée en recommandation de puits pour :

- Restaurer une isolation entre zones.
- Isoler une zone à gaz ou à eau.
- Résolution des problèmes de mauvaise cimentation de l'annulaire
- Réparer une fuite de couvage ou fissure.

IV- 8 - 2 Technique d'esquiche :

a. Esquiche haute pression :

Le concept de cette méthode consiste à intentionnellement fracturer la zone à traiter derrière de pénétrer dans les perforations et remplir vides annulaires existants.

b. Esquiche basse pression :

Cette technique consiste à forcer mais à une pression inférieure à la pression de fracturation et avec faible débit.

c. Injection du laitier en circulation :

En effet c'est un cas particulière se rapportant à une technique de circulation et son d'esquiche.

Elle peut être utilisée quand il s'agit de rétablir une cimentation sur une grande hauteur suite à un manque de remplissage (perte de ciment pendant la cimentation primaire) :

- il est possible d'opter pour l'utilisation de perforations basses avec retour en tête de l'espace annulaire
- Soit en utilisant des perforations basses et hautes isolées les unes des autres par un ciment retainer.

La procédure est réalisée en deux étapes :

- Établissement de la circulation (et essai).
- Mise en place du laitier.

IV- 8 -3 Déroulement de l'esquiche proprement :

- Enregistrer tous les paramètres (pression, débit,... etc.).
- Réaliser la préparation du laitier et évaluer les caractéristiques et prélever des échantillons.
- Après avoir obtenu un test d'injectivité satisfaisant.
- Avec des produits de bonne qualité (attention aussi à l'eau de mixage) Dans un petit bac.

- Utiliser des spacers de tête et de queue compatible avec le fluide en place dans le puits et avec le laitier.
- Bien contrôler les volumes pompés lors :
- Lorsqu'on utilise un équipement comprenant un packer associé a un tail pipe court ou un ciment retainer, il est nécessaire de mettre en place une circulation de laitier absolument contrôler le retour en Duse sur l'annulaire).
- Circuler en inverse pour nettoyer les tiges le plus tôt possible (avant ou après l'esquiche selon l'équipement retenue).
- Pendant l'esquiche, bien suivre les pressions en tête des tiges et d'annulaire pour ne pas dépasser les pressions autorisées et en particulier la pression de fracturation.
- Au besoin, pressuriser modérément l'annulaire durant l'esquiche.
- Assurez- vous qu'il n'existe aucun retour par les tiges.
- Remonter la garniture pendant l'attente de la prise de ciment.
- Éventuellement, descendre un outil de reforage et reforer l'excès de ciment.
- Contrôler la qualité de la cimentation obtenue.

IV-9 Contrôle et évaluation de cimentation :**IV- 9 -1 diagraphie de cimentation CBL –VDL :**

Grace aux diagraphies suivantes, on peut évaluer la qualité de cimentation de la colonne de tubage en observant le dégagement de chaleur et l'augmentation de la contrainte d'adhérence du ciment lors de sa prise.

- Enregistrement et suivi de l'amplitude du train d'onde CBL-VDL

- Outil dévaluation du ciment.

L'amplitude d'une onde acoustique diminue lors de son cheminement dans milieu quelle traverse cette atténuations est fonction des propriétés élastique du milieu.

Sa mesure est appliquée à la détermination de la qualité de la cimentation d'un tubage

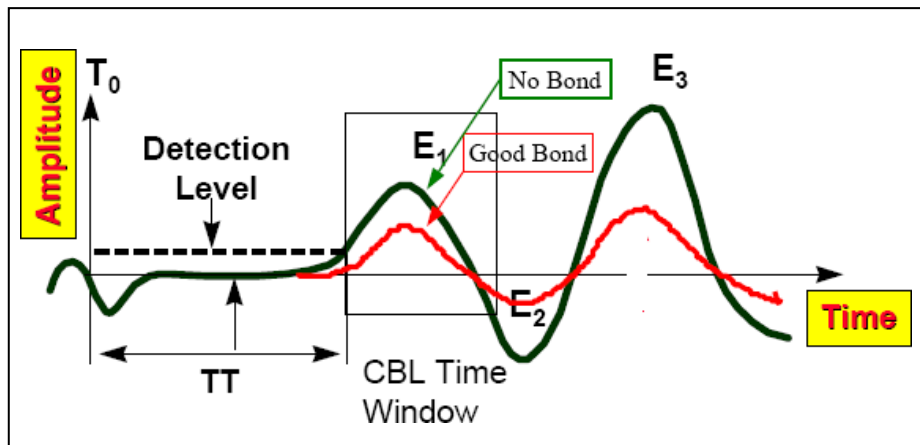


Figure. IV-4 : Diagraphie de cimentation CBL VDL

IV- 9 -1-1 le principe :

Un train d'onde de fréquence variant entre 15000 et 30000 HZ selon les appareillages est périodiquement généré par un émetteur.

Cette onde traverse la boue, et traverse le tubage, le ciment et la formation située dans différents milieux, et est ensuite couplée acoustiquement et détectée par un récepteur situé sur le milieu sur le corps de l'outil généralement de 1 m de l'émetteur.

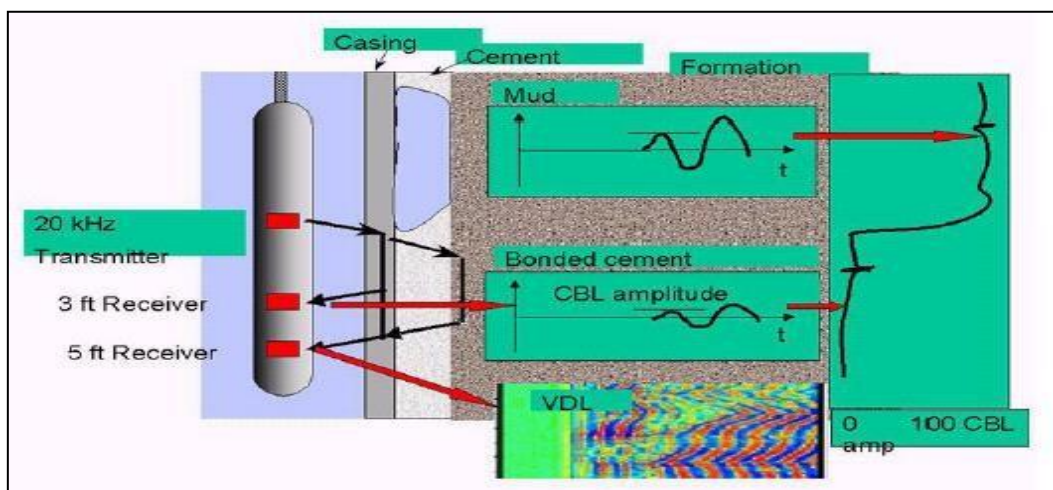


Figure. IV-5 : principe du fonctionnement du CBL_VDL

La vitesse de différentes ondes émises et créées, lors des passages successifs d'un milieu à un autre, sont fonction des caractéristiques physiques du milieu et du type d'onde. La propagation de l'énergie acoustique le long du tubage est plus rapide que les ondes de formation. Elles ont même une vitesse supérieure aux ondes de boue. Montre schématiquement l'enregistrement de tel train d'onde parvenant au récepteur.

Ce diagraphie, est appelée le CBL, elle permet d'évaluer la qualité de la cimentation.

IV-9-1-2 interprétation :

-les ondes de tubage sont très visibles, parallèles et rectilignes sur toute la partie libre lors du passage libre du tubage

Les ondes de formation ne sont pas visibles

-lorsqu'elles sont parfaitement cimentées, elles sont extrêmement affaiblies et peuvent même presque disparaître.

-les ondes de formation apparaissent très nettement.

Dans une zone à peu près cimentée, on peut observer les ondes de tubage, plus ou moins foncées, ainsi que les ondes de formation.

L'enregistrement du temps de transit et du CBL, ainsi que du VDL est fait maintenant par le même outil.

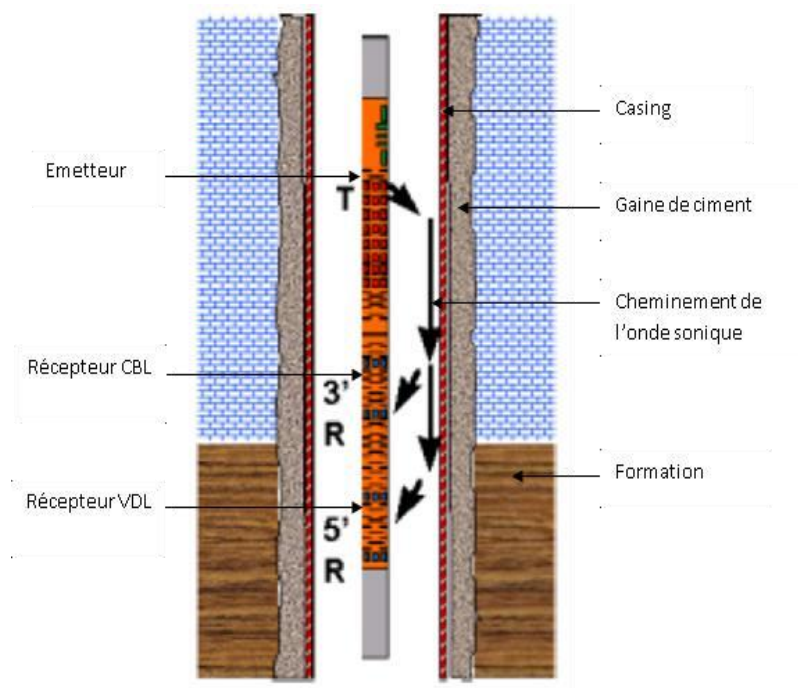


Figure. IV- 6 : Outil CBL VDL

CHAPITRE V

Dans ce chapitre nous allons procéder aux opérations de descente et cimentation du liner 7" et contrôle et évalué la qualité de cimentation ainsi que les opérations d'intervention nécessaire pour résoudre ce problème de mal cimentation ,notre étude a été effectuée sur le puits **BBR – 2** dans le champs de Hassi Messaoud.

V-1 Préparation et descente de liner :**V-1-1 Préparation du liner :**

- Stockage des tubes sur le pipe rack.
- Enlever les protecteurs.
- Nettoyage et vérification des filetages.
- Calibrage avec un drift API.
- Enlever les tubes endommagés et les remplacer.
- Mesurer et marquer les longueurs de tube sur un cahier.
- Après les opérations électriques (calibrage du trou) effectuer l'habillage du tube.

V-1-2 Préparation des matériels de descente :

- Nettoyage du plancher et matériel de descente.
- Graissage.
- Installer les dispositifs de remplissage.
- Clés automatiques (hydraulique).
- Calibrage de la tête de cimentation.
- Préparation sur plancher du réducteurs 4" ½ x 3"1/2.
- Préparation du Spider.

V-1-3 Préparation du trou : phase 8" 1/2 longueur de 1015 m (de 2630 à 3645 m).

Le trou doit être soigneusement préparé car la descente d'une colonne perdue est une opération plus délicate que la descente d'un autre tubage .Tout d'abord, il est nécessaire de bien laver le puits jusqu'à égalisation des densités de la boue entrant dans le puits et celle sortant (homogénéisation de la boue) ensuite on fait reforage de trou. En générale, la garniture a été hors du puits pendant une période de 12 à 24 heures lors des opérations électriques de digraphie pour recueillir les décisions finales de descente de tubage.

Cela signifie que le cake aura tout le temps de se former aux endroits des zones perméables, des débris de forage ou des particules d'argiles décomposées peuvent être sédimentés de façon à empêcher la descente du liner au fond sans circulation.

C'est pour cela qu'on consiste à refaire le reforage avec une vitesse minimale et d'aléser

les parois du trou.

Les mesures de tiges de forage doivent être contrôlées soigneusement une fois au fond, la profondeur totale est vérifiée à deux reprises et on commence à circuler, la quantité de boue à circuler doit correspondre au moins à deux volumes du trou. Pendant la circulation on observe les caractéristiques de poids spécifique, de viscosité et de filtration de la boue.

Le puits doit être le plus vertical possible pour assurer une descente aisée de la colonne perdue. Lors de la cimentation du liner on devra manœuvrer la garniture pour avoir un bon remplissage de l'annulaire et une uniformité de prise de ciment.

V-1-4 Vérification de la résistance de liner :

D'après le FF les Caractéristiques des tubes 7" sont :

- Diamètre: 7" (177,8 mm).
- Masse nominale: 32 # (lbs.ft).
- Filetage: N-VAM.
- Nuance d'acier: P110 (une bande blanche).
- Résistance à l'écrasement : 743 bars.
- Résistance à l'éclatement : 859 bars.
- Tension à la limite élastique: 456 (10³daN).

V-1-5 Vérification de la colonne du tubage 7":

Les efforts suivants sont pris en considération pour calculer la résistance de tubage:

- ✓ Pression d'écrasement
- ✓ Pression d'éclatement
- ✓ Tension à la limite élastique (la traction).

La résistance de la colonne est vérifiée par les trois efforts avec trois coefficients de sécurité :

- K_{ecr} = 1,125 Pour l'écrasement
- K_{ecl} = 1,1. Pour l'éclatement
- K_{tra} = 1,75. Pour la limite élastique à la traction

V-1-6 Données suivant le FF de Liner 7" P110 32# :

Le Diamètre du Liner: 7" = 177,8 mm d_{int} = 154,79 mm

La Masse nominale : q = 32 lbs/ft q = 47,62 kg/m

La Résistance à l'écrasement: R_{ecr} = 743 bars

La Résistance à l'éclatement : $R_{ecl} = 859$ bars

La Tension à la limite élastique: $T = 456.10^3$ daN

La Densité de la boue OBM : $d = 1.58$

La Longueur de la colonne: $L = 1164$ m

Profondeur du puits : $H = 3645$ m

Pression hydrostatique:

$$Ph = \frac{H.d}{10.2}$$

$$Ph = (3645 \times 1.58) / 10, 2 = 564.6 \text{ bars}$$

$$\mathbf{PH = 564.6 \text{ bars}}$$

Pression d'écrasement :

$$Pecr = Ph \times K_{ecr}$$

$$Pecr = 564.6 \times 1,125 = 635 \text{ bars}$$

$$\mathbf{Pecr = 635 \text{ bars}}$$

$Pecr < Recr$ la résistance est vérifiée

Pression d'éclatement: $Pecl = Ph \times Kecl$

$$Pecl = 564.6 \times 1,1 = 621 \text{ bars}$$

$$\mathbf{Pécl = 621 \text{ bars}}$$

$Pecl < Recl$ la résistance est vérifiée.

Tension à la limite élastique: $T_{calculer} = q \times L \times K_{tra}$

$$T_{calculer} = 47,62 \times 1164 \times 1,75 = 97. 10^3$$

$$\mathbf{T_{calculer} = 97. 10^3 \text{ dan}}$$

$T_{calculer} < T$ la résistance est vérifiée.

Selon les conditions dans le puits et les résultats de vérification de la résistance on peut descendre ce type de tube sans aucun risque.

V-1-7 Vérification de setting string :

Les efforts suivants sont pris en considération pour calculer la résistance de setting string:

- ✓ Pression d'écrasement
- ✓ Pression d'éclatement
- ✓ Tension à la limite élastique (traction)

La résistance du setting tool est vérifiée par les trois efforts avec trois coefficients de sécurité :

- $K_{ecr} = 1,125$ Pour l'écrasement

- $K_{ecl} = 1,1$ Pour l'éclatement

- $K_{tra} = 1,75$ Pour la limite élastique a la traction

D'après le FF les caractéristiques de DP drill pipe 5 " G105 19.5 lbs/foot

Drill pipe :

Diamètre extérieur de tige 5 " = 127 mm et diamètre intérieure = 82.55 mm

Masse nominale $q = 19.5 \text{ lbs/ft}$

$q = 32 \text{ kg/m}$

Grade du drill pipe : G105

Résistance à l'écrasement : $Recr = 896 \text{ bars}$

Résistance à l'éclatement : $Recl = 917 \text{ bars}$

Tension à la limite élastique : $T = 246.1 \times 10^3 \text{ daN}$.

Données de départ :

La densité de boue de la phase 8"1/2 d = 1.58

Profondeur vertical du puits : $H = 3645 \text{ m}$

La longueur de la garniture de pose : de 0 m à 2480 m. $L = 2480 \text{ m}$

Calcul de la Pression hydrostatique :

$$Ph = \frac{H \cdot d}{10.2}$$

$$Ph = (2480 \times 1,58) / 10,2$$

$$\mathbf{Ph = 384.15 \text{ bars}}$$

Calcul de la pression d'écrasement :

$$Pecr = 384.15 \times 1,125 = 432.16 \text{ bars}$$

$$\mathbf{Pecr = 432.16 \text{ bars}}$$

$Pecr < Recr$ donc la tige résiste à l'écrasement.

Calcul de la pression l'éclatement :

$$Pecl = Ph \times Kecl$$

$$Pecl = 384.15 \times 1,1 = 422.56 \text{ bars}$$

$$\mathbf{Pecl = 422.65 \text{ bars}}$$

$Pecl < Recl$ donc la tige résiste à l'éclatement.

Tension à la limite élastique: $T_{calculer} = q \times L \times K \text{ tra}$

$$T_{calculer} = 29 \times 2480 \times 1,75 = 125.860. \cdot 10^3 \text{ daN}$$

$$\mathbf{T calculer = 125.860. \cdot 10^3 \text{ daN}}$$

$T_{calculer} < T$ donc la tige résiste à la traction.

Donc la résistance de la tige est vérifiée selon ces conditions dans le puits.

V-1-8 Descente et ancrage du liner :

V-1-8-1 Avant la descente :

- ❖ Être sur de tous les pressions d'ancrage avant la descente du liner. Le liner hydraulique devra s'ancrer en premier suivi par le HR Setting Tool, et finalement l'évacuation du hall Seat si elle est utilisée.

- ❖ assemblage du Setting Tool et des accessoires. Etre sur que le Setting Tool est correctement équipé en nombre de vis pour la libération d'urgence.
- ❖ Assembler le liner hanger au PBR ou au SR Nipple avec le Setting Tool.
- ❖ Positinner le Setting Tool dans le Setting Sleeve. Pousser bien droit jusqu'à ce que le Setting se verrouille puis tourner pour que les doigts s'engagent.

V-1-8-2 Assemblage du liner :

L'assemblage du liner se fait de bas vers le haut comme suite :

- Sabot.
- 1 joint liner.
- 1 joint liner.
- Landing collar.
- joints de liner.
- liner hanger.
- liner packer.
- Setting tool.

L'assemblage du setting tool se fait dans l'atelier, il est vérifier et vissé à l'autre ensemble (liner hanger et liner packer) à l'atelier.

Tous les équipements doivent être vissés en utilisant la BAKERLOCK (type de colle utilisé dans le domaine industriel).

La mise en place de tous les matériels de manutention sur le plancher.

V-1-8-3 Descente et ancrage du Liner hydraulique :

- ✚ Mesurer l'assemblage du liner, les accessoires d'équipement et vérifier leurs composants.
- ✚ Discuter du travail à exécuter avec le responsable du client. Toutes les procédures et détails devront être discutés et clarifiés avant le commencement de l'opération. L'opération liner devra vérifier la correspondance des tiges sans tenir compte de qui les a vérifiés.
- ✚ Installer les équipements flottants sur le liner et vérifier leur bon fonctionnement.
- ✚ Descendre le casing, le remplir comme requis et installer tout le matériel de cimentation nécessaire.
- ✚ Acrocher le liner hanger et son assemblage avec l'élévateur de tiges et le visser sur le liner.
- ✚ Monter le liner, en laissant les cales casing jusqu'à ce que le poids soit suspendu sur le

Setting Tool.

- ✚ Descendre le liner et l'assemblage du hanger et caler le Lift Nipple dans les cales de tiges.
- ✚ Visser un joint ou un stand de tiges de forage sur le Lift Nipple.
- ✚ Descendre doucement la tige de forage dans le puits en guidant l'assemblage du hanger à travers les BOP pour éviter d'endommager le liner.
- ✚ Circuler afin d'évacuer les bulles d'air se trouvant dans la garniture du liner Pomper au minimum un volume égale à 2 volumes du liner.
- ✚ Noter le poids du liner à l'indicateur du poids (MARTIN- DICKER) du rig de forage.
- ✚ Descendre le liner dans le puits, en remplissant les tiges comme requis.
 - a) Descendre le liner à une vitesse suffisante pour ne pas applique d'effet de pistonage dans le trou non tubé (découvert). 1 à 2 minutes par stands est habituellement une bonne vitesse, mais quelque fois il est nécessaire d'aller mois de vite.
 - b) Dans certains cas il est nécessaire de circuler régulièrement pendant la descente de liner.
- ✚ Lorsque le bas du liner arrive dans le découvert (sabot derrière casing descendu), circuler le volume total annulaire cela rempliera le trou et le liner de boue fraîche : bonne densité, bonne viscosité et enlèvera les bulles d'air du liner Pendant la circulation, installer les Pump Down Plug dans la Dropping Head sur le plancher ou sur le plan incliné. Aussi avoir assez de conduites hautes pressions au plancher afin de pouvoir circuler le liner en descendant dans le découvert si nécessaire.
- ✚ Lentement et prudemment descendre le liner à 1 ou 2 mètres du fond du trou. Ne pas circuler et si besoin ne pas dépasser 2/3 de la pression d'ancrage du liner pour éviter Tout ancrage prématuré.
- ✚ S'il est nécessaire de tourner à travers un passage dans le découvert, monter sur le premier tool joint accessible la tige carrée ou la Cementing Kelly. Pompe arrêter (sans assurer, poser du poids sur le passage (Bridge) et avec une petite circulation (2/3 de la pression d'ancrage du liner) commencer à tourner à 10 – 12 tours/ min. Ne jamais dépasser le couple de serrage maximum du filetage du casing descendu.

Attention : Faire très attention quand on relâche la torsion appliquée pour tourner la garniture .la rotation à droit devra être relâché tout doucement, afin d'éviter un à-coup de retour a gauche qui pourrai déclencher l'outil en libération d'urgence.
- ✚ Descendre le liner au fond et installer la Plug Dropping Head.
- ✚ Circuler le puits comme requis par le client.

- ✚ Envoyer la bille d'ancrage par l'orifice prévu en tête de cimentation jusqu'au Landing Collar. Cela prendra plus de temps dans les trous déviés que droits. Lorsque la bille est arrivée à son siège, appliquer 1500 PSI de pression différentielle et la maintenir.
- ✚ Poser le poids du liner sur les chiens de celui ci (hanger).
- ✚ Après avoir posé tout le poids du liner sur le liner hanger poser un poids supplémentaire de 10000 lb et aussi assez de poids pour compenser les forces hydrauliques créées sur l'outil ou moment de la montée en pression pour la libération.

NOTE : le setting tool doit être en compression, pour un bon fonctionnement de la libération hydraulique. Quelques conditions de puits nécessitent de travailler la garniture pour passer le poids sur l'outil.

- ✚ Monter la pression dans la garniture en appliquant 300 PSI au dessus de la pression préajustée sur le setting tool.
- ✚ Purger la pression, dégager la garniture de 0.50 à 1.00 mètre au setting tool s'est bien libéré du liner. Si l'outil ne s'est pas libéré actionner le mécanisme d'urgence.
- ✚ Poser assez de poids sur le liner et appliquer la pression dans la garniture pour éjecter la bille et son siège, rétablir la circulation.
- ✚ Installer l'équipement de cimentation comme requis par le programme.

V-1-8-4 Ancrage du liner mécanique :

L'ancrage de ce liner se fait comme suite :

- 1- Placer la colonne à la côte d'ancrage prévue.
- 2- Arrêter la circulation.
- 3- Remonter la colonne de 30 à 50 cm.
- 4- Tourner 2 ou 3 tours à gauche pour déverrouiller les coins.
- 5- Descendre lentement sans tourner, jusqu'à ce que le poids au MARTIN –DICKER ait baissé du poids du liner dans la boue.
- 6- Reprendre du poids en dégageant jusqu'à ouverture partielle du TEMPER –SUB (visible au MARTIN-DICKER).
- 7- Le point neutre se trouve alors au point de sécurité.
- 8- Tourner 15 tours à droit très lentement.
- 9- Remonter de 2 à 3 m si le tail pipe comporte un tubing, et de quelque centimètre dans le cas contraire.

Il ne doit pas avoir de changement de poids au MARTIN-DICKER.

V-2 Cimentation du liner

Introduction :

La cimentation consiste à la mise en place d'un laitier de ciment dans l'espace annulaire entre le trou et le tubage ou liner descente dans le puits.

Différent types de cimentation sont disponibles chacun répondant à un problème spécifique. Leur principe consiste à injecter un laitier de ciment dans l'espace annulaire existant entre l'intérieur du liner et la paroi du trou (zone productrice). En l'injectant directement à l'intérieur des tiges de forage. De façon à le faire ensuite remonter dans cet annulaire jusqu'à une hauteur prédéterminée. Une colonne perdue ne remonte pas à la surface, mais sur une hauteur limitée de 30 m jusqu'à 150 m à l'intérieur de tubage précédent.

V-2-1 But de cimentation de la colonne perdue :

- A sceller mécaniquement dans la colonne précédente.
- Garantir l'étanchéité entre les deux colonnes.
- Protéger la colonne contre la corrosion.

Pour assurer une bonne cimentation de la colonne perdue (liner), il faut un recouvrement de 80 à 150 mètres selon le diamètre de la colonne descente.

De plus, cette colonne représente la dernière installation elle est renforcée au niveau des zones productrices puis perforée afin de permettre une production sélective du puits.

On préfère utiliser la colonne perdue plutôt qu'une colonne complète :

- Aux tubes.
- Au temps de mise en place.
- Aux éléments de têtes de puits
- A la garniture de forage de différents diamètres (garniture mixte).

- Pour augmenter le diamètre du tubing.

- Quand la tête de cimentation utilisée ne permet pas l'ancrage d'une colonne d'un diamètre donné

Cependant elle si, la mise en place d'une colonne perdue réduira le coût du puits.

V-2-2 Calculer les volumes et la quantité de ciment nécessaire pour déroulement l'opération de cimentation :

V-2-2-1 Calcule les volumes de ciment :

Les données de puits :

- Point fragile : sabot 13^{3/8}
- Diamètre : 8^{1/2}

- Tiges : 5"
- Q forage : 800 l/min
- Température statique fond : 135 F°

- ❖ Forage vertical de la phase 8^{1/2} @ 3645 m
- ❖ Découvert bien calibré (caliper logging CAL)

Dans la partie de l'open hole le diamètre de trou généralement supérieur au diamètre de l'outil dans certain zone a cause de cavage des formations friable

Donc le volume réel de trou supérieur au volume calculer dans ce cas on augmente le volume de ciment par un certain pourcentage est appeler le coefficient de majoration

Ce coefficient de majoration entre 1,05 à 1,75 en fonction des données du caliper, on ajoute un excès de 5 à 75 %

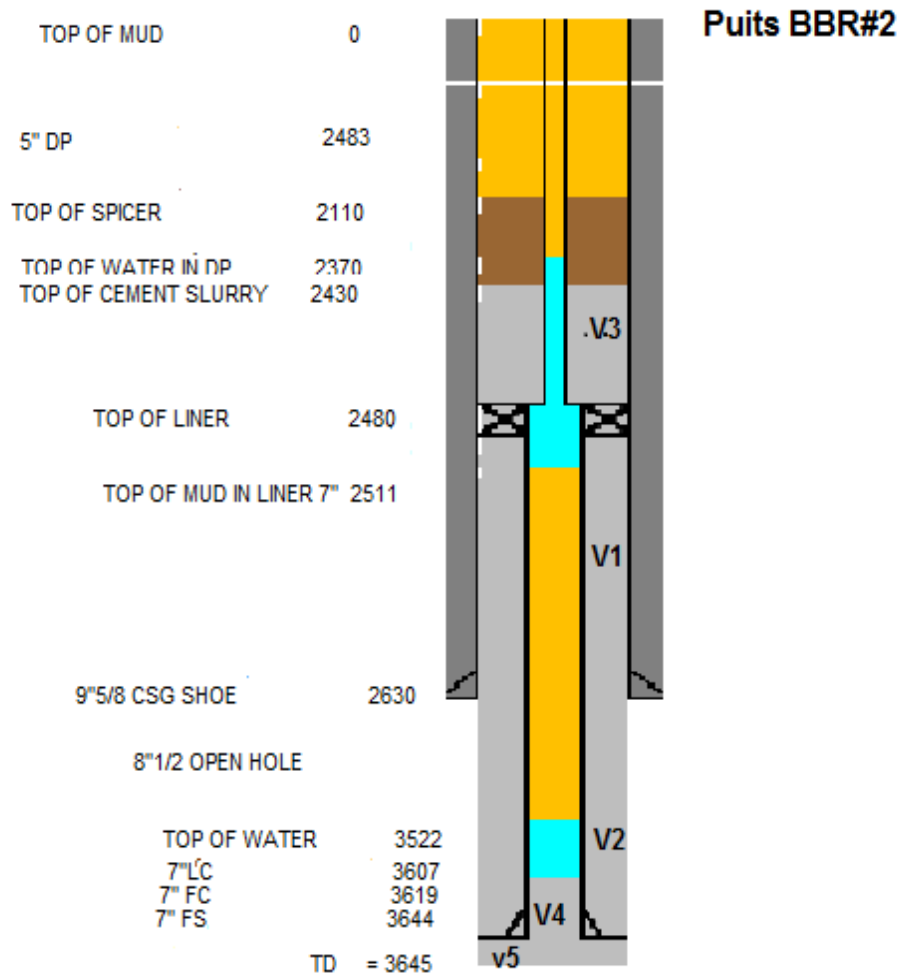
Dans ce cas le coefficient de majoration est 62%

Volume de laitier de ciment :

Selon le FF les volumes unitaires sont présents dans le tableau ci-dessous :

Tableau V .1: les volumes unitaires

Trou / casing / tige	Volume unitaire (lt/m)
Trou 8 ^{1/2}	36.61
Annulaire 8 ^{1/2} " x 7" 32#	11.78
Intérieur 7" 32 #	18,82
Intérieur DP 5" G105 19.5 #	09.05
Annulaire 9 ^{5/8} 47# x 5" DP	24.98
Annulaire 9 ^{5/8} " 47 # x 7" 32#	13.35



shema de cimentation de liner 7"

Figure V.1 Shema de cimentation de liner 7 " puits BBR#2

Volume de Spacer = 8 m³

Volume totale de ciment :

$$V_{tot} = V1+V2+V3+V4+V5$$

a) Volume de Shoe track

$$H_4 = 37m$$

$$V_4 = 18,82 \times 37 = 696.34 \text{ litres}$$

$$V_4 = 0.696 \text{ m}^3$$

b) Volume de ciment sabot 7" – fond :

$$H_5 = 1 m$$

$$V_5 = 36.61 \times 1 = 36.61 \text{ litres}$$

$$V_5 = 0.036 \text{ m}^3$$

c) **Volume de l'espace annulaire trou-casing (8^{1/2}"x7"32) : avec majoration 62%**

$$H_2 = 1014$$

$$V_2 = 11.78 \times 1014 + 62\% = 19439 \text{ litres}$$

$$V_2 = 19.439 \text{ m}^3$$

Remarque: Vu que le diamètre n'est pas précis en raison de la géométrie du puits, nous tiendrons compte d'un Coefficient de majoration dans notre cas 62% :

d) **Volume de l'espace annulaire casing-casing (9^{5/8}"47# x7" 32 lbs/foot):**

$$H_1 = 150 \text{ m}$$

$$V_1 = 13.35 \times 150 = 2002.5 \text{ litres}$$

$$V_1 = 2 \text{ m}^3$$

e) **Volume de l'espace annulaire casing- DP 9^{5/8}"47# x 5" DP**

$$H_3 = 50 \text{ m}$$

$$V_3 = 24.98 \times 50 = 1249 \text{ litres}$$

$$V_3 = 1.249 \text{ m}^3$$

f) **Volume totale de ciment**

$$V_{\text{tot}} = V_1 + V_2 + V_3 + V_4 + V_5$$

$$V_{\text{tot}} = 0.696 + 0.036 + 19.439 + 2 + 1.249 = 23.42 \text{ m}^3$$

$$V_{\text{tot laitier}} = 23.42 \text{ m}^3$$

$$V_{\text{tot laitier}} = 23420 \text{ litres}$$

g) **Volume de chasse :**

$$V_{\text{ch tot}} = V_{\text{int 7" top liner - LC}} + V_{\text{int DP 5"}}$$

$$V_{\text{int 7" top liner - LC}} = 1127 \times 18.82 = 21210.14 \text{ litres}$$

$$V_{\text{int 7" top liner - LC}} = 21.210 \text{ m}^3$$

$$V_{\text{int DP 5"}} = 2480 \times 9.05 = 22444 \text{ litres}$$

$$V_{\text{int DP 5" surface - top liner}} = 22.444 \text{ m}^3$$

$$V_{\text{ch tot}} = 43654.14 \text{ litres}$$

$$V_{\text{ch tot}} = 43.654 \text{ m}^3.$$

h) Calcul de la pression finale de refoulement en fin de chasse avant l'à-coup de pression finale :

Règle : comme l'on réduit le débit pour éviter que le bouchon plein n'arrive avec top de vitesse sur l'anneau, on prend par convention un débit nul, ce qui fait que la pompe ne subit que l'effet du tube en U crée par le laitier.

Comment procéder

Par calcul simple de l'effet du tube en U

$$L'effet de tube en U = (P_h \text{ laitier} + P_h \text{ spacer}) - P_h \text{ boue (anneau-top spacer)}$$

AN :

$$P_{\text{fin de chasse}} = [(Z_{LC} - Z_{\text{top laitier}}) \times d_{\text{laitier}}/10.2 + H_{\text{spacer}} \times d_{\text{spacer}}/10.2] - [(Z_{LC} - Z_{\text{top spacer}}) \times d_1/10.2].$$

$$P_{\text{fin de chasse}} = [(3619 - 2430) \times 1.9] / 10.2 + (320 \times 1.7) / 10.2 - [(3619 - 2110) \times 1.58] / 10.2]$$

$$P_{\text{ref}} = 40 \text{ bars}$$

V-2-2-2 Calculer la quantité de ciment :

Ces paramètres dépendent de la densité du laitier. Le volume du laitier obtenu, on peut déterminer la quantité de ciment et le volume d'eau nécessaire pour le gâchage

La densité du laitier : $d = 1.9$ et d'après le programme de cimentation :

Tableau V.2 les paramètres de laitier

Densité	Eau (lt /100 Kg)	Laitier (lt/100Kg)
1.9	51.8	120

a) La quantité de ciment pour obtenu un laitier de densité : $d = 1.9$

120 litres de laitier \longrightarrow 100 Kg de ciment

23420 litres de laitier \longrightarrow Q

$$Q = 19516 \text{ Kg}$$

$$Q = 19.516 \text{ Tons}$$

b) Le volume d'eau de gâchage :

51.8 Litres d'eau \longrightarrow 100 kg de ciment

Veau \longrightarrow 19516 kg

Veau = 10109 litres

Veau = 10.109 m³

V-2-2-3 Calculer le temp de cimentation Tc:

$T_c = T_{inj} + T \text{ de chasse}$

❖ Le temp d'injection de laitier :

D'après le programme de cimentation

Débit d'injection de Spacer = 300 l/min

Débit d'injection de laitier = 300 l/min

Débit de chasse = 300 l/min

$T_{inj} = T_{inj \text{ spacer}} + T_{inj \text{ laitier}}$

$T_{inj \text{ spacer}} = V_{\text{spacer}} / Q_{inj \text{ spacer}}$

$T_{inj \text{ spacer}} = 8000 / 300 = 26.66 \text{ min}$

$T_{inj \text{ Spacer}} = 26.66 \text{ min}$

$T_{inj \text{ de laitier de ciment}} = V_{\text{laitier}} / Q_{inj \text{ laitier}}$

$T_{inj \text{ de laitier de ciment}} = 23420/300 = 78 \text{ min}$

$T_{inj \text{ de laitier de ciment}} = 78 \text{ min}$

❖ Le temp de chasse :

$T \text{ de chasse} = V_{\text{chasse}} / Q_{\text{chasse}}$

$T \text{ de chasse} = 43654.14/300$

$T \text{ de chasse} = 145.51 \text{ min}$

Donc : $T_c = T_{inj} + T \text{ de chasse}$

$T_c = 104.66 + 145.51$ **$T_c = 250 \text{ min}$** **$T_c = 4 \text{ heures}$**

Tableau V.3 Résultat de calcule de cimentation

	Volume (litres)	Q inj (litres/min)	Temp (min)
Spacer	8000	300	26.66
Laitier de ciment	23420	300	78
Boue de chasse	43654.14	300	145.51

Tc = 250 min

V-2-2-4 Calculer les volumes et les quantités des additives de fabrication :

D'après le programme de cimentation de puits BBR#2 :

a. Le Spacer :**Fresh water :**

$$\begin{array}{l} 1 \text{ m}^3 \text{ de spacer} \longrightarrow 0.548 \text{ m}^3 \\ 8 \text{ m}^3 \text{ de spacer} \longrightarrow x \end{array}$$

$$V \text{ fresh water} = 4.38 \text{ m}^3$$

DAF-1 defoemer :

$$\begin{array}{l} 1 \text{ m}^3 \text{ de spacer} \longrightarrow 0.5 \text{ litre} \\ 8 \text{ m}^3 \text{ de spacer} \longrightarrow x \end{array}$$

$$\text{DAF-1 defoemer} = 4 \text{ litres}$$

NACL salt :

$$\begin{array}{l} 1 \text{ m}^3 \text{ de spacer} \longrightarrow 190 \text{ kg} \\ 8 \text{ m}^3 \text{ de spacer} \longrightarrow x \end{array}$$

$$\text{NACL salt} = 1520 \text{ kg}$$

CFP-500 Spacer :

$$\begin{array}{l} 1 \text{ m}^3 \text{ de spacer} \longrightarrow 10 \text{ kg} \\ 8 \text{ m}^3 \text{ de spacer} \longrightarrow x \end{array}$$

$$\text{CFP-500 Spacer} = 80 \text{ kg}$$

NWG-7 anti setting:

$$\begin{array}{l} 1 \text{ m}^3 \text{ de spacer} \longrightarrow 4 \text{ kg} \\ 8 \text{ m}^3 \text{ de spacer} \longrightarrow x \end{array}$$

$$\text{NWG-7 anti setting} = 32 \text{ kg}$$

Barite alourdissant:

$$\begin{array}{l} 1 \text{ m}^3 \text{ de spacer} \longrightarrow 1514 \text{ kg} \\ 8 \text{ m}^3 \text{ de spacer} \longrightarrow x \end{array}$$

$$\text{Barite alourdissant} = 12112 \text{ kg}$$

NSA-1 surfactant :

1 m³ de spacer → 5 litres

8 m³ de spacer → x

NSA-1 surfactant = 40 litres

b. Le laitier de ciment :**SFA cilica flour :**

1 ton ciment → 50 kg

19.51 Tons ciment → x

SFA cilica flour = 975.5 kg

SFA-100 silica sand:

1 ton ciment → 300 kg

19.51 Tons ciment → x

SFA-100 silica sand = 5853 kg

Hematite alourdissant :

1 ton ciment → 700 kg

19.51 Tons ciment → x

Hematite = 13657 kg

Water fresh :

1 ton ciment → 0.518 m³

19.51 Tons ciment → x

Water fresh = 10.1 m³

DAF Defoam :

1 ton ciment → 1 litre

19.51 Tons ciment → x

DAF Defoam = 19.51 litres

NFC-4 Fluid loss:

1 ton ciment → 15 kg

19.51 Tons ciment → x

NFC-4 Fluid loss = 292.65 kg

DFR-1 dispersant:

1 ton ciment → 3 kg

19.51 Tons ciment → x

DFR-1 dispersant = 58.53 kg

NACL Salt:

1 ton ciment → 192 kg

19.51 Tons ciment → x

NACL Salt = 3744 kg

NR-12 retardateur :

1 ton ciment → 1.5 kg

19.51 Tons ciment → x

NR-12 retardateur = 29.25 kg.

Tableau V-4 les additives utilisées pour le spacer

Nom additives	Unité	Volume ou QTE
Fresh water	M3	4.38
DAF-1 defoemer	litre	4
NACL salt	kg	1520
CFP-500 Spacer	kg	80
NWG-7 anti setting	kg	32
Barite alourdissant	kg	12112
NSA-1 surfactant	litre	40

Tableau V- 5 les additives utilisés pour laitier de ciment

Nom additives	Unité	Volume ou QTE
SFA silice flour	kg	975.5
SFA-100 Silica sand	kg	5853
Hématite alourdissant	kg	13657
Water fresh	M3	10.1
DAF Defoam	litre	19.51
NFC-4 fluid loss	kg	292.65
DFR-1 Dispersant	kg	58.53
NACL Salt	kg	3744
NR-12 Retardateur de prise	kg	29.25

V-2-3 Déroulement l'opération de cimentation du liner :

- Lorsque la colonne perdu arrive au fond on dégager 1 m de fond et noter le poids totale
- Lancer la bille a l'intérieur de la colonne
- Entamer la circulation
- La bille arrivée a son siège on observe une augmentation de la pression a 1900 psi
- Le premier coup de pression c'est l'ancrage du liner hangar
- Continue la circulation la pression Augmenter progressivement jusqu'a 3100 psi pour cisaillement les goupilles de siège de la bille
- Circulation pour assurer le remplissage de l'espace annulaire par la boue
- Pomper 8 m3 de spacer de densité
- Larger le bouchon inferieur
- Pomper 23 m3 de laitier de ciment
- On observe le deuxième coup de pression lorsque le bottom plug arriver sur le wiper plug
- Larger le bouchon supérieur.
- Pomper le volume de boue de chasse 43.65 m3
- On observe le troisième coup de pression lorsque l'Upper plug arrive sur le wiper plug
- Continue la circulation jusqu'a l'arrivée des bouchons sur le landing collar
- Augmenter la pression jusqu'a 5000 psi pour tester la colonne pendant 15 min
- Purger et noté le volume de retour
- Poser un poids de 20 tons pour ancrage du packer
- On dégage trois mètre pour confirmer le poids restant
- Dégager 10 mètres
- Circuler jusqu'a sortir le spacer et la boue contaminée
- Dévisser la tête
- Remonter la garniture avec l'outil de pose.
- Fin de cimentation.

Avant l'opération de diagraphie :

- Visser et descente l'outil de 6" pour reforcé l'excès de ciment et les équipements
- Circulation
- Remonter la garniture.
- Visser et descente le scraper pour scraper la zone de diagraphie
- Circulation pour nettoyer le puits
- Remonter le scraper.
- Descente l'outil de diagraphie CBL et VDL
- Réaliser les opérations de diagraphie CBL VDL.

V-2-4 Evaluation de Cimentation de liner 7 du puits BBR#2 CBL et VDL :**Interprétation :**

D'après l'interprétation de CBL et VDL ci-dessous de la cimentation de puits BBR#2 on remarque que une mauvaise cimentation de liner à partir de la cote 3500 m jusqu' a le sabot.

(Voir log CBL VDL ci-dessous)

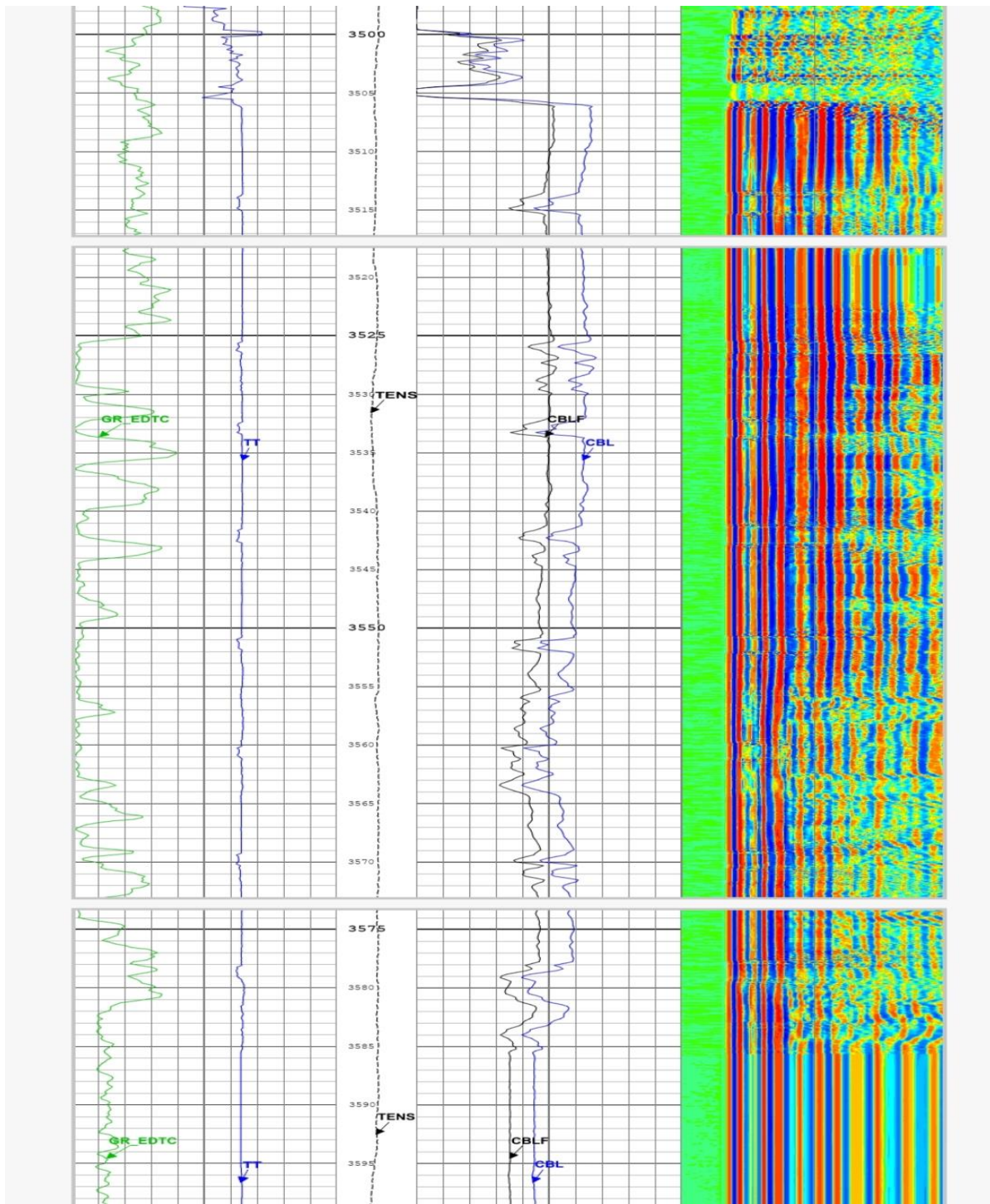


Figure V-2 CBL et VDL de cimentation de liner 7" du puits BBR#2

V-3 Résolution de problème de mauvaise cimentation

V-3-1 Cimentation sous pression (Squeeze) :

Cette opération de cimentation est appelé « squeeze » ou cimentation sous pression, consiste à injecter le laitier de ciment sous pression à travers les perforations de la colonne de tubage. Une cimentation sous pression est réalisée pour résoudre les problèmes de mauvaise cimentation.

Avant cette opération de squeeze, il faut réaliser des perfo au niveau de zone mal cimentée

V-3-1-1 Perforation :

V-3-1-1-1 Définition : L'opération de perforation consiste à réaliser des trous percés dans le tubage ou liner d'un puits pour relier l'intérieur de tubage (communication) avec l'espace annulaire ou contraire pour permettre les fluides s'écouler librement entre l'espace annulaire et l'intérieur ou le contraire.

Cette opération consiste à utiliser des canons perforants équipé d'une série de charge explosives descente jusqu'à la profondeur des perfo programmé.

V-3-1-1-2 La perforation classique :

Il est essentiel que l'ingénieur de la complétion veille à ce que le choix des charges soit adapté aux exigences du puits tout en garantissant une efficacité de perforation optimale.

La qualité d'une charge se manifeste par la création d'un jet de gaz long accompagné d'une grande vitesse.

La réussite d'une perforation au fond d'un puits repose sur la performance de perforation.

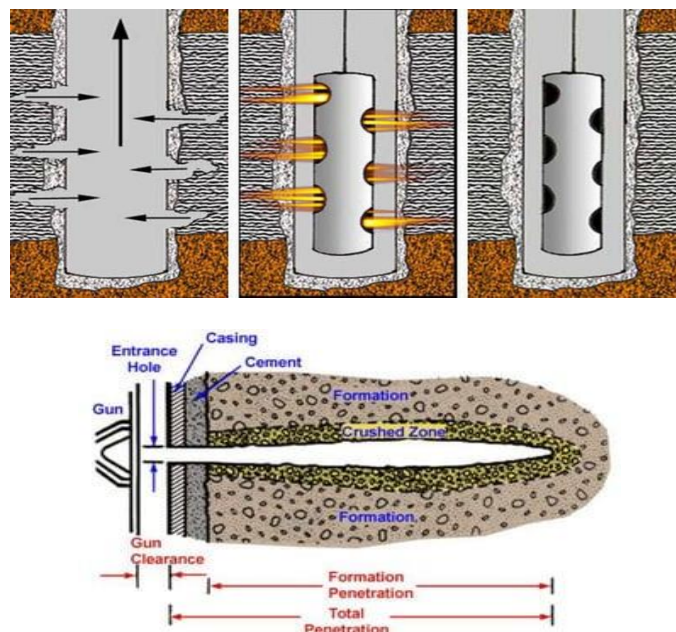


Figure V-3 le pistolet perforant dans le fond de puits

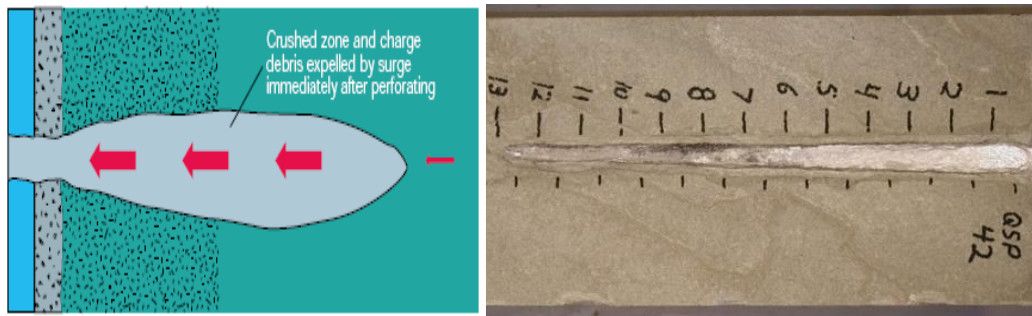


Figure V- 4 La forme finale de la perforation

V-3-1-1-3 La perforation Surgi jet:

Les progrès récents dans la technologie de pompage de haute puissance offrent un nouvelle instrument qui remplacer le pistolet perforant traditionnel. Cette nouvelle méthode exploité l'érosion du sable afin de traverser le tubage et entrer dans la formation

V-3-1-1-4 L'opération Surgi jetting:

Avant d'effectué l'opération de surgi jetting il est essentiel de procéder a l'opération de préciser la profondeur de chaque perfo. Cette opération consiste a descente un outil pour déterminer l'intervalle de perforation et détecter la position des manchons.

V-3-1-2 Test en circulation la communication entre les perfo :

L'objectif de ce test de circulation pour confirmer es que il ya une communication entre les perfo dans l'espace annulaire pour réaliser l'opération de cimentation par squeeze avec succès

V-3-1-3 Déroulements des opérations de perforation :

- ✓ Monter l'outil de perforation (Surgi Jet).
- ✓ Descente l'outil surgi jet est perforé le premier point de perforation @ 3609.m
- ✓ Descente le packer 7 inch est ancré à 3610 m.
- ✓ Teste en circulation par palier Entre sous Sabot et la première perfo avec négative
- ✓ Remonter le packer 7 inch @ 3585 m.
- ✓ Teste en circulation par palier enter la première perforation et le top liner négative.
- ✓ Descente de Surgi-Jet à 3570 m Et Perforer le deuxième point de perforation@3570m
- ✓ Descente le packer 7 inch est encre à 3550 m.
- ✓ Test de circulation entre la deuxième perfo et le top liner négative
- ✓ Descente le packer 7 inch et encre à 3585 m.

- ✓ Test en circulation entre les deux pointes de perforation (3609 m et 3570 m) par palier négative
- ✓ Descente de Surgi-Jet pour perforer le 3 ème point de perforation à 3530 m.
- ✓ Descente le packer et encre à 3520 m.
- ✓ Test par circulation la communication entre le troisième perfo et le top liner négative

Nous concluons que pas de circulation entre les points de perforation et le point au dessous de sabot et entre les point de perforation et le top liner donc pas de communication dans l'espace annulaire donc impossible de faire la réparation de cimentation par pression (squeeze).
Donc on utilise les opérations de repêchage.

V-3-2 Le Repêchage :

Les opérations de repêchage réaliser consiste a coupé et remonter la colonne perdu 7"

V-3-2 -1 Les équipements de repêchage utilisé :

a) Le Casing cutter :

le coupeur de tubage hydraulique est utilise pour fraiser ou couper une section complète de tubage ou liner. il s'agit d'un outil de fond fiable et robuste, facile a utiliser et a entretenir sur le terrain. Il peut être utilisé en cas de prise et d'abandons ou de situation de tubage coincé.

Tableau V- 6 Caractéristique de Casing Cutter

Diamètre extérieur	Dext de tubage coupé	Connection standard
4 3/8 "	5 1/2 " à 7"	2 7/8" REG

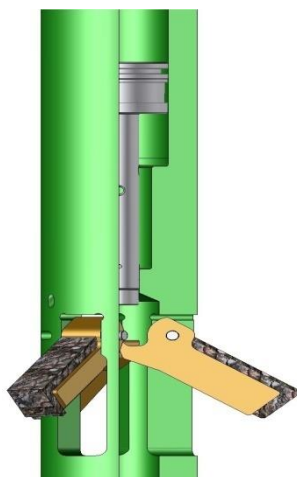


Figure V.5 Casing Cutter

b) Realising Spear:

C'est un outil robuste conçu pour s'accrocher et récupérer l'équipement perdu ou coincé dans le puits

Pour relâcher le poisson, frappez vers le bas puis effectuez deux a trois rotations vers la droite. Cette rotation vers la droite permet au mandrin de remonter a travers le grappin, plaçant ainsi le grappin contre l’anneau de libération. Une traction droite vers le haut libérera la lance du poisson.

Le releasing spear :

*/Il peut être tiré du diamètre intérieur du poisson tombé

* Il peut être utilisé avec un cutter interne, un pot et d’autres outils.

Tableau V- 7 Caractéristique de Realising Spear

Model	OD (mm)	T-capture (mm)	Filetage de conn	La capacité(KN)
LM –T178	162	150.4-166.1	NC50	2200



Figure V.6 Realising Spear

c) Le Pilot Mill:

Le pilot mill conçu pour fraiser les poissons tubulaires, nettoyer le diamètre interne de tubage (instabilité de l’alésage interne) avant descente un patch de tubage et supprimer les parties endommagées du tubage.

Ces outils peuvent être rechargés par des grains de carbure de tungstène ou de plaquettes de coupe.les inserts permettent une meilleure ROP et une meilleure durée de vie de l’outil.

Tableau V- 8 Caractéristique de Pilot Mill

Dressed OD	Thread reg pin	longueur	Pilot OD	Fishing OD
6 "– 9 7/8 "	4 1/2"	29"	4 3/4 " - 6 3/4 "	7 3/4 "



Figure V.7 Le Pillot Mill

d) Le Taper Mill :

Utilise pour réparer l'écrasement de tubage ou tubing et pour raser le ciment ou les équipements corrodés dans le tubage.

Ces outils peuvent être rechargés par des grains de carbure de tungstène ou de plaquette de coupe.

Tableau V- 9 Caractéristique de Taper Mill

Dressed OD	Top thread reg Pin	Longueur	Fishing OD
8 ^{3/8} "	4 ^{1/2} "	54 "	5 ^{3/4} "



Figure V.8 Le Taper Mill

V-3-2 -2 Déroulement les opérations de repêchage :

- Assembler et descente de milling BHA et fraiser de top liner 2480 jusqu'à 2485m
- Descente de casing cutter et couper a la cote 2493 m Q = 12 lpm, pr = 140 psi, RPM = 10 tr/min, torque 3800 à 4500 lb.ft.
- Descente de realising spear et remonter le PBR et liner hangar et une partie liner 7"
- Descente de casing cutter 4 3/8 " a la cote 2656m et couper une partie de liner 7" Q=125 lpm, Pr =200psi, torque : 4200 à 4700 lb/ft
- Descente le realising spear et remonter une partie de liner 7
- Descente le casing cutter 4 3/8 " a la cote de 2774 m et couper le liner 7" Q =125 lpm, Pr =200 psi, torque : 4200 à 4700 lb/ft
- Descente le realising spear mais on ne peut pas repêcher le liner.
- Descente le taper mill 8^{3/8} " pour foré le ciment.
- Descente le realising spear pour repêcher le poisson –négative-
- Descente le casing cutter 4 3/8 " et couper a la cote de 2705 m
- Descente le realising spear pour repêcher le poisson – négative-

- Descente le pilot mill 8^{3/8} " @ 2774 m.
- Fraiser de 2774 jusqu' a 2777 m. avec avancement faible.
- Descente le casing cutter 4 3/8 "et couper a la cote 2666 m
- Descente le realising spear pour repêcher le poisson – négative-
- Descente le pilot mill 8^{3/8} " pour fraisage de la cote 2658 m a 2663m
- Descente le realising spear et repêcher 3 m de poisson.
- Descente le casing cutter 4 3/8 " et couper a la cote 2666 m
- Descente le realising spear pour repêcher le poisson – négative-

Après plusieurs tentative pour repêcher le liner, mais toutes ont échoué

Nous avons décidé de mettre un bouchon de ciment au dessous de sabot 9 " 5/8 pour crée une base dur pour la déviation et fait le Side track.

Donc Preparer le trou pour pose le bouchon de ciment :

- Descente le pilote Mill 8^{3/8} " et fraiser 30 mètres au dessous le sabot 9 " 5/8.
- Circulation pour nettoyer le puits
- Preparer le volume de laitier de ciment pour mettre le bouchon.

V-3-3 Pose de bouchon de ciment :

Calculer le volume de bouchon :

V laitier ciment = Vint de trou 8^{1/2} " x h

h : la hauteur de bouchon

A-N

V laitier ciment= 36.61x 30

V laitier ciment= 1098.3 litres = 1.09 m3.

Majoration de 50%

V laitier ciment = 1.5 m3

D'après le programme de cimentation le volume de spacer 2 m3.

V-3-3-1 Déroulement de l'opération :

- ✓ Descente de tige de forage 2^{3/8} " a la cote 2660 m
- ✓ Monter la tête de cimentation et circulation et la ligne de cimentation
- ✓ Tester la ligne @ 5000 psi pendant 15 min
- ✓ Circuler pour nettoyer le puits
- ✓ Pomper 2 m3 de spacer et 1.5 m3 de laitier de ciment
- ✓ Top ciment @ 13 m au-dessus sabot 9 " 5/8 2617 m.
- ✓ Dégager les tiges de forage de 1 longueur au dessus de top ciment et circuler
- ✓ Remonter la suite des tiges de forage jusqu'au la surface

V-3-3-2 Reforage l'excès de ciment :

- ❖ Visser et descente Slick BHA avec un outil 8^{1/2} " jusqu'au le top ciment @2617m
- ❖ Reforage le ciment de 2617m jusqu'au 2643 m13 m au dessous de sabot 9 " 5/8 à ce point l'amorce de la déviation a débite la KOP.
- Q= 1800 l/min Rpm = 60tr/min WOB = 6 t Pr = 2500 psi
- ❖ Circulation pour nettoyer le puits.
- ❖ Teste la durté de ciment on appliqué un poids de 12 tons
- ❖ Remonter la BHA
- ❖ Preparer les équipements pour l'opération de side track

V-3-4 Opération de Side Track :

V-3-4-1 Définition : C'est le détournement de forage d'une section, c'est-à-dire forer une nouvelle phase secondaire en parallèle d'une phase d'origine, cette opération de détournement peut être effectuée en raison d'un poisson irrécupérable dans le trou.

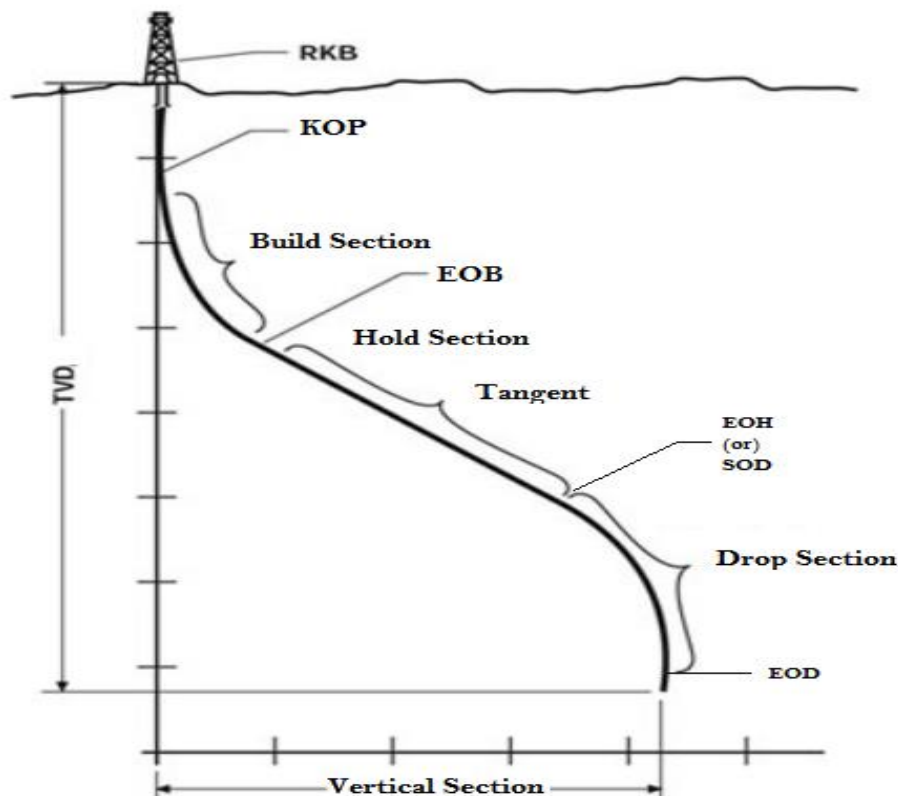


Figure V.9 Le trajectoire d'un Side -Track

KOP : kick off point c'est le point de début de déviation progressivement de la verticale à horizontale d'un puits.

EOB: end of build up est effectuée à 60 m jusqu'à 1 de profondeur pour déterminer la

conception de la trajectoire et l'inclinaison optimale.

DROP OFF : fin de l'inclinaison et débit de la section verticale.

Le programme de side track a été élaboré pour éviter deux obstacles :

- Il est préférable de ne pas toucher le poisson laisser au fond construire a droite 64° TF, a environ 3.5 m à droite, puis de revenir progressivement à gauche pour atteindre 300° AZM prévue par le plan initiale.
- Atterrir 05 m VD plus bas que le drain précédent afin d'éviter la formation qui a entraîné le coincement.

V-3- 4 -2 Déroulement de l'opération de side- track :

- ❖ Préparer et visser le BHA de déviation.
- ❖ Outil $8^{1/2}$ de type PDC
- ❖ Moteur de fond
- ❖ Raccord codé $6^{3/4}$ 1,85 deg
- ❖ MWD offset 12,53
- ❖ la masse amagnétique.
- ❖ Descente BHA $8^{1/2}$ de side –track jusqu'au top ciment 2630 m
- ❖ Commencer le forage on mode coulissant.

Q = 1500 l/min RPM = 110 tr/min Pr = 3200psi.

Les déblais au tamis (95% ciment + 05 % anhydrite)

- ❖ Continue le side track avec mode coulissant jusqu'au 2632 m. 100 % formation
- ❖ Forage build up section est réalisé en forage contrôlé (time Drilling)
Q=1700 l/min, Pr = 340 psi, Rpm = (30+210) tr/min WOB = 4 –10 T
- ❖ 2665 m - 2670 m : 79% en mode coulissant 21% mode en rotation
INCL.= $3,61^\circ$ DLS = $5,32^\circ$ TVD = 2649 m.
- ❖ 2670 m- 2690 m 32 % en mode coulissant 68 % mode en rotation
INCL = 5,86, DLS = 6,76, TVD = 2659 m

Tourner la garniture à 180° pour diminuer l'inclinaison

- ❖ Continu le forage de 2690 m à 2719 m : en mode coulissant
INCL= 6,37 DLS = $1,39^\circ$

- ❖ 2719 m – 2730m 31% en mode coulissant et 69 % mode en rotation
INCL=5.55° DLS=2, 89° TVD=2702 m
- ❖ 2730m – 2758m 73 %/ en mode coulissant 27 %/ mode en rotation
INCL=2, 48° AZ=325, 49° DLS=3, 70° TVD = 2735 m
- ❖ 2758 m – 2777 m forage en mode coulissant.
INCL=0, 77° AZ=323, 65 DLS +2, 51 TVD =2760 m
- ❖ Continue le forage verticalement jusqu'a le TD.
Q =1800 l/m Pr =2500 psi WOB = 10 -14 T RPM = 100 -130 tr/min.
- ❖ Circulation et pompé un bouchon Hi-Vis pour nettoyer le puits
- ❖ Remonter la BHA
- ❖ Préparer l'opération de descente et cimentation de nouveau liner7".

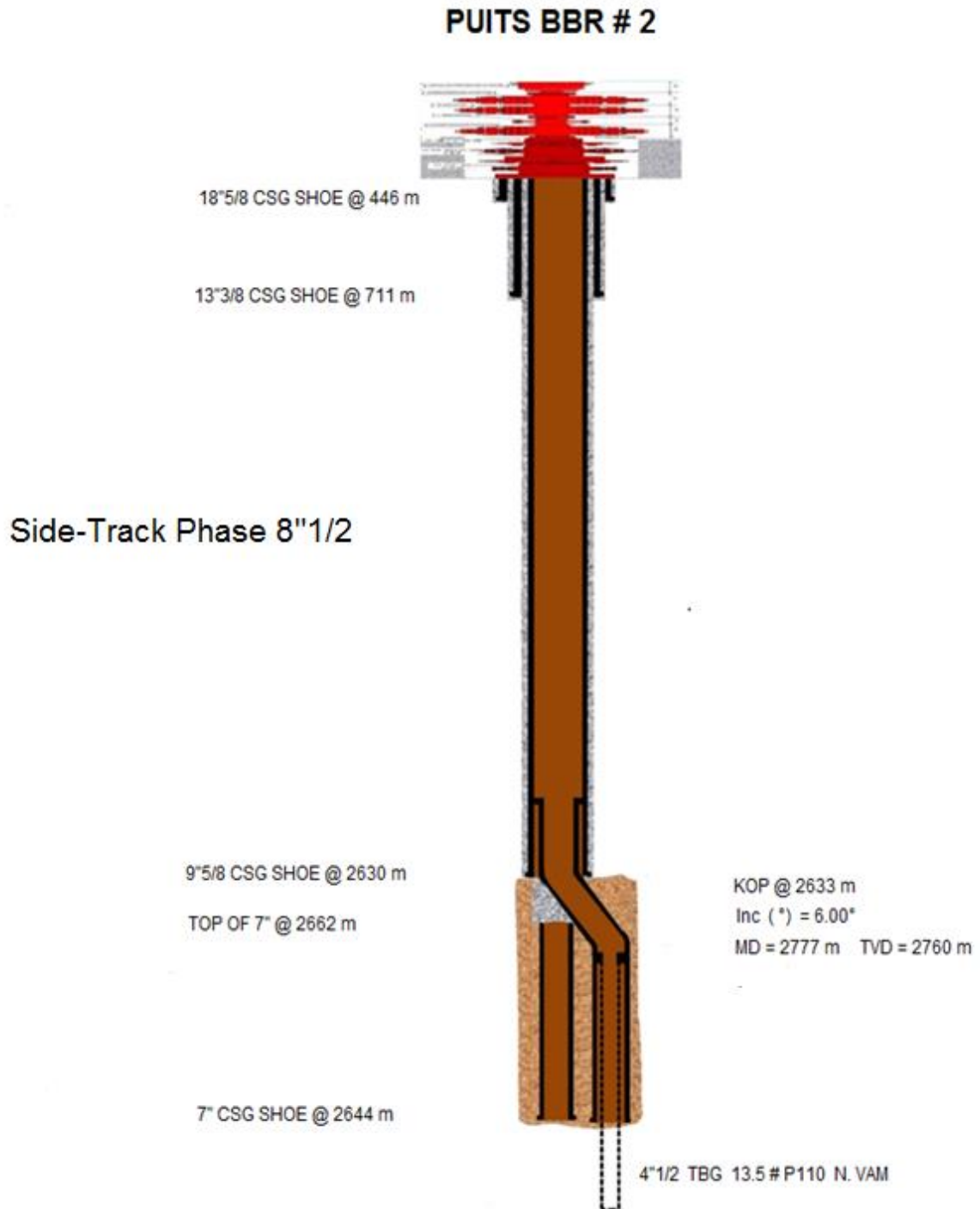


Figure V.10 Side Track phase 8¹/₂

V- 4 Etude économique:

V-4-1 Location de l'appareil de forage :

Le cout de location de l'appareil de forage :

Le cout de l'appareil de forage avec hébergement et restauration – gardiennage et citerne d'eau : 4500000 DA par jour.

La durée totale de résolution de problème : 24 jours et 16.5 heures (16.5 heures = 0.68 jour)

Donc Le cout de l'appareil de forage : $4500000 \times 24.68 = 111093.75$ KDA

Le cout de l'appareil de forage = 111093.75 KDA

V-4-2 Les perforations et test de circulation par le packer RTTS :

La durée de l'opération de perforation 12 heures

Le cout de l'opération de perforation 45240 USD = 6107.4 KDA

La durée de l'opération de test de circulation par le packer RTTS : 20 heures

Le cout de Packer RTTS 7" : 6444.93 USD / run

Le nombre de run : 03

Le cout de location de Packer RTTS 7": $6444.93 \times 3 = 19334.8$ USD = 2610.198 KDA

Le cout totale de l'opération = 64574.8 USD = 8717.59 KDA

La dure totale de l'opération : 32 heures

V-4-3 Les Operations de repêchage et le fraisage :

La durée totale de l'opération de repêchage : 7 jours

Tableau V.10 Le cout de l'opération de repêchage

L'outil	Nombre de run	Cout/run (USD)	Le cout de l'outil
Casing cutter	6	704.36	4226
Releasing spear	8	500	4000
Pillot mill	4	3000	12000
Taper mill	1	3000	3000

Totale = 23226.16
USD

Le cout totale de l'opération de repêchage = 23226.16 USD = 3135.53 KDA

V-4-4 Le cout de l'opération de pose de bouchon de ciment et circulation et reforage de l'excès de ciment :

La durée totale de l'opération : 1 Jour et 9 heures

Le cout de bouchon de ciment + équipements + personnel de cimentation 4800 USD

Le cout de bouchon de ciment : 4800 USD = 650 KDA

Le cout de l'outil pour reforage le ciment : 3000 KDA

Le cout totale de l'opération = 3650 KDA

V-4-5 L'opération de side track :

La durée de L'opération de side track :

Préparation et la Descente de la BHA de side track : 10 heures

Forage de la trajectoire KOP + BUILDUP + DRO OFF : 26 heures

Forage verticale jusqu'à le TD : 5 jours + 12 heures

Préparation et pompage d'un bouchon HI-Vis : 0.5 heure

La circulation pour nettoyé le trou : 2 heures

Remonter le BHA jusqu'à la surface et dé gerbage : 20 heures.

La durée totale de l'opération : 7 jours + 22 heures

Le cout de l'opération de side track:

Personnel :

Le cout de location MWD Engineer : 530 USD / jour

AN :

$$530 \times 7 + 530 \times 0.9166 = 4195.798 \text{ USD}$$

Le cout de location MWD Engineer = 4195.798 USD = 566.43 KDA

Le cout de location PDM Engineer : 700 USD / jour

AN :

$$700 \times 7 + 700 \times 0.9166 = 5541.62 \text{ USD}$$

Le cout de location PDM Engineer = 5541.61 USD = 748.1187 KDA

Equipements :

Le cout de location MWD directionnel : 2200 USD / Jour

AN :

$$2200 \times 7 + 2200 \times 0.9166 = 17416.52 \text{ USD}$$

Le cout de location MWD directionnel : 17416.52 USD = 2351.23 KDA

Le cout de location PDM : 200 USD / jour

AN :

$7 \times 200 + 0.9166 \times 200 = 1583.32$ USD

Le cout de location PDM : 1583.32 USD = 213.74 KDA

Le cout de l'outil de forage de type PDC DSF 713 M : 2700 KDA

Le cout totale de l'opération : = 48737,1755 USD = 6579.5187 KDA

V-4-6 Le cout de l'opération de descente ancrage et cimentation de liner 7" :

La durée de descente et ancrage de liner 7" :

La décente des tubes 7" : 12 heures

La descente de liner packer + setting tool + tige de forage : 9 heures

L'ancrage de liner hangar et circulation avant la cimentation : 3 heures

La durée totale de descente de liner 7 et ancrage de hangar : 31 heures

Le cout de descente et ancrage de liner 7" :

Le prix de tube 7 32# P110 N.VAM : 1703.70 USD

Nombre de tube : 102

A-N

$102 \times 1703.70 = 173777.77$ USD = 23460 KDA

Cout des tubes : 173777.77 = 23460 KDA

Cout de l'habillage + float collar + float shoe + landing collar :

41051.23 USD = 5541.91 KDA

Cout de service liner : 10000 USD = 1350 KDA

Cout des équipements 20000 USD = 2700 KDA

Cout de service clé automatique + les operateurs de descente : 6400 USD = 864 KDA

La cimentation :

La durée de cimentation :

Préparation de matériels placer les bouchons et visser la tête de cimentation – la ligne et test de ligne : 0.5 heure

Pompage de Spacer +laitier de ciment + le volume de chasse : 04 heures

Après la cimentation :

Test de la colonne + l'ancrage de packer + la circulation après la cimentation : 02 heures

Dévisser la ligne et tête de cimentation et Remonté le setting tool + tige de forage + dégerbage le BHA et tige de la phase 8"1/2 : 17 heure

La durée totale de cimentation : 23.5 heures

Le cout de cimentation :

Service opération et personnel et produit = 45000 USD = 6075 KDA

Donc :

La durée totale de l'opération : 02 jours et 6.5 heures

Le cout totale de l'opération : 296229 USD = 39990.91 KDA

V-4-7 L'opération de reforage de l'excès de ciment et scrapage :**La durée :**

Descente de la garniture de reforage lexie de ciment et équipements : 15 heures

Reforage de l'excès de ciment et équipements : 21 heures

Circulation pour nettoyé le puits : 2 heures

Remonté de la garniture : 15 heures

Descente le scraper pour scraper deux passes de l'intervalle de logging : 27 heures

Circulation pour nettoyé le puits : 02 heures

Remonté le scraper jusqu'à la surface : 15 heures

La durée totale de l'opération : 04 jours**Le cout :**

Prix de location de scraper 7" : 150 USD/ jour

La durée de scraper service : 1 jour et 20 heure = 1.83 jours

A-N

Le cout de scrapage = 1.83 x 150 = 274.5 USD = 37 KDA

Prix de l'outil de forage : 18518.5 USD = 2500 KDA.

Le cout totale de l'opération : 18793 USD = 2537 KDA

V-4-8 L'opération de logging CBL et VDL :

La durée :

Rig up les outils de diagraphie : 02 heures

Nombre de run : 03 (05 heures pour chaque run) donc 15 heures pour les trois run

Rig down les outils de diagraphie : 02 heures

La durée totale de l'opération de diagraphie : 19 heures

Le cout :

Le cout de l'opération de diagraphie CBL VDL : 19489.49 USD = 2631 KDA

Divers matériels en location:

Le cout de location de drilling jar 6 ½ = 177.95 USD/jour

Nombre de jours pour drilling jar 6 ½ = 7.916 jours

A.N : 177.95 x 7.916 = 1408.77 USD = 190.18 KDA

Le cout de location de drilling jar 6 ½ = 1408.77 USD = 190.18 KDA

Le cout de location de drilling jar 4 ¾ = 168.58 USD/jour

Nombre de jours pour drilling jar 4 ¾ = 1.375 jours

A.N : 1.375 x 168.58 = 231.79 USD = 31.29 KDA

Le cout de location de drilling jar 4 ¾ = 231.79 USD = 31.29 KDA

Donc :

La durée totale de résolution de problème : 24 jours et 16.5 heures

Le cout total de résolution de problème : 1322642.7725 USD = 178556.7743 KDA = 178556774.3 DA.

Le résumé de cout et la durée totale des opérations d'intervention pour résolution de ce problème:

Tableau V.11 le résumé de cout et la durée des Operations d'intervention

Les Operations	La durée (j+h)	Le cout (USD)	Le cout (KDA)
location de l'appareil de forage	24 j + 16.5 h	822916.66	111093.75
Perfo + test en circula par le packer RTTS	32 h	64574.8	8717.59
Repêchage et fraisage	7 j	23226.16	3135.53
bouchon de ciment	1j + 9 h	27022	3650
Le side track	7j + 22 h	48737,1755	6579.5187
Descente et cimentation de liner	2j + 6.5 h	296229	39990.91
reforage de l'excès de ciment et scrapage	4 j	18793	2537
logging CBL et VDL	19 h	19489.49	2631
Divers matériels en location		1640.56	221.47
Totale	24 J + 16.5 h	1322642.772	178556.7743



CONCLUSION ET RECOMMANDATION

Conclusion et recommandation

Conclusion

L'opération de cimentation de tubage ou liner exiger une étude très important concernant le choix de la densité de laitier de ciment utilise selon le type et la résistance de formation pour éviter le phénomène de fracturation.

Une simple erreur de test de formation FIT conduit à un mauvais choix de la densité de laitier de ciment crée un problème de fracturation au niveau des formations mal consolidée et obtenu une mauvaise cimentation.

Ce qui coute a l'entreprise des charges supplémentaires pour résoudre ce type de problème Ces charges se traduisent par d'autres opérations supplémentaire comme la perforation et le repêchage ou le side-track comme c'est le cas dans le puits BBR2, Elle est couteuses, en plus de cela une perte de temps.

Ces charges supplémentaires très chères l'équivalent au forage d'un autre puits vertical de faible profondeur.

L'opération de diagraphie de cimentation CBL et VDL est obligatoire a chaque opération de cimentation pour évalué la qualité de cimentation et détecté les zones mal cimenté et prend les procédures nécessaire pour la réparation.

Recommandations

Après une simple étude économique nous avons conclu une erreur simple dans le programme De cimentation coutent a l'entreprise des charges supplémentaire, sa valeur est équivalente a la valeur de la réalisation d'un nouveau puits vertical de faible profondeur.

Ces charges supplémentaires c'est la valeur des opérations d'intervention Comme l'opération de perforation et cimentation en squeeze plus l'opération de repêchage par battage ou fraisage Ce qui cause des dommages aux quelque équipement de l'appareil de forage.

Pour résoudre le problème certaines peuvent être éliminé d'après les expériences car elle perte de temps est rarement réussit.

Pour ce type de problèmes, il est recommandé de mettre immédiatement un bouchon de ciment et changer la trajectoire par un side-track et forer un nouveau trou.

Référence Bibliographique

- A.Saadaoui, Rapport du programme de forage de puits BBR#2 Sonatrach division forage, Réf SH /AMT /FOR/ DDO /OPT, 2016.
- B. Lattab, Rapport du Programme de cimentation de liner 7'', Société NPS, Réf: NPS/CMT/PRO 7''/ BBR-2/ENF8, 2016.
- Y. Kelloul, Rapport de la procédure de Sonatrach division forage, 96 Pages, 2000.
- G.GABOLDE et J.P.NGUYEN, Le formulaire de foreur, édition technip, 15th edition, 541 Pages, 1999.
- Daily Drilling Report N°: DDR N°46_BBR-2_ENF08 DDR N°47_BBR-2_ENF08 DDR N°49_BBR-2_ENF08 ,2016.
- A. Mellak, cour de tubage et cimentation, Faculté des hydrocarbures et de la chimie, Université de Boumerdes, 2023.
- Jean-paul NGUYEN, le forage, technique d'exploitation pétrolière, édition technip, 373 Pages ,1993.
- M. Zeghib, document de liner hangar, SH groupement bir seba, 74 Pages, 2020.
- M.Smith, directional drilling manual training, Ed. Anadril technique, 313 Pages,1996.
- O.Wahab, document fishing tools and services, Slb, N°12-DT-0069, 39 Pages, 2012.