



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

Université Abderrahmane Mira de Bejaia  
Faculté de Technologie  
Département des Mines et géologie

# *Memoire de Fin d'Etudes*

En vue de l'obtention du Diplôme de Master

Option : Exploitation minière

*Présenté par*

**Mr : Ait Amraoui Ilyes.  
Mr. Touati Larbi.**

## **Thème**

**Opération de repêchage (fishing) sur le puits OMKZ-702 Hassi  
Messaoud**

Soutenu le 02/ 07/2015 devant le jury composé de:

Président : Mr. BOUKAREM

M.A.B

U.A.M.BEJAIA

Encadreur: Mme BOUNAB

M.A.A

U.A.M.BEJAIA

Examineur : Mr AIT HABIB

M.A.B

U.A.M.BEJAIA

*Année Universitaire: 2014-2015.*

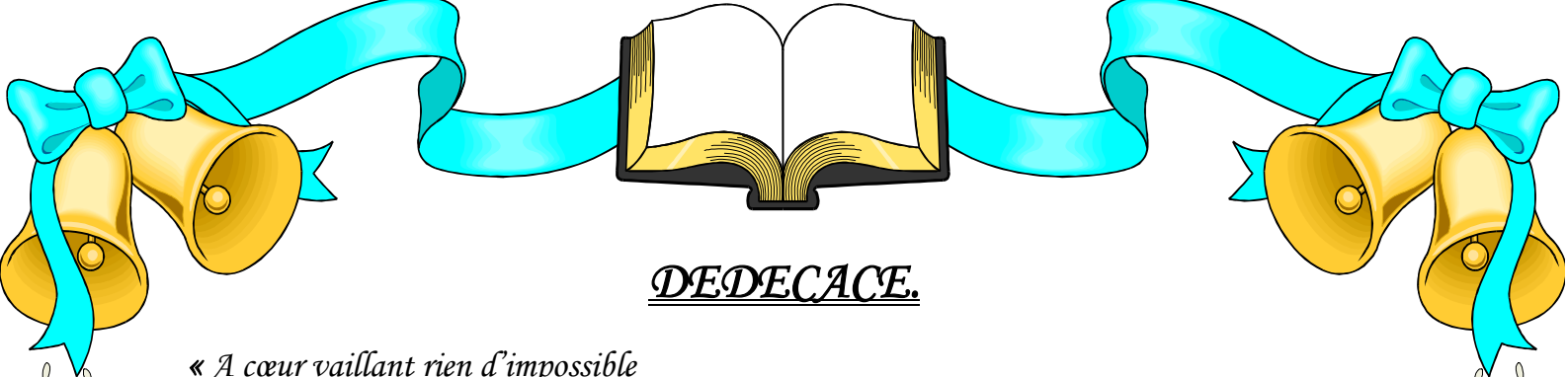
## Remerciements.

*« Au nom d'allah le tout miséricordieux, le très miséricordieux »*

Qu'il nous soit autorisé de manifester notre gratitude, et notre reconnaissance à toutes personnes morales ou physiques qui a contribué de loin ou de près à la réalisation de ce mémoire de fin de cycle, dans de bonnes conditions. Il s'agit notamment de :

- ✓ Le **Seigneur Dieu** tout puissant, pour nous avoir accordé vie, santé et paix de l'esprit sans quoi nous n'aurons pu achever ce travail ;
- ✓ Notre Etat **Algérienne** de nous avoir payé la formation entière ;
- ✓ Notre encadreur **Mme Bounab**: Votre compétence, votre encadrement a toujours suscité notre profond respect. Nous vous remercions pour votre accueil et vos conseils. Veuillez trouver ici, l'expression de nos gratitude et de notre grande estime ;
- ✓ Membres de jury pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant de siéger à notre soutenance, tout particulièrement : **Mr.Ait Habib** pour nous avoir fait l'honneur de présider le jury de ce mémoire. Nous souhaitons exprimer notre gratitude à **Mr. Boukarem** pour avoir fait de lecteur notre mémoire, aller l'examiner et ils peuvent évaluer ce mémoire. Nous vous remercions pour l'intérêt que vous avez porté à ce travail et pour vos précieux conseils et remarques ;
- ✓ Personnel du département Mines de l'université A/Mira Bejaïa ;
- ✓ L'ensemble des professeurs du département Mines et Géologie, qui nous ont enseignés ainsi que ceux qui ont contribué à notre formation au sein de notre université, et en particulier ceux qui nous ont aidé pour ce projet de fin d'études ;
- ✓ Notre maître de stage **Mr.Djamel Boutaleb** (Chef de chantier TP201 ), qui nous a aiguillé et conseillé tout le long du stage et avec qui nous avons beaucoup appris ;
- ✓ la direction et personnel de l'entreprise nationale des travaux aux puits (ENTP) pour nous avoir fait confiance et nous avoir permis de venir faire ce stage.
- ✓ Aux étudiants, collègues, camarades de promotion (1ère) pour leur sincère collaboration, sentiments d'amitié et profonde gratitude ;

Nous ne pouvons passer sous silence sans remercier chaleureusement nos familles pour leurs soutien moral et physique qu'ils nous ont fournis tout au long de la réalisation de ce travail.



## DEDECACE.

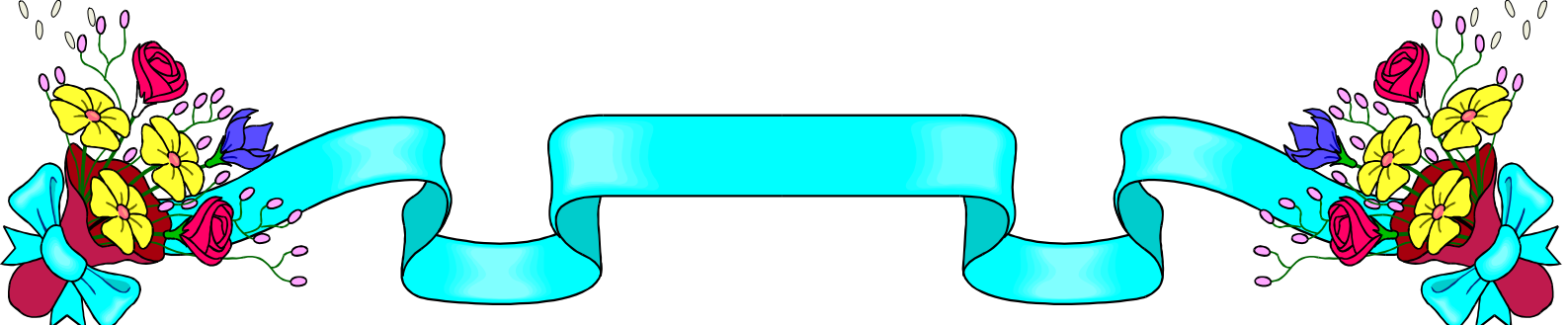
*« A cœur vaillant rien d'impossible*

*A conscience tranquille tout est accessible »*

*✿ Je dédie ce travail à ... ✍*

- ✓ *A ma très chère mère : Aucune dédicace ne saurait être assez éloquente pour exprimer ce que tu mérites pour tous les sacrifices que tu n'as cessé de me donner depuis ma naissance, durant mon enfance et même à l'âge adulte.*
- ✓ *A mon Père : Ce travail est le fruit de tes sacrifices que tu as consentis pour mon éducation, mon bien être et ma formation.*
- ✓ *A mes très chers frères : Les mots ne suffisent guère pour exprimer l'attachement, l'amour et l'affection que je porte pour vous.*
- ✓ *A ma Sœurs : En témoignage de l'attachement, de l'amour et de l'affection que je porte pour toi.*
- ✓ *A tous les membres de ma famille, petits et grands : Veuillez trouver dans ce modeste travail l'expression de mon Affection.*
- ✓ *A mes chères ami(e)s et collègues : Je ne peux trouver les mots justes et sincères pour vous exprimer mon affection et mes pensées, vous êtes pour moi des frères, sœurs et des amis sur qui je peux compter. En témoignage de l'amitié qui nous uni et des souvenirs de tous les moments que nous avons passé ensemble, je vous dédie ce travail et je vous souhaite une vie pleine de santé et de bonheur.*

*Touati Larbi.*



# *Dédicaces*

*Je rend grâce, au Dieu de m'avoir donnés la force, la volonté, l'intelligence et la sagesse d'être patiente dans Mes études;*

*Je dédie ce travail à mes très chers parents qui m'ont soutenu durant tout mon parcours;*

*À mon père : puisse ce modeste travail constituer une légère compensation pour tout les nobles sacrifices que tu as imposé pour assurer mon éducation.*

*À ma mère : aucune dédicace ne saurait exprimer l'affection et le respect que nous éprouvons envers toi.*

*À mes très chers frères Salem, Lounes et Adam Que Dieu les protège.*

*À mes tendres sœurs: Zahoua, Ouahiba et Zina;*

*À toutes personnes me connaissant de près ou de loin.*

*Ilyes*

## Table des matières.

Liste des abréviations	
Liste des tableaux	
Liste des figures	
Liste des unités	

## Sommaire

### Introduction générale.

### Chapitre I : Situation géographique et géologique du champ pétrolier de Hassi Messaoud et présentation de l'entreprise E.N.T.P

Introduction.....	1
I.1. Historique de la découverte du champ.....	1
I.2 Situation géographique.....	1
I.3 Situation géologie .....	3
I.4 Description lithologique du cambrien Ri/RA.....	3
I.5.Historique de l'entreprise.....	6
I.6. Mission de l'entreprise.....	6
I.7. Infrastructure.....	7
I.8. Parc des appareils de forage.....	7
I.9. Transports.....	8
I.10.Moyens humains et organisationnels.....	8
I.11. Système de gestion de l'entreprise .....	9
I.12. Les directions de l'entreprise .....	9
I.13. Direction de work over.....	9
I.13.1 les étapes d'intervention d'une opération de maintenance en Work.....	9
I.13.1.1 Opération de mesure .....	10
I.13.1.2 Opérations d'entretien .....	11
I.13.1.3 Opération de reconditionnement ou de reprise.....	12
I.13.1.4 Instrumentation.....	14
Conclusion .....	14

## **Chapitre II : Instrumentation en Work Over et description de la sonde de forage**

Introduction.....	15
III.1 Outils à Prise Externe.....	15
III.1.1 Die Collar.....	15
III.1.2 Overshot.....	16
III.1.3 Overshot Sic 150.....	16
III.1.4 Overshot Equipé avec Basket Grapple.....	16
III.1.5 Overshot Equipé avec Spiral Grapple.....	17
III.2 Outils de prise interne.....	17
III.2.1 Releasing Spear (arrache tube a relaxation, arrache tube décrochable).....	17
III.2.2 Taper tap.....	18
III.2.3 Pin tap.....	18
II.2 Classification des appareils de forage.....	19
II.2.1 la capacité de profondeur de forage maximale.....	19
II.2.2 La puissance de levage.....	20
II.2.3 Description de la sonde de forage utilisé durant l'intervention work over sur le puits OMKZ-702.....	20
II.2.3.1 Les équipements de levage.....	21
II.2.3.2 La mécanique de levage.....	23
II.2.3.3 Le treuil de forage (drawworks).....	25
II.2.3.4 Les outils de plancher.....	26
II.2.3.5 Les équipements de rotation.....	30
II.2.3.6 Tête d'injection.....	32
II.2.3.7 Les pompes de forage.....	33
II.2.3.8 Les sources d'énergie.....	34
Conclusion.....	35

## **Chapitre III : Différents types de coincement dans le forage pétrolier.**

Introduction.....	36
III.1 Types de coincement.....	36
III.1.1 Coincement par pression différentielle (collage).....	36
III.1.1.1 Les causes de coincement par pression différentielles.....	36
III.1.1.2 Action de prévention.....	40
III.2 Coincement mécaniques.....	40

III.2.1 Trou de serrure (Key Seat).....	40
III.2.1.1 Cause de coincement par trou de serrure (Key Seat).....	42
III.2.1.2 Signes précurseurs.....	42
III.2.1.3 Action de prévention.....	42
III.2.2 Sédimentation des déblais et nettoyage du trou.....	42
III 2.2.1 Cause de coincement par Sédimentation des déblais et nettoyage du trou.....	44
III.2.2.2 Actions préventives.....	44
III.2.3 Chute ferraille et objet divers.....	44
III.2.3.1 Cause du coincement par Chute ferraille et objet divers.....	46
III.2.3.1 Signes précurseurs.....	46
III.2.3.2 Actions préventives.....	46
III.3 Coincements par instabilité des formations.....	46
III.3.1 Argiles fluentes.....	46
III.3.1.1 Cause de coincement par des argiles fluentes.....	48
III.3.1.2 Signes indiquant des argiles fluentes.....	48
III.3.1.3 Préventions.....	48
III.3.2 Argiles feuilletées.....	48
III.3.2.1 Préventions.....	49
Conclusion.....	49
<b>Chapitre IV : Les techniques de résolution d'un coincement.</b>	
Introduction.....	50
IV.1 Les techniques utilisées pour libérer la garniture coincée.....	50
IV.1.1 Injection des bouchons lubrifiant.....	50
IV.1.2 Principe du battage.....	51
IV.1.2.1 Critère de choix de la coulisse de battage.....	51
IV.1.2.2 Placement de la coulisse.....	51
IV.1.2.3 Sens de battage.....	51
IV.1.2.4 Sens de battage choisir.....	51
IV.1.2.5 Définition d'une coulisse de battage.....	51
IV.1.2.6 Différents types de coulisses.....	52
IV.1.2.7 Critère de choix de la coulisse.....	53
IV.1.3 Repêchage de la garniture coincée avec une garniture gauche.....	54
IV.1.3.1 Caractéristiques mécaniques des tiges de forage.....	54
IV.1.3.2 Critère de choix des tiges.....	56

IV.1.3.3 Critère de choix de l'outil de dévissage.....	56
IV.1.4 Pose d'un bouchon de ciment pour déviation du puits.....	56
IV.1.4.1 Caractéristiques des bouchons de ciment pour déviation.....	56
IV.1.4.2 Une opération de cimentation nécessite de déterminer.....	57
IV.1.4.3 Les éléments du succès d'une opération cimentation.....	59
IV.1.5 Opération de déviation du puits (side track).....	60
IV.1.5.1 Les causes d'une déviation (side track) .....	60
IV.1.5.2 Les profils de puits horizontal.....	60
IV.1.5.3 Equipements spécifiques au forage dirigé.....	60
IV.1.5.4 les équipements de mesures en temps différé.....	64
IV.1.5.5 Outils de mesures en temps réel.....	65
IV.1.5.6 Planification de la trajectoire.....	65
Conclusion.....	73
<b>Chapitre V: Etude d'un cas pratique (puits OMKZ-702 Hassi Messaoud).</b>	
Introduction.....	74
V.1. Présentation du puits étudié ( puits OMKZ 702 Hassi Messaoud).....	74
V.2. Coordonne du Puits OMKZ-702.....	74
V.3. Architecture de Puits OMKZ-702.....	76
V.4. les différentes opérations Work Over sur le puits OMKZ-702.....	77
V.4.1 Démontage tête de puits, montage et test des obturateurs de sécurité.....	77
V.4.2 Procédures de Test des obturateurs.....	79
V.4.2.1 Test en pression.....	79
V.4.3 Test d'étanchéité.....	79
V.4.3.1 L'obturateur annulaire.....	79
V.4.3.2 Blind rams BR (fermeture total).....	79
V.4.3.3 Pipe rams PR (fermeture sur tige).....	79
V.4.4 Pression de fonctionnement des obturateurs.....	80
V.5. Coincement de la garniture de forage au cours de remonte d'une opération de nettoyage dans le puits OMKZ-702.....	80
V.6. Les hypothèses de coincement de la garniture dans le puits OMKZ-702.....	80
V.6.1 Éboulement du puits.....	80
V.6.2 Chevauchement avec le poisson (44 joints 1" 660) perdu dans une autre intervention antérieure.....	80
V.6.3 Perte des caractéristiques de la boue utilisée.....	81



V.6.4 Problème de key seat (Trous de serrure).....	81
V.7. Premier méthode de résolution du coincement du puits OMKZ-702.....	81
V.7.1 Injection d'un bouchon lubrifiant.....	81
V.7.1.1 Caractéristique des tiges utilisées.....	81
V.7.1.2 Résulta obtenue au cours Injection d'un bouchon lubrifiant.....	82
V.7.1.3 Composition du deuxième poisson perdu dans le puits ONKZ-702.....	82
V.7.2 Deuxième méthode de résolution du coincement.....	82
V.7.2.1 Battage.....	82
V.7.2.2 Type de coulisse utilise.....	82
V.7.2.3 Composition de la garniture battage.....	82
V.7.2.4 Sens de battage.....	82
V.7.2.5 La durée de battage .....	82
V.7.2.6 Résulta obtenu.....	83
V.7.3 Troisième méthode de résolution du coincement.....	83
V.7.3.1 Description de l'outil de repêchage utilisé (la cloche).....	83
V.7.3.2 Décrépions de la procédure de dévissage.....	83
V.8. Déviation du puits OMKZ-702.....	84
V.8.1 Opération de déviation du puits (side track) Appliquer sur le puits berkine zone 32 nord Sahara clark 80.....	84
V.8.1.1 Trajectoire prévisionnelle (théorique) du puits berkine zone 32 nord Sahara clark 80.....	84
V.8.2 Les instruments de mesure utilisée dans le puits berkine zone 32 nord Sahara clark 80.....	86
V.8.3 Composition de la garniture utilisée dans le puits berkine zone 32 nord Sahara clark 80.....	86
V.8.4 Trajectoire du puits au cours de forage.....	89
Conclusion.....	90
Conclusion générale.	
Référence bibliographie	
Annexe.	
Résumé.	



## Liste des abréviations

A.P.I: American Petroleum Institute.

BOP: obturateur de puits.

BPV: back pressure valve.

BHA: Bottom Hole Assembly.

Cf : le coefficient de friction

Cs : Coefficient de sécurité

CFPA : Compagnie Française pétroles Algérie

DSP : direction des services pétroliers

DTP : direction des travaux pétroliers

ENTP : entreprise national des travaux ou puits.

IADC: International Association of Drilling contractors.

I.A.P: Institut Algérien du Pétrole.

ISO: International Organization for Standardization

INDJAB : société de gestion des participations dénommée.

INDJAB : la société de gestion des participations dénommée.

GSH : groupe service hydrocarbure

GMAO : Gestion de la maintenance Assistée par Ordinateur

KOP: kick off point

LT : Limite à la traction

LWD: Logging While Drilling

MWD: Measurement While Drilling

PDI : plan de développement Informatique.

QHSE : Qualité, Hygiène, Sécurité, et Environnement

UTM: Universal Transverse Mercator

SN-REPAL : Société nationale de Recherche et d'Exploitation de Pétrole.

TMD: total measured depth.

TVD: total vertical depth.

TD: total depth.

TD : Traction disponible

TRAVEN : la société de gestion des participations dissoute.

## Liste des tableaux

### Chapitre I

Tableau I 1 : Bases de l'ENTP.....	7
Tableau I 2 : Site occupé par l'ENTP. ....	7
Tableau I 3: appareils de l'ENTP.....	8
Tableau I 4 : Matériel de transport de l'entreprise.....	8
Tableau I 5 : Diamètre et vitesse de rotation.....	28

### Chapitre IV

Tableau IV 1 : L'effet de l'usure sur la tension à la limite élastique (5" grade E ).....	55
Tableau IV 2 : Classification des ciments.....	58

### Chapitre V

Tableau V 1: plan de la trajectoire théorique (puits berkine zone 32 nord sahara clark 80)....	84
Tableau V 2: les données de la trajectoire mesurées (puits berkine zone 32 nord sahara clark 80) .....	88

## Liste des figures

### Chapitre I

Figure I1 : Situation géographique du champ.....	2
Figure I2 : Situation géologique.....	4
Figure I3 : Log Stratigraphique du champ de Hassi Messaoud.....	5

### Chapitre II

Figure II 1: die collar.....	15
Figure II 2: Overshot with Spiarl Grapple.....	17
Figure II 3 : Overshot with basket grapple.....	17
Figure II 4 : Grapple releasing spear.....	19
Figure II 5 : Taper Tap.....	19
Figure II 6 :Skirted Taper Tap.....	19
Figure II.7 Composante standard d'une sonde de forage.....	20
Figure II.8 Appareil de forage TP 201 ENTP.....	21
Figure II.9exemple de derrick.....	22
Figure II.10 la substructure de la sonde TP201.....	23
Figure II.11 schéma de mouflage.....	23
Figure II.12 attache de brin mort.....	24
Figure II.13 mofle fixe.....	24
Figure II.14 plate forme du mofle fixe.....	24
Figure II.15 Mouflé mobile.....	25
Figure II 16 : Tambour de treuil de forage.....	25
Figure II.17 treuil de forage TP 201.....	26
Figure II.18 Collier de sécurité .....	27
Figure II.19 coins pour les masses tiges.....	27

Figure II.20 Coins pour les tiges .....	27
Figure II.21 Clés de vissage pneumatique.....	28
Figure II.22 Clé manuelle de serrage des connexions.....	29
Figure II.23 composantes de la table de rotation.....	30
Figure II.24 Tige carré d'entraînement.....	31
Figure II.25 nomenclature de la tige d'entraînement.....	31
Figure II.26 tête d'injection TP 201.....	26
Figure II.27 pompes triplex TP201 .....	33
Figure II.28 les moteurs diesel et la centrale électrique TP 201.....	34
<b>Chapitre III</b>	
Figure III 1 : Les coincements par pression différentielle.....	37
Figure III 2 : coincement par pression différentielle vue de dessus.....	38
Figure III 3: coincement par pression différentielle vue latérale.....	39
Figure III 4: trou de serrure (key seat).....	41
Figure III 5: Sédimentation des déblais et nettoyage du trou.....	43
Figure III 6: Chute ferraille et objet divers.....	45
Figure III 7: coincement par argile gonflante.....	47
Figure III 8: Phénomène d'éboulement Argiles feuilletées.....	49
<b>Chapitre IV</b>	
Figure IV.1 Diagramme de décision pour résoudre un problème de coincement d'une garniture de forage.....	50
Figure IV.2 Coulisse mécanique.....	53
Figure IV.3 Schéma de principe d'une coulisse hydraulique et fonctionnement.....	53
Figure IV.4 moteur de fond.....	62
Figure IV.5 drump valve (circulation sub).....	62
Figure IV.6 Différents types de stabilisateurs.....	63
Figure IV.7. Les équipements amagnétiques.....	64
Figure IV.8 Les différents types et phases d'une trajectoire en J et en S.....	66

Figure IV.9 Méthode de l'angle moyen.....	70
Figure IV.10 de la courbure minimum.....	71
Figure IV. 11 Méthode du Rayon de courbure.....	72
<b>Chapitre V</b>	
Figure V 1 : Rezzou des puits du champ de Hassi Messaoud.....	74
Figure V 2 : Position du puits OMKZ 702.....	75
Figure V 3 : architecture du puits OMKZ 702.....	76
Figure V 4 : la BPV (back pressure valve).....	77
Figure V 5: l'olive.....	77
Figure V 6 : les Obturateurs de sécurité (B.O.P).....	78
Figure V 7 projection horizontal de la trajectoire théorique du puits berkine zone 32 nord Sahara clark 80 .....	85
Figure V 8 projection verticale trajectoire théorique puits berkine zone 32 nord Sahara clark 80.....	86
Figure V 9 composition de la garniture utilisé pour fore le puits berkine zone 32 nord Sahara clark 80.....	88



## Liste des unités

**Cm**: centimètre

**HP** : horsepower unité de mesure de la puissance (pieds/ livres par seconde)

**Livres** : unité de mesure de la masse (1 livres= 0.45359237 kilogramme)

**N** : Newton , unité de mesure de la force

**Lbf** : unité de mesure de la force ( livres-force= 4.448 221 615 newton )

**m** : mètres

**m<sup>2</sup>** : mètre carre

**m<sup>3</sup>** : mètres cube

**Pieds** : unité de mesure de la longueur (1 pieds=0.3048 mètres)

**Pa, MPa, bar** : unité de mesure de la pression.

**Psi** : « pound-force per square inch » (« livre-force par pouce carré », lbf/in<sup>2</sup>), est une unité de mesure de contrainte et de pression anglo-saxonne

1psi=6894.75 pa

**Pouce** : unité de mesure de la longueur (1pouce=2.54cm)

**Tf** : tonnes force unité de mesure de la force

**t** : tonne

La population mondiale compte en 2014 plus de 7 milliards d'habitants et atteindra le nombre de 9 milliards en 2050, la demande croissante des pays émergents en produits pétroliers infus sur l'évaluation de la consommation d'énergie primaire dans le monde. Les acteurs de cette industrie florissante se livrent une bataille acharnée en matière de contrats et d'innovation technique qui permettent d'optimiser les procédures de prospection, d'extraction et de transport de cette ressource.

Le pétrole et le gaz jouent un rôle fondamental dans l'économie nationale, ils représentent 98% des exportations. Sonatrach étant le cœur de l'économie Algérienne, elle est constituée d'un groupe pétrolier et gazier qui emploie près de 42000 salariés (120000 avec ses filiales), génère 30% du produit national brut de l'Algérie. Pour la réalisation de son plan de charge, la Sonatrach fait appel à d'autres entreprises, entre autres ENTP (entreprise nationale des travaux au puits) qui est une filiale de la Sonatrach et détient 30% des parts du marché de forage en Algérie. Elle se divise à son tour en deux parties : forage (réalisation des puits) et work over (maintenance).

Les travaux de forage des puits de pétrole et de gaz sont les plus difficiles et exigent beaucoup de main d'œuvre et nécessitent de grands investissements des capitaux.

Malgré toutes les précautions prises, il existe des problèmes majeurs qui constituent un grand obstacle pour la poursuite du forage, conduisant à une perte en temps et en argent considérable.

Notre étude est portée sur le décrochage de la garniture de forage dans le champ de Hassi Messaoud, précisément le cas du décrochage dans la phase 7" le puits OMKZ 702.

Notre travail se divise en 5 chapitres :

- **Chapitre I :** dans ce chapitre, nous présentons la région de Hassi Messaoud et nous donnerons un aperçu lithologique de son sous-sol. Ensuite, nous ferons la présentation de l'entreprise ENTP (entreprise nationale des travaux au puits) ainsi que la direction work-over (division maintenance qui traite le décrochage de garniture).
- **Chapitre II :** Ce chapitre est consacré à la description de l'instrumentation en work over ainsi que la présentation de la sonde de forage utilisée dans l'entretien du puits OMKZ702.
- **Chapitre III :** on s'intéresse dans ce chapitre à la classification des décrochages des garnitures de forage pétrolier.
- **Chapitre IV :** Dans ce chapitre, nous citerons des différentes méthodes utilisées pour résoudre un problème de décrochage des garnitures de forage pétrolier.

- **Chapitre V** : ce chapitre est consacré à l'étude d'un cas pratique le coincement du puits OMKZ 702 et les différentes solutions appliquées ainsi que les résultats du décoincement. Enfin nous terminerons par une conclusion générale.



**Situation géographique et  
géologique du champ  
pétrolier de Hassi Messaoud  
et présentation de  
l'entreprise E.N.T.P**



## **Introduction :**

La région de Hassi Messaoud est une daïra qui fait partie de la wilaya de Ouargla localisée dans la partie centrale du Sahara algérien, son climat est désertique la température moyenne est de 25 degré, les précipitations sont de l'ordre de 40mm par ans.

Elle est connue pour ses puits productifs d'huile principalement dans les réservoirs cambriens. Plusieurs gisements ont été mis en évidence, à savoir El Agreb, Zotti, El Gassi, Rhourde, El baguel , Mesdar et el borma.

Au cours de notre stage nous avons visités les différents services de l'ENTP (Entreprise National des Travaux au Puits), qui nous a permis découvrir l'implication et la répartition du travailles par les différents directions de l'entreprise.

### **I.1. Historique de la découverte du champ :**

Le champ de Hassi Messaoud à été découvert le 16 Janvier 1956 par SN-REPAL qui a amorcé le premier forage (MD1), implanté à la suite d'une campagne sismique réfraction le 15 Juin de la même année. Ce forage de 3338m de profondeur a mis en évidence les grés du Cambrien, producteurs d'huile.

En Mai 1957, la société CFPA a réalise un puit OM1 à environ 7 km au Nord-Ouest du puit MD1, ce forage confirmait l'existence d'un gisement d'huile, son épaisseur peut atteindre 200m, sa pression initiale est estimée à 482 kg/cm<sup>2</sup>.

Le champ de Hassi Messaoud a été divisé en deux concessions distinctes:

- CFPA pour le Nord
- SN-REPAL pour le Sud

La mise en production du champ avait commencé en 1958 avec 20 puits producteurs. Le type de drainage durant les premières années fût par expansion du gaz dissous, néanmoins l'on a recours de nos jours au drainage par récupération secondaire par injection d'eau ou du gaz miscible. Dés lors les forages n'ont cessé de se multiplier, notamment à partir des nationalisations des hydrocarbures par l'Algerie le 24 Février 1971. [1]

### **I.2 Situation géographique :**

Le champ de Hassi Messaoud est situé A:

- 80 Kms du siège de la wilaya d'Ouargla.
- 750 kms au Sud-est d'Alger
- 280 kms au Sud-est du gisement du gaz de Hassi R'Mel
- 350 kms à l'Ouest de la frontière Tunisienne.

Il s'étend sur une superficie de 2500 Km<sup>2</sup> a pour coordonnées Lambert (LSA) :

X = [790.000 - 840.000] Est

Y = [110.000 - 150.000] Nord



Figure I 1 : Situation géographique du champ.

### **I.3 Situation géologique :**

D'une superficie totale de 157 793 km<sup>2</sup>, le champ pétrolier de Hassi Messaoud se distingue par différentes plaques tectoniques délimitant un bassin ou la colonne stratigraphique est plus ou moins complète.

Le champ super-géant de Hassi-Messaoud est un dôme large de près de 1 600 km<sup>2</sup>. Les dépôts cambriens qui sont représentés par des grés et des quartzites sont les mieux connus et constituent d'importants réservoirs (Cambrien Ri et Ra) qui est le plus grand gisement de pétrole que compte l'Algérie.

Ce dernier est limité :

- Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla [Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui].
- Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au Sud-est par les gisements; Rhourde El Baguel et Mesdar.

Géologiquement, il est limité :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès.

Le réservoir ordovicien (quartzites de hamra) érodé sous la discordance hercynienne et constituant l'auréole de Hassi Messaoud .

Ce dernier fait partie d'un pôle pétrolier d'un grand potentiel a fait récemment l'objet de nouvelles découvertes dont HGA, HTF et HDG.

L'hétérogénéité est importante sur le champ de Hassi Messaoud a présent, aucune lithologie stable n'a été constaté entre un puits et un autre, ceci démontre l'existence de failles lithologique.[2]

### **I.4 Description lithologique du cambrien Ri/RA :**

Une épaisse série de roches détritiques, constituée essentiellement par des grés, des quartzites et des conglomérats, est comprise entre le socle et l'ordovicien. Le cambrien y est représenté par une assise de sédiments gréseux divisée en deux membres l'un inférieur et le second supérieur. L'épaisseur est de l'ordre de 150m. Le membre inférieur Ra (anis tropique) est représenté par des grés gris clair, ferrugineux par endroits, compacts et indurés. Le membre supérieur, appelé Ri (isométrique) est représenté par des grés gris-rosâtre de composition de quartzitique à ciment siliceux. On note la présence de joints stylolithiques et de fissures.



Les réservoirs cambriens Ri et Ra apparaissent notablement différents. Les corps gréseux et les silts du réservoir Ra sont discontinus et de faible extension latérale, contrairement aux grés Ri qui montrent une meilleure continuité.

#### Réservoirs Ri et Ra

Les réservoirs Ri et Ra situés à la périphérie ouest du gisement de Hassi Messaoud (OL et HGA) sont de même type que ceux connus du gisement de Hassi Messaoud il en ressort une grande variabilité des valeurs de porosité et de perméabilité en relation directe avec l'hétérogénéité des grés cambriens.

Les caractéristiques de chaque membre dépendent de leur lithologie, de l'argilosité et de leur histoire diagénétique. [2]



Figure I 2 : situation géographique .

ERE	SYST	ETAGES	Ep moy	DESCRIPTION		
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE <i>discordance alpine</i>	240	Sable, calcaire, marne sableuse		
		EOCENE	120	Sable, calcaire à silex		
MESOZOIQUE	CRETACE	SENOMIEN				
		CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite		
		ANHYDRITIQUE	219	Anhydrite, marne, dolomie		
		SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite		
		TURONIEN	90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux		
		CENOMANIEN	145	Anhydrite, marne, dolomie		
		ALBIEN	350	Grès, sable avec intercalations d'argile silteuse		
		APTIEN	25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire		
		BARREMIEN	280	Argile, grès, dolomie		
		NEOCOMIEN	180	Argile, marne, dolomie, grès		
	JURASSIQUE	MALM	225	Argile, marne, calcaire, grès et traces d'anhydrite		
		DOGGER	ARGILEUX	105	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grès	
			LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise	
		LIAS	L.D 1	65	Dolomie, anhydrite, argile	
			L.S 1	90	Alternances sel, anhydrite et argile	
			L.D 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline	
			L.S 2	60	Alternances sel et argile	
			L.D 3	30	Alternances de dolomie et de marne	
		TRIAS	SALIFERE	TS 1	46	Alternances de sel, d'anhydrite et de dolomie
				TS 2	189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
	TS 3			202	Sel massif et traces d'argile	
	ARGILEUX		113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite		
	GRESEUX		35	Grès, argile		
	ERUPTIF <i>discordance hercynienne</i>		0.92	Andésites altérées		
	PALEOZOIQUE		ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA	75	Quartzites fines avec traces de tigillites
		GRES D'EL ATCHANE		25	Grès fins à ciment argileux, bitumineux	
		ARGILES D'EL GASSI		50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolithes	
ZONE DES ALTERNANCES		20		Alternance de grès et argile. Présence de tigillites		
CAMBRIEN		Ri	50	Grès isométriques, fins, silteux		
		Ra	120	Grès à grès quartzitiques anisométriques à niveaux de silts		
		R2	100	Grès moyens à grossiers à ciment argileux illitique		
		R3	300	Grès grossier à ciment argileux, argile silteuse		
INFRA-CAMBRIEN		45	Grès argileux rouges			
S O C L E				Granite porphyroïde rose		

Figure I 3 : Log Stratigraphique du champ de Hassi Messaoud.

### **I.5. Historique de l'entreprise :**

Le forage algérien est un produit de SONATRACH depuis l'année 1968. Kaskassal, étant le premier puits foré, et sa structure opérationnelle s'appelait « direction des services pétroliers (DSP) » et disposait d'un parc de quatre appareils de forage. [1]

- ✓ **En Juillet 1972 :** DSP prend le nom de « direction des travaux pétroliers (DTP) »
- ✓ **1<sup>er</sup> Aout 1981 :** la restructuration de SONATRACH au début des années 80, fait émerger ENTP (ENTREPRISE NATIONAL DES TRAVAUX AUX LES PUIITS) héritière de la DTP pour les activités de forage et de « work over » (maintenance des puits), créée par décret n° 81-171. L'ENTP est devenue opérationnelle le 1<sup>er</sup> janvier 1983.
- ✓ **Juin 1989 :** la transformation du statut juridique de l'ENTP en société par actions.
- ✓ **30 Mars 1998 :** L'ENTP fait partie du groupe services hydrocarbures (GSH).
- ✓ Ses actionnaires sont : Sonatrach (Holding SPP 51% et la société de gestion des participations des travaux énergétiques TRAVEN 49%).
- ✓ **04 Avril 2003 :** L'ENTP a obtenue avec brio la certification ISO 9001-2000, pour l'ensemble de ses activités
- ✓ **01 Janvier 2005 :** le transfert des actions détenue par la société de gestion des participations « TRAVEN » dissoute, vers la société de gestion des participations dénommée « INDJAB ».
- ✓ **28 Décembre 2005 :** la cession a titre gratuit des actions détenue par la « SGP INDJAB » AVEC (49%) en faveur du holding Sonatrach «SPP Spa ». L'ENTP devient alors 100 % Sonatrach.

Le siège social est situé à HASSI MESSAOUD, wilaya d'Ourgla, au sud –Est d'Alger.

### **I.6. Mission de l'entreprise :**

Sa mission concerne les travaux aux puits, qui est l'exécution des forages de recherche et développement sur les gisement d'hydrocarbures liquides ou gazeux, c'est aussi l'entretien des puits producteurs d'huile et de gaz (work over) et accessoirement la réalisation des forages hydraulique profonds.

Quelque soit le rang hiérarchique, le personnel de l'ENTP grâce à sa qualité professionnelles et à sa motivation, a grandement contribué aux performances et aux succès

de cette entreprise. C'est pour cette raison que l'ENTP est actuellement le premier « contacteurs » de forage en Algérie. L'ENTP est devenue membre de L'IADC (International Association of Drilling contractors) depuis 1993.[1]

### I.7. Infrastructure :

L'ENTP dispose plusieurs bases et ateliers à HASSI MESSAOUD et, de bases régionales à Hassi R'Mel, à In A menas et à Tin Foyé Tabankort. [1]

Tableau II 1 : Bases de l'ENTP.

BASE	SUPERFICIES	FONCTIONS
20/08/55	594 930 m <sup>2</sup>	Siège Social et dépendantes administratives et Ateliers parc matériel de logistique
11/12/60	349 520 m <sup>2</sup>	Hébergement capacité principale
T 32	37 000 m <sup>2</sup>	Hébergement capacité complémentaire
17/02/60	148 957 m <sup>2</sup>	Parcs matériels
Unité Tubulaire	2170 m <sup>2</sup>	Réparation stockages matériels tubulaires
Centre FP	1 2000 m <sup>2</sup>	Bloc pédagogique de 17 classes (150 places) Laboratoire de langues Salle de conférence (50 places)

Tableau II 2 : Site occupé par l'ENTP.

SITES	ATELIERS	FONCTIONS
Base 20/8/55	9(12 530 1 m <sup>2</sup> )	Maintenance du parc véhicule et engin
	14 (9 750 m <sup>2</sup> )	Maintenance des équipements de forage
	49 800 m <sup>2</sup>	Zone de stockage à l'air libre
Base 18/2/60	14 957 m <sup>2</sup>	Logistique work over
Unité Tubulaire	2170 m <sup>2</sup>	Traitement des équipements tubulaires

### I.8. Parc des appareils de forage :

L'ENTP dispose d'un parc de (60) appareils. Certains de ces appareils sont dotés des équipements modernes comme : « SCR, Top drive, Wireless Net Work communication ». LE tableau suivant présente les différents type d'appareilles disponible [1] :

Tableau II 3: appareils de l'ENTP.

MARQUE ET TYPE	PUISSANCE	QUANTITE
Oil Well E, national 1320 UE,Wirth 2000	2000 HP	11
Wirth 1200 E, Dreco 1200 E , Cabot 1200	1200 HP	11
Oil Well 840 E	1500 HP	12
National 80 UE	1000 HP	2
National 110 UE	1500 HP	4
Cabot 750	750 HP	5
Cabot 500	500 HP	3
National / Deco 1250 E	1250 HP	2
National Oil Well Varco Ideal Ril	1500 HP	10

### I.9. Transports:

La division transport est assignée selon les points suivants [2] :

- ✓ Déménagement des appareils et camps de forage.
- ✓ Livraison des équipements et consommables aux appareils de forage
- ✓ Maintenances des véhicules et engins de l'entreprise

L'entreprise dispose d'un matériel de transport classé selon le tableau suivant :

Tableau II 4 : Matériel de transport de l'entreprise.

Véhicule et engin	Capacité	Nombre	Activité
Tracteur Kenworth 953	40T	54	DTM
Tracteur Mercedes 3863	20à30T	60	DTM et livraison
SR Elder+ Lddel	30T	48	DTM
Porte engin	40T	09	DTM
Chariots élévateurs	14T	82	Chantiers de forage
Chariots élévateurs	≤14 T	24	Chantiers de forage
Grues	20 à 30 T	08	DTM
Grues	35 à 40T	12	DTM et MAO chantier
Grues	50 à 55 T	34	DTM
Mercedes frigo	10 T	11	---
Renault ME 160	---	25	---
Chargeur	30T	05	Chantiers de forage

### I.10. Moyens humains et organisationnels :

L'effectif global de l'ENTP en 2014 compte plus de 6700 agents dont 3774 sont des permanents. La gestion des ressources humains enregistre un dynamisme défini par :

- ✓ LE redéploiement d'une partie des effectifs.
- ✓ Les sélectivités objectives et qualitatives de recrutement du personnel.
- ✓ Le rajeunissement de l'effectif par le recrutement de (80) ingénieurs par année depuis 2002.

Dans le domaine de la formation, les besoins sont identifiés analysés pour concevoir une formation adaptée aux besoins exigés, parmi les grands axes de la formation élaborée pour l'exercice 2003, figurent des programmes spécifiques pour la « QHSE » (Qualité, Hygiène, Sécurité, et Environnement), la GMAO (Gestion de la maintenance Assistée par Ordinateur) et le PDI (plan de développement Informatique). [1]

### **I.11. Système de gestion de l'entreprise :**

Le conseil d'administration est formé du président directeur général de l'ENTP et quatre directeurs généraux adjoints (opérateurs, logistique, développement et gestion), qui contribuent à la gestion de l'entreprise.[1]

### **I.12. Les directions de l'entreprise :**

- ✓ Direction forage.
- ✓ Direction de work over.
- ✓ Direction de transport.
- ✓ Direction d'hôtellerie.
- ✓ Direction maintenance.
- ✓ Direction achat et gestion de stock.
- ✓ Direction contrôle gestion.
- ✓ Direction HSE.
- ✓ Direction sécurité industrielle.
- ✓ Direction finance et comptabilité.
- ✓ Direction planification et contrôle de gestion.
- ✓ Direction marketing et contrat.

### **I.13. Direction de work over:**

Cette direction est chargée des interventions de maintenance sur les puits .

#### **I.13.1 les étapes d'intervention d'une opération de maintenance en Work Over :**

Une reprise en work over consiste à résoudre des problèmes survenus sur un puits soit au niveau des formations (colmatage, production d'effluents non désirés,) soit au niveau du profil du puits lui-même (corrosion des tubages ou tubings présence des pressions au niveau des annulaires).

Ses intervention est le dernier recours de maintenance à choisir, car elle demande l'arrêt prolongé du puits et des moyens considérables pour la préparation du puits et l'intervention elle même.

Afin d'avoir de bons résultats et minimiser ses risques il faut essayer de travailler minutieusement sur des procédures bien préparées.

Le work over a en général beaucoup de procédures car cette intervention dépend du but de l'opération, de l'état du puits et son entourage et la nature et du puits et sa complétion. Donc on peut les diviser trios étapes qui sont :

- 1ère étape : La préparation du work over se divise en deux opérations :
  - Préparation du puits
  - Réception appareil et plate forme
- 2ème étape : Le montage de l'appareil work over
- 3ème étape : L'intervention directe sur puits qui se divise en deux phases :
  - 1ère phase toutes les procédures sont destinées pour tous les puits quelque soit leur nature ou le but du work over elle comprend :
    - Procédures neutralisation du puits
    - Procédures montage équipement de sécurité et test.
    - Procédures remontée tubing
    - Procédures déséquipement puits
  - 2ème Phase la plus importante, il faut que le choix du programme soit fait minutieusement en étudiant toute de données de la formation et du puits.

Dans cette phase on peut avoir des opérations (intervention) selon le but du work over. [3]

#### **I.13.1.1 Opération de mesure**

Elles peuvent avoir lieu :

##### **a. En tête de puits :**

Ce sont en particulier les mesures de pression et de température voire des prises d'échantillons. Une variation d'un ou plusieurs de ces paramètres nous avertit d'une modification des conditions d'exploitation (baisse de la pression de gisement, colmatage, variation du pourcentage d'eau ou de gaz, bouchage, ...). A l'aide des autres renseignements disponibles (mesures au centre, mesures de fond, ...) il s'agira d'identifier le problème et éventuellement, de prendre des mesures en conséquence.

Dans certains cas les puits sont équipés de capteurs permanents qui mesurent la pression de fond. On peut alors disposer directement en surface de la mesure de la pression de fond. On surveille aussi les pressions ou plutôt l'absence de pression en tête de puits et dans l'espace annulaire. Sur les puits en pompage aux tiges, des mesures dynamométriques

permettent de vérifier les contraintes auxquelles les tiges sont soumises ainsi que les conditions de fonctionnement de la pompe.

**b. Dans le tubing :**

C'est principalement le calibrage pour vérifier qu'une opération de travail au câble (telle que la descente d'un enregistreur, ...) est possible ou vis à vis d'un problème de corrosion ou de dépôt dans les puits, on peut aussi réaliser une thermométrie à l'aide d'un enregistreur mécanique pour vérifier le bon fonctionnement des vannes.

**c. En fond du puits :**

Ce peut être un "top" sédiment, avec ou sans prise d'échantillon, pour vérifier qu'un outil (enregistreur, ...) peut être descendu au câble au fond du puits ou encore pour suivre l'ensablement d'un puits. Ce peut être de simples mesures, à une cote donnée, de la pression, de la température (lors d'essai de production par exemple) accompagnées éventuellement d'une prise d'échantillon des fluides (ou des sédiments en fond de puits) pour analyse.

Ce peut être encore l'enregistrement de diagraphies de production : enregistrement le long de zone exploitée du débit, de la variation de la masse volumique de l'effluent, de la température.

Cela permet, d'attribuer à chaque zone sa participation, en débit et en nature du fluide, à la production générale. [4]

**I.13.1.2 Opérations d'entretien :**

**a. Interventions sur la tête de puits :**

Outre les opérations d'exploitation courante que sont le réglage du débit, l'ouverture ou la fermeture d'un puits, il s'agit en particulier du graissage des vannes, ou encore du remplacement de pièces défectueuses qui se trouvent en aval des vannes maîtresses de sécurité, sans oublier les vérifications périodiques des systèmes de commande des dispositifs de sécurité de subsurface et de surface. [4]

**b. Interventions au niveau du tubing et de son équipement :**

Ce sont les opérations liées à des problèmes de dépôt et/ou de corrosion telles que le nettoyage du tubing par grattage, l'injection de dispersant de paraffine ou encore l'injection d'un inhibiteur d'hydrate ou de corrosion.

Ce peut-être aussi l'injection dès le fond du puits de produits facilitant le traitement en surface comme des inhibiteurs d'émulsion, des anti-mousses.



C'est aussi le remplacement d'équipements qui peuvent être changés par travail au câble, vanne de sécurité de subsurface, voire le repêchage de "poissons" laissés accidentellement dans le puits au cours de ces opérations de travail au câble.

**c. Interventions en fond de puits et sur la liaison couche-trou :**

Ce sont les opérations que l'on peut réaliser à ce niveau là :

- soit au câble comme le "nettoyage" du fond du puits avec une cuillère à sédiment, la réalisation de perforations complémentaires.
- soit par pompage depuis la surface, comme un lavage des perforations à l'acide, (mais cela nécessite de réinjecter tout l'effluent du puits dans la formation).

En fait les interventions à ce niveau nécessitent souvent des moyens plus lourds et sont donc surtout développées au paragraphe suivant.[4]

**I.13.1.3 Opération de reconditionnement ou de reprise :**

Les opérations de reconditionnement ou de reprises peuvent avoir de nombreuses causes.

**a. Défaillance des équipements :**

**a.1 En tête de puits :**

Cela concerne en particulier les fuites au niveau de la vanne maîtresse inférieure, de l'olive de suspension ou des vis de serrage

- l'endommagement du réceptacle du clapet anti-retour.
- les problèmes au niveau de la sortie de la ligne de contrôle de la vanne de sécurité de subsurface : fuite, rupture [4]

**a.2 Au niveau des sécurités de subsurface :**

Ce peut être :

- une vanne de sécurité de subsurface défectueuse.
- une fuite au niveau du siège de la vanne de sécurité.
- une fuite ou une rupture de la ligne de contrôle.
- une sécurité annulaire défectueuse.[4]

**a.3 Au niveau des tubulaires :**

Que ce soit au niveau du cuvelage ou du tubing, ce sont les problèmes de tubes fuyants (vissage défectueux, corrosion, écrasés, éclatés, cassés)

C'est aussi le cas des tubings partiellement ou totalement bouchés par des dépôts qui ne peuvent être enlevés par les techniques classiques de travail au câble.

#### **a.4 Au niveau de l'équipement de fond :**

Citons en particulier :

- les fuites sur des équipements comportant des garnitures d'étanchéité (packer colon de production, joint coulissant, chemise de circulation, ...)
- un désencrage intempestif du packer,
- des interventions au travail au câble qui n'ont pas pu être menées à bien.
- des problèmes relatifs à l'activation par pompage (aux tiges ou électrique) : pompe hors service, tige cassée, câble défectueux.
- des équipements divers de fond défectueux : capteurs permanents.[4]

#### **b. Modification des conditions d'exploitation :**

Suite à une chute du débit, et pour avoir une vitesse suffisante pour entraîner les phases lourdes (condensat ou eau sur un puits à gaz, eau sur un puits à huile), il peut être intéressant de réduire le diamètre du tubing en changeant de tubing ou en plaçant un tubing concentrique. En effet, si on laisse la phase lourde s'accumuler dans le tubing, elle peut exercer une contre-pression excessive sur la couche. Dans les cas où l'éruptivité devient insuffisante, il faut mettre en place un procédé d'activation ou, le cas échéant, modifier le procédé actuellement en place. Inversement, un meilleur comportement du gisement que prévu initialement permet d'envisager des débits plus importants et peut nécessiter une augmentation du diamètre du tubing (sous réserve que la taille au casing en place le permette) ou une modification de l'activation en place (modification de l'équipement, changement de mode d'activation).[4]

#### **c. Réparation ou modification de la liaison couche-trou :**

Il peut s'agir :

- de venir stimuler (par acidification ou fracturation) une zone produisant moins que ce que l'on peut en espérer de restaurer ou de réaliser un contrôle des sables,
- de mettre en production une zone complémentaire.
- d'essayer de limiter la venue d'un fluide indésirable (eau et/ou gaz pour un gisement d'huile, eau pour un gisement de gaz) en restaurant une cimentation, en isolant des perforations ou en abandonnant une zone.
- de restaurer une cimentation pour empêcher des communications entre couche.[4]

#### **d. Changement de l'objectif du puits :**

Par suite de l'évolution des conditions du champ, en particulier de la progression des interfaces (ou zones de transition) eau/huile ou huile/gaz ou encore eau/gaz, on peut être conduit à modifier un puits producteur en puits injecteur ou en puits d'observation (ou

inversement), tout en continuant à exploiter le même niveau. Il est à noter que cela n'entraîne pas forcément une reprise de puits.

D'autre part, l'évolution du champ peut conduire à décider la fermeture d'un niveau mieux drainé par ailleurs et, au contraire, de mettre en production un niveau négligé jusque là. Selon la configuration du puits, cela peut être fait en se contentant d'intervenir dans le puits, mais cela peut aussi nécessiter d'approfondir le puits ou de le reprendre en "side-tracks". Enfin on peut être amené à abandonner, provisoirement ou définitivement, le puits.[4]

#### **I.13.1.4 Instrumentation :**

L'instrumentation est l'ensemble des opérations de remise en état d'un puits dont le forage ou la production ont été interrompus à la suite d'un accident survenu dans le puits. Les accidents peuvent se produire au cours d'opérations divers (forage, descente de tubage, etc..). Cette partie sera développée dans le chapitre suivant.[4]

#### **Conclusion :**

Hassi Messaoud est une région désertique qui fait partie de la wilaya de Ouargla, le champ pétrolier a été découvert 1956 et est situé à l'est de la frontière tunisienne, c'est un bassin sédimentaire composé de strates alternées les unes sur les autres disposées depuis des millions d'années.

Le réservoir pétrolier est une couche du cambrien composé principalement de grès qui est situé à 4000 m de profondeur .

L'ENTP est une filiale de Sonatrach elle a été créée en 1980, sa mission est consacrée aux travaux des puits (forage et maintenance) , elle dispose de six bases permanentes et de 60 appareils de forage de classe diverse , ainsi que de moyens de transport spécialisé

Elle emploie plus de 7600 personnes dans tous les secteurs confondus elle est composée de 12 directions structurées au tour de la direction de forage et de Work Over .

La division work over s'occupe des opérations de maintenance diverse sur les puits, nécessitant une réparation légère ou bien lourde qui se déroule en trois étapes :

- Préparation du Work Over
- Montage de l'appareil
- L'intervention directe sur le puits

Selon le but de Work Over (problèmes de puits) on peut avoir les opérations de mesure, reconditionnement ou d'entretien.

# **Instrumentation en Work Over et description de la sonde de forage.**



## II.1 Instrumentation en work over:

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

### II.1.1 Outils à Prise Externe :

#### II.1.1.1 Die Collar :

Outils à prise extérieur doit être utilisé préférentiellement au pin tap chaque fois que la situation le permet, cet outil autorise l'accès dans le diamètre intérieur du poisson et préservant dans certains cas la possibilité de coupe au dessus du raccordement (figure II 1) [5]

#### Procédure de Prise :

Descendre lentement à l'approche de poisson, appliquer environ mille livres (1000lbs) de poids sur celui-ci, engage la rotation en surveillant le couple, stopper la rotation et mettre en traction. [6]

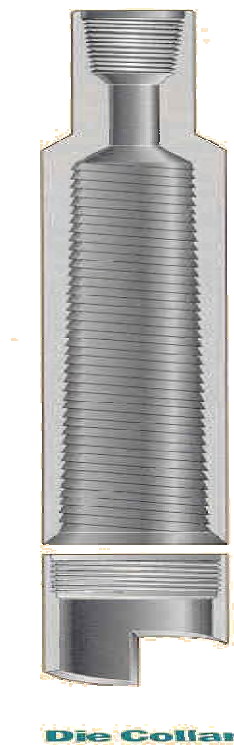


Figure II 1: die collar. [6]

### **II.1.1.2 Overshot [5]:**

#### **Fonction :**

Cet outil est conçu pour la récupération de poisson dont la hauteur est très réduite pour la prise.

#### **Conception :**

L'élément de prise (basket) est situé à la base de l'Overshot supprimant ainsi tout intervalle entre cette fonction et son objet, cet Overshot n'a aucun accessoire de prolongation, d'étanchéité ou de fraisage.

[6]

#### **Engagement et Prise:**

A l'arriver sur le poisson, tourner lentement le train à droite en descendant progressivement l'overshot, il est important de combiner simultanément la rotation et la descente. En fin de prise, laisser l'excès de couple revenir et commencer la traction sur le poisson. [6]

#### **Relâchement :**

Taper vers le bas en tournant à droite, ces deux actions doivent être simultanées, dégager le train après relâchement. Sauf en situation de traction, ne jamais tourner à gauche lorsque l'outil est en prise. Pour relâchement mettre toujours le maximum de poids disponible. [6]

### **II.1.1.3 Overshot Sic 150 [5] :**

#### **Conception :**

Un même outil peut assurer le repêchage sur différents diamètres de poisson. A chaque diamètre correspond un équipement spécifique. [6]

#### **Fonctionnement :**

La prise et le relâchement sont assurés par rotation à droite. Pour la prise, à l'arriver sur le poisson effectuer une rotation lente à droite, le grapple est mise en situation d'expansion permettant ainsi au poisson de s'engager. En fin d'engagement cesser la rotation et exercer une traction. Le grapple se contracte et accroche fermement le poisson. [6]

#### **Relâchement :**

Taper un coup vers le bas, cette action a pour effet de relâcher le sertissage du grapple entre le poisson et la chemise de l'Overshot. Effectuer ensuite une rotation à droite en dégageant lentement, cette action de rotation oblige le grapple à se visser dans l'outil en position haute relâchant ainsi le poisson. [6]

### **II.1.1.4 Overshot Equipé avec Basket Grapple [5]:**

Les différentes options d'équipement se situent au niveau du grapple, contrôle suivant que l'on veule ou non réaliser l'étanchéité sur la tête de poisson. Le basket grapple control assure le guidage de poisson vers l'élément basket, cette pièce n'assure aucune étanchéité, le basket grapple control packer assure l'étanchéité sur la tête de poisson par des garnitures internes et externes. [6]

### II.1.1.5 Overshot Equipé avec Spiral Grapple [5] :

La capacité de traction avec spiral grapple est plus conséquente qu'avec le basket grapple, l'équipement est différent suivant que le poisson est constitué d'un tube ou d'un manchon. [6]

#### Accessoires :

Si la partie haute d'un poisson se trouve ovasée ou détériorée, l'utilisation de l'extension sub mis immédiatement sous le top sub permet la prise du poisson sur une partie saine. [6]

#### Oversize [5] :

Guide convient dans les situations où l'Overshot risque de passer à côté de poisson

#### Le Milling Shoe [5] :

Est utilisé dans les situations où l'engagement du poisson s'avère difficile. La fraise est spécifique à un diamètre de tube, elle est positionnée à la place de guide. [6]

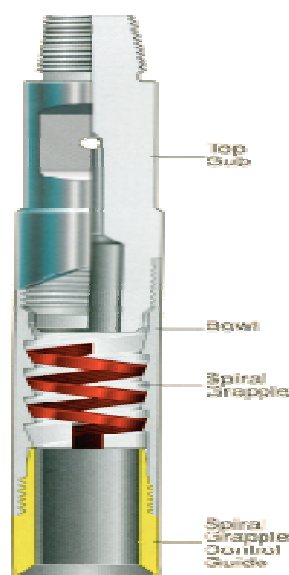


Figure II 2: Overshot with Spiral Grapple[6]

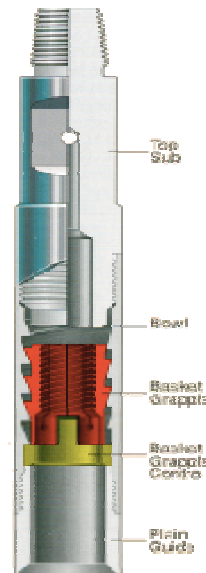


Figure II 3 : Overshot with basket grapple[6]

#### Le Wall Hook [5] :

Guide qui permet le redressement et l'alignement du poisson dans les trous, caves ou surdimensionné. [5]

### II.1.2 Outils de prise interne :

#### II.1.2.1 Releasing Spear (arrache tube a relaxation, arrache tube décrochable) [5] :

Cet outil permet la prise et le relâchement des poissons par l'intérieur dans des conditions de traction et de battage sévères. Il peut être équipé de différent accessoire permettant la circulation, le conditionnement de la tête de poisson et son redressement dans les situations de mauvais alignement. [6]

**Fonctionnement:**

Avant descente s'assurer que l'outil convient au diamètre intérieur du poisson et que le spear a ses slips en position de retrait. Après engagement dans le poisson, tourner de un sixième de tour à gauche et mettre en traction pour assurer la prise, le relâchement du poisson s'opère par mise au point neutre au droit de l'outil et une rotation de un sixième de tour à droite. Dans les situations de battage, changer par intermittence la position de prise des slips, en cours de remonter éviter toute rotation et la pose brutale sur slips. [6]

**II.1.2.2 Taper tap [5] :**

Cet outil est utilisé dans les situations où les tentatives de raccordement par revissage (Overshot ou Releasing spear) ont échoués. Il présente des inconvénients tel que :

- D'éclater ou de déchirer les poissons constitués de casing ou de tubing de faible épaisseur.
- Absence d'étanchéité.
- Tenue à la prise et au relâchement aléatoire.

Il peut être conçu avec un filetage gauche ou droite et le filetage de prise peut être plein ou rainuré.

**II.1.2.3 Pin tap [5] :**

Le pin tap large bore est spécialement conçue pour le raccordement sur tool joints, sa forme troupe permet la réalisation d'un même ID que celui de train de repêchage ce qui permet le passage de cutters ou de back off à travers celui-ci.[6]



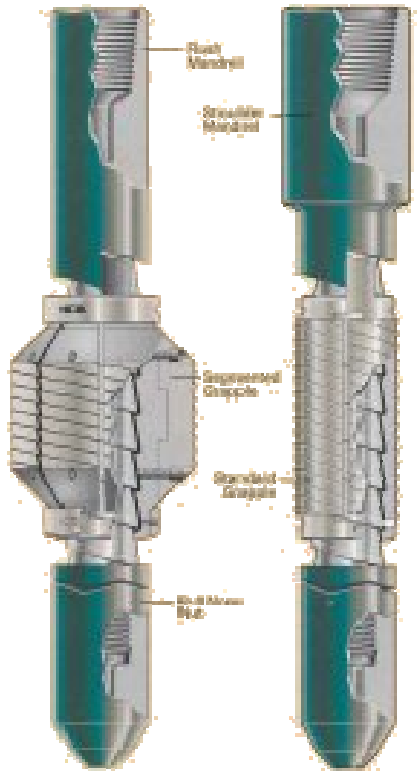


Figure II 4 : Grapple releasing spear[6]



Figure II 5 : Taper Tap[]



Figure II 6 :Skirted Taper Tap[6]

## II.2 Classification des appareils de forage :

Le forage pétrolier est un domaine de travail très difficile et compliqué, à cause de la diversité des opérations et la complexité du matériel utilisé.

La classification des appareils de forage (la sonde de forage) se fait suivant deux paramètres, la capacité de profondeur et la puissance de levage :[7]

### II.2.1 Par la capacité de profondeur de forage maximale:

- Appareils léger 2000m.
- Appareils moyen 3500m.
- Appareils lourd 6000m.
- Appareils super lourd 10000m.

Ces performances de profondeur se traduisent par un poids au crochet de levage compte tenu des poids des garnitures. En prenant compte les temps de manœuvre, on peut évaluer la puissance maximale qui devra développer le treuil de forage.[7]

La puissance du treuil est donc une caractéristique primordiale pour déterminer un appareil de forage (10 HP de puissance au treuil pour chaque 100 pied de forage). Pour les catégories d'appareils cités précédemment, on peut les classer selon :

### II.2.2 La puissance de levage :

- Appareil léger :(1500 -2000m) 650HP.
- Appareil moyen (3500m) 1300HP.
- Appareil lourd (6000m) 2000 HP.
- Appareil super lourd (10000m) 3000HP.

### II.2.3 Description de la sonde de forage utilisé durant l'intervention work over sur le puits OMKZ-702 :

La sonde de forage du TP201 utilisé dans l'opération work over est de puissance 1200HP. ( Figure II 8) .

La sonde de forage est constitué d'un ensemble d'équipement, des technique opératoires plus au moins complexe la figure1 montre les différents organes constituant un appareil de forage standard. (Figure II 7).

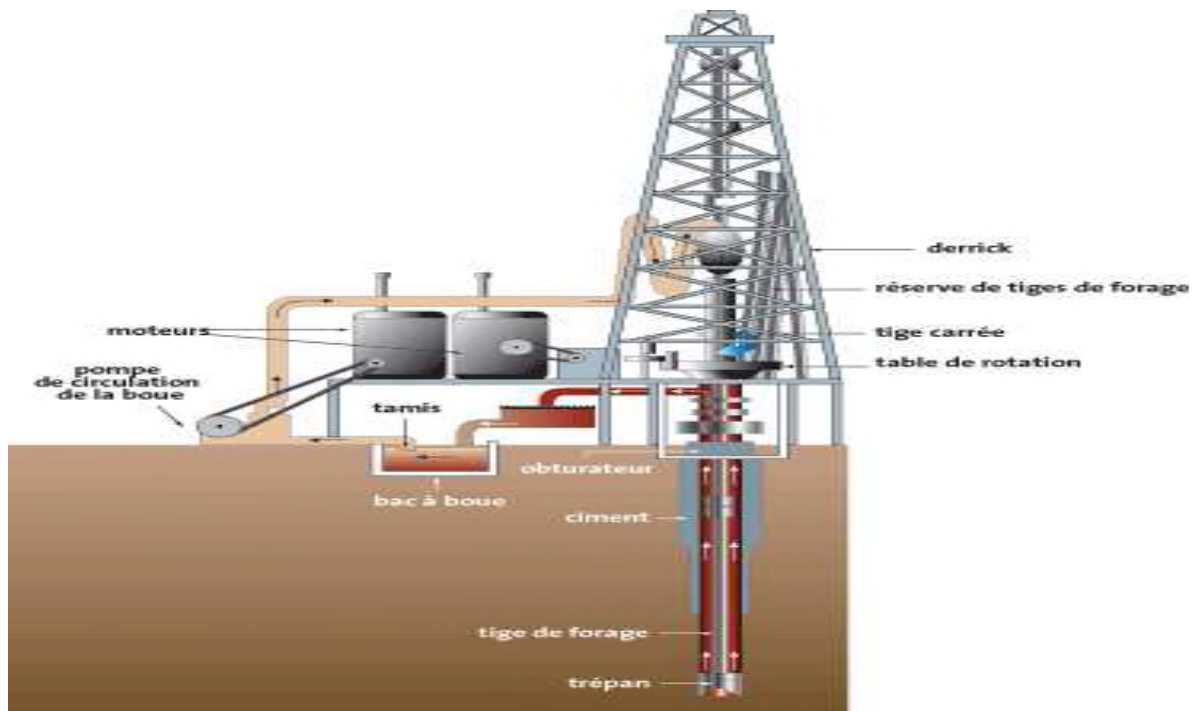


Figure II 7 : Composante standard d'une sonde de forage.[7]



Figure II 8 : Appareil de forage TP 201 ENTP. (12/03/2015)

### II.2.3.1 Les équipements de levage :

Ils permettent :

- le contrôle du poids sur l'outil.
- les changements d'outils (manœuvre de garnitures).
- la descente des colonnes de tubage.
- les levées et les descentes du mât [7]

La structure de la tour de levage est principalement composée de :

#### a. Le derrick :

C'est la plus ancienne forme qui dérive de la tour construite en bois. Il est en forme de pyramide très pointue (figure II 9), dont les quatre pieds s'appuient sur le sommet d'un carré, cette surface sera le plancher de travail.

Une plate-forme supérieure permet de supporter les poulies du mouflage du câble. Une plate-forme intermédiaire permet à l'accrocheur de travailler au rangement des logeurs de tiges ou masse tiges.[7]

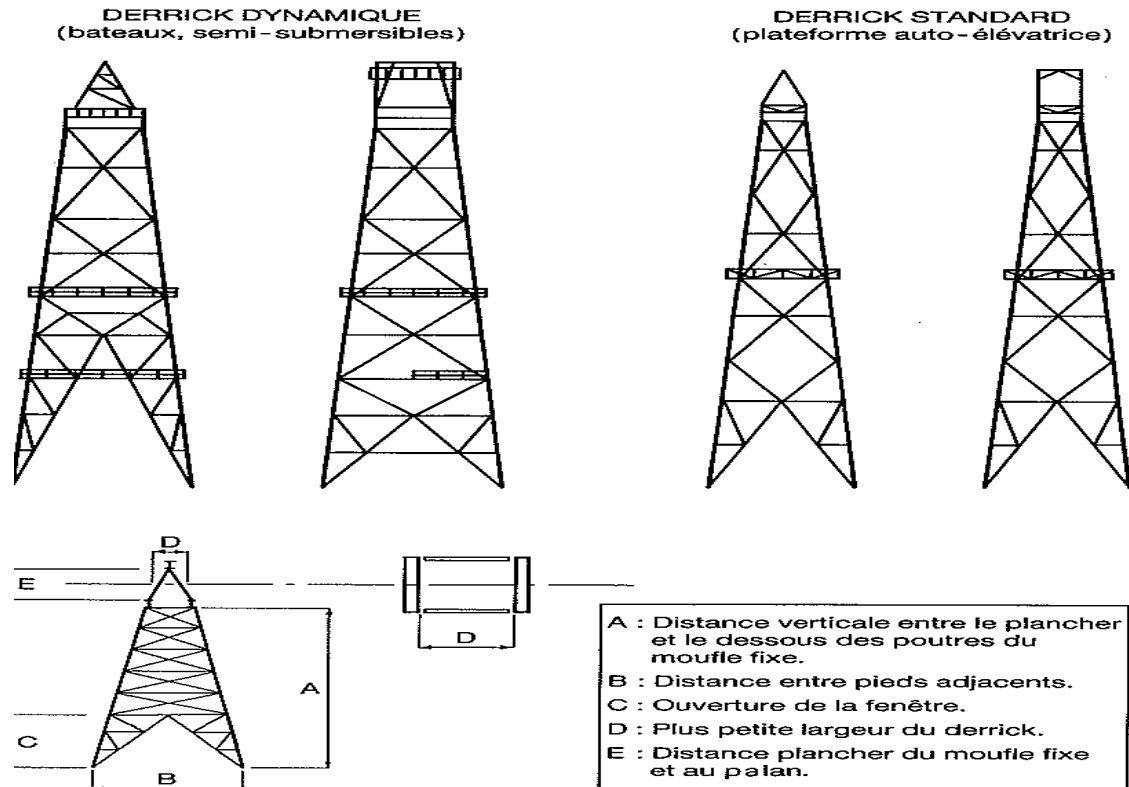


Figure II 9 : Exemple de derrick.[7]

**b. Le mât :**

Le mât est une structure en forme de A très pointu. Il a la particularité d'être articulé à sa base ce qui lui permet d'être assemblé ou démonté horizontalement puis relevé en position verticale en utilisant le treuil de forage et un câble de relevage spécial.[7]

**c. Les substructures :**

Ces constructions répondent au besoin de surélévation du plancher de forage pour laisser la place aux empilages de la tête de puits ainsi que la BOP. Elles peuvent être indépendantes du mât de levage : ce sont des caissons empilés de part et d'autre de la tête de puits sur lesquels on assemble le plancher, la tour de forage reportant ses charges directement sur la substructure. (Voir figure II 10) [7].



Figure II 9 : Substructure.(12/03/2015)

### II.2.3.2 La mécanique de levage [7] :

#### a. Le mouflage du câble de forage :(Figure II 11)

Il est compose de :

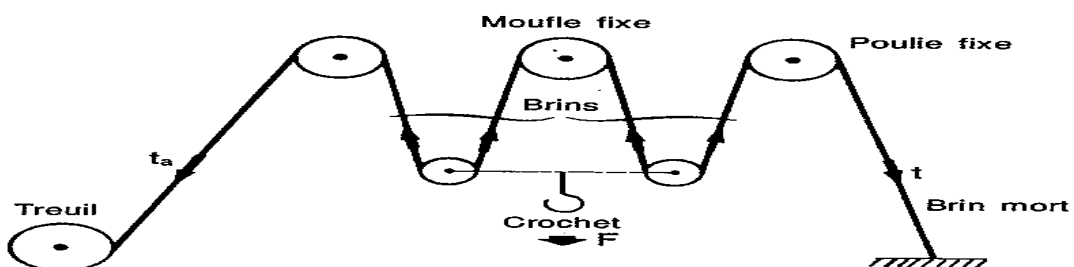


Figure II 11 : schema du mouflage.[7]

### a.1 Brin mort :

L'ancrage du câble de forage se fait sur un réa spécifique qui permet de mesurer la tension sur cette extrémité et autorise également l'introduction dans le système d'une certaine longueur de câble neuf afin de déplacer les points d'usure sur les poulies du moufle mobile. Cette opération de filage suivie par une coupe permet de prolonger la durée de vie du câble (voir figure II 12) [7].

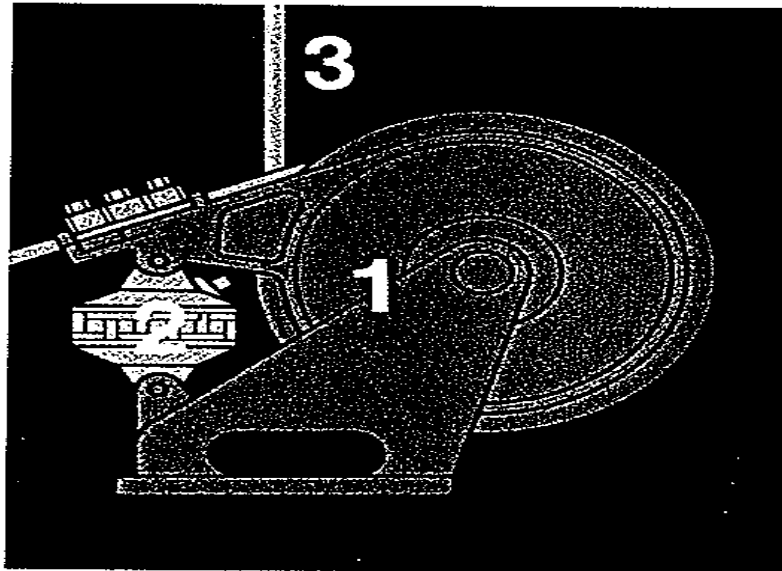


Figure II 12 : Attache de brin mort.( 1 réa,2 cellule hydraulique de mesure tension,3 câble de forage).[7]

### a.2 Moufle fixe :

C'est l'ensemble des poulies sur lequel passe le câble (voir figure II 13) il est supporté par la plateforme supérieure de la tour de forage (figure II 14). La charge sur le moufle fixe ou sur la tour de forage, doit être supérieure à la charge au crochet. [7]

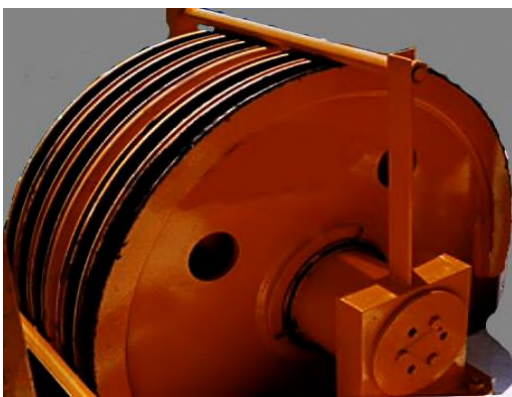


Figure II 13 :moufle fixe.[7]

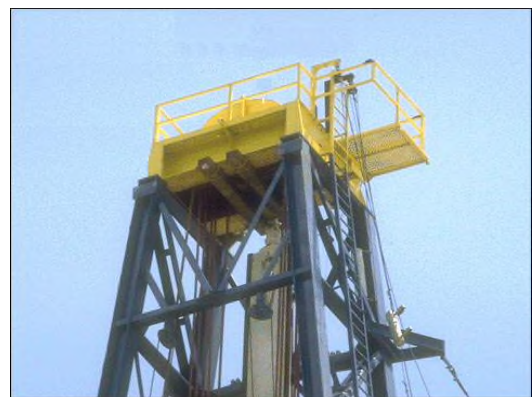


Figure II 14 : plate forme du moufle[7]

### a.3 Le moufle mobile et crochet :

Ils sont en général dits intégrés, c'est-à-dire que l'ensemble des poulies et du crochet sont assemblés d'une manière compacte. Le crochet comporte un amortisseur pour limiter les chocs à la reprise de la charge et faciliter le vissage des connexions. (Voir figure II 15) [7].

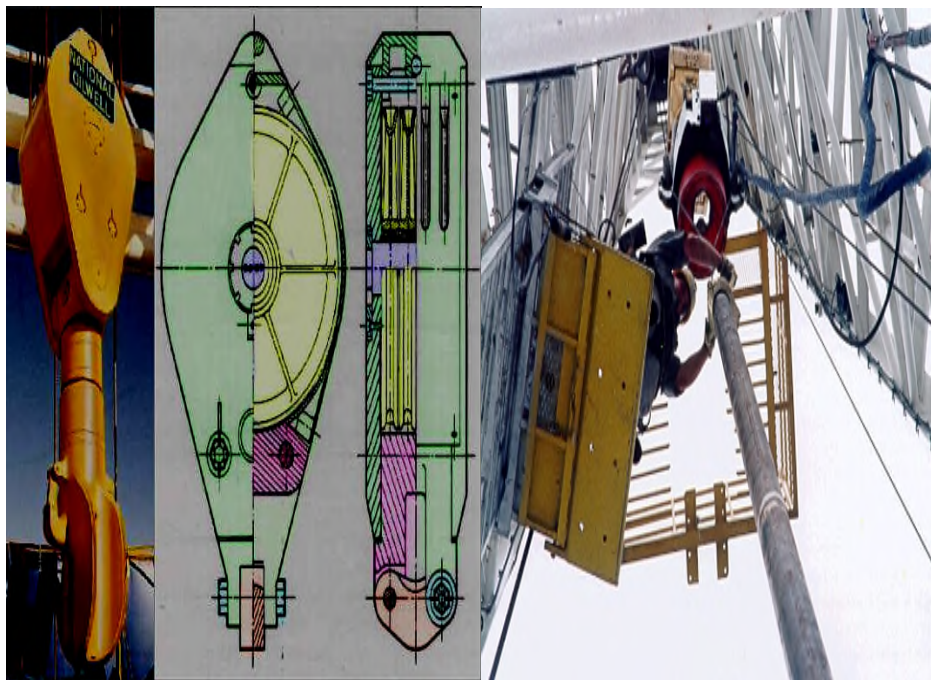


Figure II 15 : Moufle mobile[7].

### II.2.3.3 Le treuil de forage (drawworks) :

C'est le cœur de l'appareil de forage, sa capacité qui caractérise et indique la classe de profondeur des forages que l'on pourra effectuer.(voir figure II 16 ,II 17 ) [7].

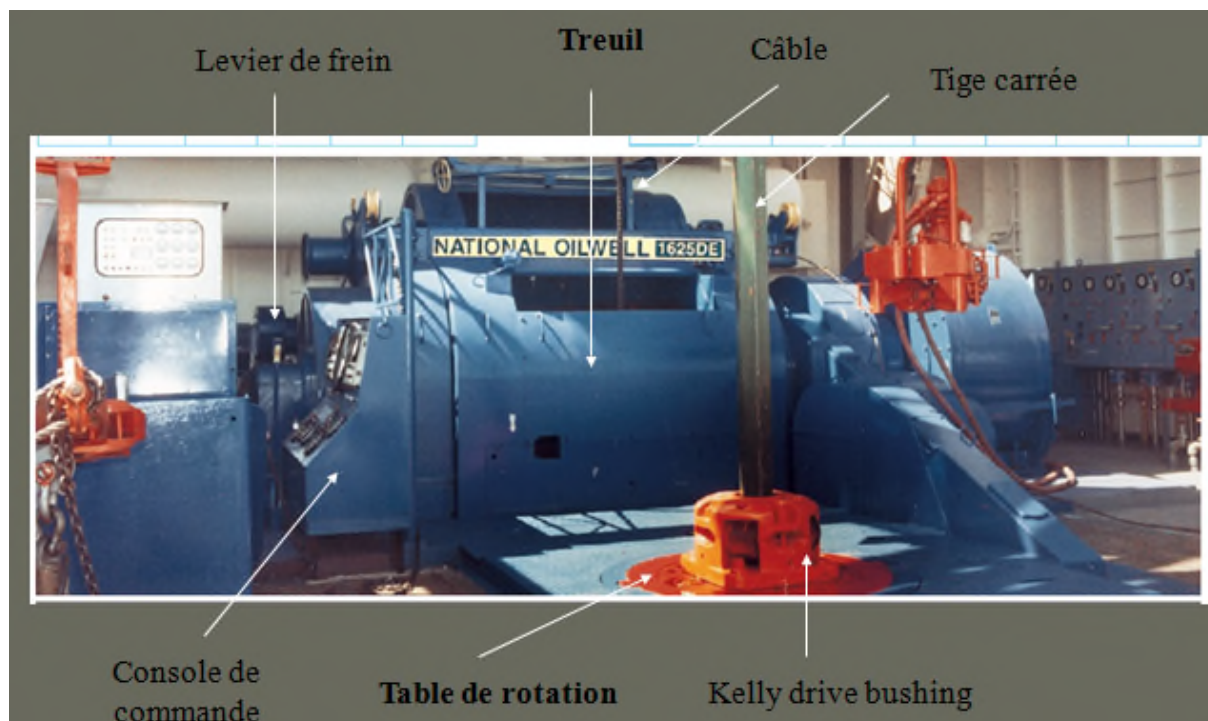


Figure II 16 :Tambour de treuil de forage.[7]



Figure II 17 : treuil de forage TP 201.(12/03/2015).

#### II.2.3.4 Les outils de plancher :

Ils se divisent on de type : ceux qui sont utilisés pour le levage, et ceux qui servent au vissage, blocage et déblocage de la garniture :[7]

##### a. Outils de levage :

Le crochet de forage comporte deux oreilles latéralement auxquelles sont accrochés deux bras qui supportent un élévateur pour chaque dimension nominale de tirages correspond un type d'élévateur. Pour manœuvrer les masses-tiges, il est courant d'utiliser des têtes de levage que l'on visse sur le filetage de la masse-tige et dont la partie supérieure a les mêmes dimensions que les tiges de forage afin de n'avoir pas à changer de type d'élévateur.

Pour suspendre la garniture sur la table de rotation, on utilise des cales que l'on pose dans des fourrures coniques dans la table de rotation.[7]





Figure II 18 : Collier de sécurité.



figure II 19 : coins pour les masses tiges.



Figure II 20 : Coins pour les tiges

N.B : Dans le cas de masses-tiges lisses, on augmente la sécurité en fixant un collier au dessus des cales. Pour faciliter le travail des sondeurs de plancher.

#### **b. Les outils de vissage :**

L'application du couple de serrage ou de déblocage se fait encore très couramment avec des clés à mâchoires multiples. La clé de retenue est fixée par câble ou chaîne sur un point fixe, l'autre est reliée à la transmission du treuil de forage. La traction exercée par le treuil donne un couple sur le tubulaire par l'intermédiaire du bras de levier correspondant à la longueur de la clé.

Deux ouvriers de plancher sont nécessaires à la mise en place et au retrait de ces clés.

La première phase de vissage ou d'approche des deux raccords jusqu'au contact des épaulements (saillie d'une pièce mécanique, servant d'appui ou de butée) mâles et femelle doit se faire le plus rapidement possible. Pour ce faire, on utilise encore très couramment la chaîne enroulée autour de la tige, maintenue serrée par un sondeur qui tire sur son extrémité. L'autre extrémité s'enroule sur une poulie du treuil commandée par le chef de poste. La sécurité imposerait de n'utiliser que des clés de vissage pneumatiques.[7]



Figure II 21 :Clés de vissage pneumaticque.



Figure II 22 : Clé manuelle de serrage des connexions,TP201.(12/03/2015).

### II.2.3.5 Les équipements de rotation :

Ils sont principalement composés de :

#### a. la table de rotation :

C'est organe mécanique est très simple et ne nécessite que très peu de maintenance, ce qui le rend très attrayant pour les conditions de travail en forage. La motorisation de la table de rotation se fait par l'intermédiaire d'une roue dentée et chaîne soit à partir du treuil (on dispose donc des rapports de la boîte de vitesse) soit, sur les appareils lourds, par moteur électrique indépendant de la transmission du treuil. (Figure II 23) [7]

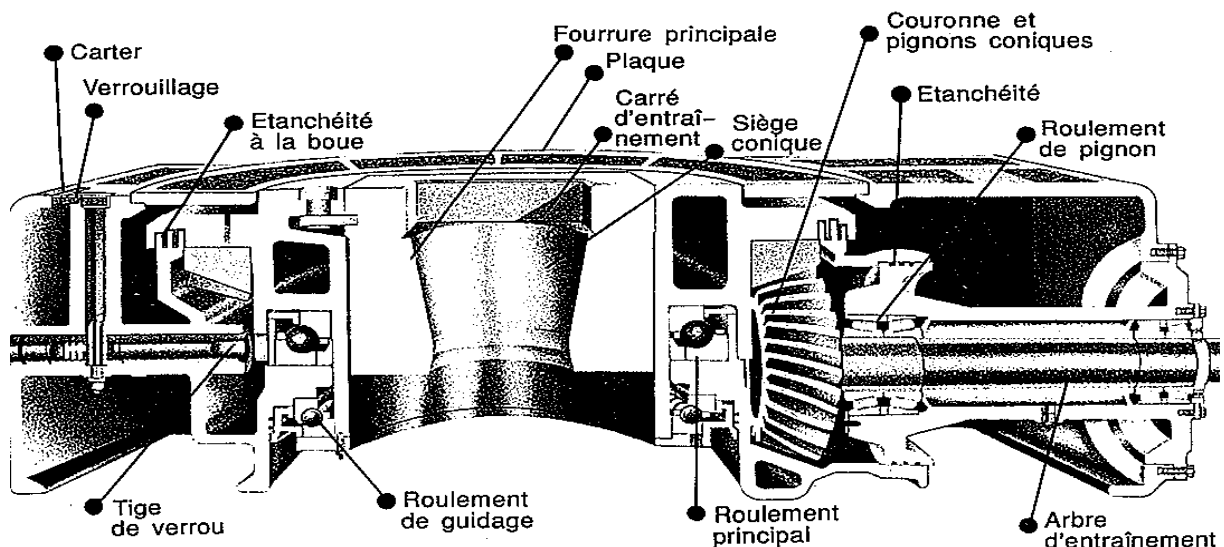
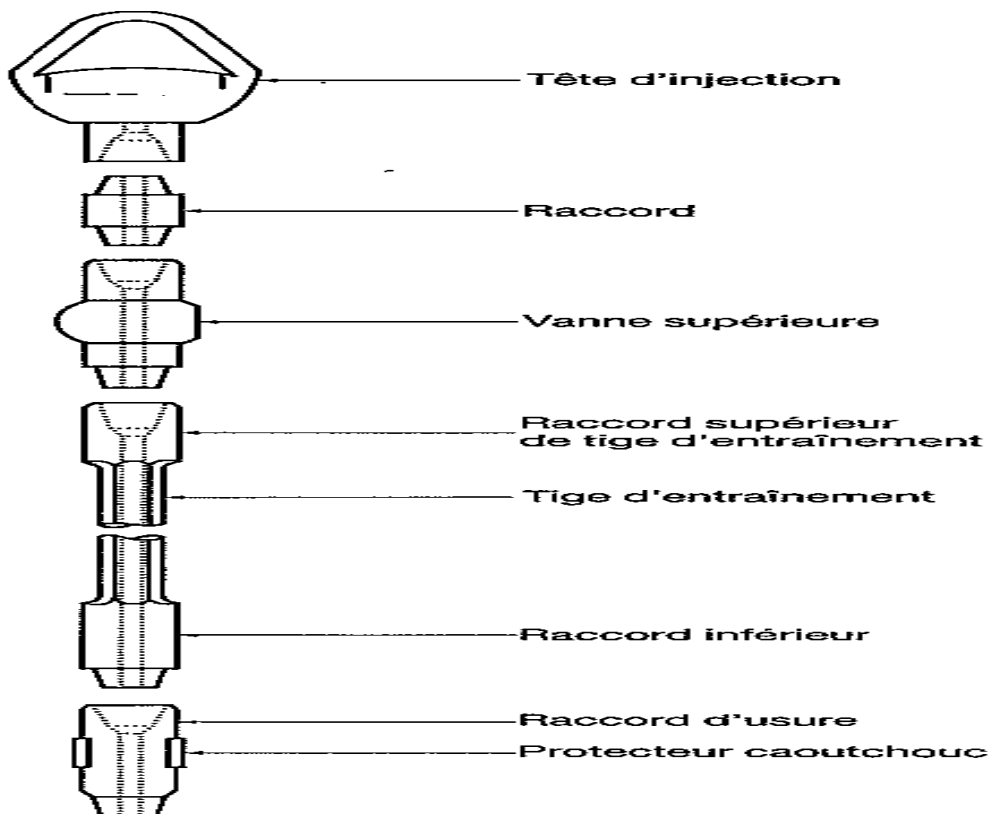
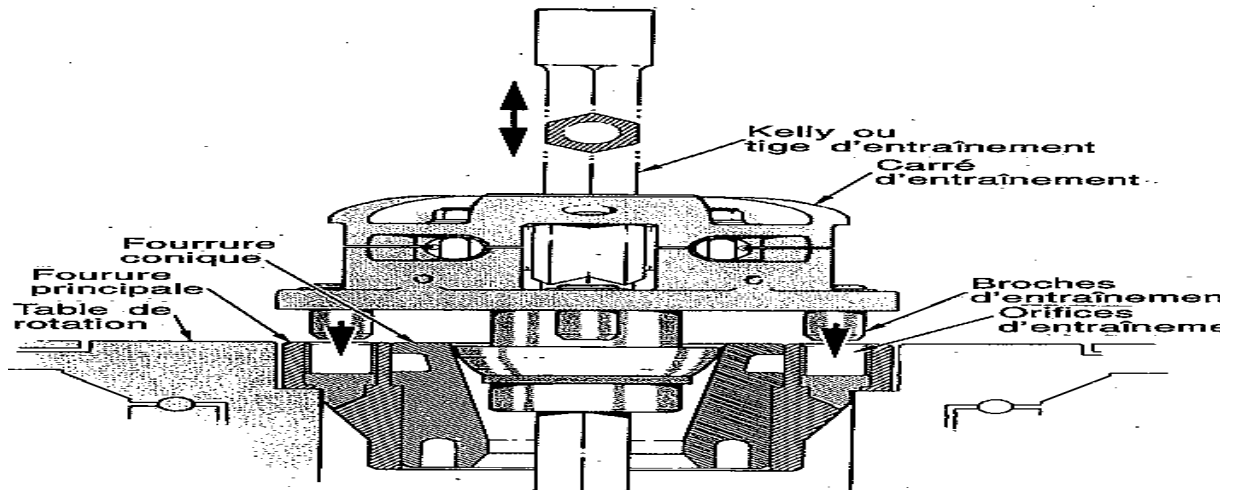


Figure II 23 : Composante de la table de rotation.[7].

### b. La tige d'entraînement (kelly) :

De section carrée, hexagonale ou triangulaire, elle est entraînée en rotation par la table et par l'intermédiaire du carré (kelly drive bushing) monté autour de sa longueur courante. Ce carré est constitué de quatre rouleaux à axe horizontal de forme appropriée pour transmettre le couple à la tige et par conséquent à la garniture de forage vissée sous le raccord inférieur. (figure II 24 , II 25) [7].



### II.2.3.6 Tête d'injection :

C'est le composant qui est suspendu par son anse (partie saillante et courbée de certains ustensiles qui sert à les saisir) au crochet de levage. Il doit être conçu à la fois pour la charge maximale de garniture et pour la vitesse de rotation maximale. D'autre part, un joint d'étanchéité rotatif permet l'injection sous pression du fluide de forage par le flexible de forage relié au col de la tête d'injection. (Figure II 26) [7]



Figure II 26 : tête d'injection.(12/03/2015).

### II.2.3.7 Les pompes de forage :

Ce sont des pompes alternatives à pistons, le mouvement alternatif des pistons et des tiges étant produit par le système classique de la bielle (tige rigide articulée à ses extrémités, qui sert à transmettre le mouvement entre deux pièces mobiles) et d'un vilebrequin. Ces pompes de principe volumétrique fournissent un débit qui est directement fonction de la cylindrée de la pompe et du régime de rotation du vilebrequin.

La pompe de forage moderne est triplex. Les trois pistons se déplacent dans des chemises de cylindre amovibles, aspirent le fluide par la conduite d'aspiration, puis refoulent dans la colonne de refoulement au du clapet de refoulement. (Voir figure II 27) [7]



Figure II 27 : pompes triplex TP201.(12/03/2015)

### II.2.3.8 Les sources d'énergie :

Le moteur diesel comme source initiale d'énergie, mais on peut rencontrer également sur des plate forme de production l'utilisation de puissance fournie par des turbines à gaz et même parfois le raccordement du chainetier de forage au réseau de distribution électrique. ( figure 28) .[7]



Figure 28 : les moteurs diesel et la centrale électrique TP 201. (12/03/2015).



**Conclusion**

Une opération de work over (maintenance sur un puits) nécessite l'utilisation des instruments est un appareil de forage adapte suivant le but de l'intervention.

# Différents types de coincement dans le forage pétrolier.



**Introduction :**

On peut définir un coincement comme étant un obstacle qui provoque l'arrêt du forage dont la durée est difficilement prévisible, ce qui nécessite parfois des opérations d'instrumentations mais avant de mettre en œuvre des moyens importants donc coûteux, il est indispensable d'évaluer les chances de réussite et bien entendu son coût.

On peut classer les coincements en 3 catégories:

- **Coincement par pression différentielle** : Au droit des formations poreuses et perméables, provoque le collage de la garniture contre les parois.
- **Les coincements mécaniques** : (Trou de serrure, chute de ferraille, chute de ciment, écrasement du tubage, accumulation de déblais etc...).
- **Coincement par instabilité des formations** : (Formations éboulent, fluentes, non consolidée, gonflantes, etc.).

**III.1 Types de coincement [8]:****III.1.1 Coincement par pression différentielle (collage) :**

Le collage est causé par la différence de pression entre la pression de formation (PF) et la pression hydrostatique (PH) de la colonne de boue, cette différence de pression s'exerce en particulier sur les masse-tiges lorsque ceux-ci, immobilisés par exemple pour un ajout de tige, sont en contact avec la paroi du trou.[8]

Le cake de la boue forme alors un joint qui empêche l'égalisation entre les deux faces des masse-tiges. Plus le cake est épais, plus augmente la surface sur laquelle s'exerce cette différence de pression.[8]

**III.1.1.1 Les causes de coincement par différence de pression :**

Les coincements par différence de pression requièrent que une seule conditions ci-dessous Soient satisfaites (Figure III 1, III 2, III 3) :

- Pression hydrostatique de la colonne de boue, supérieure à la pression de formation.
- Zone perméable au point de contact des masse-tiges avec la paroi.
- Filtrat élevé et surtout cake épais et de résistance médiocre.
- Augmentation de l'épaisseur de la croûte se qui permet à la force différentielle de se manifester.
- Moment d'immobilité de la garniture.[8]

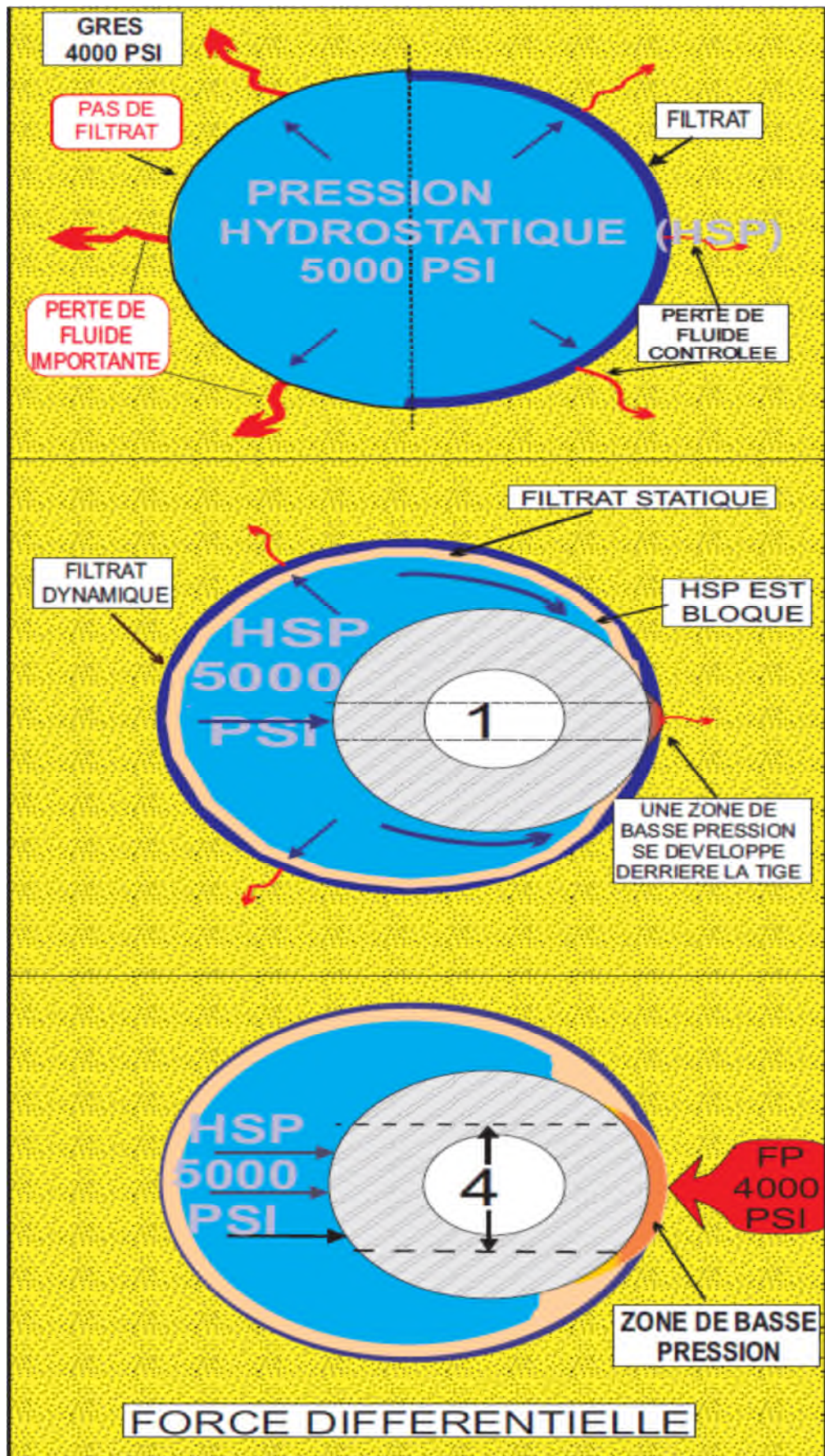


Figure III 1 : Les coincements par pression différentielle.[8]

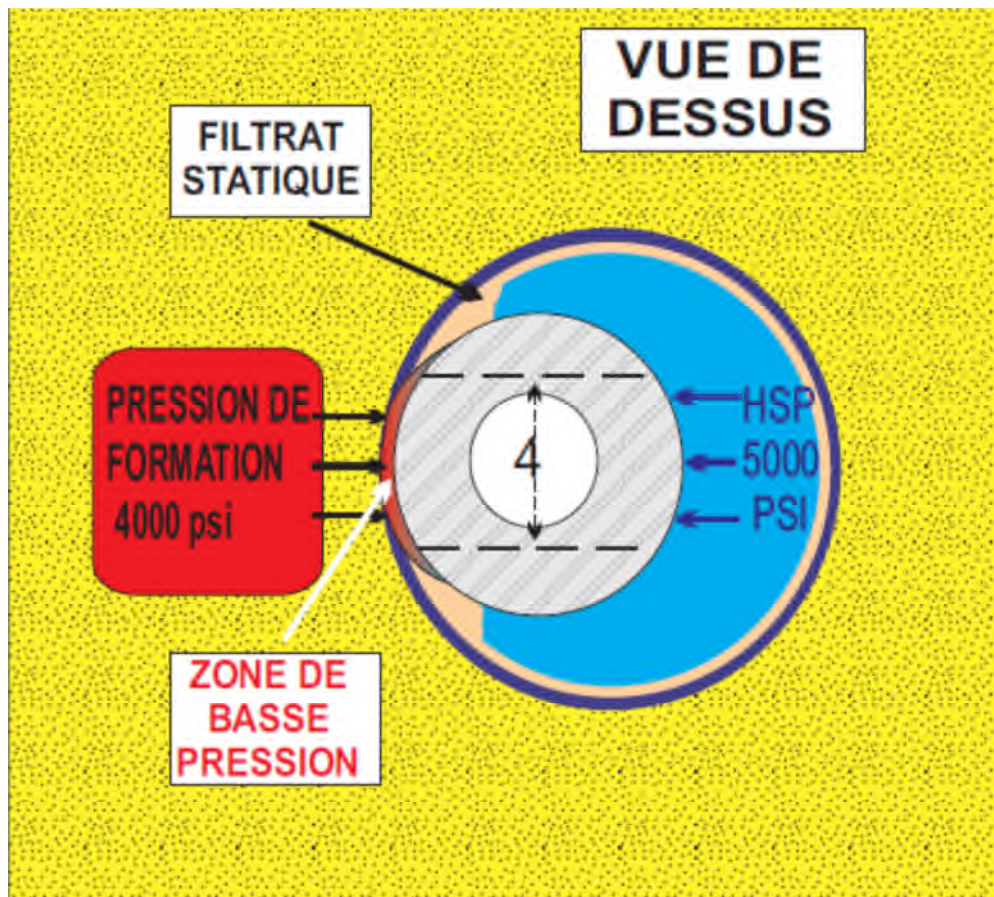


Figure III 2 : coincement par pression différentielle vue de dessus.[8]

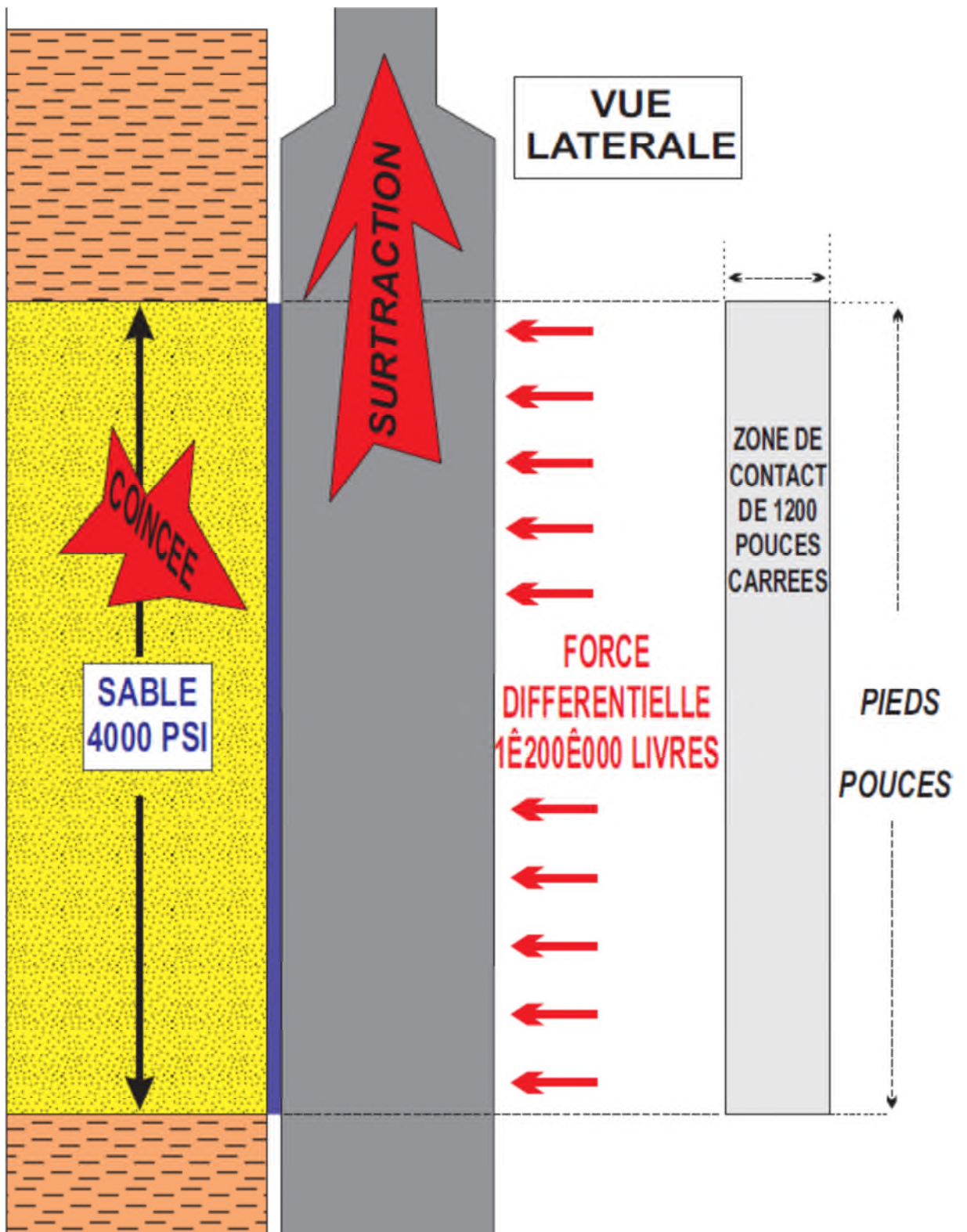


Figure III 3: coincement par pression différentielle vue latérale.

**III.1.1.2 Action de prévention :**

- Concevoir le programme de tubage pour réduire au minimum le suréquilibre des formations de trou ouvert moins profondes.
- Limiter le poids de la boue au minimum nécessaire pour la stabilité du trou et le contrôle du puits.
- Conserver les pertes de fluide dans les limites spécifiées.
- Réduire au minimum la longueur de BHA lorsque cela est possible.
- Limiter la longueur de BHA non stabilisée. Utiliser des cols de forage en spirale.
- maintenir la garniture en mouvement. Envisager de faire tourner la garniture pendant les ajouts des tiges et les manœuvrer lorsque BHA est contre des zones potentielles de collage.
- Prévoir à l'avance de réduire au minimum le temps d'arrêt pour les opérations qui exigent que le collage reste statique (relevés, réparations mineures, etc...).
- Dans les zones à risque de collage élevé, réduire au minimum les pertes par suintement à l'aide d'agents de bouchage.
- Préparer un bouchon de dégagement de tige sur place lorsque le risque de collage différentiel est élevé.[8]

**III.2 Coincement mécaniques :**

Contrairement aux collages, ces coincements sont presque toujours localisés sur une faible portion de la garniture et généralement situés au niveau des changements de diamètre de la garniture. Les causes de ces coincements sont très diverses et pas toujours faciles à identifier, nous ne retiendrons que les principales.

**III.2.1 Trou de serrure (Key Seat):**

Les Key Seat sont des gouttiers creusées dans le terrain par le frottement des tiges pendant le forage ou les manœuvres (Figure III 4), ces gouttières se développent au niveau des dog legs ou des décrochements que sont d'autant plus profond que :

- Le terrain est tendre.
- Le dog legs est élevé.
- La tension des tiges est grande.[8]

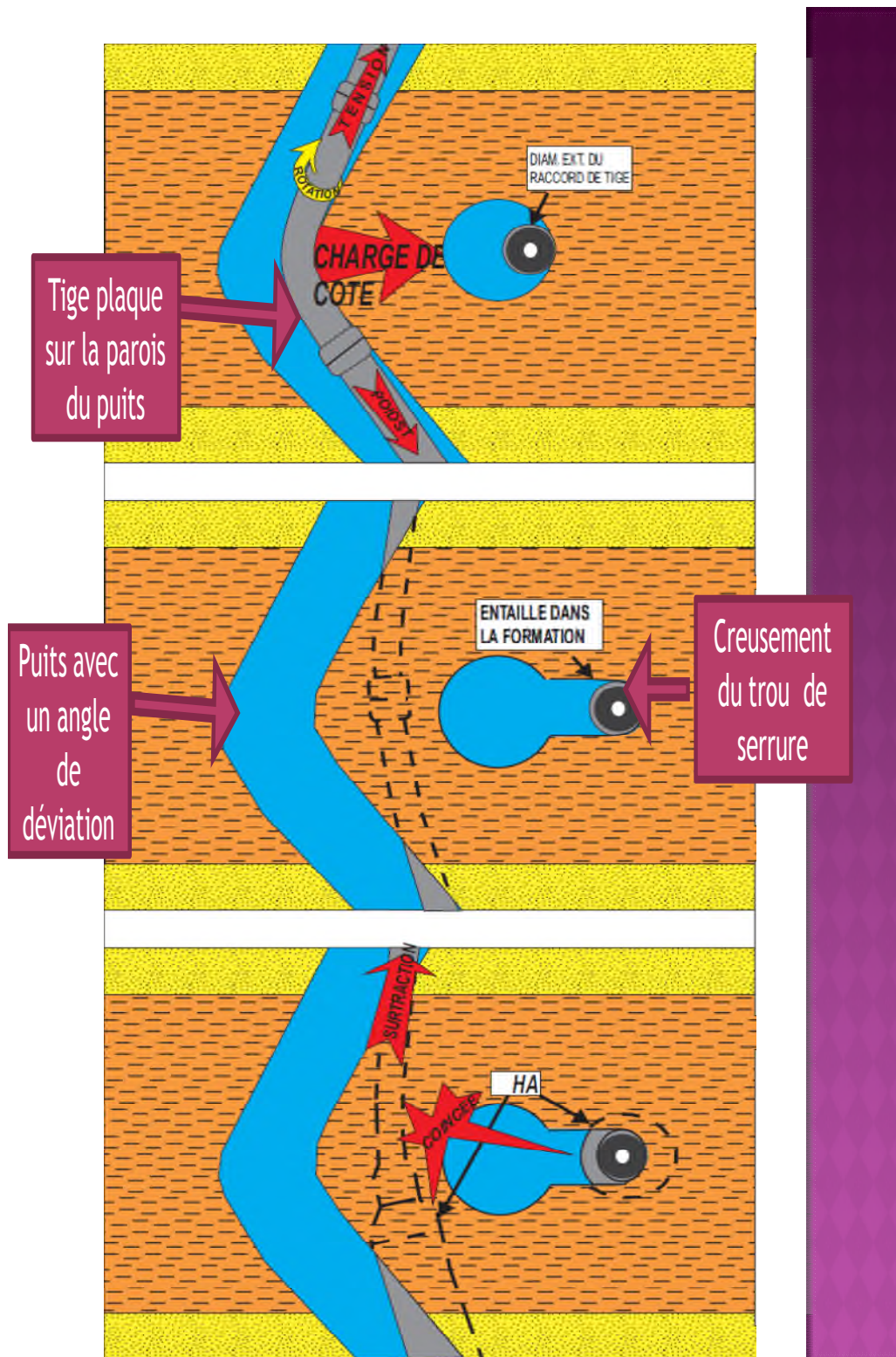


Figure III 4: trou de serrure (key seat). [8]



**III.2.1.1 Cause de coincement par trou de serrure (Key Seat) :**

- Changement abrupt de déviation ou de direction dans une formation mi-tendre ou mi-dure.
- La pression élevée de la garniture et la rotation de la tige font une entaille dans la formation.
- Pendant la remontée, les raccords de tige sont bloqués dans la fente (ouverture en longueur dans le puits) [8]

**III.2.1.2 Signes précurseurs :**

Le développement d'un Key Seat est facile à identifier. Les manifestations sont :

- Accrochages vers le haut lors du passage de la 1<sup>ère</sup> masse-tige ou stabilisateur à une cote bien précise.
- Descente toujours libre au niveau du Key Seat.
- La cote d'accrochage correspondant à un dog leg.[8]

**III.2.1.3 Action de prévention :**

- Réduire au minimum la déviation du coude à 3/100 pieds au moins.
- Limiter les tractions dans les intervalles soupçonnées.
- Prévoir des manœuvres de raclage ou de reforage lorsqu'un dogleg est présent. [8]

**III.2.2 Sédimentation des déblais et nettoyage du trou :**

Si les déblais forés ne sont pas transportés vers la surface, dû à une vitesse de remontée (vélocité) insuffisante et/ou des caractéristiques boues inadaptées (rhéologie) ; Quand la circulation est arrêtée, les déblais tombent dans le trou et obstruent l'espace annulaire autour de la garniture de forage causant ainsi un coincement (Figure III 5).[8]

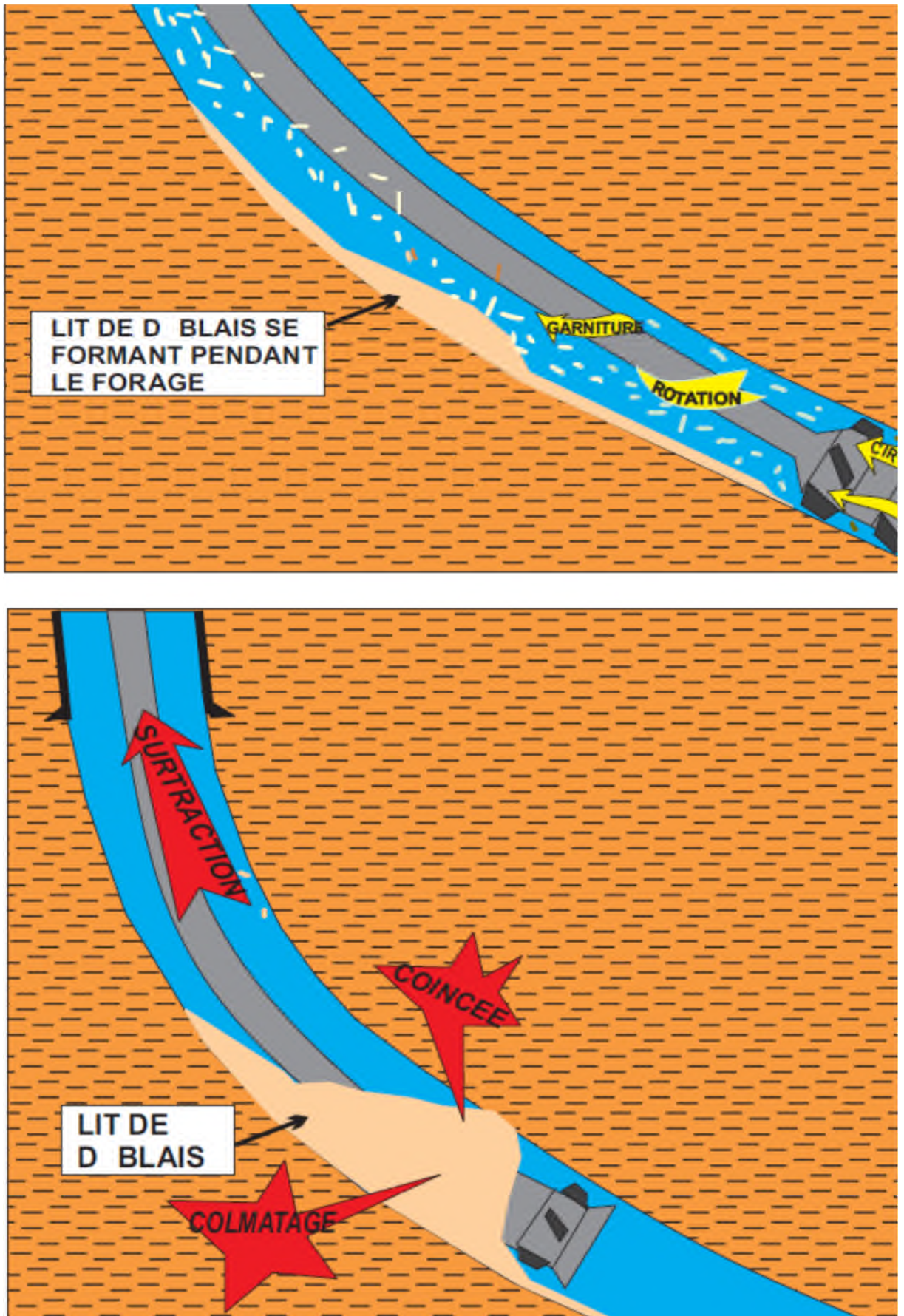


Figure III 5: Sédimentation des déblais et nettoyage du trou.[8]

**III 2.2.1 Cause de coincement par Sédimentation des déblais et nettoyage du trou :**

- Les déblais forés ne sont pas transportés en surface dû à une vitesse de remontée insuffisante et/ou des caractéristiques boues inadaptées (rhéologie).
- Quand la circulation est arrêtée, les déblais tombent dans le trou et obstruent l'espace annulaire autour de la garniture de forage.
- Le lit de déblais s'épaissit pendant le forage et glisse dans le trou pour former un bouchon obstruant la garniture de forage sur son espace annulaire.[8]

**III.2.2.2 Actions préventives :**

- Maintenir les propriétés requises de la boue.
- Ne pas permettre à la vitesse de pénétration de dépasser la capacité de nettoyage du trou
- Relever les tendances de couple et de frottement pour identifier des symptômes de nettoyage insuffisant du trou
- Envisager une manœuvre de raclage après le forage d'une section longue avec un moteur de fond
- Racler le trou à la vitesse maximale de circulation aussi longtemps que possible (5 - 10 minutes) avant les ajouts. Faire tourner à la vitesse maximale si possible
- Augmenter au maximum les mouvements de la garniture lors de la circulation de nettoyage du trou. Utiliser la vitesse de rotation maximale pratique, soulever lentement la garniture de forage (5 minutes/longueur) et poser à une vitesse rapide mais de sécurité (1 min/longueur)
- Envisager de pomper des bouchons de viscosité élevée dans les puits à faible déviation (<35°). Envisager des bouchons de viscosité faible / viscosité élevée dans les puits de plus forte déviation (>35°)
- Ne pas arrêter la circulation avant le retour de tous les bouchons.
- Circuler jusqu'à ce que le trou soit propre. Si le dernier bouchon ramène une quantité excessive de déblais, continuer à nettoyer le trou. Plusieurs circulations peuvent être nécessaires. [8]

**III.2.3 Chute ferraille et objet divers :**

Bien qu'il s'agisse d'un problème tout à fait différent, la présence accidentelle d'objets étrangers dans le puits peut créer des difficultés dont les symptômes ressemblent à ceux d'une anomalie de trajectoire. Il peut s'agir ici d'outils tombés dans le trou ou de matériels détruits en cours de forage.[8]

Dans le cas de chute accidentelle, la présence de ces objets n'est pas forcément identifiée immédiatement. Dans d'autres cas, cette présence peut avoir été "oubliée", par exemple lorsque des molettes ont été rebroyées et partiellement repêchées : il peut rester piégé dans la paroi ou dans une cave, un morceau important de ferraille qui retombera de façon aléatoire plusieurs jours après. (Figure III 6)

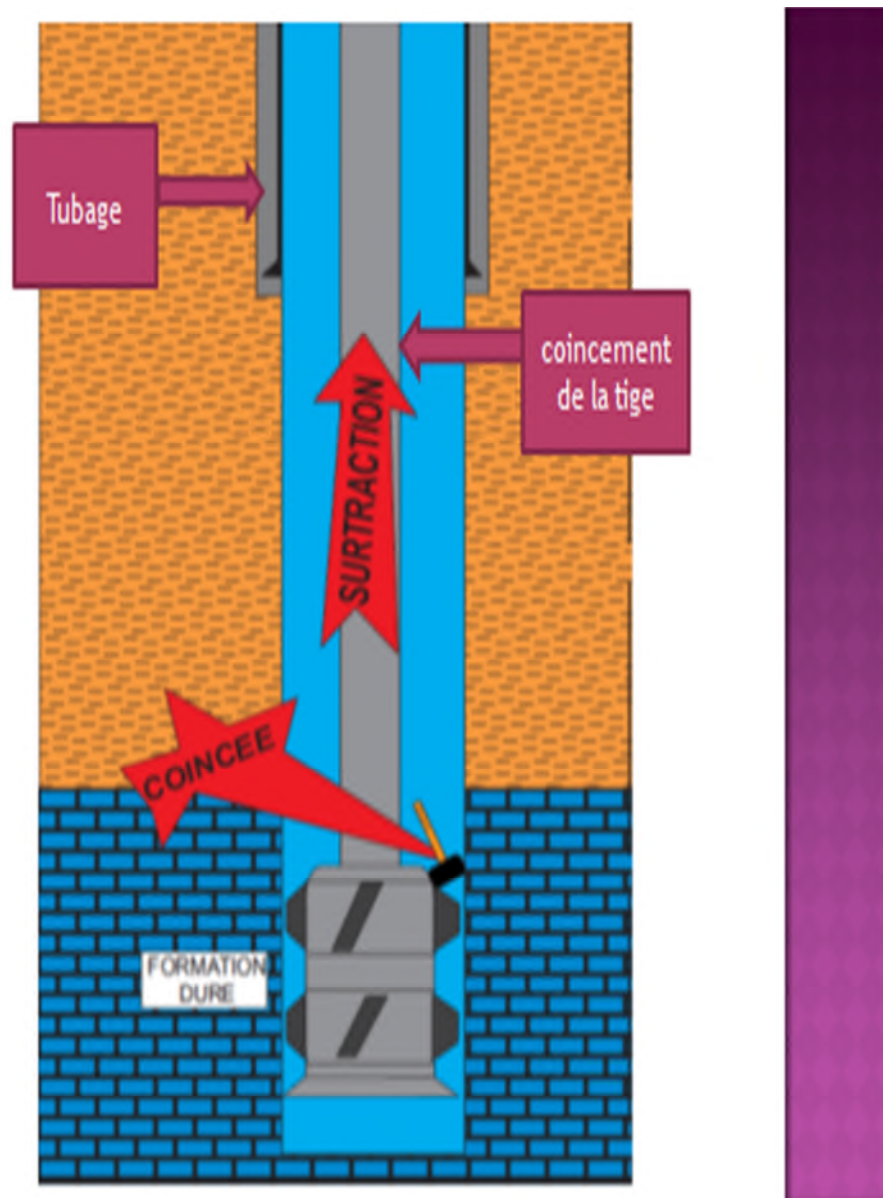


Figure III 6: Chute ferraille et objet divers. [8]

**III.2.3.1 Cause du coincement par Chute ferraille et objet divers :**

- mauvais nettoyage du fond, couvercle du trou non installé.
- Défaillance des équipements du trou. [8]
- les débris tombent dans le trou de puits coincent la garniture de forage.

**III.2.3.1 Signes précurseurs :**

- se produit en générale lorsque le BHA est dans une formation dure ou a l'intérieur du tubage.
- couple et frottement soudains et erratiques probable juste avant le collage.
- Outil ou équipement de fond manquant.
- Circulation non limitée, selon le type de débris.[8]

**III.2.3.2 Actions préventives :**

- Bon nettoyage du plancher.
- Inspecter les équipements de manutention.
- Inspecter les équipements du trou.
- Laisser le trou ouvert. [8]

**III.3 Coincements par instabilité des formations :**

Ces coincements surviennent au niveau de certaines formations rendues instables par la présence d'un trou et du fluide de forage. Cette perturbation entraîne généralement une déformation du trou provoquant un coincement partiel ou total de la garniture. Et la circulation peut être complètement perdue. [8]

**III.3.1 Argiles fluentes :**

Ces argiles constituent par des feuilles qui sont faiblement liés entre eux. Ces argiles se gonflent en absorbant une grande quantité d'eau libre (provenant de la boue) entre les feuillets qui glissent les uns sur les autres. Si ce phénomène n'est pas rapidement contrôlé, le trou se referme progressivement et coince la garniture (Figure III 7).[8]

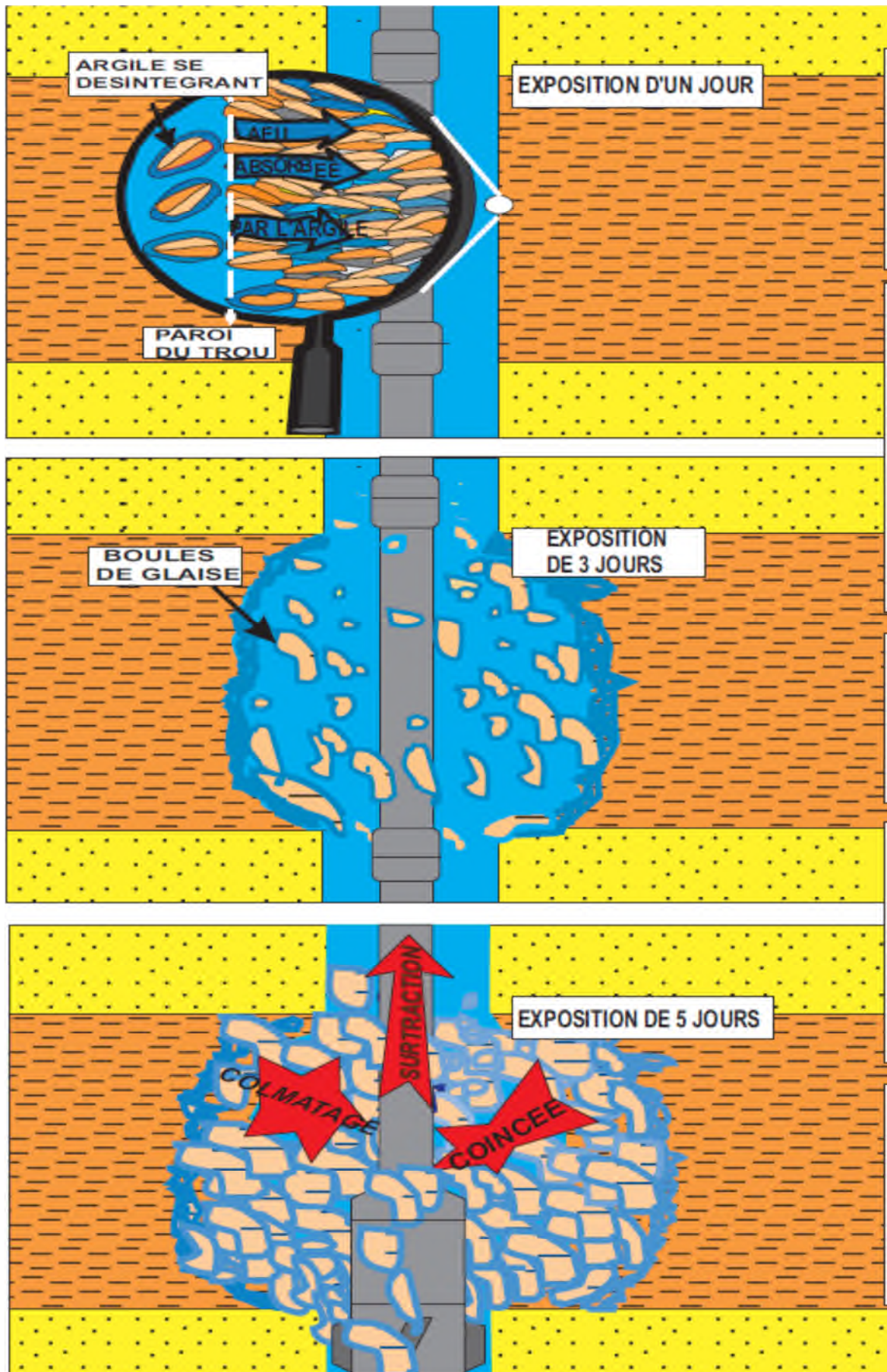


Figure III 7: coincement par argile gonflante.[8]

**III.3.1.1 Cause de coincement par des argiles fluentes :**

- Argile sensible à l'eau de forage (boue) avec une inhibition de boue faible ou absente.
- L'argile absorbe de l'eau et augmente de volume dans le trou de puits.[8]

**III.3.1.2 Signes indiquant des argiles fluentes :**

- Une augmentation du couple de rotation en forage.
- Des accrochages lorsque l'on dégage du fond.
- Des montées de pression allant jusqu'à l'impossibilité de circuler.
- Une augmentation de la teneur en solides dans la boue.
- Une modification des caractéristiques rhéologiques de la boue (augmentation de la viscosité, une augmentation de la teneur en solides).[8]

**III.3.1.3 Préventions :**

Pour éviter le gonflement des argiles et le fluage, il faut agir au niveau des caractéristiques de la boue, pour cela:

- Augmenter la densité de la boue ;
- Réduire la filtration (améliorer la qualité du cake et réduire son épaisseur).
- Ajouter un lubrifiant approprié dans la boue.
- Augmenter le débit de circulation.
- Choix du type de boue (au gypse, à l'huile...etc.).[8]

**III.3.2 Argiles feuilletées :**

Ces argiles sont moins dangereuses que les précédentes et les coincements qu'elles provoquent sont généralement plus faciles à résoudre. Ces argiles ont tendance à s'ébouler dans le puits (Figure III 8).[8]

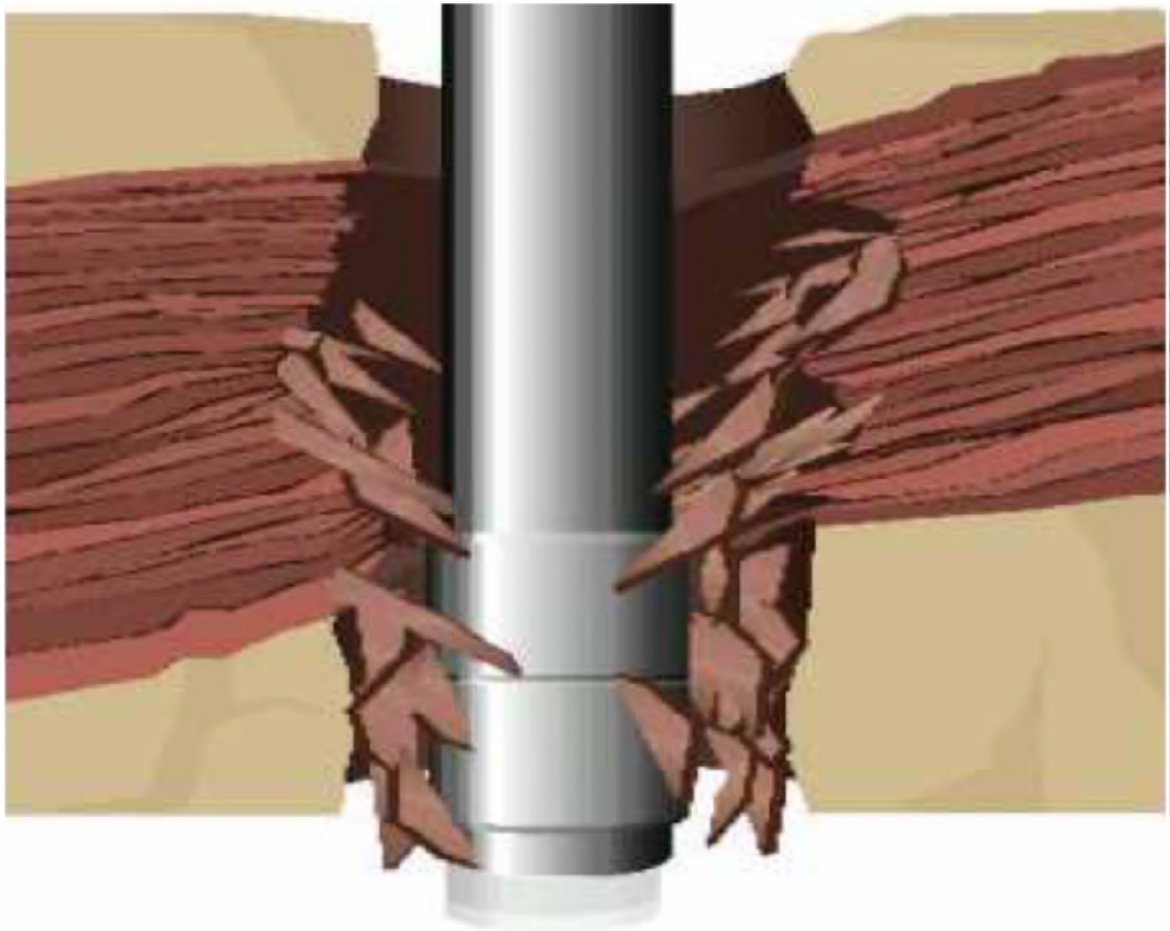


Figure III 8: Phénomène d'éboulement Argiles feuilletées.[8]

#### III.3.2.1 Préventions :

- Augmenter la viscosité de la boue et réduire le filtrat
- Assurer un bon nettoyage du puits en injectant régulièrement des bouchons visqueux.
- Passer la zone avec précaution en reforant et en circulant longuement.
- La rotation de la garniture permet de déplacer les déblais déposés dans l'espace annulaire.[8]

#### Conclusion

Le coincement de l'outil de forage rend tout mouvement impossible, ce problème est particulièrement difficile à résoudre à cause de la diversité des sources de coincement, la maîtrise des paramètres de forage est très important pour éviter ce dernier.



# Les techniques de résolution d'un coïncement.



## Introduction

La résolution d'un problème de coincement est très difficile et les résultats ne sont pas toujours certains.

Avant de mettre en œuvre des moyens humains, matériels et techniques très importants et très coûteux, il est indispensable pour un superviseur de forage d'évaluer les chances de réussite avant de lancer une nouvelle opérations.

Compte tenu des sommes très importantes à engager surtout les frais des sociétés de service, il n'est pas préconisé de s'acharner sur le repêchage de la garniture mais d'envisager assez rapidement une opération de déviation du puits (side track technique que nous traiterons plus loin).

### IV.1 Les techniques utilisées pour libérer la garniture coincée [9] :

La procédure de résolution d'un coincement avéré, il préférable d'essayer les techniques les plus simples avant d'arriver à la plus complexe et à la plus coûteuse. [Figure IV 1].

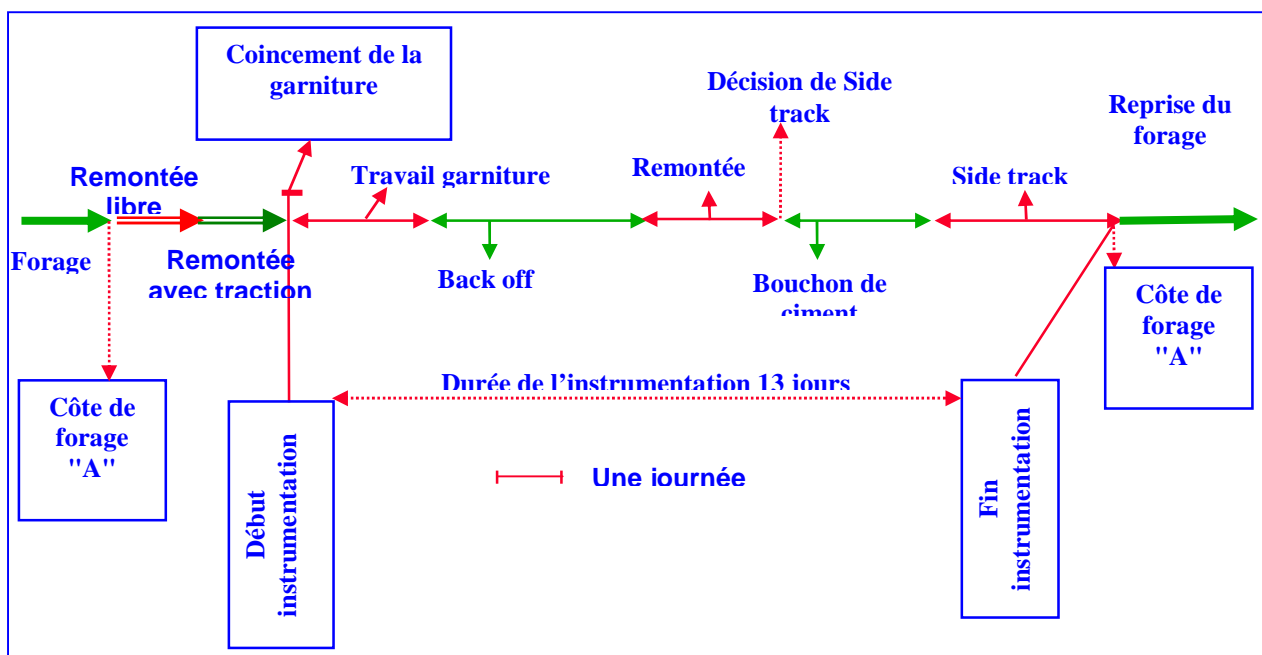


Figure IV 1 : Diagramme de décision pour résoudre un problème de coincement d'une garniture de forage.[9]

#### IV.1.1 Injection des bouchons lubrifiants [9] :

Ces bouchons sont mis en place dans la zone du coincement afin de lubrifier la garniture et de faciliter son décoincement.

**IV.1.2 deuxième méthode utilise pour libéré la garniture coincée battage [10] :**

Le principe consiste à frapper fortement la partie coincée de la garniture qui joue le rôle d'enclume avec la partie libre qui joue le rôle de marteau et à provoquer des vibrations suffisamment importantes en amplitudes et en durées pour libérer le poisson

**IV.1.2.1 Critère de choix de la coulisse de battage :**

- diamètre du tubage en place :
- diamètre extérieur de la coulisse
- puissance de la coulisse

**IV.1.2.2 Placement de la coulisse :**

Plus la coulisse est placée bas dans la garniture, plus la masse en mouvement est grande, moins la vitesse est élevée. En conséquence, l'intensité de la force sera faible et la durée importante

**IV.1.2.3 Sens de battage :**

La masse est principalement fournie par les masses-tiges et les tiges lourdes se trouvant au dessus de la coulisse.

La vitesse de déplacement au niveau de la coulisse est obtenue :

- Vers le bas :

Par la chute de la garniture soumise à son propre poids.

- Vers le haut :

Par l'élasticité du train de tiges.

**IV.1.2.4 Sens de battage à choisir :**

Pour que le battage soit efficace, il est important de bien identifier la cause du coincement pour choisir le sens le mieux adapté au problème. En effet une erreur de sens peut aggraver la situation.

**IV.1.2.5 Définition d'une coulisse de battage :**

Une coulisse de forage est un élément de garniture à longueur variable, elle dispose pour cela d'une course libérable, dans le cas où la garniture est coincée sous la coulisse, cette dernière permet de développer une force d'impact à partir de l'énergie potentielle que représente la garniture libre au-dessus (libre relativement à la course d'ouverture) cette force est susceptible de libérer la partie coincée qui peut être appliquée vers le haut ou vers le bas.

**IV.1.2.6 Différents types de coulisses :**

Il existe des coulisses mécaniques, hydrauliques et hydromécaniques.

Ces dernières ont une combinaison d'une partie mécanique et d'une partie hydraulique, l'une battant dans un sens, l'autre dans l'autre sens.

La majorité d'entre elles permettent de battre vers le haut et vers le bas

Une coulisse peut être descendue en position ouverte (coulisse en tension), en position fermée (coulisse en compression) ou en position intermédiaire (position neutre)

**a. Les coulisses mécaniques :**

- Se déclenchent à partir d'une certaine traction ou compression.
- Valeurs réglées en surface ou fond, Sur certains modèles l'augmentation du couple à droite augmente le seuil de déclenchement.

**b. Les coulisses hydrauliques :**

Une coulisse hydraulique se compose d'un mandrin (forme cylindrique) intérieur et d'un corps extérieur délimitant deux chambres à l'autre ou, au contraire, elle est forcée de passer par une restriction limitant son débit (figure IV 2 ).

Pour battre vers le haut, une traction est appliquée sur la coulisse qui doit être au préalable en position fermée ou intermédiaire, l'huile de la chambre inférieure est comprimée et passe à faible débit dans la deuxième chambre par restriction ; la coulisse est armée.

Lorsque le mandrin atteint une certaine position, le fluide passe librement et la pression s'égalise instantanément dans les deux chambres permettant au marteau de frapper violemment l'enclume.

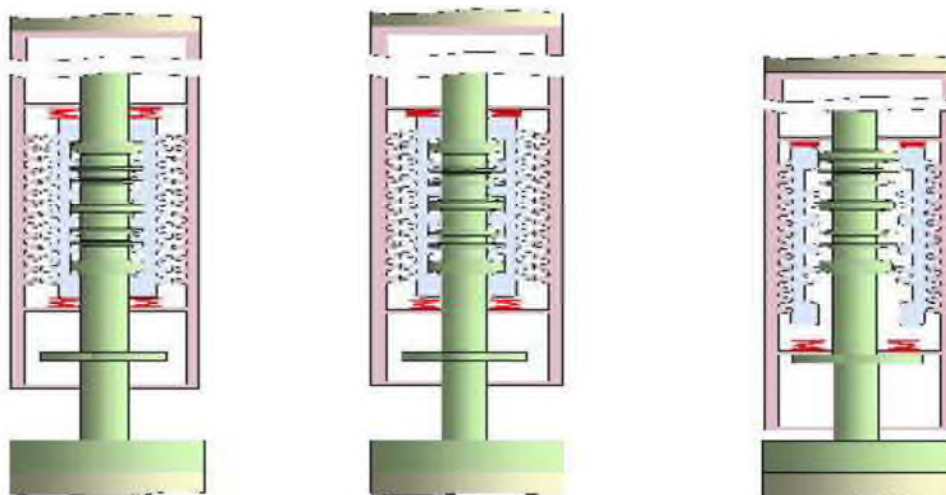


Figure IV 2 : Coulisse mécanique [10]

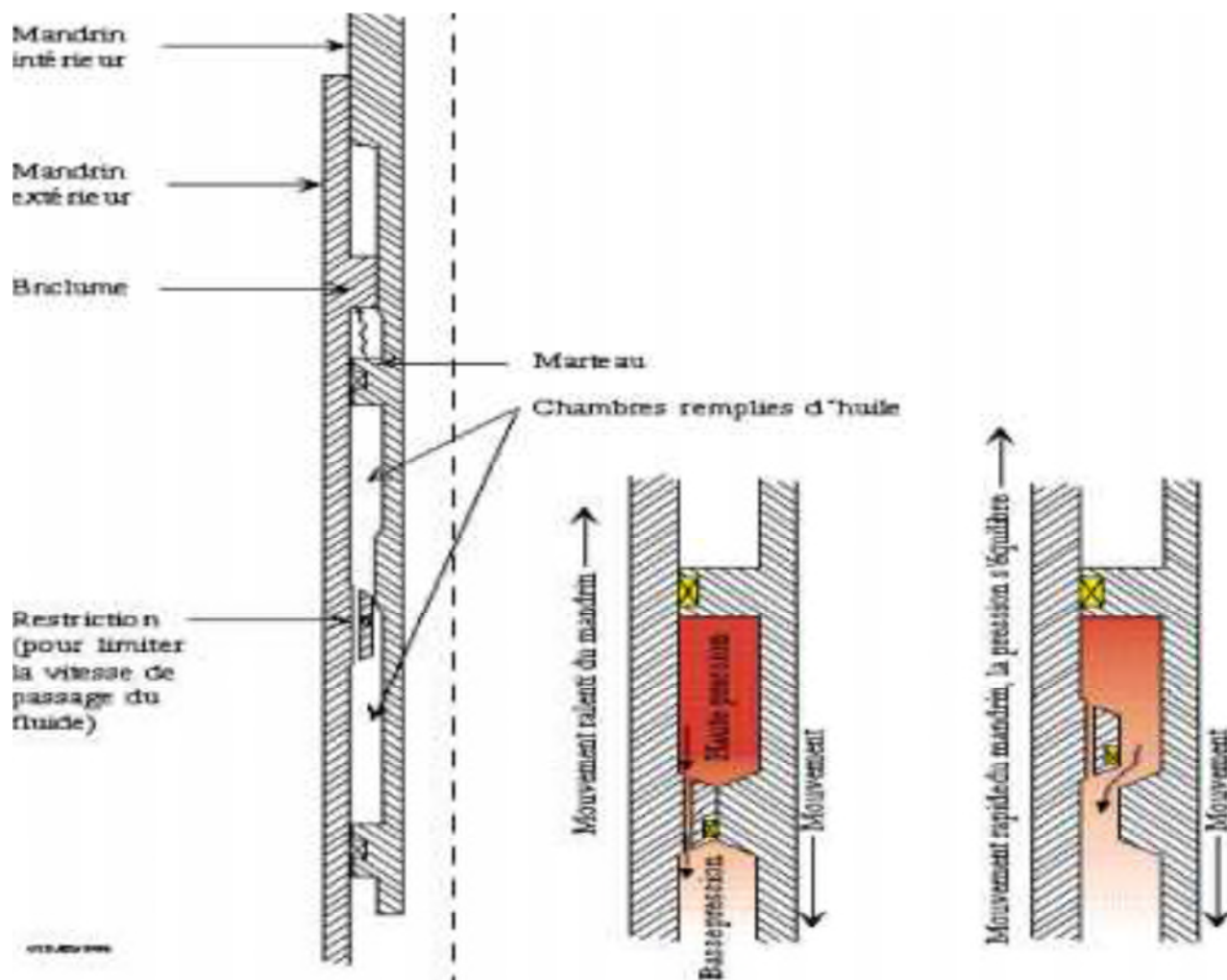


Figure IV3 : Schéma de principe d'une coulisse hydraulique et fonctionnement [10]

#### IV.1.2.7 Critère de choix de la coulisse :

Il dépend des paramètres suivant :

- Disponibilité de l'outil en stock.
- Suivant le but de l'opération.
- Diamètre du tubage en place.
- Diamètre extérieur de la coulisse.
- Sa puissance

#### IV.1.3 Repêchage de la garniture avec une garniture gauche [9] :

Cette opération consiste à récupérer si possible le maximum de tiges qui sont libres par dévissage mécanique en utilisant la garniture gauche, ainsi qu'un outil de repêchage adapté, C'est de loin la meilleure technique à utiliser parfois la seule efficace, mais les trains à gauche sont peu réponsus.

Pour être parfaitement efficace, le train de tiges gauche doit être complété par une tige d'entraînement gauche (tige carre) et des outils de repêchage gauche.

La garniture gauche permet de transformer une rotation à droite en rotation à gauche et permet de récupérer le poisson perdu par dévissages successifs.

##### IV.1.3.1 Caractéristiques mécaniques des tiges de forage :

Les caractéristiques mécaniques des tiges de forage sont fonction du grade et du poids nominal (épaisseur). Au cours de la vie d'une tige, ces caractéristiques diminuent notamment avec l'usure du corps et des tool-joints par frottement sur les parois.

##### a. Limite à la traction (LT) :

C'est l'effort de traction maximum que la tige peut supporter avant d'avoir des déformations permanentes.

$$LT = L \text{ Elastique} \times S$$

LT = limite de traction en da N,

L Elastique = limite élastique en Pa, Mpa

S = section m<sup>2</sup>, cm<sup>2</sup>

##### b. Coefficient de sécurité (Cs) :

Ce coefficient est utilisé pour se donner une marge de sécurité sur la limite élastique. La plupart des opérateurs prennent un coefficient de sécurité minimum de 1.15.

##### c. Traction disponible (TD) :

C'est l'effort de traction opérationnel, il ne doit pas être dépassé dans aucun cas.

$$TD = LT / Cs$$

TD = Traction disponible en da N, Tf ou en lbf

**d. La limite élastique :**

Les limites élastiques minimales des différents aciers utilisés sont données :

- grade D : 37,9 hbar ou 55 000 psi.
- grade E : 51,7 hbar ou 75 000 psi.
- grade X : 65,5 hbar ou 95 000 psi.
- grade G : 72,4 hbar ou 105 000 psi.
- grade S : 93,0 hbar ou 135 000 psi.

La diminution de section due à l'usure entraîne une réduction de la tension à la limite élastique.

Tableau IV1 : l'effet de l'usure sur la tension à la limite élastique (tige 5", grade E)

Classe (1)	Usure uniforme (%)	Section (cm <sup>2</sup> )	Limite élastique minimale (h bar)	Tension limite élastique (10 <sup>4</sup> daN)
I	0	34.03	51.7	176
S	20	26.79	51.7	138.5
II	30	26.79	51.7	138.5
III	37.5	20.66	51.7	107

Les calculs ont été réalisés pour une usure uniforme, rappelons qu'en outre les classes sont définies par :

- CLASSE I : tige neuve
- CLASSE S (ou premium) :

Réduction uniforme de l'épaisseur : 20 %

Réduction excentrique de l'épaisseur : 20 %

- CLASSE II :

Réduction uniforme de l'épaisseur : 30 %

Réduction excentrique de l'épaisseur : 35%

- CLASSE III :

Réduction uniforme de l'épaisseur : 37,5 %

Réduction excentrique de l'épaisseur : 45 %.

**IV.1.3.2 Critère de choix des tiges :**

- Limite de traction max des tiges
- Classe et grade des tiges
- Diamètre extérieur des tiges (doit être inférieur au diamètre du tubage)
- Disponibilité en stock

**IV.1.3.3 Critère de choix de l'outil de dévissage :**

- Disponibilité de l'outil en stock
- Suivant le but de l'opération
- Diamètre du tubage en place
- Diamètre extérieur de l'outil
- Diamètre du poisson perdu
- Son efficacité

**IV.1.4 Pose d'un bouchon de ciment pour déviation du puits [ 9 ] :**

Cette opération consiste à mettre en place avec le train de sonde, par simple circulation, une certaine quantité de laitier de ciment dans le découvert ou dans une colonne.

Le train de tiges est utilisé comme moyen de mise en place, la quantité de ciment nécessaire à remplir la hauteur voulue est préparée et injectée puis chassée.

Le train de sonde (tiges) est d'abord descendu à la cote désirée pour le bas du bouchon, la circulation est établie et poursuivie jusqu'à ce que la boue ait une densité uniforme.

La fabrication du ciment doit être faite lentement avec le souci de le préparer avec le minimum d'eau et une excellente homogénéité.

**IV.1.4.1 Caractéristiques des bouchons de ciment pour déviation :**

Un bouchon de ciment, en vue d'une déviation doit avoir certaines propriétés spécifiques :

- une résistance mécanique la plus importante possible est obtenue dans un temps très court ( le plus court possible),
- le top ciment doit être situé au niveau d'une zone moins dure, de façon que le trépan ait une chance de quitter le puits initial,
- Un temps de pompage adéquat pour la mise en place du laitier, tout en ayant une résistance initiale à la compression élevée.



- La hauteur à couvrir dépend du but recherché. Dans le cas d'une assise pour side-track, le bouchon est généralement prévu assez haut pour laisser la possibilité de plusieurs tentatives successives (plusieurs centaines de mètres).

#### IV.1.4.2 Une opération de cimentation nécessite donc de déterminer :

- Définir les objectifs de la cimentation
- Calculer le volume de laitier de ciment à injecter
- 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.

##### a. Calcul du volume de laitier de ciment :

Pour une cimentation simple, ce volume sera égal à la somme de :

- volume espace annulaire à cimenter
- volume de sécurité entre sabot et anneau de retenue.

Selon les formations, on applique un coefficient K variant de 1,05 à 1,30 et plus, pour majorer le volume de l'espace annulaire, car le trou n'est pas exactement calibré au diamètre de l'outil (caves).

$$VL = (VT - VE) H. K + VS$$

VL = Volume de laitier

VT = Volume du trou et volume intérieur de l'avant dernier tubage

VE = Volume extérieur du tubage,

H = Hauteur d'espace annulaire à cimenter

VS = Volume de sécurité = volume intérieur tubes entre sabot et anneau.

##### b. Calcul du volume de chasse :

Le volume de la chasse est fonction du volume intérieur de la colonne de tubage entre la tête de cimentation et l'anneau de retenue. Si la colonne est composée de tubes ayant des grades d'acier d'épaisseurs différentes, il faudra tenir compte de ces différents tronçons. Si un tampon d'eau est intercalé entre le laitier et la boue de chasse, son volume doit être inclus dans le volume de chasse. La chasse sera terminée lorsque le bouchon supérieur arrivera sur l'anneau de retenue (à-coup de pression).

### c. Préparation du trou avant l'injection :

En fin de descente de la colonne de tubage, la circulation est établie au ralenti au démarrage pour ne pas créer des surpressions qui risqueraient de craquer le terrain (augmentation des pertes de charge) et poursuivie jusqu'à élimination complète des déblais, en manœuvrant la colonne si celle-ci est équipée de racleurs.

Pour assurer un nettoyage complet du cake, on fait précéder l'injection du laitier d'un bouchon d'eau (2 à 20 m<sup>3</sup>), où d'une solution désagrégeant le cake. Dans certains cas un volume d'eau trop important peut provoquer une éruption si la pression hydrostatique n'est plus adaptée au maintien de la pression du gisement.

### d. Utilisation des ciments :

#### d.1 Caractéristiques du ciment – additifs :

Pour mener à bien la cimentation d'un puits, le foreur dispose de plusieurs classes de ciment, définies par la norme A.P.I. Établit neuf classe de ciment, pour différentes conditions de pression, profondeur,

Tableau IV2 : Classification des ciments [9]

Classification	Gamme de profondeur
A,B,C	0-6000
D	6000-10000
E	10000-14000
F	10000-16000
G,H	0-8000
J	12000-16000

#### d.2 Le choix de la classe du ciment :

Le choix de la classe du ciment tiendra compte essentiellement des facteurs suivants:

- la profondeur, la pression au fond du puits
- la température au fond du puits
- l'éventualité d'un contact laitier eau de formation corrosive

Le ciment peut être :

- Accélérés (tubage de surface)
- Retardés (tubages profonds)
- Allégés, alourdis si nécessaire.

Les ciments sont choisis en fonction de :

- Leur bonne résistance.
- Le temps de pompage est le temps pendant lequel le laitier peut être pompé en toute sécurité.
- temps de prise du ciment

#### **d.3 Utilisation des additifs :**

On peut ajouter des produits pour faire varier les caractéristiques du laitier, notamment pour augmenter ou retarder le temps de prise du ciment. Les additifs peuvent se présenter sous la forme de pulvérulents mélangés à sec avec du ciment dans les silos, ces pulvérulents peuvent aussi être ajoutés à l'eau de mixage.

Il existe également des additifs liquides (ajoutés à l'eau de mixage) dont l'emploi est par ce fait même facilité.

#### **d.3.1 On distingue plusieurs types d'additifs :**

##### **d.3.1.1 Accélérateur :**

Leur rôle est d'accélérer la prise du ciment à basse température,

Le plus courant est le chlorure de calcium.

##### **d.3.1.2 Retardateur :**

Par leur action, retarder la prise du ciment, ils augmentent le temps de pompage dont on peut disposer.

##### **d.3.1.3 Allégeant :**

Ils permettent de réduire la densité du laitier.

##### **d.3.1.4 Alourdissants :**

Ils servent à augmenter la densité du laitier, d'autres additifs permettent d'augmenter la résistance du ciment, de contrôler la filtration, réduire la viscosité du laitier, contrôler les pertes. Il faut remarquer que le plus souvent, les additifs modifient plusieurs propriétés du laitier; c'est la raison pour laquelle le choix et le dosage de chacun des additifs introduits doit être effectué avec le plus grand soin par des spécialistes, qui en plus de leur compétence, Utilisent des résultats de tests pratiqués en laboratoire (simulation des conditions du puits).

#### **IV.1.4.3 Les éléments du succès d'une opération cimentation :**

La pose d'un bouchon de ciment résistant et étanche est toujours une opération difficile.

Il faut que :

- le laitier adhère bien aux parois du trou et aux tubages
- la pollution du laitier par la boue doit être évitée

- la chasse doit être arrêtée lorsque le laitier est à l'emplacement prévu
- choix judicieux de la zone à couvrir
- calcul exact du volume à refouler
- L'emploi de gratte parois pour favoriser l'adhérence
- Choix des additifs au ciment pur (sable, accélérateur de prise.....)
- Manœuvre lente et régulière du train de sonde après déplacement

#### **IV.1.5 Opération de déviation du puits (side track) [11]:**

La technique classique consiste à changer la trajectoire du puits en s'appuyant sur un bouchon de ciment. La difficulté majeure consiste à obtenir un bouchon de dureté supérieure à celle du terrain, ce qui est pratiquement impossible en présence de terrains durs.

Le side track sera d'autant plus difficile à réaliser que le terrain est dur et que le ciment est tendre.

En effet, la tendance naturelle de l'outil est de suivre le chemin le plus facile, c'est-à-dire de rester dans le ciment

Le but d'un forage dévié est d'abandonner une partie du puits difficilement récupérable procédant ainsi à une déviation permettant de quitter l'axe du puits initial et de reprendre verticalement et parallèlement la partie abandonnée.

##### **IV.1.5.1 Les causes d'une déviation (side track) :**

- A la suite d'opération de repêchage infructueuse
- En cas de rencontre d'une faille imprévue
- En cas de rupture d'un casing

##### **IV.1.5.2 Les profils de puits horizontal :**

Les profils des puits horizontaux sont :

- Profil de long rayon (long radius).
- Profil de moyen rayon (médium radius).
- Profil de court rayon (short radius)

##### **IV.1.5.3 Equipements spécifiques du forage dirigé [12] :**

###### **a. Moteurs de fond**

Les moteurs de fond aussi appelés moteurs à déplacements positifs sont devenus les outils sans lesquels le forage dirigé n'aurait jamais pu évoluer aussi rapidement durant ces dernières années, les éléments clés d'un moteur de fond sont son rotor et son stator.

**a.1 rotor:** pièce hélicoïdale fabriquée en acier inoxydable.

**a.2 Stator:** élastomère moulé en forme d'hélice interne.

Le rotor et le stator correspondent étroitement et engendrent des cavités étanches les unes des autres. Quand le fluide de forage est pompé à travers le moteur, une montée de pression apparaît entraînant la rotation du rotor et permettant le passage du fluide dans la cavité voisine. Le fluide progresse alors de cavité en cavité entraînant ainsi une rotation régulière du rotor. La vitesse de rotation est proportionnelle au débit à travers le moteur. Les éléments constituant d'un moteur de fond sont les suivants:

**a.3 Un étage moteur :**

Différentes variantes permettent d'obtenir des vitesses et des puissances différentes.

**a.4 Un étage de roulements (bearing section) :**

Il est constitué de roulements axiaux et radiaux qui supportent l'arbre de transmission et transfèrent les efforts de manière à ce que l'étage moteur ne soit pas sous contrainte. Ces roulements sont lubrifiés, soit par le fluide de forage lui-même, soit en étant enfermés dans des logements étanches remplis d'huile. Plus que l'étage moteur, c'est l'étage "sensible" duquel dépend la durée de vie du moteur.

**a.5 Une section de transmission-cardan-(Universal joint or connecting rod section):**

Le rotor et l'arbre de transmission sont reliés par un joint de cardan, nécessaire pour transformer le mouvement excentrique du rotor en un mouvement concentrique.

**a.6 Un arbre d'entraînement (drive shaft):**

L'arbre d'entraînement apparaît à la partie inférieure du corps du moteur et permet le visage de l'outil de forage.

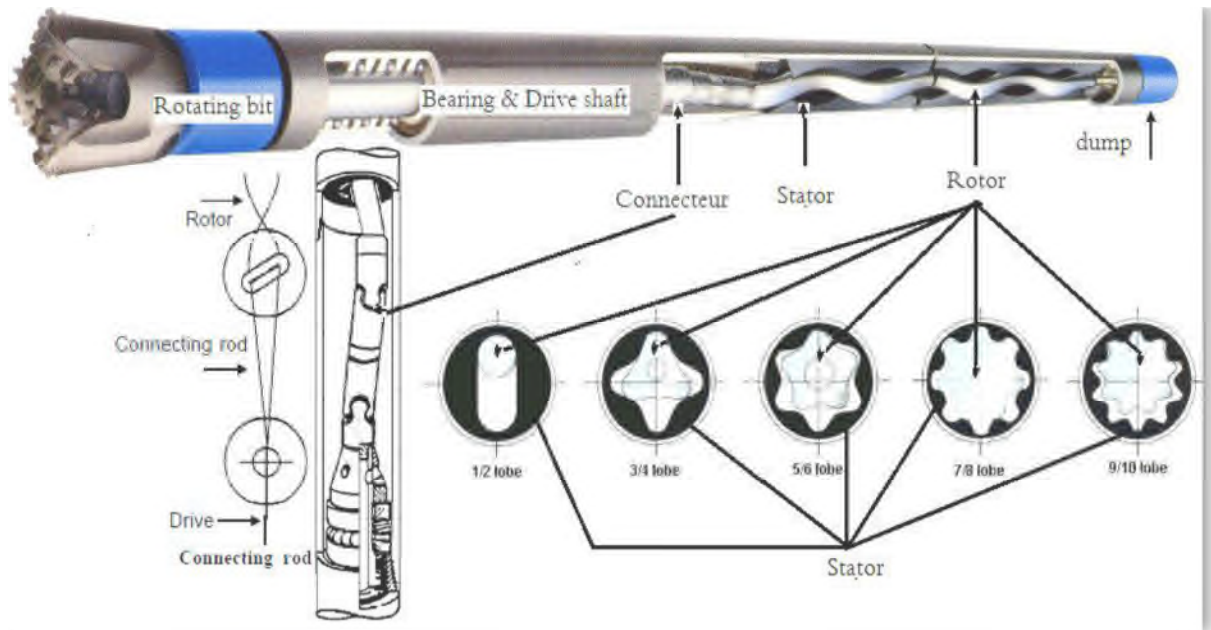


Figure IV4 : moteur de fond [12]

#### b. Une valve de détournement (by-pass) :

Les moteurs de fonds sont protégés par une valve de détournement (by-pass) installée à la partie supérieure du corps. Cette valve fonctionne par pression différentielle et permet le détournement du fluide lorsque le moteur ne tourne pas (Il faut se souvenir que l'étage moteur est étanche lorsque le rotor ne tourne pas). Cette valve a plusieurs rôles:

- Elle permet le remplissage du train de tiges en cours de descente et son vidage en cours de remontée.
- Elle permet d'amortir le démarrage de la rotation

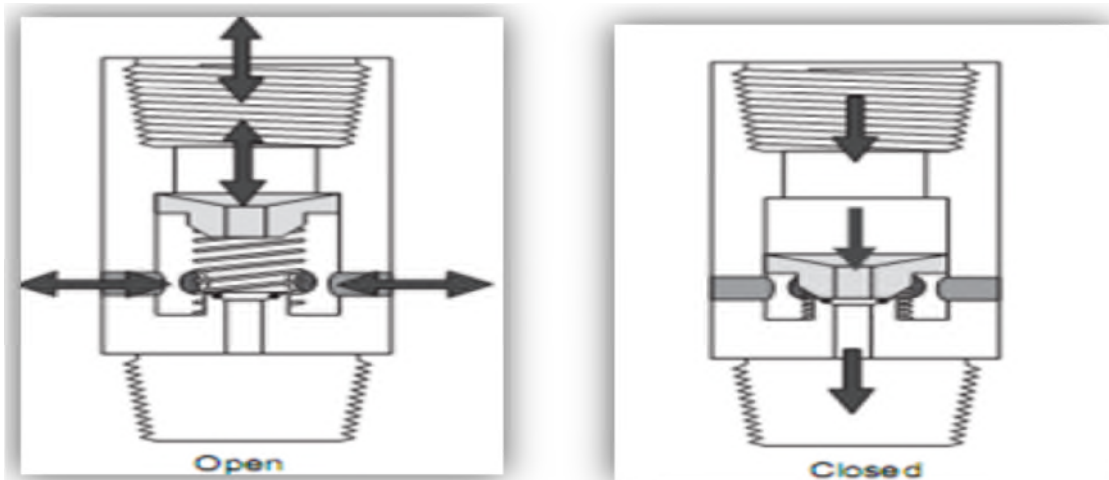


Figure IV5 : drump valve (cirulation sub)[12]

### c. Stabilisateurs

Sont des outils constitués par des lames installés sur des corps tubulaires de la même phase des masses tiges. Le diamètre des lames est égal ou inférieur à celui de l'outil de forage, ces lames centrent les masses tiges dans le puits par ces plusieurs points d'appuis, en leur permettant le contrôle de l'inclinaison du puits et la déformation de la garniture de forage.

Parfois la longueur entre les lames joue aussi le même rôle que le diamètre des lames.

Les stabilisateurs peuvent être installés soit :

- Directement sur l'outil de forage → near-bit.
- 2. Plus haut dans la BHA → string.

Ils existent plusieurs types de stabilisateurs, selon la conception de leurs lames :

les lames soudées, lames intégrales, stabilisateurs (à chemise ; à chemise non rotative ; à diamètres variables ; clamp\_on).



Figure IV6 Différents types de stabilisateurs (à lames intégrales – à lames soudées – à chemise) [12]

### d. Equipements amagnétiques

Pour la bonne utilisation d'instruments de mesures magnétiques il est donc nécessaire d'utiliser des matériaux dits non-magnétiques ou amagnétiques au voisinage des capteurs de mesure. Ces matériaux amagnétiques peuvent être : (de l'aluminium; des aciers inoxydables de haute qualité; et des alliages tels que le "Monel" (70% nickel + 30% cuivre)).

Les équipements amagnétiques les plus courants sont : (des masses-tiges ,des tiges de forage compressives ,des tiges de forage ,des stabilisateurs ,et des raccords) .et bien sur les équipements de mesure eux-mêmes: (MWD)

### d.1 Masse-tiges amagnétiques

Les masse-tiges amagnétiques sont les éléments les plus utilisés pour éliminer les perturbations du champ magnétique dues à la présence train de tiges. La longueur nécessaire varie en fonction de la position géographique et peut être déterminée à l'aide de tables ou cartes. Les masse-tiges amagnétiques sont trois à quatre fois plus chères que les masse-tiges en acier standard.

### d.2 Tiges de forage amagnétiques :

Les tiges de forage amagnétiques ou tiges compressives amagnétiques sont utilisées en forage horizontal où les masse-tiges n'ont plus de justification de poids.

### d.3 Stabilisateurs amagnétiques :

Des stabilisateurs amagnétiques peuvent être nécessaires en lieu et place de stabilisateurs standards lorsqu'ils doivent être situés près des équipements de mesure.

### d.4 Raccords amagnétiques :

De même des raccords amagnétiques peuvent être nécessaires en lieu et place de Raccords standards lorsqu'ils doivent être situés près des équipements de mesure

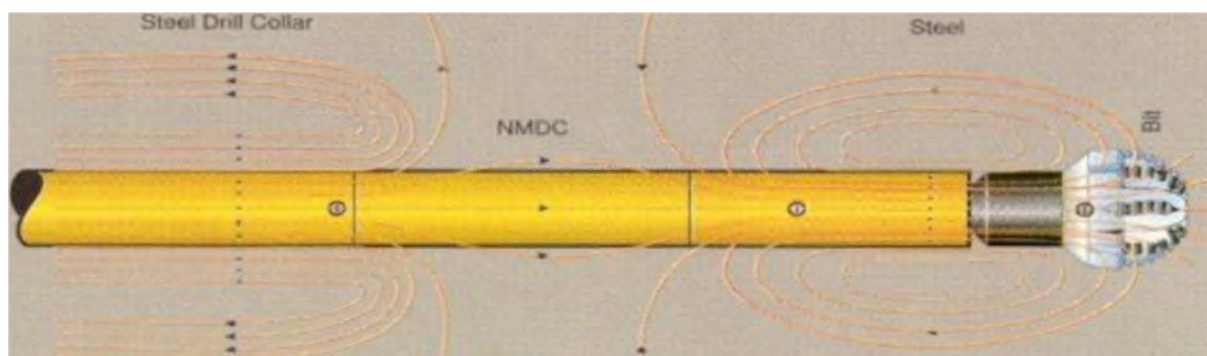


Figure IV7 : Les équipements amagnétiques.[12]

#### IV.1.5.4 les équipements de mesures en temps différé :

Les outils de mesures en temps différé sont conçus pour effectuer une ou plusieurs mesures de l'inclinaison et de l'azimut du puits, les enregistrer et les conserver jusqu'à leur lecture après remontée de l'outil en surface. On distingue les:

- a. Inclinomètres
- b. Single-shots magnétiques
- c. Multi-shots magnétiques
- d. Gyroscopes



#### IV.1.5.5 Outils de mesures en temps réel :

Les outils de mesures en temps réel sont conçus pour effectuer une ou plusieurs mesures de l'inclinaison et de l'azimut du puits et les transmettre vers la surface. Les outils les plus sophistiqués ont de plus des capteurs permettant la mesure, la transmission et le stockage de paramètres d'évaluation des formations

##### a. Steering tools :

Les *Steering tools* mesurent l'inclinaison et l'azimut du puits (et donc le tool face) et transmettent l'information à travers un câble électrique. Associés à un système d'orientation ils transmettent une visualisation instantanée du tool face. Sont les seuls instruments fournissant une information permanente, permettant en particulier l'observation de l'effet du couple réactif sur le moteur et de l'évolution résultante du tool face.

##### b. MWD (Measurement While Drilling) ET LWD (Logging While Drilling):

Ils mesurent et transmettent l'inclinaison, l'azimut et le tool face, à l'aide de capteurs ultra sensibles, accéléromètres et des magnétomètres, leur conférant une précision inégalée par les instruments de mesure classiques. Les paramètres mesurés sont transmis vers la surface après avoir été codés sous forme binaire.

Deux systèmes de transmission sont utilisés:

- La transmission par impulsions à travers le fluide de forage ("mud pulses")
- La transmission électromagnétique.

Les composants d'un MWD sont:

- l'étage de mesure
- l'étage de télémétrie
- l'étage de puissance

#### IV.1.5.6 Planification de la trajectoire [11] :

La planification de la trajectoire commence par la définition de la cible (le réservoir). En général, on choisit pour le rayon de la cible (plus ou moins 5° d'angle d'azimut par rapport au théorique). Une fois les positions du point et de la cible sont définies, il faut dessiner la trajectoire à suivre (la figure IV 8).

Les trajectoires en forme de (j) sont les plus répandues et les plus économiques. Elles sont constituées d'une première phase verticale jusqu'au KOP (kick off points) à partir duquel commence la déviation, sa position est déterminée en fonction de la nature géologique des terrains traversés lors de la première phase montante (build up) au cours de laquelle l'angle d'inclinaison croît.

Une fois la courbure prévue réalisée et lorsqu'on se trouve dans la bonne direction, on initialise alors une phase rectiligne stabilisée (hold) amenant directement (si c'est possible) à la cible. Il arrive que l'on impose de pénétrer le réservoir plus verticalement (pour effectuer ensuite le forage multilatéral ou un drain horizontal à partir d'une section principale) ce qui conduit à effectuer un profil en (S). alors, la phase stabilisée sera poursuivie d'une courbure faisant diminuer l'inclinaison, c'est la phase descendante (drop off).

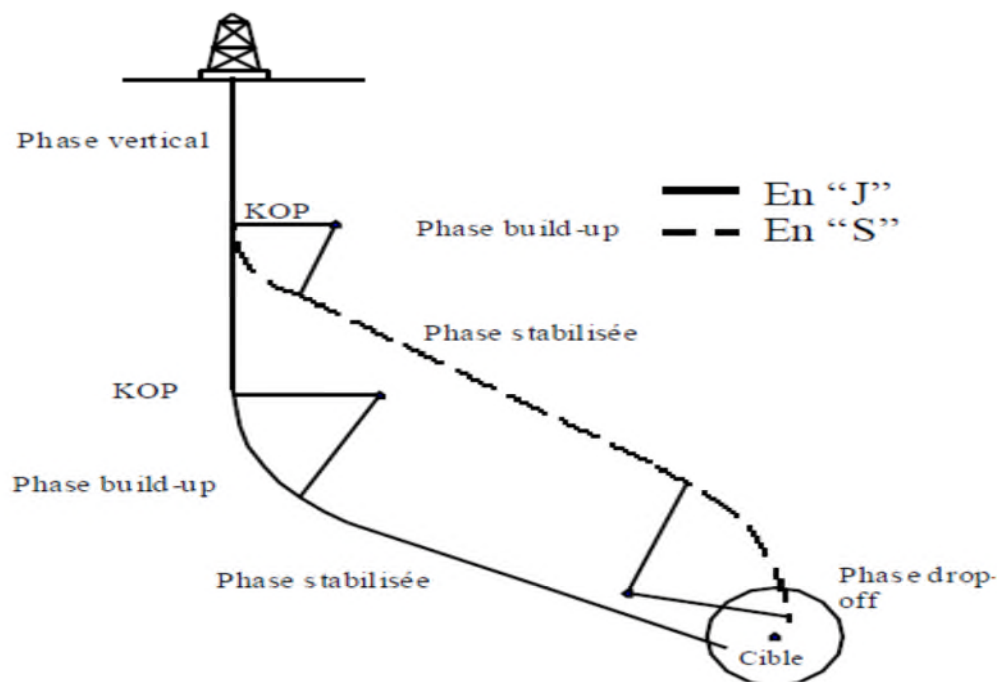


Figure IV 8 : Les différents types et phases d'une trajectoire en J et en S. [11]

#### a. méthode de calcul de la trajectoire [13] :

Il n'existe pas de solution purement mathématique pour répondre au problème de calcul de trajectoire.

Un grand nombre de méthodes ont été établies pour déterminer la position du puits dans l'espace géométrique. Elles dérivent toutes de considérations trigonométriques et sont plus ou moins précises en fonction des hypothèses de bases effectuées quant à la forme de la section joignant deux points consécutifs (segment de droite, arc de cercle, etc.).

**b. principe de calcul de trajectoire au cours de forage [13] :**

Le but est d'établir la position du puits dans un repère géométrique (et donc géographique) donné.

Le calcul est un calcul point par point, dont l'origine est le point de surface. La méthode utilisée consiste à effectuer des mesures à intervalles régulières, et à l'aide des paramètres obtenus, de déterminer de proche en proche et par le calcul la position du puits, cette position sera considérée comme la position réelle du puits, Si nécessaire les erreurs dues aux opérations de mesure seront prises en compte pour évaluer le "domaine d'incertitude" dans lequel se situe réellement le puits.

A une profondeur  $x$  du puits, les paramètres de base sont:

La profondeur verticale  $V_x = \sum_0^x (\Delta V)$

La coordonnée Est/Ouest  $X_x = \sum_0^x (\Delta X)$

La coordonnée Nord/Sud  $Y_x = \sum_0^x (\Delta Y)$

avec:

$\Delta V$  = variation de la profondeur verticale entre deux mesures consécutives

$\Delta X$  = variation de coordonnée Est/Ouest entre deux mesures consécutives

$\Delta Y$  = variation de coordonnée Nord/Sud entre deux mesures consécutives

Ces trois paramètres ne sont pas directement mesurables. Il faut donc faire appel à des paramètres mesurables et à un calcul de transformation. Les paramètres physiquement mesurables sont la profondeur mesurée (longueur du train de tiges), l'inclinaison et l'azimut (outil de mesures de fond).

$MD_x$  = Profondeur mesurée à la station  $x$  (mètre)

$I_x$  = Inclinaison à la station  $x$  (degré)

$A_x$  = Azimut à la station  $x$  (degré)

Soit une longueur et deux angles à transformer en trois longueurs. Le calcul de transformation devra fournir les paramètres élémentaires  $\Delta V$ ,  $\Delta X$ ,  $\Delta Y$ .

**c. Les paramètres initiaux pour le calcul de trajectoire [13] :**

La détermination d'un certain nombre de paramètres initiaux et d'option est nécessaire au calcul de trajectoire

**c.1 Niveau de référence**

Toutes les profondeurs seront mesurées à partir de ce point soit:

- le niveau de la table de rotation (désigné par RT ou KB pour Kelly Bushing)
- le niveau du sol
- le niveau de la mer (ou niveau hydrostatique)

**c.2 Système des coordonnées**

Le système de coordonnées à utiliser doit être déterminé par le programme de forage, ainsi que les paramètres associés:

- X,Y,Z coordonnées de la tête de puits
- déclinaison magnétique
- convergence si nécessaire

Les systèmes communément utilisés sont:

- le système UTM (Universal Transverse Mercator)
- le système Lambert
- les coordonnées polaires

**c.2.1 Coordonnées Géographiques ou Polaires :**

Les coordonnées polaires sont exprimées en degrés-minutes-secondes à partir des origines suivantes:

- le méridien de Greenwich pour la longitude
- l'équateur pour la latitude

Exemple:

X = 22° 26' 15" E

Y = 52° 41' 32" N

Ce système présente l'avantage d'être universel et est communément utilisé en offshore.

### c.2.2 La projection UTM (Universal Transverse Mercator) :

Le sphéroïde terrestre est "projeté de l'intérieur" sur un cylindre horizontal enveloppant la sphère terrestre et en contact tangent avec un méridien.

### c.2.3 La Projection Lambert :

La projection Lambert est une projection de la sphère terrestre sur un cône:

- l'axe du cône coïncide avec l'axe de rotation de la Terre.
- la surface du cône tangente la sphère terrestre au "Parallèle de référence".

Les projections Lambert sont donc mieux adaptées à des petites superficies. Elles sont en général définies au niveau d'un pays. Afin de réduire les déformations, différentes projections peuvent être définies pour un même pays. Les distances sont exprimées en mètres à partir de lignes de référence.

Exemple :

X = 435,253.00 signifie 435,250.00 mètres à l'Est du méridien origine, soit 164,747 m (=600,000-435,253) à l'Ouest du méridien de référence.

Y = 326,785.50 signifie 326,785.50 mètres au Nord de la parallèle origine, soit 126,785.50 m au Nord du parallèle de référence.

### c.3 Méthode de calcul [16]:

La méthode de calcul est déterminée par le programme de forage, parmi les méthodes les plus utilisées en citent :

#### c.3.1 Méthode de l'Angle moyen :

La section forée entre deux stations consécutives est assimilée à un segment de droite ayant pour inclinaison la moyenne des inclinaisons et pour azimut la moyenne des azimuts.

Cette méthode est d'autant plus imprécise que les variations d'inclinaison et d'azimut sont importantes, ainsi que l'espacement entre les mesures.

Les calculs élémentaires sont obtenus par les formules suivantes:

$$\Delta V = \Delta L \times \cos \left( \frac{I_1 + I_2}{2} \right) \text{ mètres ou pieds}$$

$$\Delta H = \Delta L \times \sin \left( \frac{I_1 + I_2}{2} \right) \text{ mètres ou pieds}$$

$$\Delta X = \Delta L \times \sin \left( \frac{I_1 + I_2}{2} \right) \times \sin \left( \frac{A_1 + A_2}{2} \right) \text{ mètres ou pieds}$$

$$\Delta Y = \Delta L \times \sin \left( \frac{I_1 + I_2}{2} \right) \times \cos \left( \frac{A_1 + A_2}{2} \right) \text{ mètres ou pieds}$$

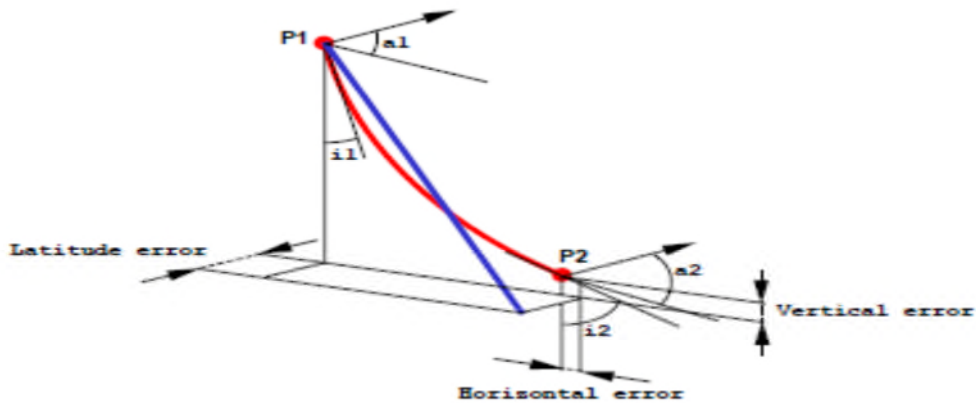


Figure V9 : Méthode de l'angle moyen [13]

### c.3.2 Méthode de la Courbure minimum :

La section joignant deux points est assimilée à un arc s'inscrivant sur une sphère de rayon maximum, c'est à dire de courbure minimum (voir figure ci-contre)

Un calcul préliminaire est nécessaire pour déterminer la courbure de l'arc:

$$DL = \cos^{-1} [ \cos I2 \times \cos I1 + \sin I2 \times \sin I1 \times \cos ( A2 - A1 ) ] \text{ et:}$$

$$K = (180/\pi) \times ( \Delta L / DL ) \times \tan ( DL / 2 )$$

Les calculs élémentaires sont alors obtenus par les formules suivantes:

$$\Delta V = K \times ( \cos I2 + \cos I1 )$$

$$\Delta H = K \times ( \sin I2 + \sin I1 )$$

$$\Delta X = K \times ( \sin I1 \times \sin A1 + \sin I2 \times \sin A2 )$$

$$\Delta Y = K \times ( \sin I1 \times \cos A1 + \sin I2 \times \cos A2 )$$

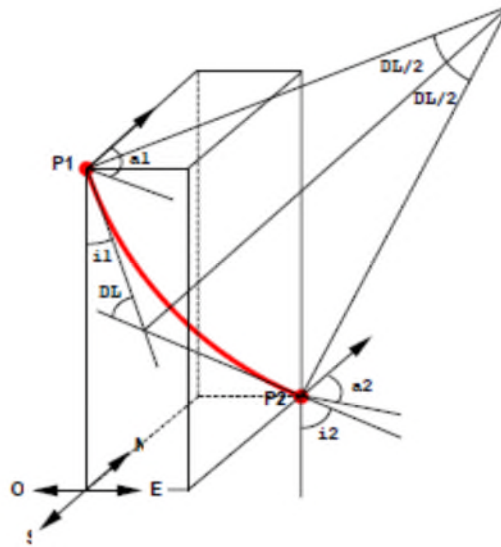


Figure IV10 : de la courbure minimum [13]

### c.3.3 Méthode du Rayon de courbure :

La section forcée est assimilée à une courbe inscrite sur un cylindre vertical. Ses projections horizontale et verticale sont assumées être des arcs de courbure constante correspondants à leurs gradients respectifs. (Voir figure ci-contre)

$$\text{Gradient d'inclinaison} = \Delta I / \Delta L$$

$$\text{Gradient d'azimut} = \Delta A / \Delta L$$

Les calculs élémentaires sont obtenus par les formules suivantes:

$$\Delta V = (180/\pi) \times \Delta L \times (\sin I_2 - \sin I_1) / (I_2 - I_1)$$

$$\Delta H = (180/\pi) \times \Delta L \times (\cos I_1 - \cos I_2) / (I_2 - I_1)$$

$$\Delta X = (180/\pi) \times \Delta H \times (\cos A_1 - \cos A_2) / (A_2 - A_1)$$

$$\Delta Y = (180/\pi) \times \Delta H \times (\sin A_2 - \sin A_1) / (A_2 - A_1)$$

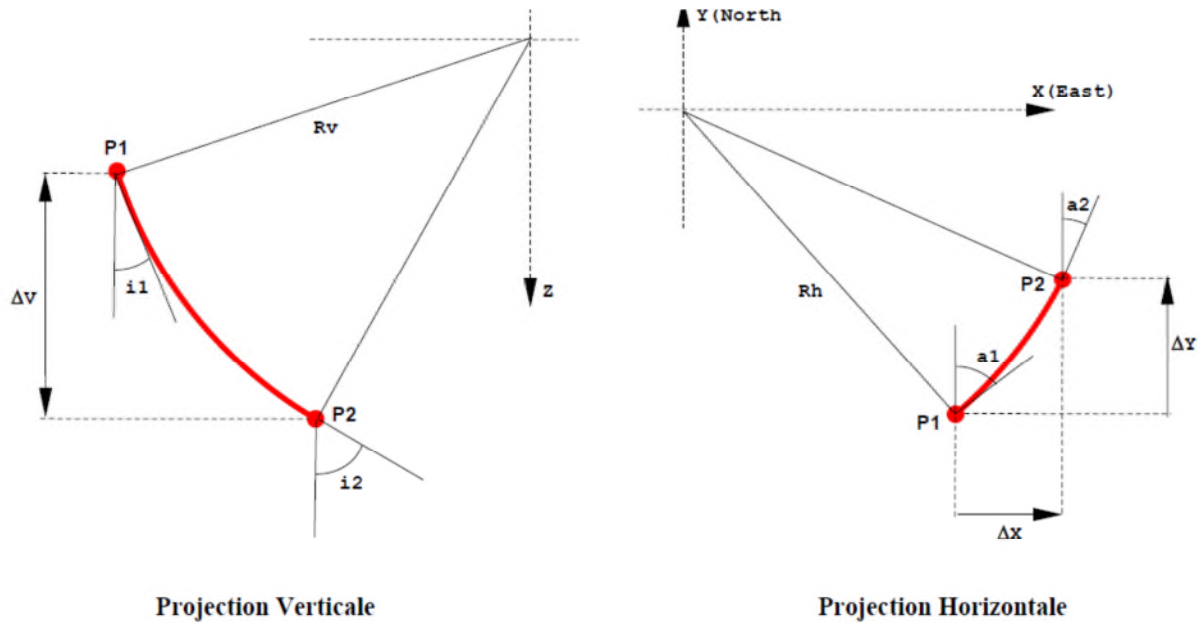


Figure IV11 : Méthode du Rayon de courbure [13]

#### c.4 Azimut de projection :

L'azimut de projection nécessaire à la projection verticale est habituellement choisi égal à la direction de la cible. Plusieurs azimuts peuvent être utilisées dans le cas de puits tridimensionnels

#### c.5 Autres paramètres :

Un certain nombre de paramètres supplémentaires doivent être déterminés, à des fins de calcul ou de rapport:

- Altitude du sol
- Hauteur de la table de rotation par rapport au sol.

#### Vocabulaire de la déviation

- La cible : le point visé en sous-sol
- Direction de la cible : l'azimut relatif entre la tête du puits et la cible
- Trajectoire : le cheminement du puits depuis la tête de puits jusqu'à sa profondeur finale
- Kick-off point : le point où le puits quitte la verticale
- Inclinaison : l'angle du puits par rapport à la verticale.
- Azimut : la direction du puits par rapport au nord
- Profondeur mesurée : la longueur du puits mesurée le long de la trajectoire



- Profondeur verticale : la distance verticale entre le plan horizontal contenant un point du puits et le plan de la référence de profondeur.

### **Conclusion**

Pendant le déroulement d'un forage, plusieurs types d'accidents peuvent survenir interdisant la poursuite normale des l'opération.

Le rétablissement à la normale de la situation propice à la continuation du programme de forage nécessite la planification des opérations spéciale dans le puit et l'utilisation des instruments spécifiques.

# **Etude d'un cas pratique (puits **OMKZ-702** Hassi Messaoud).**



## Introduction :

Au cours de ce chapitre nous allons aborder les différentes techniques utilisées pour libérer la garniture coincée dans le puits OMKZ-702, ainsi que les résultats obtenue.

## V. Etude d'un cas pratique (puits OMKZ-702 Hassi Messaoud) :

### V.1. Présentation du puits OMKZ 702 :

Le Puits OMKZ-702 est foré et complété le 28/08/2000 avec un tubing de diamètre 4''1/2, et de filetage New Vam ancré, le réservoir étant laissé en open hole.[14]

### V.2. Coordonne du Puits OMKZ-702:

Coordonnés Lambert :

$X = 818\ 280.50$

$Y = 141\ 049.96$

$Z (sol) = 168.82\ m$

$Z (table) = 178.00\ m$

Le puits est entouré par un puits injecteur de gaz implanté comme suit :

OMO situé à 997.91 à l'Ouest, Il n'a y pas des puits injecteurs d'eau voisins.[14]



Figure V 1 : Réseau des puits du champ de Hassi Messaoud. [14]

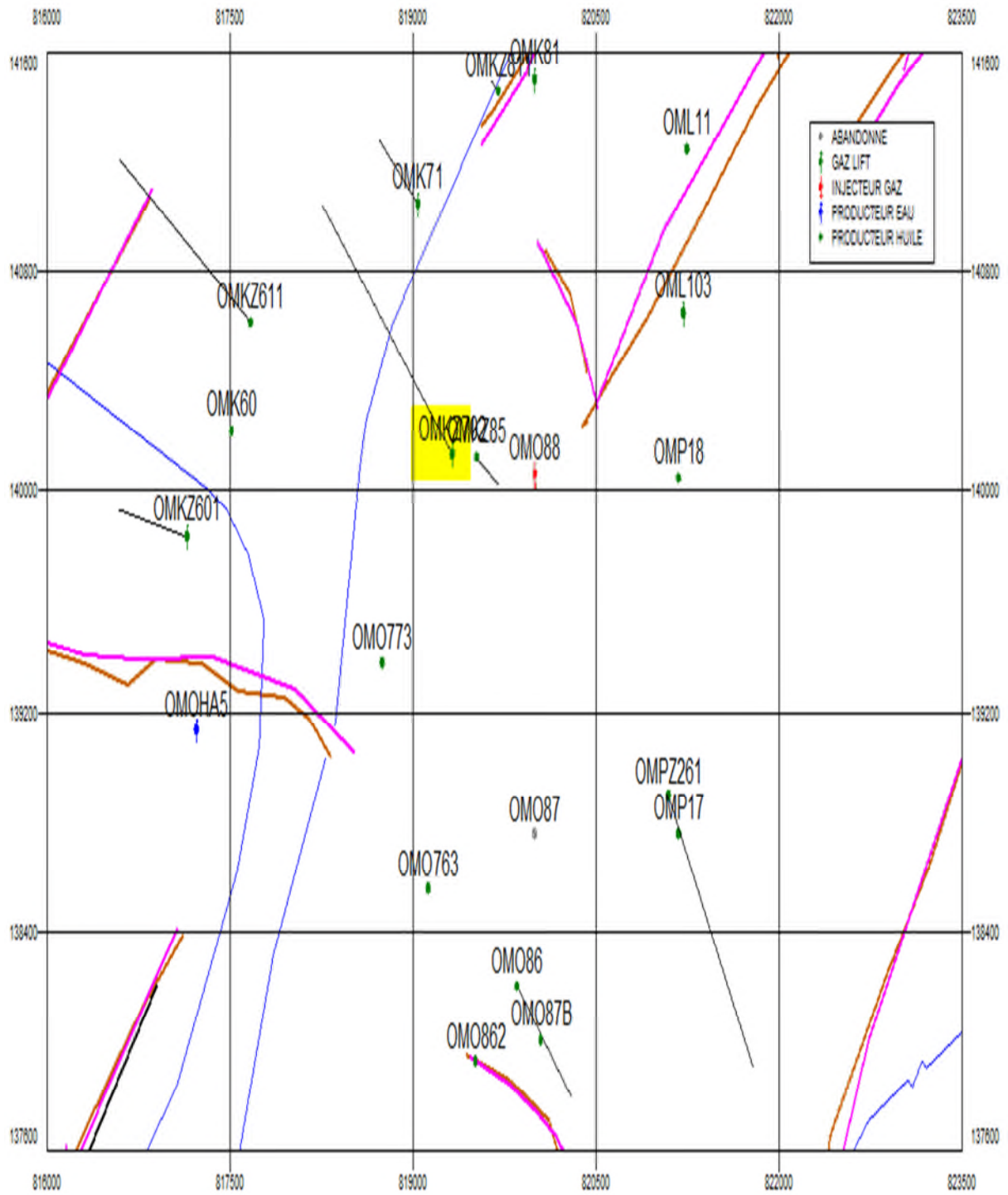


Figure V 2 : Position du puits OMKZ 702. [14]

**V.3. Architecture de Puits OMKZ-702 :**

Le puits est foré selon le programme de forage suivant :

- Colonne de surface : diamètre : 18"5/8, profondeur : 340 m cimenté jusqu'au surface.
- Colonne intermédiaire N°1 : diamètre 13"3/8, profondeur 2323 m.
- Colonne intermédiaire N°2 : diamètre 9"5/8, profondeur 3298 m.
- Liner 7" profondeur 2548m.
- Sabot : profondeur 3584m.[14]

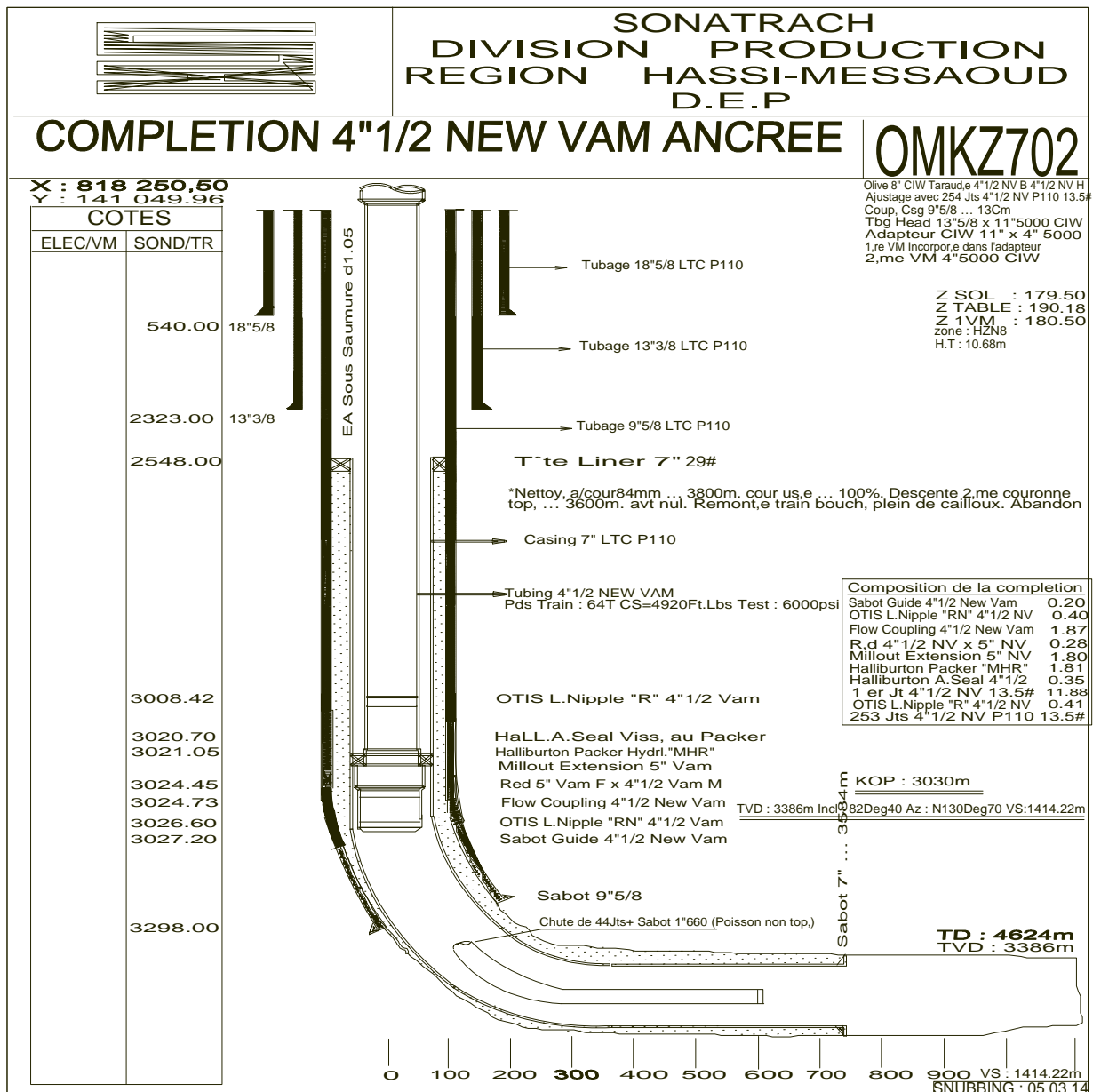


Figure V 3 : architecture du puits OMKZ 702. [14]

## V.4. les différentes opérations Work Over sur le puits OMKZ-702 :

### V.4.1 Démontage tête de puits, montage et test des obturateurs de sécurité :

Après préparation du puit la prochaine intervention est la plus importante car elle exige une précision élevée, les étapes à suivre sont les suivantes:

- Mettre en place la BPV (back pressure valve), (figure 4) à l'intérieur de l'olive (figure 5) par rotation gauche.
- Démontage de la tête de puit et montage des obturateurs sur le tubing Head (13''5/8x 11).

NB : l'olive se trouve à l'intérieur du tubing head.



Figure V 4 : la BPV (back pressure valve). (23/03/2015)



Figure V 5: l'olive. (23/03/2015)

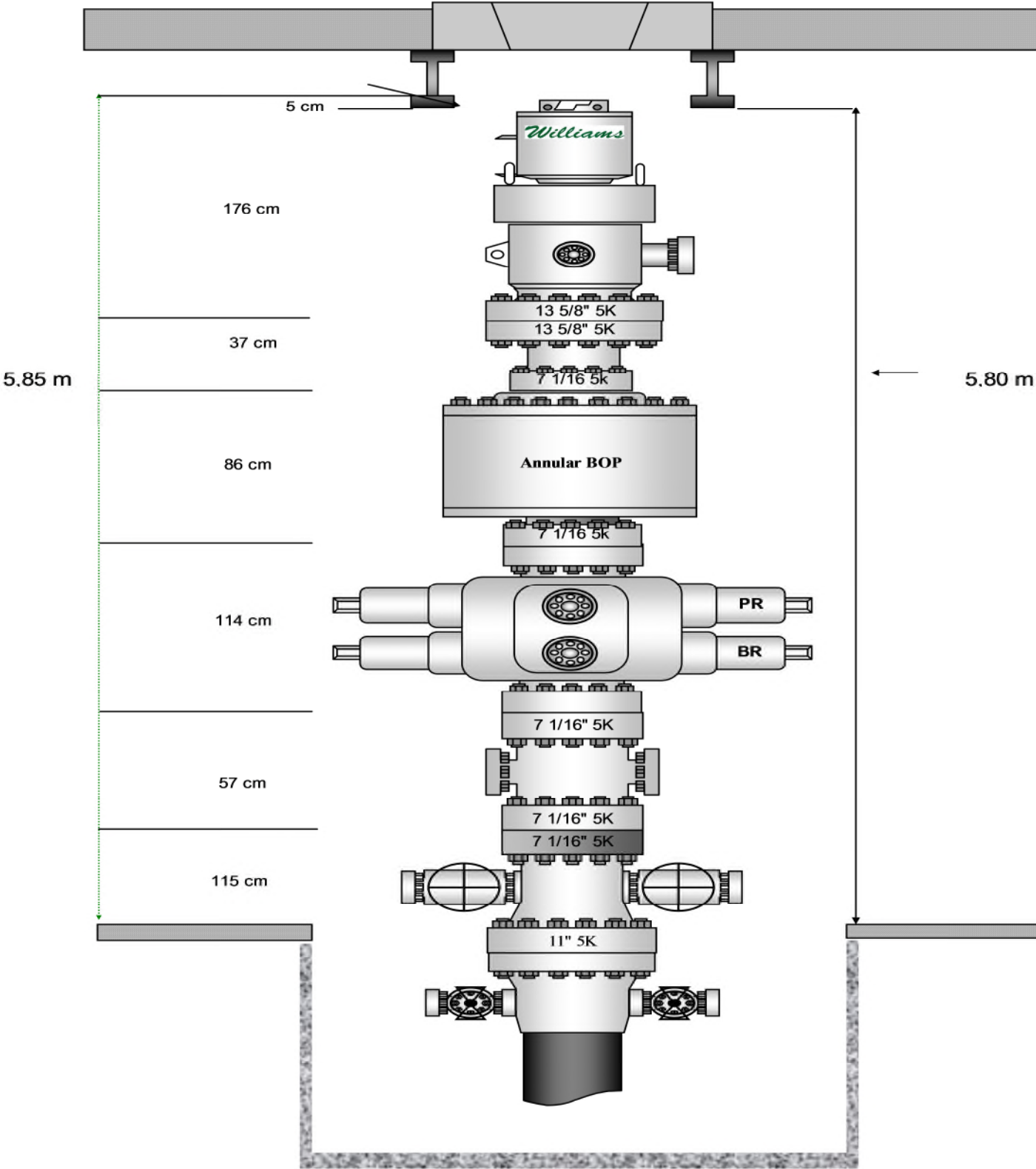


Figure V 6 : les Obturateurs de sécurité (B.O.P) (13''5/8x 11).

## **V.4.2 Procédures de Test des obturateurs :**

### **V.4.2.1 Test en pression :**

Les rams (Blind rams et pipe rams), doivent être testés avec de l'eau à la pression de travail (5000psi) à l'exception du l'obturateur à membrane (annulaire) qui lui sera testé à 50% de la pression de service afin de réduire l'usure de la membrane.

Il est conseillé de le tester à 2500 psi.

### **V.4.3 Test d'étanchéité :**

#### **V.4.3.1 L'obturateur annulaire : (obturateur a membrane)**

- Descendre une longueur de tige (le diamètre n'est pas important.) avec tester cap.
- Les rams (pipe rams et blind rams) doivent être ouverts.
- Ouvrir la ligne d'évacuation (choke line)
- Augmenter la pression a l'aide des pompes à boue.
- Attendre 15 min.
- Si la chute de pression ne dépasse pas 10% de la pression de test ,le test de pression est réussi.

NB : l'obturateur à membrane (annulaire) sera testé à 50% de la pression de service afin de réduire l'usure de cette dernière.

#### **V.4.3.2 Blind rams BR (fermeture totale):**

- Fermer blind rams.
- Ouvrir choke line.
- Injecter la pression par kill line.
- Attendre 15 min.
- Le test est ok si la chute de pression ne diminue pas plus de 5% de la pression exercée.

#### **V.4.3.3 Pipe rams PR (fermeture sur tige):**

- Descendre une tige de même diamètre que le pipe rams munie de tester cap.
- Fermeture de pipe rams sur tige.
- Ouvrir le choke line et fermer la vanne de retour au mud box (tamis vibrants) au niveau de chock manifold.



- Augmenter la pression à l'aide des pompes à boue et aussi pompe huile.
- Attendre 15 min.
- Le test est ok si la chute de pression ne diminue pas plus de 5% de la pression injectée.

**NB :** -le diamètre de la tige doit correspondre au même diamètre que le pipe rams.

-Positionner le premier tool joint à un mètre au dessus de la table de rotation afin d'éviter la fermeture de l'obturateur sur le tool joint au niveau de pipe rams.

-changer le diamètre de pipe rams selon la garniture.

-Ne pas ouvrir le pipe rams avant de ramener la pression à 0.

- Les tests d'étanchéités doivent être testés tous les 21 jours.

#### **V.4.4 Pression de fonctionnement des obturateurs :**

- BOP annulaire 750 psi
- BOP à mâchoire 1500psi.

#### **V.5. Coincement de la garniture de forage au cours d'une remontée d'une opération de nettoyage dans le puits OMKZ-702 :**

Le 26 février 2015, au cours d'une remontée de la garniture à la surface, à la cote 3724m dans la phase 7". Un coincement est survenu immobilisant la garniture et empêchant toute rotation ou travail de la garniture.

Le processus de résolution d'un problème de coincement nécessite l'exécution de plusieurs méthodes de traitements.

#### **V.6. Hypothèses de coincement de la garniture dans le puits OMKZ-702 :**

On ne peut affirmer avec certitude la cause du coincement.

Les hypothèses les plus probables sont :

##### **V.6.1 Éboulement du puits :**

Instabilité des parois des puits est un problème due aux bosses et aux creux laissés par le moteur de fond lors du forage horizontal.

##### **V.6.2 Chevauchement avec le poisson (44 joints 1" 660) perdu dans une autre intervention antérieure :**

L'outil peut avoir chevauché le poisson (44 joints 1" 660) et est coincé.

Le poisson peut provoquer la déviation de l'outil de sa trajectoire initiale

**V.6.3 Perte des caractéristiques de la boue utilisée :**

Le déphasage de la boue, une viscosité trop basse peuvent entraîner le coincement de l'outil, dans les deux cas les cutting ne remontent pas en surface, ils s'accumulent autour des tiges et l'outil et finissent par le coincement de ce dernier.

**V.6.4 Problème de key seat (Trous de serrure) :**

Lorsque les tiges passent dans la partie horizontale du puit, Les frottements répétitifs de dernières finissent par creuser les parois supérieures de la courbe du puit et provoquer le coincement de la garniture en cour du remontage.

**V.7. Première méthode de résolution du coincement du puits OMKZ-702 :****V.7.1 Injection d'un bouchon lubrifiant :**

Le 26 février 2015, après avoir constaté le coincement de la garniture le staff technique a prit la décision d'injecter  $4\text{m}^3$  de gazole qui a pour but de :

- lubrifier la garniture en fragilisant le cake et d'abaisser le coefficient de friction Cf.
- Diminuer la pression différentielle dans l'espace annulaire (la densité du gazole est plus faible que celle de la boue).

Le principe de l'opération est de tirer la garniture préalablement lubrifiée vers le haut (on tire sur le câble du treuil) vers le bas (on donne du mou au câble du treuil) pour la décoincer.

Cette opération est répétée plusieurs fois en augmentant chaque fois le poids tiré et posé on commence à 10 tonnes pour finir à 45 tonnes tout on évitant de dépasser la limite de traction élastique des tiges de la garniture.

**V.7.1.1 Caractéristique des tiges utilisées :**

- Grade G
- Classe II
- Limite élastique  $3^{1/2}$ " 135 tonne
- Limite élastique 5" 194 tonne
- Poids de la garniture 90 tonne

Limite de traction = Limite élastique  $3^{1/2}$ " - Poids de la garniture.

**Application numérique :** Limite de traction =  $135-90= 45\text{t}$

**V.7.1.2 Résultat obtenue au cours de l'injection d'un bouchon lubrifiant**

Echec de l'opération (le coincement est plus important) le staff technique a été obligé de procéder à un (back off mécanique) dévissage des tiges et abandonnement de 800m de garniture.

**V.7.1.3 Composition du deuxième poisson perdu dans le puits ONKZ-702**

- Une longueur de masse tiges 4<sup>3/4</sup>"
- 31 longueurs tige 3<sup>1/2</sup>"
- Joints de sécurité (safety joint )
- Porte outil
- Outil à molette 5<sup>7/8</sup>"

**V.7.2 Deuxième méthode de résolution du coincement :****V.7.2.1 Battage :**

L'injection du bouchon lubrifiant n'a pas donné de résultats on passe à la méthode de battage de la garniture, qui a été exécutée le 02 mars 2015.

**V.7.2.2 Type de coulisse utilisée :**

La coulisse utilisée est une coulisse hydraulique de diamètre 4<sup>3/4</sup>" préalablement armée et prête à l'utilisation.

**V.7.2.3 Composition de la garniture battage :**

- Simple masse de tige filetage mal et de diamètre 4<sup>3/4</sup>"
- Coulisse hydraulique
- 03 longueurs de masse de tige 4<sup>3/4</sup>"
- Réduction 3<sup>1/2</sup>"
- 07 longueurs 3<sup>1/2</sup>"
- Réduction 5"
- 88 longueurs de 5" jusqu' au jour

**V.7.2.4 Sens de battage :**

Dans notre cas la garniture s'est coincée en cours du remontage, le battage doit être fait vers le bas ( dans le sens opposé à ce déplacement )

**V.7.2.5 La durée de battage :**

Le battage est poursuivi durant 48 heures, si aucun résultat n'est obtenu au bout de cette période il faudrait passer à une autre méthode de décoincement.

**V.7.2.6 Résultat obtenu :**

Echec de l'opération de battage parce que la coulisse n'a pas pu décoincer la garniture.

**V.7.3 Troisième méthode de résolution du coincement :**

Suite a l'échec précédent, Le client a décidé de procéder avec une autre méthode qui consiste au repêchage du poisson en utilisant les tiges gauche pour dévisser le maximum possible de garniture coincés.

**V.7.3.1 Description de l'outil de repêchage utilisé (la cloche) :**

Cloche gauche 5x2" de diamètre extérieur 5<sup>7/8</sup>" filetage gauche.

**V.7.3.2 Descriptions de la procédure de dévissage :**

Après l'assemblage de la garniture, on fait descendre la cloche au top poisson 2837m, ensuite on fait circuler la boue pour nettoyer la tête du poisson et s'assurer de l'engagement du poisson dans la cloche une fois que c'est fait on arrête la circulation, on tourne la table de rotation à gauche pour que la cloche se visse sur le poisson on fait une traction de 2 à 3 tonne pour que le point faible de la garniture puisse se déplacer le plus bas possible , en même temps on tourne la table de rotation à gauche tout en respectant la limite de torsion des tiges ainsi le point le plus faible se dévissera .

**a-1<sup>er</sup> tentative de dévissage :**

Cette opération a été planifiée le 04 mars 2015,

**Composition de la garniture utilisée :**

- Cloche gauche ( diamètre 5<sup>7/8</sup>" ).
- Réduction 3<sup>1/2</sup>" pin gauche, box droit.
- 10 longueur 3<sup>1/2</sup>" droite.
- Réduction 3<sup>1/2</sup>" pin droite, 5" droite.
- 88 Longueur des tiges 5" jusqu'au jour.
- Le poids total de garniture est 90 tonnes.

Résultats : échec car la garniture a été dévissé plus haut.

**b-2eme tentative de dévissage :**

L'opération à débuté le 11 mars 2015 cette fois 10 longueurs gauche de la garniture ont été utilisé

**Composition de la garniture utilisée :**

- Cloche gauche ( diamètre 5" ).
- 10 Longueurs 3<sup>1/2</sup>" gauche.
- Réduction 3<sup>1/2</sup>" pin gauche, box droit

- Réduction 3<sup>1/2</sup>" pin droite, 5" box droite.
- 88 Longueurs des tiges droite, 5" jusqu'au plancher
- Le poids total de garniture est de 90 tonnes.

Résultat obtenu : échec car la garniture s'est encore dévissée.

### **c-3eme tentative de dévissage**

L'opération a débuté le 14 mars 2015 cette fois la totalité de la garniture est gauche.

### **Composition de la garniture utilisée**

- Cloche gauche (diamètre extérieur 5").
- 10 Longueurs 3<sup>1/2</sup>" gauche.
- Réduction 3<sup>1/2</sup>" pin gauche, box droit
- 88 Longueur des tiges gauche 5" jusqu'au plancher
- Le poids total de garniture est de 90 tonnes.

Résultat obtenu repêchage d'une partie de la garniture (25 longueur) au bout de la troisième tentative.

## **V.8. Déviation du puits OMKZ-702 :**

le dévissage à l'aide de la garniture gauche étant un échec cette dernière n'a pas pu récupérer la totalité de la garniture perdue.

La seule solution restante de remettre le puit en production est de forer un nouveau drain à côté de ce dernier.

Cette opération est en phase d'étude, car celle-ci correspond à la déviation du puit de Hassi berkine zone 32 nord Sahara clark 80. [15]

### **V.8.1 Opération de déviation du puits (side track) Appliquée sur le puits berkine zone 32 nord Sahara clark 80 :**

#### **V.8.1.1 Trajectoire prévisionnelle (théorique) du puits berkine zone 32 nord Sahara clark 80 :**

Est calculée par un logiciel qui tient compte de la position du poisson et l'architecture du puits.

Ce tableau représente les données du plan de la trajectoire théorique du puits berkine zone 32 nord Sahara clark 80. [15]

Tableau V 1 : plan de trajectoire théorique( puits berkine zone 32 nord Sahara clark 80).  
[15].

Commentaire	Profondeur mesurée à la station (m)	Inclinassions (degré)	l'azimut (degré)	Profondeur mesure par l'outil de forage (m)
Pions d'origine (coordonne)	3769.12	0.41	220.00	3769.08
Nouveau KOP	3776.00	0.41	220.00	3775.97
Top du poisson.	3831.17	6.85	220.00	3831.00
Fin de la courbe.	3841.07	8.00	220.00	3840.81
Commencement du pions de dropping	3891.07	8.00	220.00	3890.33
retour à la verticale	4360.00	0.00	220.00	3986.01
TD (find'avancement)	4360.00	0.00	220.00	4358.95

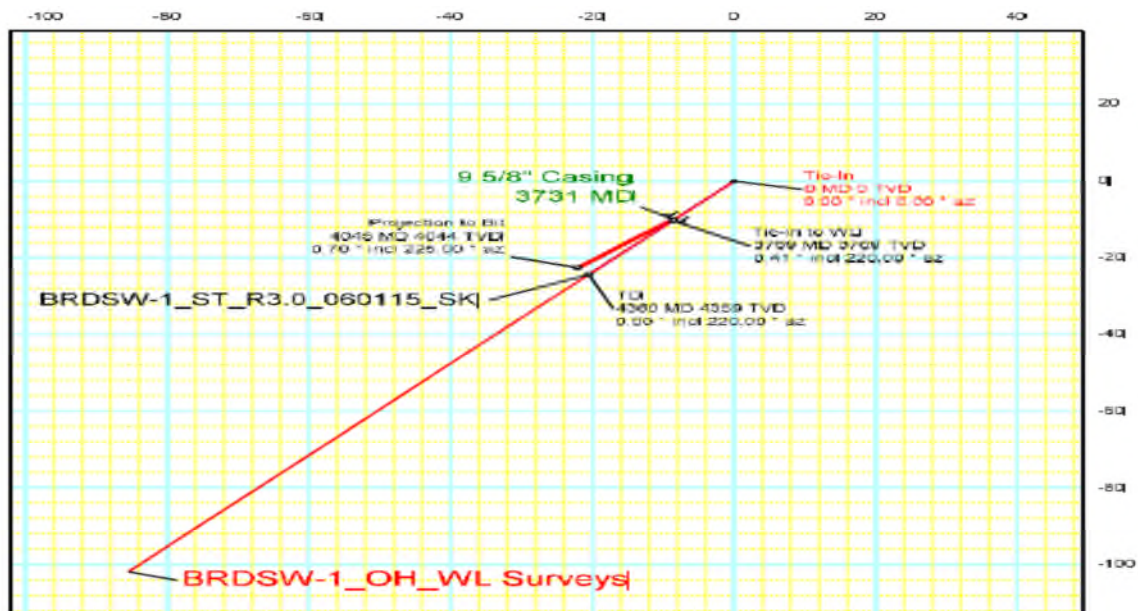


Figure V 7: fenêtre d'un logicielle Projection horizontale de la trajectoire théorique du puits berkine zone 32 nord Sahara clark 80.[15]

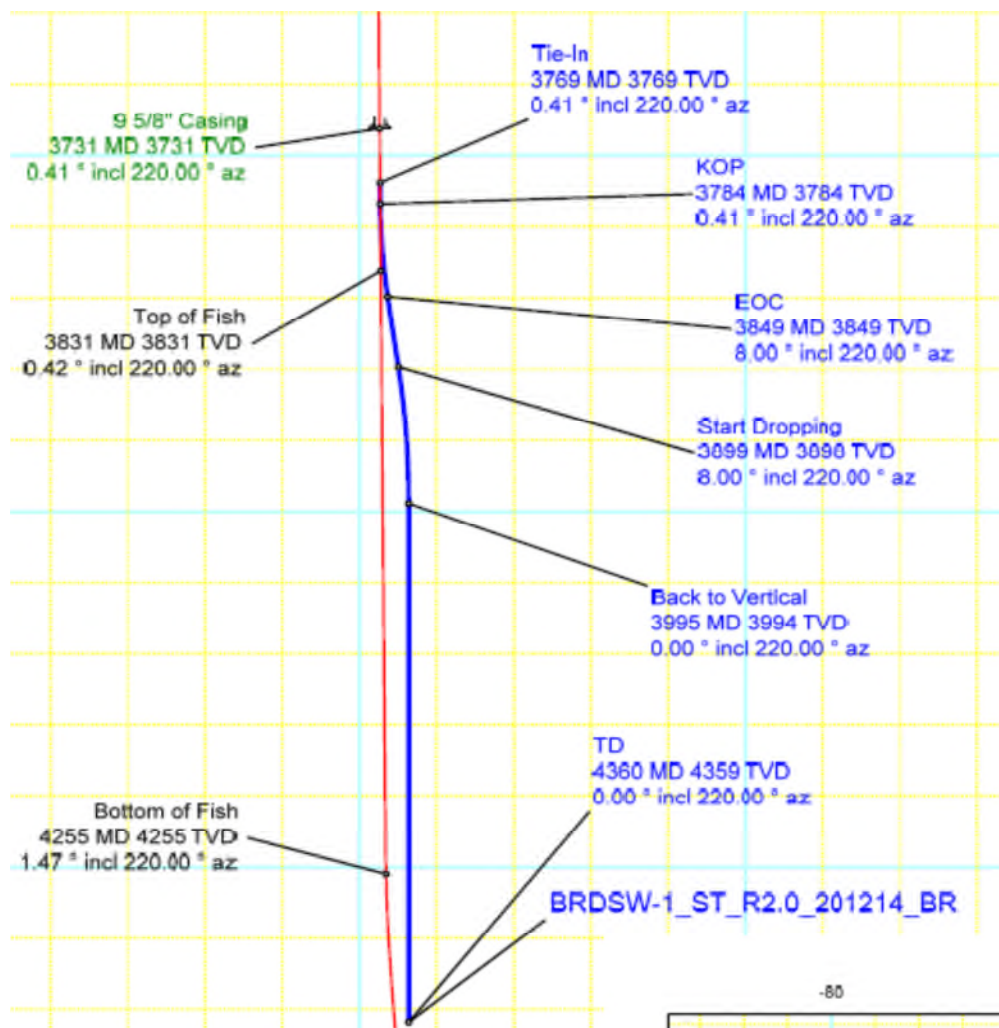


Figure V 8 : fenêtre du logiciel de projection verticale de la trajectoire théorique du puits berkine zone 32 nord Sahara clark 80.[15]

### V.8.2 Les instruments de mesure utilisés dans le puits berkine zone 32 nord Sahara clark 80 :

- Single shot magnétique
- MWD
- Gyroscope

### V.8.3 Composition de la garniture utilisée dans le puits berkine zone 32 nord Sahara clark 80 :

- outil de forage
- moteur de fond
- drump valve
- masse de tige flexible

- outil de mesure
- masse de tige amagnétique
- well commandor (réduit la section de tige en injectant des boules)
- masse de tige lisse.
- masse de tige spirale.
- Coulisse de battage.
- Masse de tige.
- Réduction.
- Tige à la surface.



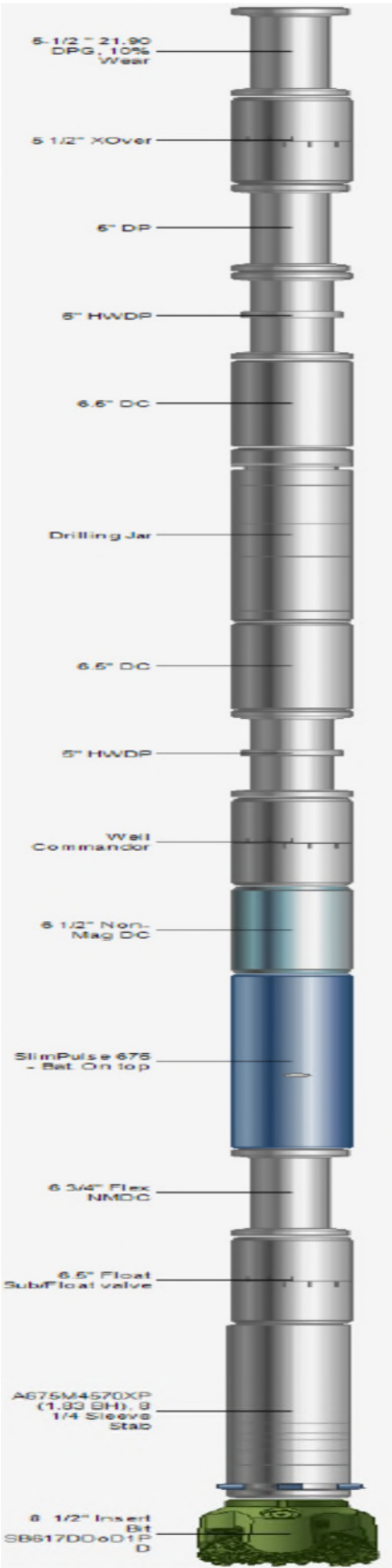


Figure V 9 : Composition de la garniture.[15]

**V.8.4 Trajectoire du puits au cours de forage [15] :**

La trajectoire en cours de forage est constamment mesurée pour déterminer la position de l'outil de forage afin de corriger sa trajectoire pour suivre celle du plan théorique initialement calculée.

Le tableau suivant représente les paramètres utilisés pour le calcul de la trajectoire réelle du puits berkine zone 32 nord Sahara clark 80 :

Tableau V 2 : les données de la trajectoire mesurée .( puits berkine zone 32 nord Sahara clark 80) [15].

Commentaire	Profondeur mesurée à la station (m)	Inclinassions (degré)	l'azimut (degré)	Profondeur mesure par l'outil de forage (m)
<b>Pions d'origine</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>Top tubage</b>	<b>3731.03</b>	<b>0.40</b>	<b>220.00</b>	<b>3731.00</b>
<b>La première mesure</b>	<b>3772.25</b>	<b>1.31</b>	<b>21.45</b>	<b>3772.22</b>
	<b>3783.33</b>	<b>0.63</b>	<b>357.29</b>	<b>3783.30</b>
	<b>3797.33</b>	<b>0.53</b>	<b>254.68</b>	<b>3797.23</b>
	<b>3797.26</b>	<b>1.89</b>	<b>225.89</b>	<b>3805.00</b>
	<b>3805.04</b>	<b>3.58</b>	<b>228.71</b>	<b>3812.94</b>
	<b>3812.99</b>	<b>4.40</b>	<b>225.93</b>	<b>3817.95</b>
<b>Interféré</b>	<b>3818.01</b>	<b>5.69</b>	<b>226.44</b>	<b>3827.90</b>
<b>Interféré</b>	<b>3828.00</b>	<b>6.73</b>	<b>226.33</b>	<b>3838.06</b>
<b>Interféré</b>	<b>3838.22</b>	<b>7.67</b>	<b>227.62</b>	<b>3847.77</b>
	<b>3848.00</b>	<b>7.95</b>	<b>228.29</b>	<b>3868.17</b>
	<b>3858.00</b>	<b>8.16</b>	<b>226.59</b>	<b>3889.85</b>
	<b>3868.60</b>	<b>7.98</b>	<b>226.39</b>	<b>3901.78</b>
	<b>3890.50</b>	<b>7.10</b>	<b>224.13</b>	<b>3911.21</b>
	<b>3902.53</b>	<b>6.50</b>	<b>226.65</b>	<b>3921.13</b>
	<b>3912.03</b>	<b>5.61</b>	<b>225.83</b>	<b>3931.25</b>
	<b>3922.00</b>	<b>4.85</b>	<b>228.55</b>	<b>3941.11</b>
	<b>3932.17</b>	<b>4.18</b>	<b>226.82</b>	<b>3951.03</b>

**Conclusion :**

Au cours de notre enquête sur terrain nous avons pu identifier les causes de coincement survenu dans le puits OMKZ-702 au niveau du champ de Hassi Messaoud.

Nous avons constaté que la remontée de la garniture est trop rapide et sans circulation de la boue ce qui a provoqué l'éboulement du puits.

Le bouchon de gazole et le battage n'ont pas donné de résultats positifs car le coincement est très important.

Le chevauchement avec le poisson perdu au cours de la première opération est impossible car l'outil s'est avancé sans problèmes jusqu'à la cote 3774m .

Le dévissage avec la garniture gauche n'a pas récupéré la totalité du poisson car l'éboulement des parois a empêché la rotation de la garniture par conséquent le dévissage est impossible.

Durant cette étude, nous avons constatés que, pour la résolution d'un coincement de la garniture. Il faut identifier la cause de coincement pour proposer une solution la mieux adapter a fin d'éviter une perte de temps et de minimiser les couts.

La méthode de battage et de dévissage avec garniture gauche sont efficaces lorsque le coincement de la garniture n'est pas très importante, la déviation du puits est la dernière solution envisageable parce qu'elle nécessite des moyens techniques et financiers très importants.

## Conclusion général

---

Hassi Messaoud est une région désertique qui fait parti de la wilaya d'ouargla. Le champ pétrolier à été découvert en 1956. Il est situe à l'est Algérien à-côté de la frontière Tunisienne, le champ pétrolier de Hassi-Messaoud est un bassin sédimentaire, qui est compose de strates alternées les unes sur les autres.

Le réservoir pétrolier est une couche du cambrien composé de grés enfuit à 4000m et d'une épaisseur 150m environ.

L'ENTP est une filiale de la Sonatrach elle à été crée en 1980, sa mission concerne les travaux aux puits,( fortage et entretien ) . Elle dispose de (06) base permanente et de (60) appareils de forage de calasse diverse, ainsi que des moyen de transport spécialise. Elle emploi plus de 7600 travailleurs dans tous les secteurs confondus, elle dispose de (12) directions principalement la direction forage et work over.

La division work over s'occupe des opérations de maintenance diverses sur les puits, nécessitant une réparation légères ou lourdes qui se déroulent en trois étapes qui sont la préparation, le montage de l'appareil work over et l'intervention directe sur puits. Selon le but recherché.

Au cours de notre stage nous avons identifiés les causes du coincement survenu dans le puits OMKZ702. Une remonté trop rapide de la garniture à causé l'effondrement du puits, l'échec des tentatives de décoincement confirme l'éboulement de ce dernier.

L'indentification du type de coincement d'une garniture de forage est très importante pour proposée une solution plus adapté.

La résolution d'un problème de coincement de garniture suit une planification bien précise qui permet dans le meure des cas d'arriver à un résulta satisfaisant.

Lorsque le coincement est très important, la déviation du puits reste la seule solution pour remettre le puits en production.

Le choix des instruments et l'utilisation adéquate permet de minimiser le temps et le coût des opérations cyclique (battage par exemple).

La maitrise des paramètres de la boue permet d'évitée le problème de coincement par pression différentielle.

Pendant le repêchage, la garniture soumise à des contraintes très intense, ce qui accélère l'apparition des microfissures terminé par la mise hors service des tiges.

L'avancement trop rapide risque de provoque des coincements, le choix des paramètres appropriés peut permettre d'éviter ce dernier.

## Conclusion général

---

Les tentatives pour ressouder le problème de coincement dans le puits OMKZ 702 n'ont pas donné de résultat, la déviation du puits (forage d'un nouveau drain) permettra de le remettre en production.

## Référence bibliographie

- [1] Donnée inédit de l'entreprise ENTP (entreprise national des travaux au puits).
- [2] Evaluation conférence Algérie, Schlumberger, SMAINE ZEROUG ET NOUREDDINE BOUNOUA, 2007.
- [3] Instrumentation en Work Over, documents inédit, Sonatrach.
- [4] Les opérations de puits, documents inédit, groupement Sonatrach AGIP.
- [5] Dictionnaire du forage et des puits, documents inédit Sonatrach.
- [6] Etude des instrumentations en Work Over, Mémoire fin d'étude université kasdi merbah, ABOULALA AHMED CHIKHE BAEHADJ MOHAMED OUDJANA SALAH, 2012.
- [7] livre technique d'exploitation pétrolière, Jean-Paul Nguyen ,1993
- [8] Différents types de coincement, document inédit, direction Work Over ENTP. 2004.
- [9] Module M1 division forage Département formation Sonatrach, A.slimani et M.Daddou mars 2004.
- [10] mémoire master 2 thème étude et résolution d'un coincement par pression différentielle cas de puits OKS 27 sur le champ de bernkahla , berguiga belkhir ,2014.
- [11] Thèse doctoral école des mines de paris ,modélisation tridimensionnelle du comportement directionnel du système de forage rotary ,julia kaplan , 11/2003.
- [12] Mémoire de univirsite kasdi merbah ouargla ,contrôle et suivi de la trajectoire du forage horizontal en medium radius application sur le puits MDZ661, 2011.
- [13] manuel forage dirigé ingénierie et méthode (ENSPK), Jean-Paul szezuka , juin 2005.
- [14] Service étude, programme Workover du puits OMKZ702 , Document inédit de Sonatrach, 2015.

[15] document inédit schlumberger end of well report activite amount division forage BERKINE BRDSW-1ST ,2013 .

# Annexe

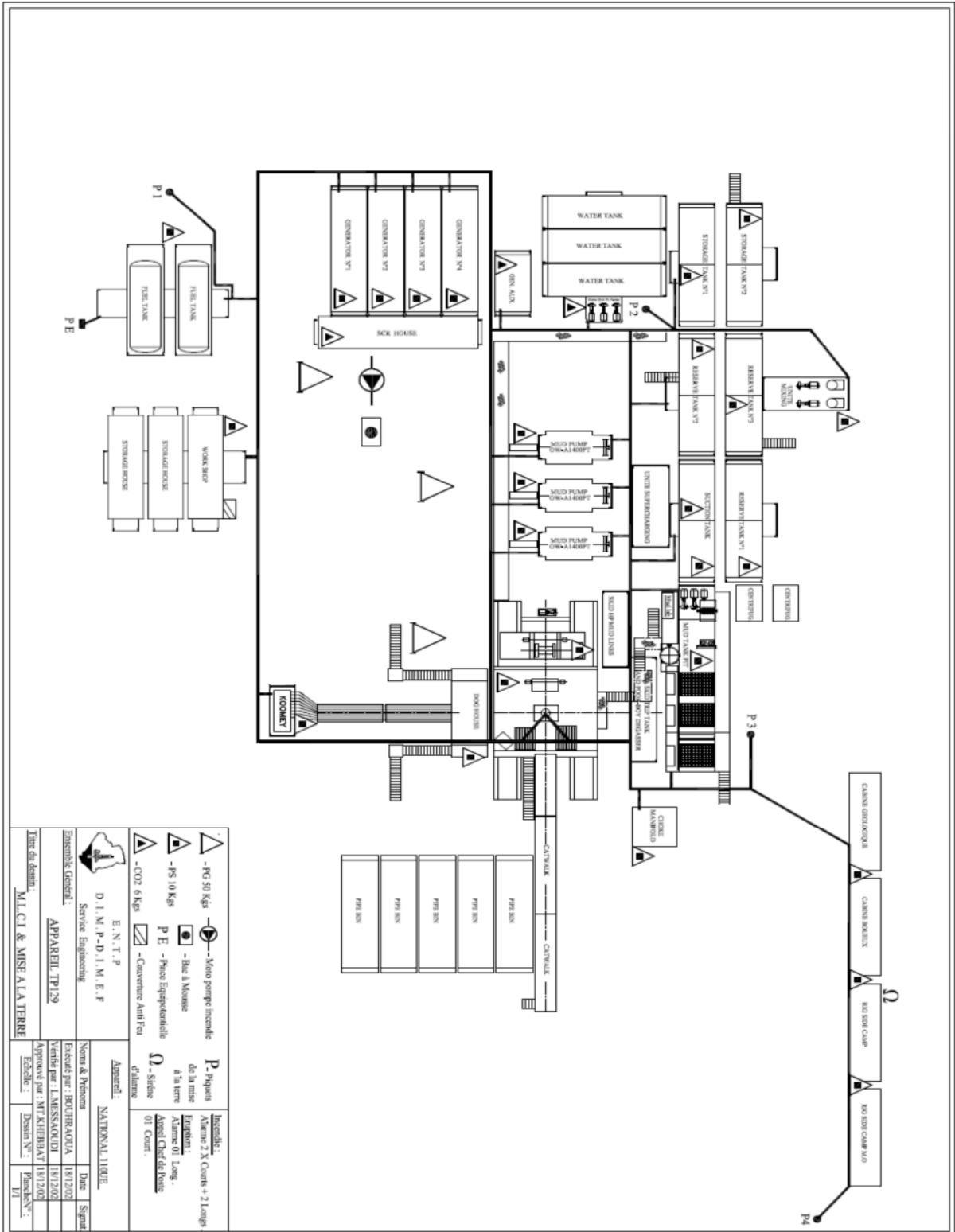


Figure 1 : Plan de masse du chantier TP 201



Annexe

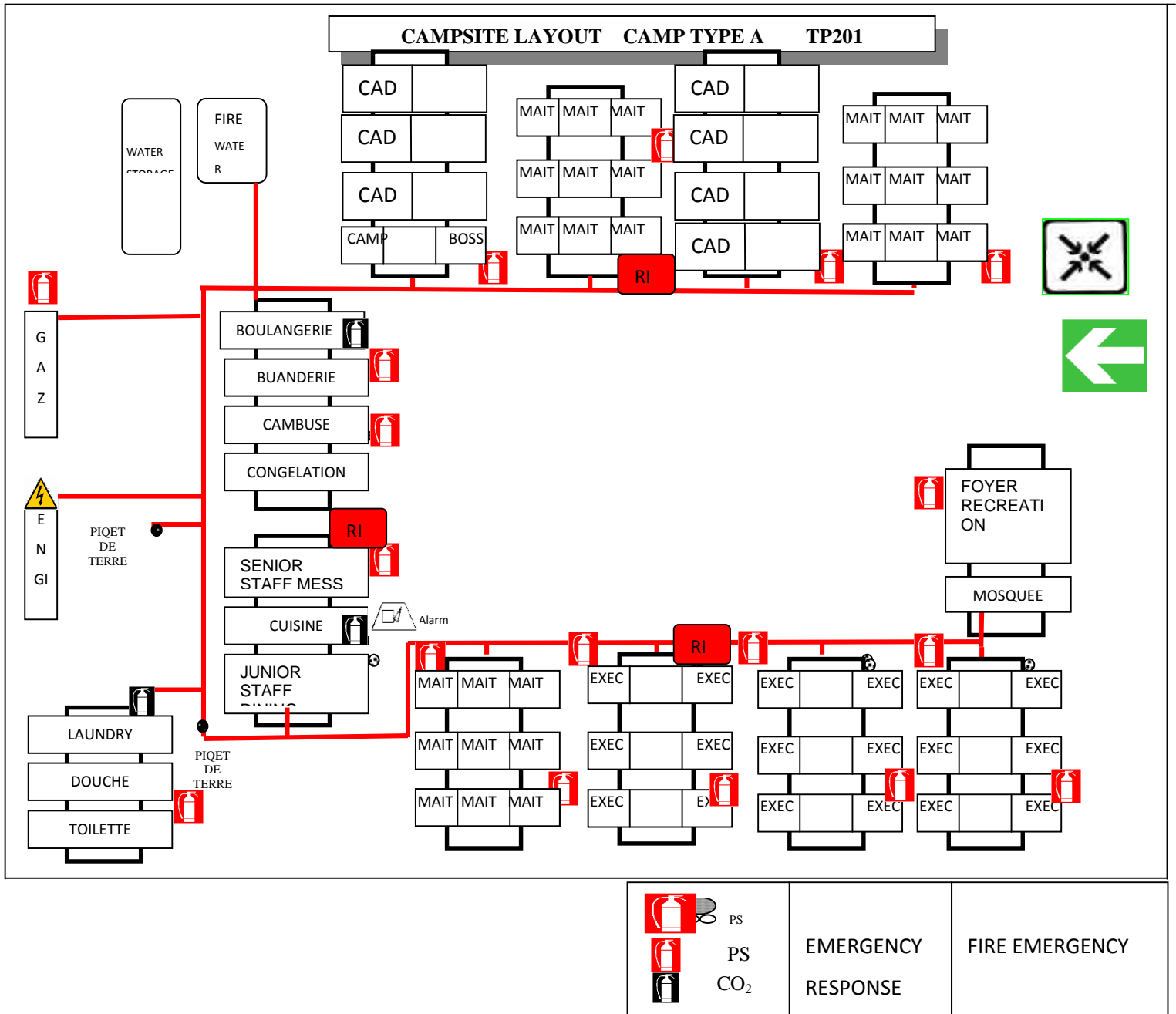


Figure 2 : Plan du cite TP 201.



# Entreprise Nationale des Travaux aux Puits

EPE/SPA au Capital Social de 14 800 000 000 DA

Certifiée ISO 9001:2008-OHSAS 18001:2007-ISO 14001:2004

Certifiée QHSE

DIRECTION ENGINEERING

RIG N°: **TP 201**      **WIRTH 1200 E 1200 HP**      **AFFECTATION**      **WORK OVER**

## GENERAL DATA

Starting date..... June 2006  
 Revamping date..... Not yet  
 Depth rating..... 16 000'  
 Number of loads..... 64+31

## MAST / ACCESSORIES

Type..... Soilmec Cantilever  
 Height..... 142'  
 G.N.C..... 660 000 lbs  
 Static Hook Load..... 660 000 lbs  
 Crown block..... Soilmec Sheaves (5/60") 7 00 000 lbs  
 Hook..... Varco-BJ, Dynaplex 5350  
 Traveling block..... Bentec B650

## SUBSTRUCTURE SOILMEC

Clear Height..... 21'  
 Racking Capability..... 200 stands of 5" OD DP, 7 stands of 8" to 9½" DC  
 Casing load.....  
 Setback Load.....

## DRAWWORKS WIRTH

Type..... WIRTH 1200 E 1200 HP  
 drilling line (in.)..... 1" 1/4  
 Auxiliary brake..... BAYLOR model 6032 Eddy Current Brake  
 Crown-to-matic..... TCB  
 Twin stop..... Bear 400

## MUD PUMP WIRTH

Type..... WIRTH TPK 1000 CL  
 Quantity..... Two  
 Maximum input power..... 1000 HP  
 Traction motor..... GE-752 ARB3

## TOP DRIVE / SWIVEL N/A

Type..... N/A  
 Capacity..... N/A  
 Swivel..... National oil well P-400

## BLOW OUT EQUIPEMENT

Annular preventer..... Hydral GK 13 5/8"- 5Mpsi  
 Single rams..... N/A  
 Double rams..... Cameron U 13 5/8"- 5M psi  
 Ckoke and kill line..... Cameron 4 1/16" / 2" 1/16-5M psi  
 Accumulator unit..... ABB type'80 With 22 bottles of 3000 psi

## CAMP

Camp capacity.....  
 Rig side camp..... 06 offices, 01 recreation room, 05 cabine two men sleeper, infirmary, 02 dining room  
 Main camp..... 20 cabines two men sleeper, 23 cabines two men sleeper(exécutants), recreation room, 01 kitchen, 02 dining room, 01 steward office, 01 laundry unit, 01 dry food storage, 01 sanitary, 01 bakery and 01 cooler freezer.



## ROTARY TABLE WIRTH

Type..... WIRTH RTSS 27" 1/2  
 Opening size..... 27" 1/2  
 Traction motor..... GE 752 ARB 3  
 Static load rating..... 1 000 000 lbs  
 RPM..... 312 tr/min

## POWER SYSTEM

Main power..... 3 x CAT 3512  
 Drive emergency..... 1 CAT 3406 LC6  
 Generator..... 4 KATO.ENG 21064  
 SCR System..... Bentec

## STORAGE

Mud tank..... 5 tanks 2013 BBL  
 Water tank..... 3 tanks 1509 BBL  
 Fuel tank..... 1 tank 472 BBL

## SOLIDS CONTROL

Shale shaker I..... 1xDerrick- 2/48-120F-4TA  
 Shale shaker II..... 1xDerrick- 2/48-120F-4TA  
 Mud cleaner..... Derrick 20x 4"  
 Desander..... Derrick 3x 10"  
 Degasser..... Brandt DG-10

Mast certificate ..... 2006



Figure 3 : fiche technique de l'appareille de forage TP 201.

## **Résumé**

Durant l'opération de forage pétrolier plusieurs problèmes sont rencontrés, le coincement de la garniture est le plus fréquent, la résolution de ce dernier est très difficile et les résultats ne sont pas toujours certains.

Notre étude du coincement dans le puits OMKZ-702 au niveau de la colonne de production(7") située au champ de Hassi Messaoud, ce dernier a subi plusieurs interventions afin de résoudre le problème comme suite : l'injection des bouchons lubrifiants, le battage, ainsi que le repêchage mais malgré toutes ses interventions qui ont été menées le problème n'a pas été résolu d'une manière définitive alors finalement une opération de side-track a été effectuée, comme dernière solution pour remettre le puits en production.

**Mots clés :** Forage pétrolier, coincement, colonne de production, bouchons lubrifiants, battage, repêchage, side-track,

## **Vocabulaire et définitions**

Opération de repêchage : récupération de la garniture de forage perdu

Poisson : garniture perdu

Emplacement de surface : l'emplacement de la tête de puits

Cible : points visé en sous-sol

Direction de la cible : azimuth relatif entre la tête de puits et la cible

Trajectoire : cheminement du puits depuis la tête de puits jusqu'à sa profondeur finale

Kick off point : le point ou le puits quitte la verticale

Inclinaison : l'angle du puits par rapport à la verticale

Azimuth : la direction du puits par rapport au nord

Open hole : parti du puits sans tubage

Tubing : colonne de production

Casing : tubage de dernier phase