

République Algérienne Démocratique Et Populaire
Ministère De l'Enseignement Supérieur Et De La Recherche
Scientifique

Université KASDI MERBAH OUARGLA

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

Département : Forage et Mécanique des chantiers pétroliers



Mémoire

MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Forage professionnel.

Présenté Par :

BOUZERARA Ilyas, BELKHIR Houssam, DERRADJI Ayoub

Thème :

Les problèmes de forage – causes et solutions

Soutenu publiquement le : 11/06/2024

Devant le jury :

M. KHELIFA Cherif	Président	UKMO
M. ABIDI SAAD Elfakeur	Examineur	UKMO
M. ABIDI SAAD Aissa	Encadrant	UKMO

Année Universitaire : 2023/2024

Remerciements

*En premier lieu, nous tenons à remercier notre DIEU
"Allah", notre créateur pour nous avoir la force pour
accomplir ce travail.*

*Nous adressons nos vifs remerciements à notre encadreur
MR. ABIDI SAAD Aissa pour nous avoir suivies
durant la préparation de ce travail et pour son aide si
précieuse, ces nombreux conseils et suggestions.*

*Nous tenons à remercier également, le président de jury et
les membres du jury pour l'honneur qu'ils nous font en
acceptant de juger et d'évaluer notre travail.*

*Nous remercions tous les enseignants département Forage
qui ont assurés notre formation durant tout le cycle
d'études.*

*Nos derniers remerciements, vont à tous ceux qui ont
contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce
travail.*



Dédicace

On dédie ce modeste travail à :

*Nos parents qui nous ont soutenus tous le long de cycle
pédagogique, pour leurs amours, leurs
encouragements, soutiens et sacrifices.*

*Nos dédicaces s'adressent également à nos familles,
nos amies et collègues pour leurs inconditionnels
soutiens.*

Nyas, Houssam, Ayoub

الملخص

على الرغم من التطور السريع في الصناعة النفطية، إلا أن هذه الأخيرة لا تزال تواجه تحديات ومشاكل تعيق سير العمل، ومن أهم المخاطر نذكر: تلوث سائل الحفر وفقدانه لخصائصه بسبب المكونات الموجودة داخل طبقات الأرض، وتسرب سائل الحفر، إضافة إلى خطر التصاق أنابيب الحفر داخل البئر، ورفسة الغاز (دخول الغاز) والتي تعتبر من أكثر المشاكل خطرا. كما تأثر على الأمن بالدرجة الأولى إضافة إلى تأخير في برنامج الحفر وخسائر مادية معتبرة. تهدف دراستنا لتحليل حالات حقيقية لأبار نفطية (BH-13 و OKS-61) لدراسة أسباب حدوث مشاكل الحفر وأيضا التعرف على المراحل المتبعة في معالجتها إضافة إلى توجيهات لتجنب حدوثها. **كلمات مفتاحية:** تلوث. سائل حفر. تسرب. التصاق. انابيب الحفر. الرفسة.

Résumé

Malgré le développement de l'industrie pétrolière, cette dernière est toujours confrontée à des défis et des problèmes qui entravent l'avancement des travaux, parmi les risques les plus importants, nous mentionnons la contamination de la boue de forage qui engendré la perte de ces propriétés, ainsi que la perte de boue de forage en plus du risque de coincement de la garniture de forage à l'intérieur du puits et du venue de gaz considéré comme l'un des problèmes les plus dangereux. Ces dangers ont principalement affecté la sécurité, en plus des retards dans le programme de forage et le coût élevé de l'opération.

Notre étude vise à analyser des cas réels de puits pétroliers BH-13 et OKS-61 pour étudier les causes des problèmes de forage, ainsi qu'à identifier les étapes utilisées pour les résoudre, en plus des recommandations pour éviter leur occurrence.

Mots clés : contamination, la boue de forage, perte, coincement, la garniture, venue.

Abstract

Despite the impressive development of the oil industry, it still faces challenges and problems that hinder the flow of work. Among the most important risks we mention the contamination of the drilling mud and the loss of its properties due to the components present in the layers of the formations, as well as the losses of the drilling mud in addition to the risk of stuck of the BHA inside the well, and also the kick of gas which is considered one of the most dangerous problems. These dangers primarily affect : the safety, duration (delay) and the high cost of drilling operation.

Our study aiming at analyzing real cases of oil wells (BH-13 and OKS-61) focusing on the study of the causes of drilling problems occurrence, as well as to identify the steps used to solve these problems, in addition to give recommendations that help in avoiding their occurrence.

Key words : contamination, loss, drilling mud, stuck pipe, BHA, kick.

Liste des abréviations

BHA : Bottom Hole Assembly.

UBD : Under-Balance Drilling.

OBD : Over-Balance Drilling.

MPD : Managed Pressure Drilling.

BOP : Blow Out Preventer.

STAB : Stabilisateur.

HWDP : Heavy Weight Drill Pipe.

DC : Drill Collar.

DP : Drill Pipe.

PDC : Polycrystalline Diamond Cutter.

ROP : Rate Of Penetration.

RPM : Rotation Par Minute.

WOB : Weight On Bit.

TQ : Torque (Le couple exercé sur l'outil).

OBM : Oil-Based Mud.

WBM : Water Based Mud.

Φ : Diamètre de la conduite (m).

Q : Débit hydraulique (L/ m).

ΔP : La différence entre la pression de fond et la pression de pores (bars).

Di : La densité initiale de la boue (kg/L).

Pt : Pressions en tête des tiges (bar).

Pa : Pressions en tête d'annulaire (bar).

Pr : Pression de refoulement (bar).

ΔP : Palier de pression de travail (bar).

PRr : Pression de refoulement final (bar).

Pr₁ : Pression de refoulement initiale (bar).

P_{pore} : La Pression de pores (bar).

P_{hann} : La Pression hydrostatique annulaire (bar).

P_{hint} : La Pression hydrostatique intérieur (bar).

P_{a1} : Pressions en tête d'annulaire initiale (bar).

P_{t1} : Pressions en tête des tiges (bar).

Z : Hauteur vertical initiale (m).

dr : Densité requise.

P_g : Pressions de gisement.

P_{c1} : Perte de charge.

d₁ : Densité de la boue .

P_{adm} : La pression admissible (bar).

P_{fond} : La pression du fond (bar).

LGS : Low Gravity Solids.

Y_p : Yield Point.

l : Allongement différentiel correspondant à la variation de traction (mm).

P_{DP} : Masse linéaire des tiges (corps + tool joints) (kg/m).

L : Longueur de tiges libres (m).

(T₂ - T₁) : Variation de traction appliquée sur la garniture exprimée en (10³ daN).

RIH : Run In Hole.

POOH : Pull Out Of the Hole.

OH : Open Hole.

NPT : No Productive Time.

Liste des figures

Chapitre I

Figure I. 1: Principe de forage rotary	1
Figure I. 2: Système de levage	5
Figure I. 3 : Système de rotation	6
Figure I. 4: Moteur diesel.	7
Figure I. 5: Système de circulation	8
Figure I. 6: Obturateurs de sécurité (B.O.P).	9
Figure I. 7: Les tiges de forage	10
Figure I. 8: Les masse tiges	10
Figure I. 9: Tige lourde	11
Figure I. 10: Stabilisateurs	11
Figure I. 11: Les principales classes d'outils de forage	12
Figure I. 12: Schéma d'une structure de forage rotary	13
Figure I. 13: Application du poids sur l'outil	14

Chapitre II

Figure II. 1: Différents types des formations	20
Figure II. 2: Lecture de Pression en tête et Pression annulaire.....	26
Figure II. 3: Première circulation de Driller's method	29
Figure II. 4: Deuxième circulation de Driller's method	30
Figure II. 5: Procédure de la Wait & Weight Method	31
Figure II. 6: Coincements par pression différentielle	35
Figure II. 7 : Trou de serrure (key seat)	36
Figure II. 8: Mauvais nettoyage du trou	37
Figure II. 9: Ferraille dans le trou	38
Figure II. 10: Les formations réactives	40
Figure II. 11: Formation faillées et fracturées	41
Figure II. 12: Formation fluentes (mobile)	42
Figure II. 13: Système de battage hydraulique (battage vers le haut)	43
Figure II. 14: Coulisse mécanique à double effet	43
Figure II. 15: Mise en place et déplacement du bouchon	44
Figure II. 16: Outil indicateur du point libre	46
Figure II. 17: Overshot Bowen (Basket grapple)	46
Figure II. 18: Overshot Bowen (Spiral grapple)	47
Figure II. 19: Tarauds et cloches taraudées	47
Figure II. 20: Opération de side-track dans un trou tubé avec pose d'un bouchon de ciment	48

Chapitre III

Figure III. 1: Localisation de puits OKS-61 54
Figure III. 2: La coupe lithologique du puits OKS-61 55
Figure III. 3: Profile du puits OKS-61 lors du coincement 58
Figure III. 4: L'emplacement du puit HB-13 63
Figure III. 5: La coupe lithologique du puits BH13 63
Figure III. 6: Variation pression annulaire au cours de circulation 64

Liste des tableaux

Chapitre III

Tableau III. 1: Informations général sur le puits	53
Tableau III. 2: Les coordonnées de puits OKS-61	54
Tableau III. 3: Le programme de forage	56
Tableau III. 4: Les caractéristiques de la boue dans la phase 26"	57
Tableau III. 5: Les caractéristiques de la boue dans la phase 6"	59
Tableau III. 6: Composition de poisson perdu dans le puits	60
Tableau III. 7: Pression annulaire et en tête de tige pendant le contrôle par le driller's method.	65
Tableau III. 8: Pression annulaire et en tête de tige pendant le contrôle par le Bullheading N1.	66
Tableau III. 9: Pression annulaire et en tête de tige pendant le contrôle par le Bullheading N2.	67
Tableau III. 10: Pression annulaire et en tête de tige pendant le contrôle par le Bullheading N3.	68

Remerciements

Dédicace

Résumé

Liste des abréviations

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction générale

Chapitre I Généralités sur le forage pétrolier

I.1	Introduction.....	1
I.2	Principe de forage rotary	1
I.3	Description de forage rotary	2
I.4	Systèmes de forage rotary	2
I.4.1	Système de levage	3
I.4.2	Système de rotation	5
I.4.3	Système de puissance	7
I.4.4	Système de circulation	7
I.4.5	Système de sécurité	8
I.5	Garniture de forage	9
I.6	Paramètres de forage	13
I.6.1	Facteurs mécaniques	14
I.6.2	Paramètres hydrauliques	15
I.7	Types de problèmes de forage	15
I.8	Conclusion	16

Chapitre II Les problèmes de forage

II.1	Introduction	17
II.2	Perte de circulation (Loss Circulation)	17
II.2.1	Définition	17
II.2.2	Types de Perte de circulation	17
II.2.3	Formations susceptibles de perdre	18
II.2.4	Causes principales de la perte de circulation	19
II.2.5	Indices des pertes	21

II.2.6	Recommandations préventives pour combattre les pertes de circulation	21
II.2.7	Contrôle des pertes pendant le forage	21
II.2.8	Colmatants	22
II.3	Venue (kick)	23
II.3.1	Définition	23
II.3.2	Causes des venues	23
II.3.3	Signes Précurseurs d'une venue	24
II.3.4	Signes positifs d'une venue	25
II.3.5	Contrôle de la venue et neutralisation du Puits	25
II.3.6	Méthodes de contrôle	27
II.3.6.1	Driller's Method	28
II.3.6.2	Wait and Weight Method	30
II.3.6.3	Méthode volumétrique	31
II.3.6.4	Bullheading method	32
II.4	Coincement	34
II.4.1	Définition	34
II.4.2	Classification de coincement	34
II.4.2.1	Coincements par pression différentielle	34
II.4.2.2	Coincements mécaniques	35
II.4.2.2.1	Trou de serrure (key seat)	35
II.4.2.2.2	Mauvais nettoyage du trou.....	36
II.4.2.2.3	Ferraille dans le trou	38
II.4.2.3	Coincements par instabilité des formations	39
II.4.2.3.1	Formations réactives	39
II.4.2.3.2	Formations faillées et fracturées	40
II.4.2.3.3	Formation fluentes (mobile)	41
II.4.3	Traitement des coincements	42
II.4.3.1	Battage	42
II.4.3.2	Injection des bouchons	43
II.4.3.3	Dévisage (BACK-OFF)	44
II.4.3.4	Raccordement et repêchage du matériel tubulaire	46
II.4.3.5	Side-track	47
II.5	Contamination de la boue	49
II.5.1	Indices de contamination	49
II.5.2	Types de contaminants	49
II.5.3	Identification des contaminants	50
II.6	Conclusion	52

Chapitre III Etude de cas

III.1	Etude de cas de coincement et de perte dans Le puits OKS-61	53
III.1.1	Historique de puits	53
III.1.2	Information générale sur le puits	53

III.1.3	Localisation de puits OKS-61	54
III.1.4	La coupe lithologique du puits OKS-61	54
III.1.5	Programme de forage	56
III.1.6	Perte de circulation lors du forage de la phase 26"	57
III.1.6.1	Caractéristiques de la boue dans la phase 26"	57
III.1.6.2	Analyse et interprétation	57
III.1.7	Coincement de la garniture lors du forage de la phase 6"	57
III.1.7.1	Profile du puits OKS-61 lors du coincement	58
III.1.7.2	Paramètres de forage lors du coincement	58
III.1.7.3	Caractéristiques de la boue	58
III.1.7.4	Déroulement et timing des opérations	59
III.1.7.5	Constat et interprétation	62
III.2	Contrôle de venue au niveau du puits BH-13	62
III.2.1	Historique de puits	62
III.2.2	La coupe lithologique du puits BH13	63
III.2.3	Les problèmes détectés	64
III.2.4	Traitement des problèmes	64
III.2.5	Les opérations de contrôle de la venue	65
III.3	Conclusion	69

Conclusion et Recommandation

Bibliographie

Annexes

INTRODUCTION GENERALE

Le forage pétrolier vise à atteindre les réservoirs souterrains contenant des hydrocarbures liquides ou gazeux, tout en minimisant les coûts et en préservant l'intégrité du puits pour une exploitation future (production ou injection). Cependant, le superviseur des opérations peut rencontrer divers obstacles au cours du processus, entraînant des ralentissements et des augmentations de coûts.

Parmi les problèmes majeurs qui constituent un grand obstacle pour la poursuite du forage : coincements de la garniture " stuck pipe ", venue " kick ", perte de circulation " loss circulation" et contamination de la boue.

L'objectif de cette étude est d'analyser ces problèmes et de faire ressortir les indications susceptibles de nous avertir de l'avènement de ces types des problèmes dans le futur. Pour ce faire, ce mémoire sera présenté en trois chapitres comme suit :

Dans le premier chapitre un état de l'art qui donne les notions de base du forage pétrolier, et ces divers problèmes est présenté. Ensuite, le deuxième chapitre comprend les problèmes de forage et ses traitements. Finalement, le troisième chapitre renferme une étude de cas de deux problèmes (coincement et perte) dans le même puits OKS-61, et un problème de contrôle de venue au niveau du puits BH-13 In Salah.

Chapitre I

Généralités sur le forage pétrolier

I.1 Introduction :

Le forage pétrolier est un processus technique complexe qui consiste à creuser un trou, appelé puits, dans la croûte terrestre afin d'explorer et d'exploiter des gisements d'hydrocarbures, principalement du pétrole et du gaz naturel.

Ce premier chapitre a pour objectif de fournir une description générale sur les systèmes de forage pétrolier, et avec plus précisément sur le forage rotary, ses principaux systèmes, et pour aussi la présentation d'équipement de forage (de train de tige et l'assemblage de fond BHA (Bottom Hole Assembly)) et les paramètres de forage (les facteurs mécanique et hydraulique) et en fin les types de problèmes de forage.

I.2 Principe de forage rotary :

La méthode de forage rotary utilise des outils à dents de type tricône ou des outils monoblocs comme les outils diamantés ou PDC. Pendant la rotation de l'outil, une force lui est appliquée par un poids. Cela permet de pomper en continu un fluide à travers l'outil, qui écrase la formation rocheuse et remonte les déblais vers la surface avec l'écoulement du fluide, Présenté dans la (Figure I.1).

La sonde de forage Rotary est l'appareillage nécessaire à la réalisation des trois fonctions suivantes [1] :

- Appliquer du poids sur l'outil.
- La rotation de l'outil.
- Assurer La circulation de la boue.

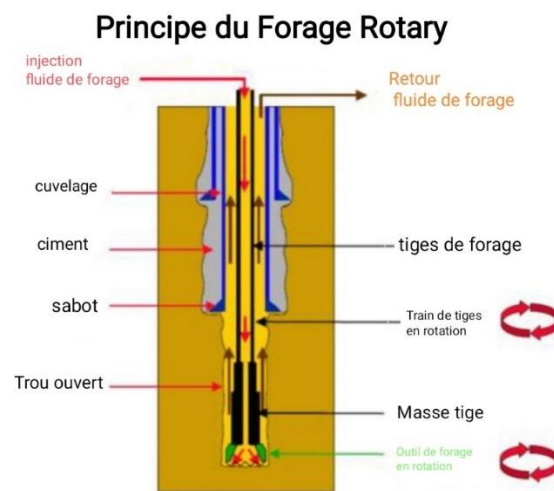


Figure I. 1: Principe de forage rotary [2].

I.3 Description de forage rotary :

L'accès aux hydrocarbures, que ce soit par des explorations terrestres (onshore) ou marines (offshore), implique inévitablement le forage. Cette opération complexe comprend un ensemble de techniques visant à creuser un puits vertical dans les profondeurs de la Terre, pouvant atteindre jusqu'à 6 kilomètres.

La première étape consiste à établir une plateforme de surface, qu'elle soit terrestre ou marine. C'est sur cette base que s'installe un imposant appareil de forage, équipé d'outils et d'équipements de pointe. Tel une perceuse géante, il va progressivement s'enfoncer dans le sous-sol, traversant une multitude de couches géologiques composées de sables, de calcaires, d'argiles, etc. jusqu'à atteindre la zone pétrolifère ciblée.

En substance, l'exploration pétrolière évoque une recherche scientifique des profondeurs de notre planète, nous permettant d'exploiter ses précieuses ressources fossiles [3].

Dans le forage, on trouve trois méthodes de forage, Under balance, over balance et at balance.

I.3.1 Forage en Under balance (UBD) :

La technique de forage en sous-pression (UBD), vise à maintenir une pression de fond de forage inférieure à la pression des pores de la formation géologique ciblée.

Cette approche repose sur l'injection de fluides de forage spécifiques, notamment de l'air, du gaz naturel ou de l'azote, dans la boue de forage. Cette dilution permet de réduire la pression hydrostatique exercée sur la formation, créant ainsi un environnement propice à l'extraction des hydrocarbures [4].

I.3.2 Forage en over balance (OBD) :

Pour le forage conventionnel, une pression de fond supérieure à la pression de formation est appliquée afin de maintenir le fluide de formation en place, laissant ainsi le puits ouvert à l'atmosphère [4].

I.3.3 Forage à pression gérée (MPD) :

Le forage à pression gérée (MPD) est une méthode innovante qui utilise une contre-pression en surface pour contrôler précisément la pression annulaire tout au long du puits. Cette technique permet de gérer dynamiquement la pression du puits, atténuant ainsi les risques associés au forage en surpression ou en sous-pression.

I.4 Systèmes de forage rotary :

Les puits de pétrole et de gaz sont principalement forés à l'aide du procédé de forage rotatif. Ce dernier implique la rotation d'un outil sous l'application d'une force verticale orientée dans le sens de l'avancement souhaité. Cet outil, appelé trépan, est utilisé pour tailler, strier et détruire

la roche. La circulation continue de boue à l'intérieur des tiges et dans l'espace annulaire entre les tiges et le trou permet d'évacuer les débris de roche vers la surface. La boue joue un rôle crucial dans le processus d'attaque de la roche par le trépan.

L'installation de forage, conçue pour permettre la manœuvre de la garniture de forage, inclut les systèmes suivants [5] :

- Le système de levage.
- Le système rotation.
- Le système de circulation.
- Le système de puissance.
- Un système de sécurité.

I.4.1 Système de levage :

Il se compose d'un derrick pouvant atteindre une hauteur de 80 mètres et d'un treuil motorisé situé au sol à sa base. Son rôle est de faire descendre et remonter la garniture de forage tout en permettant de maintenir partiellement le poids de l'ensemble de la garniture en retenant le poids appliqué à l'outil (voir la **Figure I.2**) [6].

I.4.1.1 Mouflage :

Le mouflage est une technique essentielle dans le domaine du forage, permettant de lever et de manœuvrer l'outil de forage avec précision et efficacité. Il consiste à enrouler le câble de forage autour de plusieurs poulies montées sur deux structures distinctes : une moufle fixe et une moufle mobile [7].

I.4.1.2 Tour ou le mât :

La tour et le mât sont des structures essentielles pour le levage des équipements de forage.

La tour : structure métallique pyramidale fixe, est principalement utilisée sur les appareils offshore. Sa capacité API (de 400 000 à 1 400 000 lbs) et sa capacité pratique (125 à 450 tonnes) définissent la charge maximale admissible. Sa hauteur détermine la longueur des stands (50 m depuis le sol pour des longueurs de trois tiges) et le nombre de stands pouvant être stockés. Elle peut également recevoir une tête d'injection motorisée.

Le mât, quant à lui, est démontable ou repliable, ce qui le rend plus polyvalent. Il est utilisé sur les appareils terrestres ou sur les tenders. Ses caractéristiques sont similaires à celles de la tour, avec une capacité API et une capacité pratique comparables. Sa hauteur peut varier en fonction des besoins, et il peut également être équipé d'une tête d'injection motorisée [6].

I.4.1.3 Moufle fixe (crown block) :

Le moufle fixe, situé au sommet de la tour ou du mât, est un ensemble de poulies (ou réas) sur lesquelles passe le câble de forage. Ce système de mouflage permet d'amplifier la force de levage et de faciliter la montée et la descente de l'équipement de forage [6].

I.4.1.4 Moufle mobile (travelling block) :

Le moufle mobile, suspendu au câble de forage, est également un ensemble de poulies sur lesquelles passe le câble. Sous cet ensemble se trouve le crochet, élément crucial pour la manipulation des équipements de forage [8].

I.4.1.5 Crochet (hook) :

Le crochet, fixé sous le moufle mobile, sert à soutenir la tête d'injection (motorisée ou non) ou la garniture en cours de manœuvre. Il est relié aux bras de levage fixés aux oreilles du crochet, permettant ainsi un contrôle précis de la position et du mouvement des équipements [8].

I.4.1.6 Treuil de forage :

Le treuil est un élément central de la sonde, joue un rôle crucial dans les opérations de forage. Sa capacité détermine la profondeur maximale à laquelle l'appareil de forage peut atteindre, et caractérise ainsi la sonde elle-même.

Cet ensemble mécanique polyvalent assure plusieurs fonctions essentielles :

- Manœuvre de levage : Le treuil permet de remonter et de descendre rapidement et en toute sécurité le train de tiges, élément central du forage.
- Rotation de la table : En l'absence d'un moteur indépendant, le treuil peut faire tourner la table de rotation, permettant ainsi de mettre en mouvement le trépan pour broyer la roche.
- Assemblage et désassemblage des tiges : Le treuil est essentiel pour l'assemblage et le désassemblage des tiges formant le train de tiges [6].

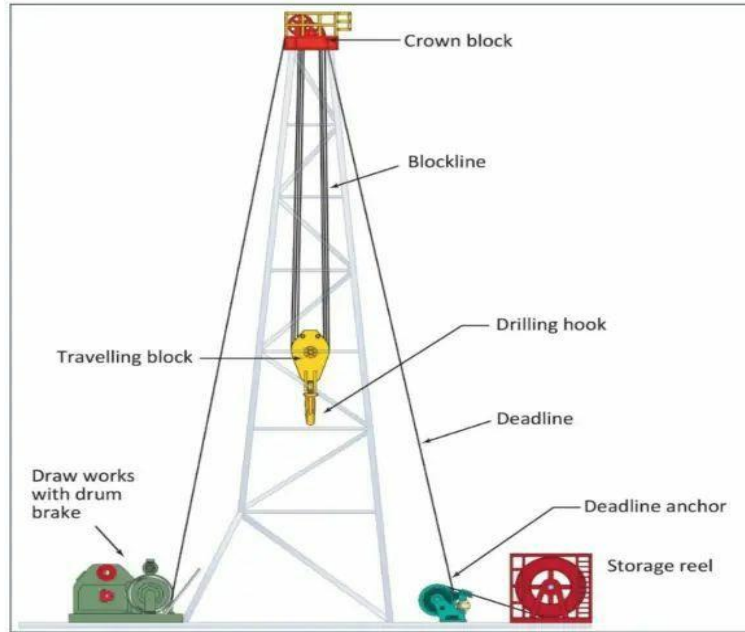


Figure I. 2: Système de levage [9].

I.4.2 Système de rotation :

La fonction rotation permettant la rotation de l'outil de forage et l'exécution d'opérations cruciales sur le plancher. Comme il est montré dans (Figure I.3).

Ce système comprend deux équipements essentiels [4] :

- La table de rotation.
- Top Drive.
- La tête d'injection.

I.4.2.1 Table de rotation :

Pendant les opérations de forage, la table de rotation joue un rôle doublement crucial Transmission du mouvement de rotation : Elle transmet la rotation du système de rotation à la garniture de forage, c'est-à-dire à l'ensemble des outils de forage, via des roulements et la tige d'entraînement. Cette rotation permet de broyer la roche et de faire progresser le forage.

Support de la garniture de forage : Lors des manœuvres, lorsque le forage est interrompu, la table de rotation supporte le poids de la garniture de forage. Des dispositifs de retenue spécifiques assurent le maintien sécurisé de l'ensemble en place.

La motorisation de la table de rotation s'effectue de deux manières:

- Sur les équipements légers : La rotation de la table de rotation est entraînée par une roue d'entrée et une chaîne, à partir du treuil de forage.

- Sur les équipements lourds : Une motorisation électrique autonome alimente directement la table de rotation, offrant ainsi une puissance et une précision accrues [10].

I.4.2.2 Top Drive :

Représente une innovation récente sur les chantiers de forage. Son objectif est de remplacer plusieurs équipements tels que le crochet, la tête d'injection, la table de rotation et la tige carrée. Cet appareil a démontré d'excellentes performances, offrant comme principal avantage la réduction du temps nécessaire pour les opérations de forage.

Le top drive est un équipement de rotation qui permet de faire tourner la garniture de forage directement depuis le sommet du mât. Sa remontée et sa descente sont assurées par une glissière fixée au derrick [11].

I.4.2.3 Tête d'injection :

Le composant est suspendu par son anse au crochet de levage et doit être conçu pour supporter à la fois la charge maximale de garniture et la vitesse de rotation maximale. Par ailleurs, un joint d'étanchéité rotatif permet l'injection sous pression du fluide de forage par le flexible de forage relié au col de cygne de la tête d'injection.

Il est important de noter que toutes les connexions au-dessus de la section utile de la tige d'entraînement doivent être à filetage à gauche afin de ne pas être débloquées par la rotation à droite de la table de rotation [1].

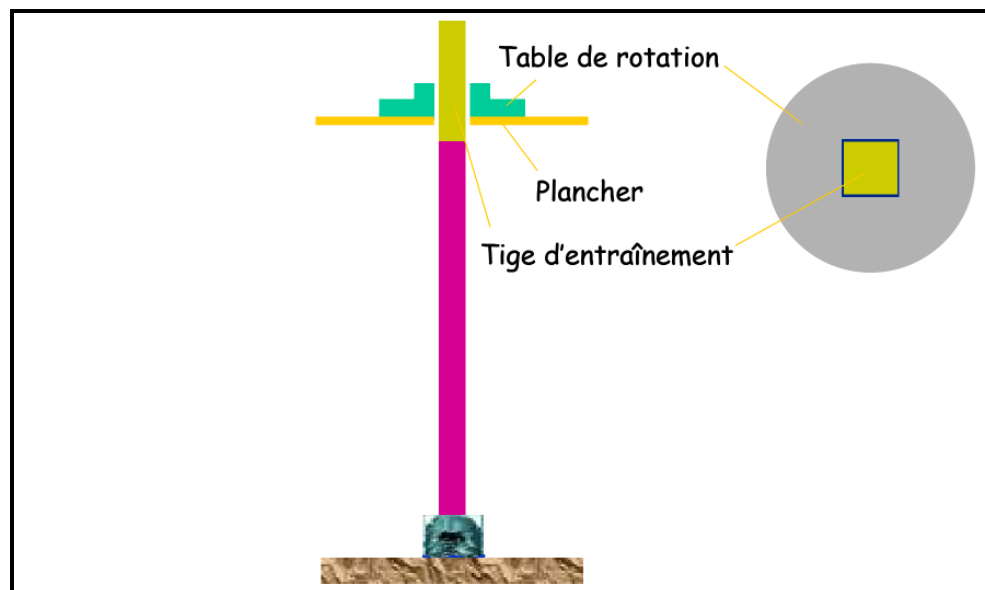


Figure I. 3 : Système de rotation [9].

I.4.3 Système de puissance :

Au cœur des opérations de forage se trouve un système de production d'énergie qui alimente les divers composants essentiels. Des moteurs diesel sont utilisés pour générer l'énergie requise, laquelle est ensuite distribuée sous forme électrique ou mécanique aux éléments clés du système : la pompe à boue, le treuil et la table de rotation.

L'optimisation de ce système est d'une importance cruciale étant donné que le coût énergétique constitue un facteur significatif dans le budget global d'un forage. Une estimation précise ainsi qu'une réduction maximale de ce coût s'avèrent primordiales pour garantir la rentabilité de l'opération tout en assurant le succès du forage [12].



Figure I. 4: Moteur diesel.

I.4.4 Système de circulation :

La boue de forage est préparée dans des bassins de grande capacité, la boue de forage est ensuite pompée dans les tiges creuses de la garniture de forage. Descendant le long de ces tiges, elle s'écoule par les orifices de l'outil de forage avant de remonter dans l'espace annulaire entre la garniture et le puits. Collectée en surface dans un tube vertical, la boue est débarrassée de ses déblais par des tamis vibrants puis réinjectée dans le puits pour poursuivre le forage. (**Figure I.5**)

La boue de forage refroidit et lubrifie l'outil et les parois du puits, transporte les déblais, maintient la pression et soutient les parois du puits. Véritable vecteur d'énergie, elle assure un fonctionnement efficace et sûr du forage [6].

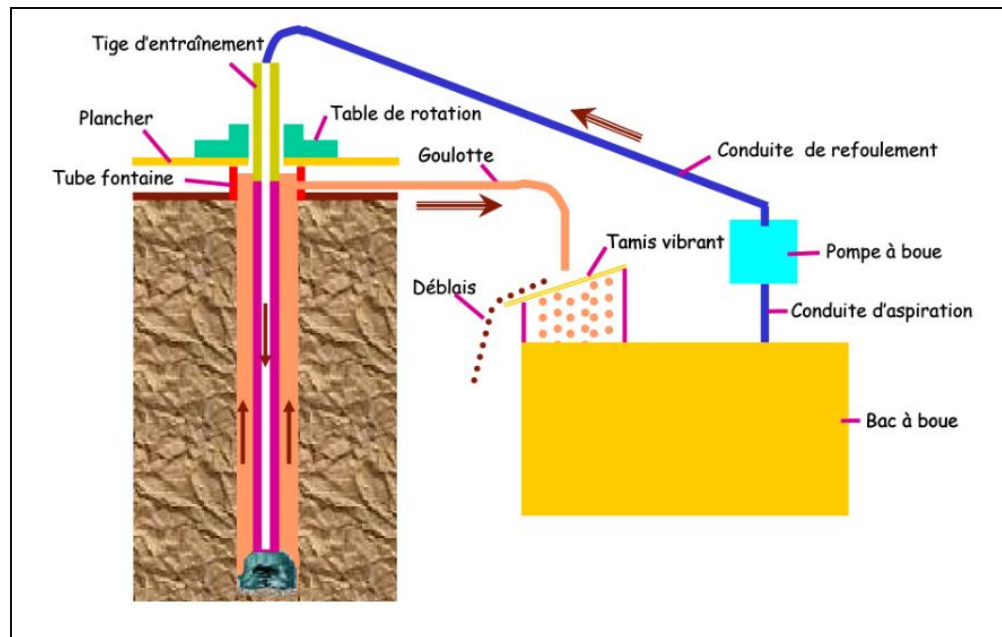


Figure I. 5: Système de circulation [9].

I.4.5 Système de sécurité :

Lors du forage de puits dans des gisements où une pression élevée des couches est présumée, afin de prévenir toute éruption de gaz et d'huile, la tête de puits est équipée de dispositifs d'étanchéité de sécurité appelés obturateurs de sécurité (B.O.P) [7].

I.4.5.1 Obturateurs (BOP) :

On utilise des obturateurs de puits (BOP) pour assurer la sécurité en cas d'éruption. Ces dispositifs comprennent plusieurs types d'obturateurs (**Figure I.6**) :

Sur tiges : Ferment le puits autour des tiges forées (fixe ou variable).

À fermeture totale : Coupe les tiges en urgence (shear rams) ou ferme complètement le puits (blind rams).

Annulaire : Ferme l'espace entre le tube de forage et la paroi du puits.

Les BOP sont contrôlés hydrauliquement et connectés à des lignes de boue lourde (kill line) et de dégazage (choke line).

Dans les zones à risque de gaz près de la surface (shallow gas), on utilise un diverter à la place des BOP. Ce dispositif dévie le gaz hors du puits via des sorties latérales jusqu'à sa purge complète [8].

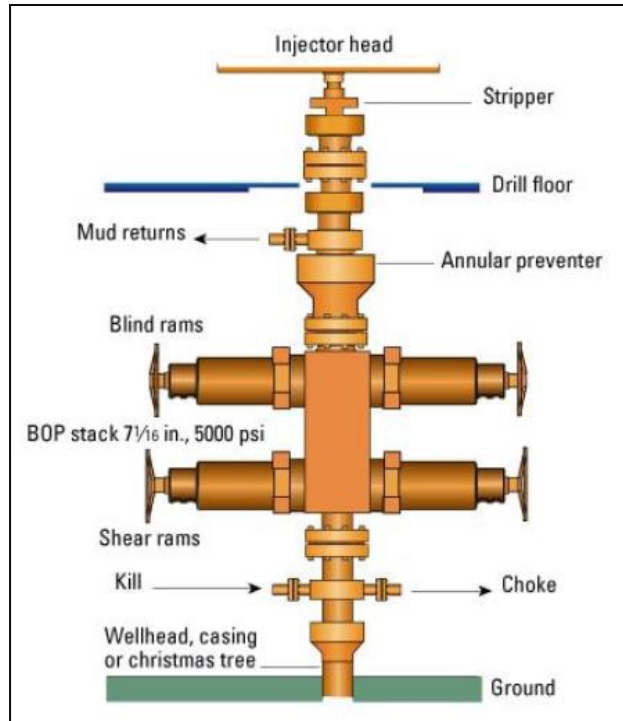


Figure I. 6: Obturateurs de sécurité (B.O.P).

I.5 Garniture de forage :

Les principaux équipements de la garniture de forage comprennent :

I.5.1 Tiges de forage :

Les tiges de forage (drill pipe) assurent la transmission de la rotation de la table à l'outil et permettent le passage du fluide de forage jusqu'à ce dernier. Elles doivent travailler sous tension pour éviter tout frottement contre les parois du puits, qui pourrait causer leur usure, des éboulements des parois ainsi que la déviation (**Figure I.7**).

I.5.1.1 Classification des tiges de forage :

- Diamètre : les plus courants sont 5" et 3^{1/2} ".
- Le poids nominal (lb/ft).
- L'extrémité (tool joint) : IU-EU-IEU (renforcement de l'extrémité par l'intérieur, par l'extérieur, ou les deux).
- Le grade E-X-G-S.
- La classe (range) : classe I (tige neuve), premium, classe II à classe IV par ordre croissant d'usure [13].

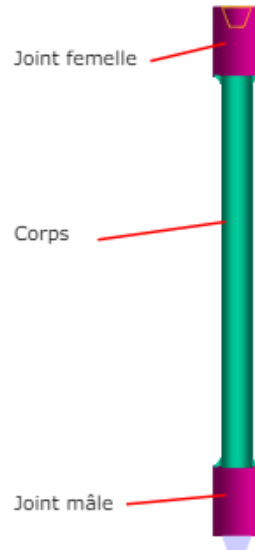


Figure I. 7: Les tiges de forage [13].

I.5.2 Masse tiges :

Les masse-tiges également appelées drill collars, sont des tiges plus solides, plus lourdes et moins flexibles que les tiges ordinaires. Leur diamètre extérieur est similaire à celui du puits afin d'éviter toute flexion lorsqu'elles sont soumises à une compression (**Figure I.8**) [9].

Certaines tiges de forage peuvent être filetées en spirale pour réduire le risque de colmatage dû à une pression différentielle, en diminuant la surface de contact entre la tige de forage et la paroi [8].



Figure I. 8: Les masse tiges [13].

I.5.3 Tiges lourdes :

Les tiges lourdes ont une flexibilité plus grande que celle des masse tiges et plus petite que celle des tiges normales (**Figure I.9**).

Dans les forages verticaux, les tiges lourdes sont fréquemment utilisées comme intermédiaires entre les masse-tiges et les tiges [13].

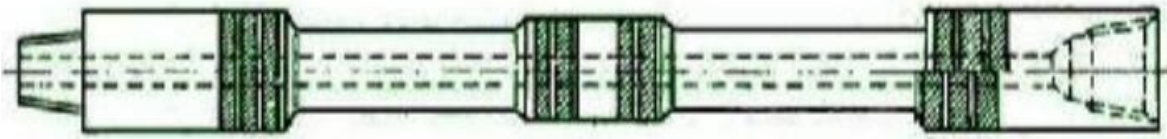


Figure I. 9: Tige lourde [13].

I.5.4 Equipements auxiliaires :

I.5.4.1 Stabilisateurs :

Ils ont un diamètre presque égal à celui de l'outil.

Intercalés entre les masse-tiges afin de garder et contrôler la trajectoire de l'outil, qu'elle soit verticale ou inclinée (Figure I.10) [1].

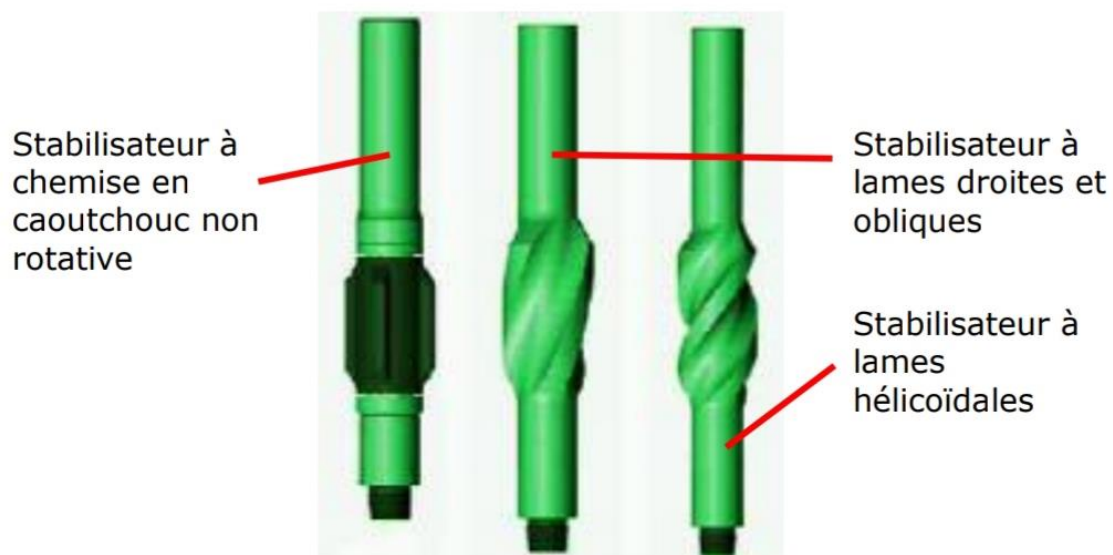


Figure I. 10: Stabilisateurs [13].

I.5.4.2 Raccords :

Ces éléments mécaniques permettent de relier les différents composants de la garniture (PDM/DC, DC/HWDP, HWDP/DP, ...). Leur petite taille assure une intégration compacte au sein de la garniture [11].

I.5.4.3 Shock-absorber :

Il s'agit d'une tige que l'on visse juste au-dessus de l'outil. Son rôle est d'absorber (filtrer) les vibrations engendrées par la rotation de l'outil de forage [12].

I.5.4.4 Coulisses de battage (Jar) :

Les coulisses de percussion de battage est utilisé pour appliquer un choc longitudinal dans le revêtement lorsqu'il est coincé dans le puits. Il peut effectuer des percussions vers le haut et/ou vers le bas.

- Battage vers le haut : On arme La coulisse en y appliquant une force pour le fermer, puis on exerce une traction. Un circuit hydraulique retarde l'ouverture du mécanisme qui se produit brusquement, utilisant l'énergie accumulée par l'élasticité des tiges pour provoquer un choc vers le haut.
- Battage vers le bas : La coulisse est armée en exerçant une traction pour l'ouvrir. Ensuite, on y applique une force. Le choc se produit vers le bas [8].

I.5.5 Outil de forage :

Est un élément rotatif fixé à l'extrémité inférieure de la garniture de forage. Il joue un rôle crucial dans le processus de forage en brisant et en excavant la formation rocheuse pour créer un puits.

Les outils se déclinent en une variété de types (voir **Figure I.11**), (les outils de forage tricônes et les outils de forage monobloc de type PDC (diamants synthétiques poly-cristalline)) [3].

Chacun étant conçu pour s'attaquer à des formations rocheuses spécifiques. Le choix du trépan approprié dépend de la dureté et des caractéristiques de la roche à forer, ainsi que des objectifs de forage [5].

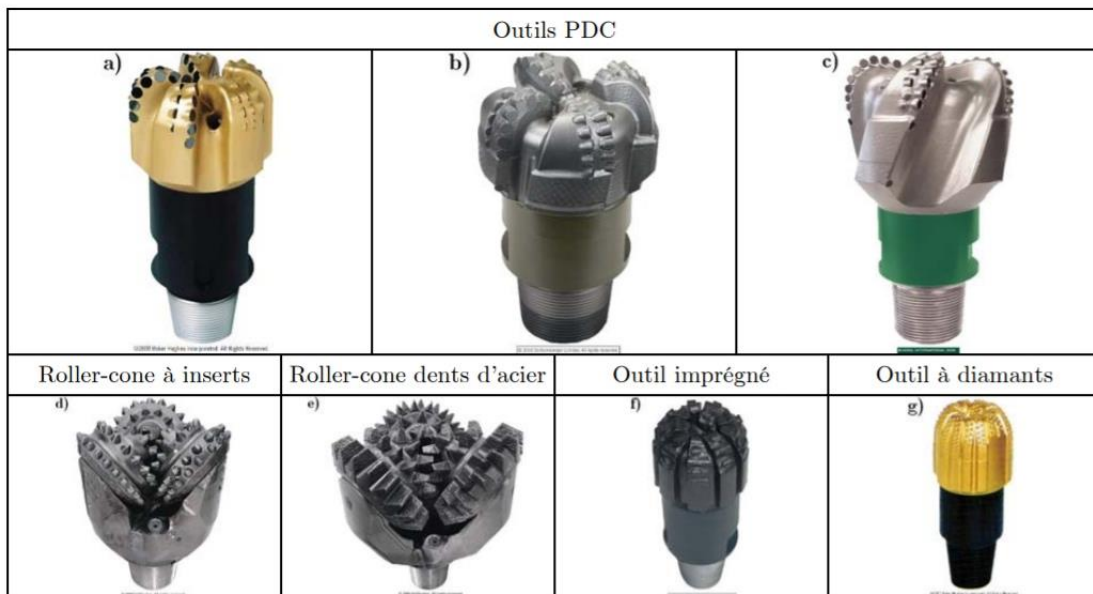


Figure I. 11: Les principales classes d’outils de forage [4].

I.6 Paramètres de forage :

Les paramètres de forage constituent l'ensemble des facteurs mécaniques et hydrauliques qui influencent la vitesse de progression (Rate of Penetration, ROP) lors des opérations de forage.

Le ROP, exprimé en mètres par heure (m/h), représente la profondeur forée par unité de temps. L'optimisation du ROP est un objectif crucial dans l'analyse du processus de forage, car elle permet de réduire le temps passé sur une installation de forage, qu'elle soit terrestre ou marine, et d'améliorer ainsi la rentabilité du projet [14].

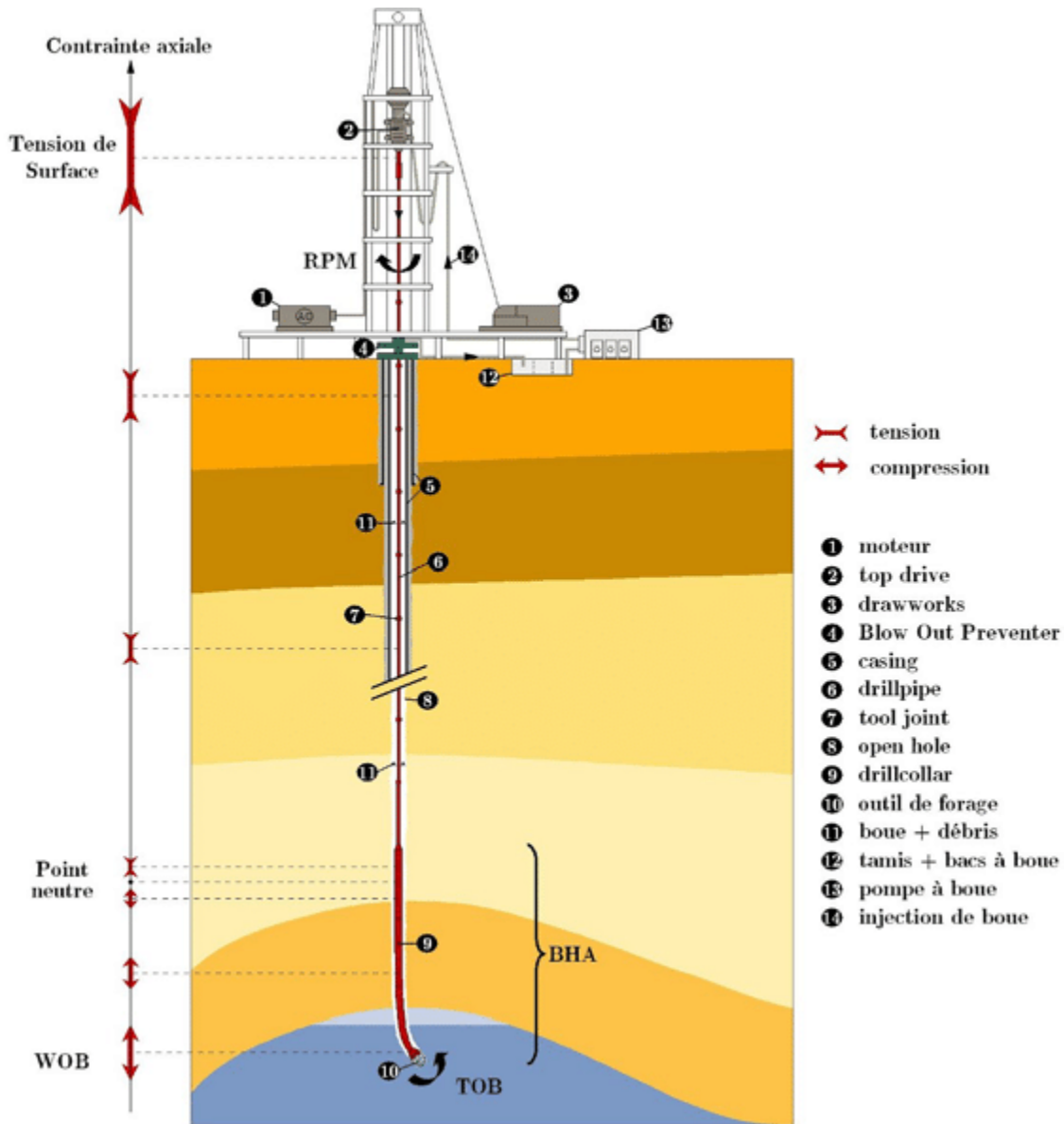


Figure I. 12: Schéma d'une structure de forage rotary [15].

I.6.1 Facteurs mécaniques :

I.6.1.1 Vitesse de rotation (RPM) :

La vitesse de rotation du trépan, exprimée en tours par minute (tours/min), détermine la vitesse à laquelle les dents du trépan frappent la roche et la brisent.

Le choix optimal de la vitesse de rotation dépend de la formation géologique à forer, du type de trépan utilisé et de la charge appliquée sur le trépan (WOB). Des vitesses de rotation trop élevées peuvent entraîner une usure excessive du trépan et une détérioration de la qualité du trou de forage, tandis que des vitesses trop faibles peuvent ralentir le ROP. En général, les vitesses de rotation usuelles se situent entre 60 et 250 tours/min [14].

I.6.1.2 Poids sur l'outil (WOB) :

Le WOB représente la force verticale appliquée sur le trépan par l'ensemble de forage. Cette force est essentielle pour briser la roche et faire progresser le trépan en profondeur. Un WOB adéquat permet d'optimiser le ROP et de minimiser l'usure du trépan. Le WOB dépend de plusieurs facteurs, tels que le poids de l'ensemble de forage, la tension du câble de soutien et les caractéristiques de la formation géologique. Les valeurs usuelles de WOB se situent entre 10 et 10^3 kN, la **Figure I.13** représente l'application du poids sur l'outil [14].

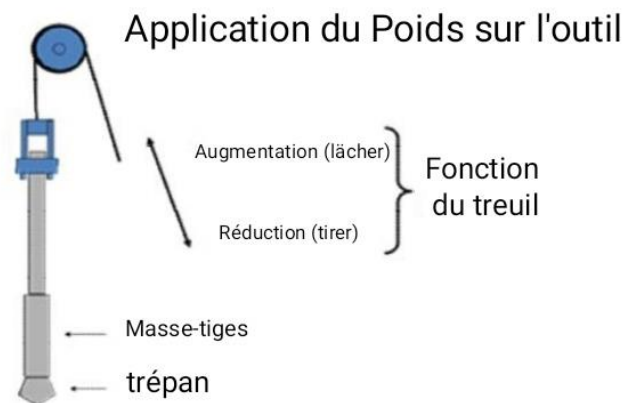


Figure I. 13: Application du poids sur l'outil [16].

I.6.1.3 Couple exercé sur l'outil (TQ) :

Le TQ correspond au couple transmis par l'ensemble de forage au trépan lors de sa rotation. Ce couple est crucial pour assurer la transmission efficace de la puissance au trépan et pour briser la roche.

Le TQ est influencé par plusieurs facteurs, tels que le couple produit par le moteur de forage, les frottements entre les tiges de forage et la paroi du puits, et la résistance de la formation à la pénétration du trépan. La valeur du couple en surface varie généralement entre 200 et 3000 kg.m [14].

I.6.2 Paramètres hydrauliques :

I.6.2.1 Fluide de forage :

Le choix du type de fluide de forage, également appelé boue de forage, est déterminant pour les performances du forage. Les propriétés physico-chimiques de la boue de forage influencent directement son efficacité dans l'accomplissement de ses diverses fonctions, telles que le transport des débris de forage, le refroidissement et la lubrification du trépan, et le maintien de la stabilité du trou de forage [14].

Trois types de boue sont couramment utilisés :

- La boue à base d'eau (Water Based Mud),
- La boue à base d'huile (Oil Based Mud),
- La boue synthétique (Synthetic Based Mud).

I.6.2.2 Pression et débit hydraulique :

L'évacuation efficace des débris de forage dépend non seulement des propriétés du fluide de forage mais également de la pression et du débit hydrauliques appliqués. Une pression et un débit adéquats permettent de transporter efficacement les débris vers la surface, d'éviter le colmatage du trépan ou du puits, et de maintenir la stabilité du trou de forage [14].

I.6.2.3 Densité de la boue :

La densité de la boue de forage joue un rôle crucial dans le contrôle de la pression dans le puits et la fourniture d'informations précieuses sur la formation géologique en cours de forage. En mesurant la densité de la boue, les foreurs peuvent évaluer la présence de gaz dans les roches, identifier les fluides présents dans le réservoir et piloter efficacement la garniture de forage [14].

I.7 Types de problèmes de forage :

Le forage, un processus crucial pour l'exploration et l'exploitation des ressources pétrolières et gazières, peut être confronté à divers problèmes qui peuvent affecter sa progression, sa sécurité et sa rentabilité. Anticiper et prévenir ces problèmes est essentiel pour un forage efficace et rentable. Types de problèmes de forage courants :

I.7.1 Perte de circulation (Loss Circulation) :

Il est indispensable que le puits reste en permanence rempli de boue. Ceci permet de maintenir une pression suffisante pour retenir les effluents dans leur réservoir et les argiles fluides pour les empêcher de s'introduire dans le puits. La boue permet également de maintenir les parois du puits et éviter leur effondrement.

Mais si l'on fore une roche qui ne supporte pas la pression hydrostatique de la boue, cette dernière entre dans la roche et son niveau dans le puits chute, ce qui entraîne la chute de la pression qu'elle exerce sur les parois du puits et les effluents ou les argiles fluides s'introduisent ainsi dans le puits, créant des venues ou des coincements.

Pour éviter ce problème, il faut utiliser une boue qui exerce une pression sur la zone à pertes inférieure à la pression qui provoque cette perte.

I.7.2 Venue (Kick) :

Une venue se produit lorsque des fluides de formation, tels que du gaz ou du pétrole, s'introduisent dans le puits pendant les opérations de forage. Ce phénomène est causé par une pression de formation insuffisante pour être maîtrisée par la pression de la boue de forage.

Une venue incontrôlée peut rapidement évoluer en éruption de puits, ce qui représente un danger majeur pour la sécurité des travailleurs, l'environnement et les installations [2].

I.7.3 Coincement de la garniture de forage (Stuck Pipe) :

Le coincement de la garniture de forage, représentant environ 40% des coûts totaux de forage d'un puits, survient lorsque la garniture de forage (tiges, outils, trépan) se bloque dans le puits et ne peut plus être ni avancée ni retirée.

Ce problème peut avoir diverses causes, telles que le coincement mécanique (grippage entre la garniture et la paroi du puits), le coincement différentiel (différence de pression entre le puits et la formation) ou le coincement lié à la formation (effondrement de la formation) [2].

I.7.4 Contamination de la boue (Mud Contamination) :

La contamination de la boue survient lorsque des matériaux étrangers, tels que des contaminants provenant de la formation géologique ou des additifs de boue mal contrôlés, pénètrent dans le système de boue. Cela peut altérer les propriétés physiques et chimiques de la boue, telles que la densité, la viscosité et la filtration, affectant négativement ses performances. Les systèmes de boue à base d'eau sont généralement plus sensibles à la contamination que les systèmes à base d'huile [2].

I.8 Conclusion :

Ce chapitre indique les notions de bases de notre étude de cas, ce qui nous permettra d'acquérir les concepts et les processus importants pour son exécution. Cependant nous avons constaté que malgré les moyens déboursés dans ce sens durant l'opération du forage on peut s'affronter à plusieurs obstacles.

Chapitre II

Les problèmes de forage

II.1 Introduction :

Durant le déroulement d'un forage, plusieurs types d'accidents peuvent survenir en interdisant la poursuite normale de l'opération. Nous allons tout d'abord énumérer les principaux types d'accidents possibles en cours de forage :

- ✚ Perte de circulation.
- ✚ Venue.
- ✚ Coincement de la garniture de forage.
- ✚ Contamination de la boue de forage.

II.2 Perte de circulation (Loss Circulation) :

II.2.1 Définition :

La perte de circulation, également connue sous le nom de "perte", se produit lorsque la boue de forage s'écoule de manière incontrôlée dans une formation perméable, souvent appelée "zone de voleur". Cela peut entraîner une diminution du niveau de boue dans le puits, une augmentation de la pression de formation et des difficultés pour contrôler le puits [2].

II.2.2 Types de Perte de circulation :

II.2.2.1 Pertes partielles :

Les pertes partielles surviennent lorsque la circulation de la boue est réduite mais pas totalement interrompue. Le trou de forage demeure rempli de boue, mais la quantité de boue perdue est remarquable.

En règle générale, les pertes partielles sont considérées comme importantes lorsque le débit de boue perdue dépasse 5 m³/h.

Les pertes partielles peuvent entraîner une diminution de la pression hydrostatique, une perte de contrôle du puits, des dommages à la formation et des retards dans les opérations de forage.

II.2.2.2 Pertes totales :

Les pertes totales se produisent lorsque la circulation de la boue est complètement interrompue. La boue se déverse entièrement dans la formation, vidant le puits jusqu'à ce que la pression hydrostatique de la colonne de boue restante équilibre la pression de formation.

Les pertes totales se manifestent par l'absence de retour de boue en surface.

Les pertes totales représentent des situations critiques pouvant entraîner des éruptions de puits, des effondrements de formation, des dommages à l'équipement et des risques pour la sécurité du personnel [9].

II.2.3 Formations susceptibles de perdre :

Il existe quatre catégories de formation offrant des possibilités de pertes, ce sont par ordre de gravité croissant, comme expliqué dans la (**Figure II.1**) :

- ✚ Les formations non consolidées ou très perméables.
- ✚ Les formations fracturées naturellement.
- ✚ Formations fragiles.
- ✚ Les formations cavernueuses.

II.2.3.1 Formations non consolidées ou très perméables :

Présentent un risque élevé de pertes de circulation durant le forage

En effet, si les pores de la formation sont plus grands que les particules de la boue, cette dernière peut s'écouler dans la formation, entraînant une perte de volume de boue.

Cependant, il est important de noter que ce phénomène ne se produit généralement pas dans les formations consolidées ou à perméabilité normale (inférieure à 100 Darcy), telles que les argiles, les marnes ou les sables.

Dans ces formations, la boue a tendance à se colmater contre les parois des pores, empêchant sa pénétration et limitant les pertes de circulation à la phase liquide (filtration).

II.2.3.2 Formations fracturées naturellement :

Les pressions terrestres ont souvent pour effet de briser ou de fissurer les couches calcaires et rocheuses. Ces fractures naturelles se forment principalement à la jonction de deux formations chimiquement différentes.

II.2.3.3 Formations fragiles :

Ces formations sont susceptibles de se fracturer facilement, en particulier dans des sols peu structurés tels que les argiles.

II.2.3.4 Formations cavernueuses :

Ces formations se rencontrent principalement dans les terrains calcaires en raison du phénomène de dissolution. Dans ces zones cavernueuses, les voies de circulation des fluides sont généralement très étendues et peuvent se présenter sous forme de cavités, de fissures ou de canaux. La capacité de ces cavernes peut être si importante qu'elles peuvent entraîner la perte de quantités de boue contenant des particules de taille supérieure à ce que les pompes sont conçues pour aspirer [17].

II.2.4 Causes principales de la perte de circulation:

II.2.4.1 Cause liée avec les caractéristiques de la boue:

a. Pression au sein de la boue trop élevée:

Lorsque la pression au sein de la boue est trop élevée, des pertes de circulation se produisent en raison d'un déséquilibre de pression entre le milieu traversé et les fluides utilisés en forage, qu'il s'agisse d'une densité trop élevée ou d'une pression de refoulement trop élevée. Cela entraîne des pertes de circulation car la pression dans le puits dépasse la pression de la couche, ce qui résiste au mouvement du fluide de circulation dans la couche.

b. Cause liée aux caractéristiques rhéologiques:

Des pertes de charge élevées dans l'annulaire à grande profondeur sont causées par une viscosité plastique et une valeur de seuil trop élevée.

c. Cause liée à la thixotropie :

La circulation reprend ou une manœuvre trop rapide avec une boue à gel élevé entraîne une surpression importante au fond. À faible profondeur et en cas de pertes par infiltration dans les terrains à perméabilité moyenne, le maintien d'une thixotropie élevée permet souvent l'arrêt des pertes. En effet, le gel colmate les terrains en profondeur tandis que les pertes de charge diminuent [18].

II.2.4.2 Cause liée avec les caractéristiques de la formation:

Il existe quatre catégories de formation offrant des possibilités de perte :

- Les formations poreuses à haute perméabilité.
- Les formations fracturées par la boue (schistes).
- Les formations cavernueuses.
- Les formations naturellement fissurées.

a) Formation poreuse à haute perméabilité :

Les formations contenant des vacuoles ou des fissures fines peuvent provoquer des fuites partielles de boue, qui pénètre dans ces cavités.

Lors de saccades pendant le forage, les fissures peuvent s'agrandir, entraînant des fuites totales de boue si la pression du fluide de forage augmente de manière excessive.

b) Formation fracturée par la boue (schistes) :

Les formations stratifiées (schistes) peuvent se fracturer suite à des surpressions créées par la densité de la boue ou des pertes de charge dans l'espace annulaire.

c) Formation caverneuse :

Les cavernes présentes dans les calcaires, dues à la dissolution et à l'érosion, peuvent causer des pertes de boue importantes et difficiles à colmater.

d) Formations naturellement fissurées (calcaires) :

Dès que la pression du fluide de forage dépasse la pression de formation dans les roches calcaires fissurées, des pertes de boue se produisent.

L'ampleur des pertes est proportionnelle à la vitesse de progression du forage dans la zone fracturée [18].

II.2.4.3 Causes diverses :

- Reprises brutales de pompe.
- Pose de tubage dans une formation à faible pression.
- Surpression et dépression dues aux manœuvres trop rapides [17].

- a- Les formations poreuses à haute perméabilité.
- b- Les formations caverneuses.
- c- Les formations fracturées.
- d- Les formations fragiles.

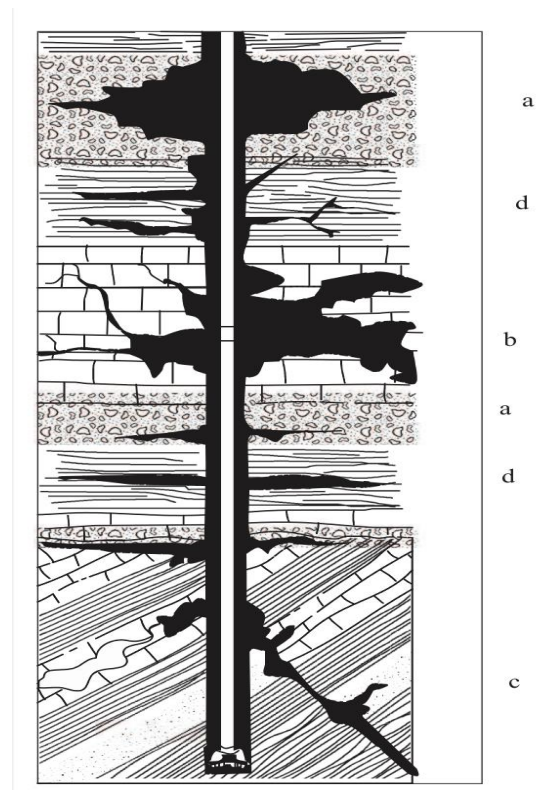


Figure II. 1: Différents types des formations [18].

II.2.5 Indices des pertes :

II.2.5.1 Perte partielle :

En cas de perte partielle de circulation, les indicateurs suivants sont observés :

- Réduction du débit de retour dans la goulotte.
- Diminution progressive du niveau de la boue dans les bacs.
- Si la pompe de forage est à l'arrêt (pendant une manœuvre), le niveau hydrostatique de la boue de forage dans le puits diminue partiellement.

II.2.5.2 Perte totale :

En cas de perte totale de circulation, les indicateurs suivants peuvent être observés :

- En mode de circulation de la pompe de forage, absence de retour de boue dans la goulotte.
- Si la pompe de forage est à l'arrêt (pendant une manœuvre), diminution brusque du niveau hydrostatique de la boue de forage dans le puits [19].

II.2.6 Recommandations préventives pour combattre les pertes de circulation :

Afin de réduire les risques de perte, il faut utiliser les paramètres minimaux requis :

- Densité juste nécessaire pour tenir les parois du puits et les fluides contenus dans les réservoirs.
- Débit minimal pour réduire les pertes de charge annulaires la réduction du débit.
- Entraîne la réduction de la vitesse d'avancement (ROP), en forant avec des paramètres (poids sur l'outil et vitesse de rotation) réduits.
- Forer la zone à pertes avec des colmatants.
- Descendre la garniture lentement pour réduire l'effet du pistonage vers le bas [20].

II.2.7 Contrôle des pertes pendant le forage:

La première solution consiste à injecter des produits d'obturation pour colmater les pores ou les fissures des formations sujettes à la perte de circulation. Il existe une large gamme de produits d'obturation, parmi lesquels on peut citer:

- Agents d'obturation ajoutés à la boue de forage.
- Système de mélange en surface.
- Système de mélange en profondeur.

En fonction de l'importance du phénomène de perte de circulation, une technique optimale est choisie pour chaque cas [19].

II.2.8 Colmatants :

Les produits colmatants naturels ou synthétiques sont en nombre considérable. Ils sont classés de la façon suivante [22] :

II.2.8.1 Colmatants granulaires :

En raison de leur forme anguleuse et de leur distribution granulométrique, ils agissent en obstruant efficacement les fissures en profondeur. Ces matériaux présentent une grande résistance mécanique aux pressions différentielles. Nous utilisons des produits durs et calibrés tels que :

Les noyaux d'abricots, de cerises, d'olives, etc...

Les granulométries utilisées sont les suivantes :

Super ϕ : produit brut tout venant.

Gros ϕ : de 1,6 à 5 mm (+ 33 à - 37 AFNOR).

Moyen ϕ : de 0,5 à 1,6 mm (+ 28 à - 33 AFNOR).

Fin ϕ : de 0,16 à 1,6 mm (+ 23 à - 28 AFNOR).

II.2.8.2 Colmatants fibreux :

Leur objectif est de "tisser une trame" autour des colmatants granulaires. Ces matériaux présentent une faible résistance mécanique à l'extension (rupture des fibres sous l'influence des pressions différentielles). Citons notamment : les fibres de bois, de cannes à sucre et les fibres cellulosiques.

II.2.8.3 Colmatants lamellaires :

Ils provoquent principalement un colmatage de surface. Ils sont généralement utilisés pour améliorer le colmatage réalisé par les colmatants granulaires et fibreux. Ils comprennent : les déchets de cellophane et de mica.

II.2.8.4 Colmatants gonflants :

Ils permettent d'obtenir rapidement un fluide de très haute viscosité. Citons notamment : les gommes, qui, avec l'aide d'un catalyseur, produisent une gelée extrêmement visqueuse.

II.2.8.5 Colmatants à "prise" :

Injectés sous forme liquide, ils durcissent après un certain temps. Citons : le ciment, le plâtre, etc [22].

II.3 Venue (kick) :

II.3.1 Définition :

Une venue est définie comme l'intrusion d'un fluide indésirable à partir d'une formation perméable dans un puits, dès que la pression de fond devient inférieure à la pression de pores.

Ces fluides peuvent être du gaz, du pétrole ou de l'eau, et leur arrivée soudaine peut causer des problèmes importants, tels que des éruptions de puits, des pertes de contrôle du puits et des dommages à l'équipement [21].

II.3.2 Causes des venues :

Les principales causes des venues sont les suivantes :

- Densité de la boue de forage insuffisantes :

Si la densité de la boue de forage est trop faible, la pression hydrostatique exercée au fond du puits peut devenir inférieure à la pression des fluides dans la formation.

Lorsque cette différence de pression est importante, les fluides de la formation peuvent s'introduire dans le puits, provoquant une venue.

- Pistonnage dans le puits :

Le pistonnage peut se produire lors d'un mouvement ascendant de la garniture du forage, par exemple lors de l'ajout de tiges ou de manœuvres de forage.

Le mouvement ascendant de la garniture peut créer une dépression dans le puits, entraînant l'aspiration des fluides de la formation vers la surface.

- Baisse du niveau de boue dans l'annulaire :

Une baisse du niveau de boue dans l'espace annulaire du puits peut également diminuer la pression hydrostatique au fond du puits.

Cette baisse de niveau peut être due à un remplissage insuffisant lors de manœuvres de forage ou à des pertes de boue dans la formation [1].

II.3.3 Signes Précurseurs d'une venue :

- Augmentation du taux de pénétration (Drilling Break) :

L'augmentation du taux de pénétration lors du forage d'une formation à pression anormalement élevée serait principalement due à la réduction de la pression différentielle et à l'augmentation de la porosité.

- Augmentation du couple et des frottements :

Une augmentation du couple et des frottements par rapport à leurs niveaux habituels pendant le forage pourrait indiquer la pénétration d'une zone à pression anormalement élevée. Cette élévation peut être interprétée comme un signe d'instabilité des parois du trou, provoquée par la diminution de la pression différentielle, entraînant le fluage des argiles et l'accumulation des déblais autour du BHA.

- Réduction de la densité des argiles :

En règle générale, la densité des argiles augmente avec la profondeur en raison de la compaction. Lorsqu'une zone est soumise à une pression anormalement élevée, cela entraîne généralement une augmentation de la porosité, ce qui se traduit par une diminution de la densité des argiles.

La mesure de l'écart entre la densité des argiles (mesurée en surface) et la tendance normale de variation sur la courbe (densité normale/profondeur) est utilisée comme un moyen de détecter les zones soumises à une pression anormalement élevée.

- Taille, forme et volume des déblais :

Les déblais de grande taille peuvent être produits dans les zones de transition et à pression anormalement élevée suite à une pression différentielle négative.

- Changement des propriétés de la boue :

La venue d'un fluide plus léger dans le puits entraîne une diminution de la densité de la boue, généralement associée à une variation de la viscosité en fonction du type de boue et de la nature de l'effluent.

- Changement dans la température de la boue en sortie :

La variation du gradient normal de température se caractérise par une diminution près de la zone de transition, suivie d'une augmentation plus rapide que la normale en y pénétrant.

- Diminution de l'exposant "d" :

La méthode de l'exposant "d" a été introduite pour normaliser la vitesse de progression, afin d'éliminer l'effet des variations des paramètres de forage et d'obtenir une mesure représentative de la forabilité des terrains [21].

II.3.4 Signes positifs d'une venue :

L'apparition d'un signe positif indique l'introduction d'un volume d'effluent dans le puits, ce qui nécessite l'arrêt immédiat des opérations en cours et la fermeture rapide du puits.

En cas de signe positif, il est interdit d'effectuer une vérification du débit (flow check) : cette démarche non seulement entraîne une perte de temps, mais augmente également les gains et complique le contrôle de la venue [20].

II.3.4.1 En cours de forage :

- Augmentation du débit à la goulotte.
- Augmentation du niveau de la boue dans le bac actif.
- Présence de débit à la goulotte avec les pompes arrêtées.

II.3.4.2 En cours de manœuvre :

- Le volume de remplissage est inférieur au volume extrait.
- Le volume de boue récupéré est supérieur au volume injecté.
- Il y a un écoulement à la sortie malgré l'arrêt des pompes [20].

II.3.5 Contrôle de la venue et neutralisation du Puits :

II.3.5.1 Calculs préalables :

Pendant le forage, avant la venue du fluide, une série de calculs et de mesures est effectuée et consignée en première page d'une fiche de contrôle (feuille de pertes). Ces évaluations sont actualisées à chaque modification significative des données. (**Annexe B**)

La première page renferme les données relatives à la formation afin de calculer la pression maximale autorisée lors du contrôle de venue, les pertes de charge à des débits préalablement établis, les volumes dans le puits et à la surface, ainsi que le nombre de coups et les temps nécessaires pour les effectuer.

La deuxième page, dédiée aux données et calculs relatifs à l'effluent, est remplie dès la stabilisation des pressions et sera utilisée pour le contrôle de venue [21].

II.3.5.2 Calculs après la venue :

- **Pression de pore :**

Lorsque la venue survient pendant le forage d'un réservoir, l'effluent entrera dans le puits et suivra le sens de la circulation de la boue, en remontant dans l'espace annulaire sans pénétrer à l'intérieur de la garniture, même en l'absence de clapet anti-retour. Après fermeture et stabilisation des pressions en tête, il est nécessaire de calculer la pression de pore afin de déterminer la densité de boue requise pour équilibrer cette pression. La pression de pore peut être calculée à partir de P_{t1} ou P_{a1} .

$$P_{pore} = P_{a1} + Ph_{ann} \quad (\text{II. 1})$$

$$\text{Ou } P_{pore} = P_{t1} + Ph_{int} \quad (\text{II. 2})$$

La pression hydrostatique dans l'espace annulaire est constituée des pressions hydrostatiques de la colonne de boue (contenant des déblais, donc une densité incertaine) et du bouchon de gaz, dont la densité est inconnue et la hauteur difficile à calculer avec précision.

Donc, il est plus précis et plus facile de calculer la pression de pore à l'aide de P_{t1} : (équation II.2)

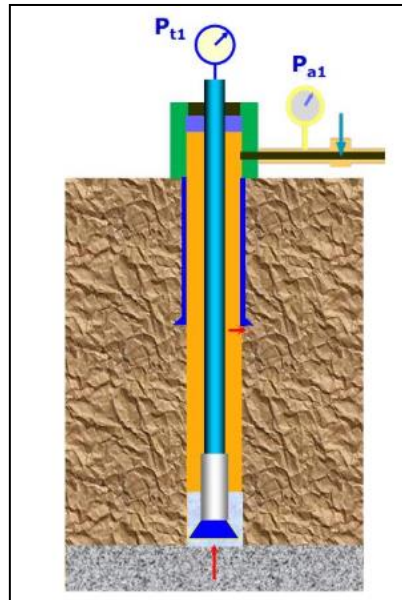


Figure II. 2: Lecture de Pression en tête et Pression annulaire.

A la fermeture du puits juste après la venue, le gain et la profondeur sont notés et les pressions en tête des tiges (P_{t1}) et de l'annulaire (P_{a1}) sont relevées après stabilisation. Toutes ces valeurs sont portées sur la deuxième page de la fiche de contrôle (kill sheet) et les calculs suivants sont immédiatement effectués :

- **Densité requise :**

C'est la densité de la boue nécessaire à contrebalancer la pression de pore pour éviter toute autre venue.

$$P_{pore} = P_{t1} + Z \times \frac{d_1}{10.2} = Z \times \frac{d_r}{10.2} \quad (\text{II. 3})$$

$$\text{D'où : } d_r = P_{pore} \times \frac{10.2}{Z} \quad (\text{II. 4})$$

$$d_r = d_1 + \frac{10.2 \times P_{t1}}{Z} \quad (\text{II. 5})$$

- **Pression de refoulement initiale :**

C'est la pression de refoulement à débit réduit avec la boue de densité initiale.

$$Pr_1 = Pt_1 + Pc_1 \quad (\text{II. 6})$$

- **Pression de refoulement finale :**

C'est la pression de refoulement à débit réduit avec la boue de densité requise [21].

$$PR_r = Pc_1 \times \frac{d_r}{d_1} \quad (\text{II. 7})$$

II.3.5.3 Choix du débit de contrôle :

Lors du contrôle d'une venue, la circulation sous duse doit être effectuée à un débit faible (réduit), dans le but de :

- Réduire les surpressions exercées dans le puits par la diminution des pertes de charge annulaire.
- Accorder le temps nécessaire à l'opérateur de la duse pour l'ajuster et réagir efficacement en cas de problème.
- Permettre au dégazeur d'effectuer le dégazage de la boue.
- Minimiser les risques d'usure de la duse.

Les pertes de charge pour le débit réduit préalablement choisi doivent être mesurées (lues sur le manomètre du panneau de commande des duses) et tenues à jour avant toute arrivée [20] :

- À chaque changement d'équipe, d'ensemble de fond, ou de caractéristiques de la boue ;
- Après le forage d'une section d'environ 150 à 200 m ;
- Après une réparation sur les pompes.

II.3.6 Méthodes de contrôle :

Quelle que soit la méthode de contrôle de puits choisie, il est essentiel de préalablement sélectionner, mesurer, calculer et maintenir à jour plusieurs paramètres, parmi lesquels :

La pression maximale admissible (P_{adm} , paramètre calculé) Le débit de contrôle (Q_r , paramètre choisi) Les pertes de charge au débit de contrôle (P_{ci} , paramètre mesuré) D'autres paramètres nécessaires au contrôle doivent être recueillis après la venue. Il s'agit notamment des paramètres P_{t1} , P_{a1} et du gain. (**Annexe A**)

À partir de ces paramètres et des données du puits et de l'équipement, la fiche de contrôle est établie.

Il existe plusieurs méthodes de contrôle de venue, mais toutes visent le même principe fondamental qui consiste à maintenir une pression constante pendant toute la durée du contrôle au fond égale à P_g ou légèrement supérieure [21].

II.3.6.1 Driller's Method :

La méthode de forage Driller's est la plus ancienne méthode utilisée et est considérée comme la plus simple à mettre en œuvre car le contrôle peut être effectué immédiatement après la fermeture du puits sans nécessiter de préparation spéciale.

Cette méthode consiste à :

Tout d'abord, circuler et évacuer la venue avec la densité initiale de forage.

Ensuite, remplacer la boue initiale par une boue de densité suffisante pour équilibrer la pression de pores.

Procédure de mise en œuvre de la méthode de forage Driller's :

Fermer le puits dès l'observation d'un signe positif de venue.

Noter le gain et relever les pressions stabilisées en tête des tiges et à l'annulaire.

Remplir la fiche de contrôle (kill sheet) (voir **Annexe B**) [21].

- **Première circulation : évacuation de la venue :**

1. Commencez la régulation en ouvrant légèrement la buse et en démarrant la pompe par paliers jusqu'à ce que le débit de régulation (Q_r) soit atteint, en ajustant la buse pour maintenir une pression annulaire constante et égale ou légèrement supérieure à la pression stabilisée en tête d'annulaire (P_{a1}).
2. Lorsque le débit de contrôle est atteint, la pression de refoulement (mesurée en tête des tiges) doit être égale ou légèrement supérieure à la pression de circulation initiale calculée (PRI).
3. Maintenir un débit constant jusqu'à ce que la venue soit complètement évacuée tout en ajustant la conduite pour maintenir la pression de refoulement constante et égale à la pression de circulation initiale : (**équation II.6**)
4. Pendant la circulation de la venue, la pression P_a augmentera progressivement jusqu'à atteindre sa valeur maximale lorsque le sommet du bouchon arrive sous les BOP, puis commencera à diminuer avec l'évacuation du gaz.
5. Après l'évacuation complète du bouchon de gaz, et en l'absence d'un autre bouchon intrus, il convient de lire : **$P_a = P_{t1}$**
6. Si la circulation est interrompue, il convient de lire [20] :

$$P_t = P_a = P_{t1}.$$

La **Figure II.3** explique le déroulement de l'opération :

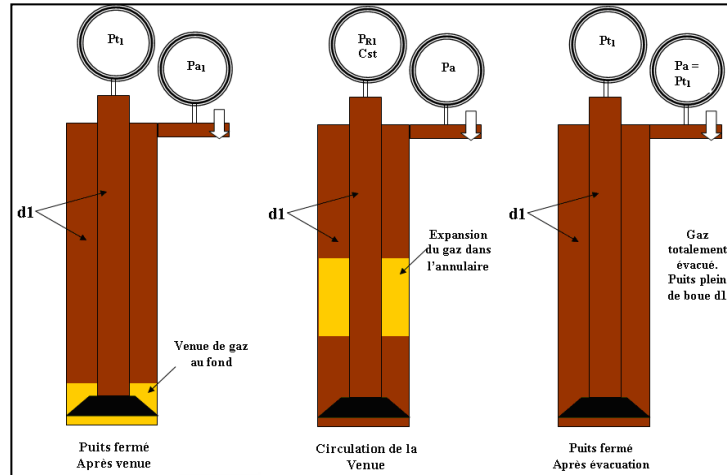


Figure II. 3: Première circulation de Driller's method [22].

• **Deuxième circulation :**

1. Lorsque la boue de densité requise est prête, ouvrez légèrement la vanne de la conduite de forage et démarrez la pompe progressivement jusqu'à atteindre le débit de contrôle, en ajustant la vanne pour maintenir la pression de l'annulaire constante et égale à la valeur de la pression initiale de la première circulation ($P_a = P_{t1}$).
2. Maintenez un débit constant et ajustez la vanne pour obtenir une pression de refoulement décroissante, passant de la pression initiale de circulation (P_{r1}) à la pression finale de circulation (P_{Rr}) selon le graphique pré-établi.
3. Une fois que la boue lourde a atteint l'outil, il faut maintenir une circulation à pression de refoulement constante et égale à la pression finale de circulation (P_{Rr}) jusqu'à l'arrivée de la boue de densité requise en surface. En principe, la pression annulaire devrait être nulle.
4. Arrêtez la circulation, fermez la duse et vérifiez que les pressions en tête des tiges et dans l'annulaire sont nulles.
5. Ouvrir le puits et continuer les opérations normales de forage après conditionnement de la boue [21].

La **Figure II.4** explique le déroulement de la deuxième circulation.

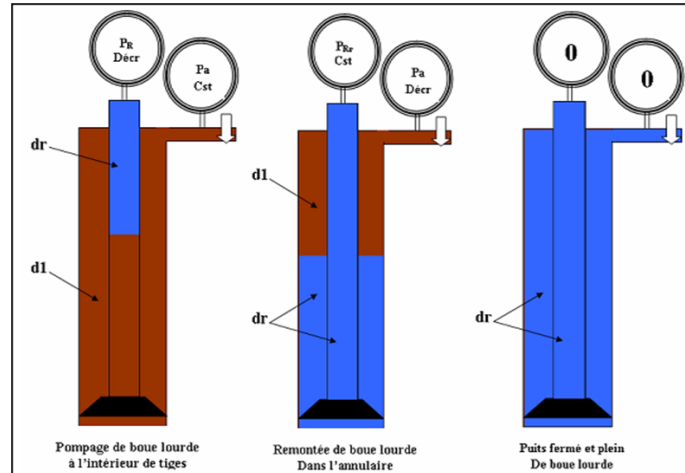


Figure II. 4: Deuxième circulation de Driller's method [22].

Avantages:

- Contrôle immédiat suite à la détection de signes positifs d'arrivée et stabilisation des pressions.
- Application simple de la procédure.

Inconvénients:

- Génère des pressions élevées dans l'anneau susceptibles de provoquer la fracturation au point fragile.
- Engendre des fortes pressions en surface, exposant ainsi les équipements à ces pressions pendant de longues périodes.
- Temps de contrôle élevé.
- Risque d'usure (Wash out) de la duse en raison de la longue durée de circulation [22].

II.3.6.2 Wait and Weight Method :

Le contrôle est effectué en une seule étape (**Figure II.5**), consistant à évacuer le fluide de forage tout en remplaçant la boue initiale par une boue ayant la densité requise, tout en maintenant une pression constante égale à la pression de pore sur le fond du puits.

Ensuite, la pression de refoulement diminue de la valeur initiale PRI à la valeur finale PRr lorsque la boue lourde atteint l'outil, puis reste constante jusqu'à ce que cette boue atteigne la surface. Cela suppose que les pertes de charge dans l'espace annulaire sont nulles.

Au début du cycle : (**équation II.6**).

Quand la boue lourde arrive à l'outil : (**équation II.7**).

A la fin du cycle et après arrêt de la pompe [21] : $P_a = P_t = 0$.

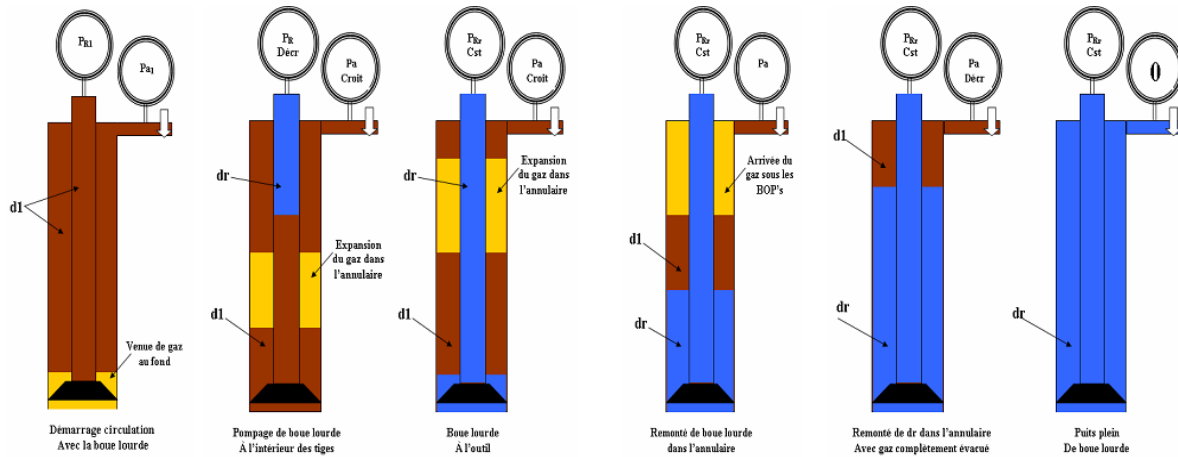


Figure II. 5: Procédure de la Wait & Weight Method [22].

Avantages :

- Réduction du risque de fracturation, notamment pour les découvertes très longues.
- Diminution de la pression en tête d'annulaire pendant le contrôle.
- Risque moindre d'usure de la duse (Wash out) en raison de la réduction du temps de circulation.

Inconvénients :

- Attente importante pour préparer la boue à la densité requise, augmentant ainsi le risque de coincement et d'obstruction de la garniture, soit par décantation des déblais, soit par éboulement dû à une densité initiale insuffisante pour maintenir la stabilité des parois du trou et le colmatage dû à la pression différentielle.
- Difficultés d'homogénéisation de la boue pour des volumes importants.
Migration de gaz pendant l'attente.
- Difficulté à prévoir le comportement du gaz dans l'espace annulaire.
- Présence de plusieurs fluides dans l'espace annulaire, qui empêché le suivie de l'évolution des pressions [22].

II.3.6.3 Méthode volumétrique :

La méthode volumétrique est une technique de contrôle conventionnel qui consiste à faire remonter à la surface un influx de gaz sans circulation, en laissant le gaz se détendre de manière contrôlée. Cette méthode est utilisée dans des situations particulières où la circulation de l'effluent devient impossible, telles que : Garniture de forage hors du trou Garniture coincée loin du fond Bouchage de la garniture de forage Arrêt de la force motrice Siffleur ou rupture de la garniture de forage On distingue deux cas possibles lors de l'application de la méthode volumétrique :

Premier cas :

Lorsqu'il y a communication de pression entre l'espace annulaire et l'intérieur des tiges avec impossibilité de circulation, on opte pour ce qu'on appelle la méthode de purge classique à chaque fois que la lecture de la pression en tête des tiges est possible.

Cette méthode consiste à purger de la boue afin de maintenir la pression en tête des tiges constante et égale à la valeur de la pression stabilisée (P_{t1}) jusqu'à l'arrivée du gaz sous les obturateurs, où il sera évacué en circulation ou en utilisant une technique de lubrification.

En pratique, une marge de sécurité est prise pour pallier aux fluctuations des pressions lors de la manipulation de la vanne.

Deuxième cas:

Absence de communication de pression et impossibilité de circulation.

En cas d'impossibilité de lire la pression en tête des tiges, le contrôle de la pression de fond doit être effectué à l'aide du manomètre annulaire [22].

Mise en œuvre de la méthode :

- 1) Noter la pression stabilisée en tête d'annulaire Pa_1 .
- 2) Laisser la pression annulaire monter jusqu'à la valeur

$$Pa_2 = Pa_1 + S + \Delta P \quad (\text{II. 8})$$

- 3) Purger dans le trip tank à pression annulaire constante et égale à Pa_2 le volume de boue V calculé correspondant à la position du gaz dans l'annulaire en utilisant de préférence la duse manuelle.
- 4) Laisser la pression annulaire monter d'une valeur égale au pallier de travail ΔP choisi. La pression annulaire aura une nouvelle valeur. $Pa_3 = Pa_2 + \Delta P$) Répéter les conséquences 3 et 4 jusqu'à l'arrivée du gaz en surface, puis évacué en utilisant la lubrification [22].

II.3.6.4 Bullheading method :

En cas d'incapacité des méthodes conventionnelles de contrôle de puits, la méthode bullheading permet d'injecter du fluide de forage dans la formation afin de refouler l'intrusion. Cette technique d'urgence est uniquement employée dans des situations spécifiques :

- Volume important de l'effluent susceptible de générer des pressions élevées en tête d'annulaire.
- Présence potentielle d' H_2S dans l'intrusion.
- Garniture de forage éloignée du fond du puits ou absence totale de garniture [23].

Les facteurs influençant le succès de la méthode bullheading :

Le succès de l'opération bullheading dépend de plusieurs facteurs critiques qui doivent être soigneusement évalués avant de procéder à l'injection de fluide de forage dans la formation :

- Volume de l'effluent : Un grand volume de l'effluent, potentiellement contaminé par la boue de forage, peut compliquer l'opération et augmenter les risques.
- Pression admissible : La pression maximale autorisée pour l'injection est déterminée par la résistance de la formation géologique, du tubage et des équipements de surface. Le dépassement de cette limite peut entraîner des fractures indésirables et des défaillances structurelles.
- Perméabilité de la formation : La perméabilité de la formation influence la capacité du fluide de forage à refouler l'intrusion. Une formation peu perméable peut limiter l'efficacité de la méthode bullheading.
- Position de l'effluent : La localisation de l'effluent dans le puits est un facteur crucial. Si l'effluent se trouve à proximité de zones sensibles, comme des couches productrices, l'injection de fluide de forage peut causer des dommages irréparables.
- Risques de fracturation : L'injection de fluide de forage à haute pression peut fracturer la formation, créant de nouveaux conduits d'écoulement pour l'effluent et aggravant la situation [23].

Préparation de la méthode :

Avant d'utiliser la méthode bullheading, il est essentiel de suivre ces étapes :

- Évaluer la vitesse de migration de l'intrusion : Déterminer la vitesse à laquelle l'intrusion se propage dans le puits est crucial pour planifier l'injection de fluide de forage.
- Calculer la pression admissible : En tenant compte de la densité de la boue de forage actuelle, calculer la pression maximale autorisée lors de l'injection pour éviter des fractures indésirables.
- Préparer le volume de boue adéquat : Assurer la disponibilité d'un volume de boue suffisant pour refouler l'intrusion depuis sa position initiale jusqu'au fond du puits, en prévoyant un excédent de 50%.
- Augmenter la densité de la boue (si possible) : Si le temps le permet, augmenter la densité de la boue de forage pour améliorer son efficacité à refouler l'intrusion.
- Connecter la pompe à la ligne de refoulement : Préparer la pompe et la connecter à la ligne de refoulement (kill line) pour injecter le fluide de forage dans l'annulaire [24].

Procédures de l'opération :

- Débuter le pompage vers l'espace annulaire avec un débit réduit et une vitesse de pompage supérieure à celle de migration de l'effluent.
- Veiller à ce que la pression de pompage reste en dessous de la pression admissible. En cas d'augmentation continue de la pression, interrompre le pompage et surveiller la pression. Une baisse de pression indique le succès de l'opération.
- Si la pression diminue après l'arrêt du pompage, reprendre le pompage à débit maximal.
- Poursuivre le pompage jusqu'à l'obtention du sommet de l'effluent dans la formation.
- Arrêter le pompage et vérifier la concordance des pressions à la tête de l'annulaire et des tiges.

- Si nécessaire, augmenter la densité de la boue et procéder à la circulation selon les méthodes conventionnelles jusqu'au nettoyage complet du puits [24].

II.4 Coincement :

II.4.1 Définition :

Le coincement de la garniture de forage reste l'un des problèmes courants rencontrés lors du forage rotatif. On considère que la garniture de forage est coincée lorsqu'il est impossible de le libérer du trou sans l'endommager et sans dépasser la charge maximale autorisée par le crochet de l'appareil de forage. En général, cette situation est causée par l'un des trois problèmes distincts suivants :

Coincements par instabilité des formations : Ces coincements se produisent dans des formations géologiques instables, telles que des formations éboulantes, fluentes, non consolidées, gonflantes, etc.

Coincements par pression différentielle : Ces coincements surviennent au niveau de formations poreuses et perméables.

Coincements mécaniques : Ces coincements sont causés par des obstacles physiques dans le trou de forage, tels que des rétrécissements, des chutes de ferraille ou de ciment, un écrasement du tubage ou une accumulation excessive de déblais due à un mauvais nettoyage du puits.

II.4.2 Classification de coincement :

II.4.2.1 Coincements par pression différentielle :

Une différence de pression entre la pression hydrostatique de la boue de forage et la pression de formation peut poser problème lorsque la pression hydrostatique est supérieure à la pression de formation. Dans les formations perméables, cette différence de pression peut enfoncer la garniture de forage dans le trou (**Figure II.6**). Lorsque le coincement différentiel, le train de tiges ne peut pas être déplacé vers le haut ou le bas [25].

Causes :

- La BHA est en face d'une zone perméable.
- Boue à filtrat élevé.
- Densité de la boue élevée (over balance).
- Contact entre la garniture de forage et le trou.
- Absence de circulation entre la garniture de forage et le trou.
- Mouvement insuffisant de la garniture de forage [25].

Signes :

- Augmentations de la fréquence des tractions pendant les ajouts de tiges.
- La circulation de la boue est possible.
- La Garniture coincée en rotation et en translation.
- Augmentation de la pression hydrostatique (over balance) [27].

Actions préventives :

- Utiliser les masse-tiges et les HWDP spiralées.
- Réduire le filtrat de la boue.
- Garder toujours la garniture en mouvement et réduire au minimum les temps d'arrêts en statique [27].

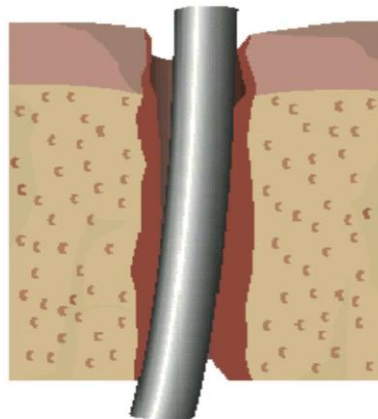


Figure II. 6: Coincements par pression différentielle [26].

II.4.2.2 Coincements mécaniques :**II.4.2.2.1 Trou de serrure (key seat) :**

Un trou de serrure (**Figure II.7**) est créé par le frottement de la garniture de forage contre la formation dans les sections déviées du puits (dog legs). Les corps et les tool joints de la colonne forée creusent une serrure dans la roche d'un diamètre à peu près similaire à celui des joints. Lorsqu'on remonte la garniture de forage, le BHA (Bottom Hole Assembly) peut se retrouver coincé dans cette serrure si son diamètre est trop petit pour permettre son passage [27].

Causes :

- Changement d'angle et d'azimut.
- Après de longues périodes de forage rotary sans contrôle de trou.
- Causé par la rotation des tiges contre la paroi du trou au même endroit et créant une gorge appelée "key Seat" ou trou de serrure.
- Lors des remontées des garnitures, les tool-joints ou les masse-tiges coincent au droit de ces "key seats" [26].

Signes :

- Se produit uniquement en remontant du trou (POOH).
- La circulation de la boue se fait normalement.
- La garniture est libre vers le bas à moins que celle-ci a été forcée vers le haut.
- Tractions cycliques au moment de passage des tool-joints au niveau du key-Seat pendant les manœuvres [26].

Actions préventives :

- Minimiser la sévérité des dog legs.
- Utilisation de "Key Seat wiper".
- Évitez les changements d'inclinaison du trou [28].

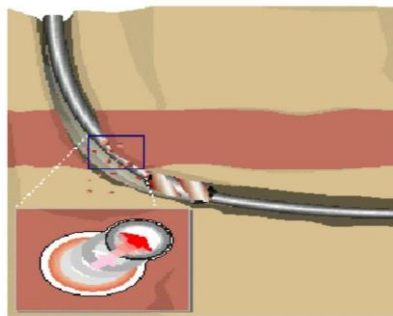


Figure II. 7 : Trou de serrure (key seat) [26].

II.4.2.2.2 Mauvais nettoyage du trou

Un mauvais nettoyage des déblais de forage (cuttings) peut entraîner leur accumulation dans l'espace annulaire au fond du trou de forage, provoquant ainsi le coincement du train de forage. En forage dirigé, les débris peuvent s'accumuler sur le côté inférieur du trou (**Figure II.8**) [26].

Causes :

- Inadéquation entre le débit de forage et la vitesse d'avancement.
- Les caractéristiques de la boue ne sont pas adaptées.
- Sédimentation des déblais à l'arrêt de la circulation.
- Les déblais forés ne sont pas transportés jusqu'en surface [26].

Signes :

- Les déblais de forage ne remontent pas jusqu'à la surface.
- Faible transfert du poids à l'outil avec une nette diminution du ROP.
- Augmentation de la pression de refoulement.
- Efforts de traction élevés à l'intérieur du tubage.
- Augmentation des "Torque and drag" durant le forage, des tractions pendant les ajouts et les remontées de garniture.
- Diminution sensible du volume des déblais au niveau des tamis [26].

Actions préventives :

- Pomper des bouchons de boue basse viscosité/haute viscosité (Low vis. Et high vis).
- Suivre la sortie de déblais au niveau des tamis.
- Améliorer la vitesse de remontée de la boue dans annulaire.
- Contrôler la vitesse d'avancement.
- Maintenir les pompes de la boue en marche.
- Circuler tous les déblais de forage avant de remonter (POOH) [27].



Figure II. 8: Mauvais nettoyage du trou [26].

II.4.2.2.3 Ferraille dans le trou

Débris tombés dans le trou provenant de la surface ou de l'équipement de fond, qui descendent le long du puits et bloquent la garniture de forage (**Figure II.9**) [27].

Causes :

- En raison d'un mauvais entretien du plancher de forage.
- Une défaillance de l'équipement de fond de trou.
- Le couvercle du trou n'est pas installé [30].

Signes :

- Traces de métal au niveau des tamis.
- Observation soudaine d'un torque irrégulier.
- Travaux de réparation/maintenance récemment effectués sur le plancher de forage [30].

Actions préventives :

- Mettre un couvercle approprié au niveau de l'ouverture de la table de rotation.
- Inspecter les outils et équipements avant leur mise en œuvre.
- Installer les "essui-tiges" pendant les manœuvres de remontée.
- Utiliser uniquement les équipements ayant été inspectés [27].



Figure II. 9: Ferraille dans le trou [26].

II.4.2.3 Coincements par instabilité des formations :

II.4.2.3.1 Formations réactives :

Sont des formations composées de montmorillonite et de shales bentoniques (**Figure II.10**). Les argiles contenues dans ces schistes absorbent l'eau de la boue de forage et se désagrègent ou gonflent dans le trou de forage. Lors des opérations de manœuvre, la garniture de forage peut se coincer dans la section gonflée du trou. Ce problème est plus fréquent lorsque des boues à base d'eau sont utilisées. Il peut également se produire lors du forage avec des boues à base d'huile si la salinité de la formation est supérieure à la salinité de la boue [31].

Causes :

- Utilisation de boues à base d'eau (WBM) dans les schistes et les argiles : Les argiles de ces formations sont plus sensibles de gonfler au contact de l'eau.
- Lors du forage avec une spécification de boue incorrecte, en particulier, une concentration insuffisante d'additifs d'inhibition dans l'OBM et le WBM tels que les sels (KCl, CaCl), le glycol et le polymère [26].

Signes :

- Généralement observé pendant les opérations de remontée de la garniture de forage (POOH).
- Augmentation de la pression de refoulement.
- Circulation est très difficile et parfois impossible.
- Augmentation des valeurs LGS, de l'épaisseur du cake, et de Yp.
- Les mailles des tamis vibrants se bouchent, les argiles sont en forme de billes [30].

Actions préventives :

- Minimiser la longueur de la BHA.
- Minimiser le temps passé en trou ouvert (Tuber rapidement la section forée).
- Utiliser un système de boue avec un inhibiteur d'argile ou à défaut une boue à base d'huile.
- Éviter les opérations supplémentaires en trou ouvert [27].

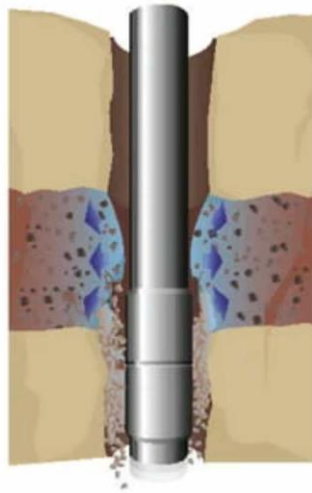


Figure II. 10: Les formations réactives [26].

II.4.2.3.2 Formations faillées et fracturées :

Un système naturel de fractures se rencontre souvent à proximité des failles géologiques. Les roches situées près des failles peuvent être fragmentées en morceaux de taille variable. Si ces roches sont instables, elles peuvent tomber dans le puits de forage et bloquer la garniture de forage. Même si les fragments sont initialement liés entre eux, l'impact du BHA dû aux vibrations de la garniture de forage peut provoquer la chute de la formation dans le puits.

Par conséquent, les incidents de garniture de forage coincé causés par ce type de mécanisme se produisent généralement lors du forage dans des zones tectoniquement actives et des formations naturellement fracturées telles que le grès, le calcaire et les carbonates (**Figure II.11**) [31].

Causes :

- Zones tectoniquement actives.
- Formations calcaires naturellement fracturées.
- Zones où la fracturation se produit lors du forage [26].

Signes :

- Déblais de type "retombées" au niveau des tamis vibrants.
- Augmentation de la pression de refoulement.
- Circulation de la boue restreinte ou impossible.
- On enregistre des coincements fréquents mais instantanés [27].

Actions préventives :

- Minimiser les vibrations de la garniture de forage.
- Ralentir la vitesse de rotation et de manœuvres en face les formations fracturées et faillées.
- Nettoyer le puits avant de commencer le forage.
- Reforer et aléser ces formations pendant les descentes des outils [27].

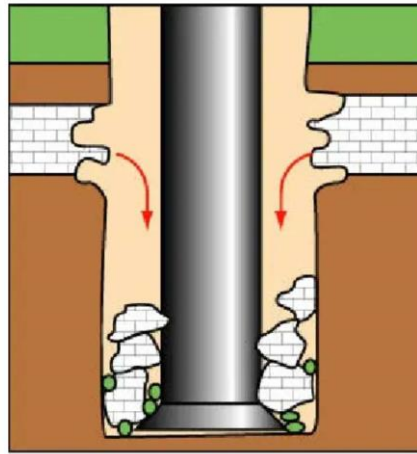


Figure II. 11: Formation faillées et fracturées [27].

II.4.2.3.3 Formation fluentes (mobile) :

Sous l'effet de la pression exercée par les couches supérieures sur la formation, une formation mobile peut être comprimée et s'écouler dans le puits de forage. Ce type de formation se comporte de manière plastique, c'est-à-dire qu'elle se déforme sous la pression (**Figure II.12**). Les formations les plus couramment associées à ce phénomène sont les schistes et les sels. Cette déformation peut réduire le diamètre du puits et poser des problèmes lors de la descente des outils de forage [31].

Causes :

- Lorsque la densité de la boue n'est pas suffisante.
- Pendant le forage des argiles et sels.
- Le risque de coincement survient lors des manœuvres de remontée [26].

Signes :

- Circulation de la boue de forage limitée à la profondeur de la formation fluente.
- Coincement de la garniture de forage à la profondeur de la formation fluente.
- Prise de poids en descendant la garniture de forage.

- Tirage pendant les manœuvres de remontée de la garniture (Lorsqu'on essaie de remonter la garniture de forage coincé) [30].

Actions préventives :

- Maintenir une densité de boue de forage suffisante.
- Diminuer les vitesses de manœuvre au droit des formations fluentes.
- Minimiser le temps d'exposition du trou ouvert dans ces formations.
- En face des zones salifères, utiliser un système de boue légèrement sous saturé en sel ou pomper des bouchons d'eau.
- Choisir une boue de forage adaptée.
- Planifier toujours des "reamings" et des "wiper trips" pour travailler ces zones [26].

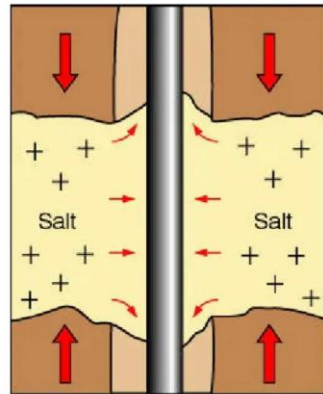


Figure II. 12: Formation fluentes (mobile) [27].

II.4.3 Traitement des coincements :

II.4.3.1 Battage :

Le battage est une technique utilisée pour déloger un outil coincé dans un puits de forage. La coulisse de battage est un outil essentiel dans ce processus. Elle permet d'appliquer une force d'impact sur l'outil coincé, ce qui peut le libérer et lui permettre de remonter à la surface. Il existe des coulisses mécaniques ou hydrauliques [1].

Système hydraulique à retardement : Ce système utilise un fluide pour créer une course au niveau de la coulisse, tout en retardant le déplacement de la garniture libre (**Figure II.13**). Ce retardement permet de mettre la garniture sous tension, puis de la libérer brusquement, ce qui génère un impact puissant [32].

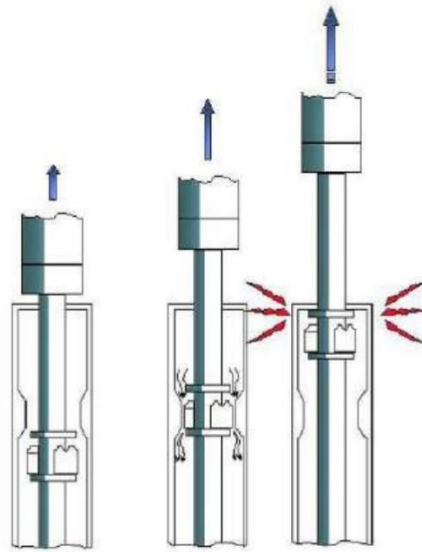


Figure II. 13: Système de battage hydraulique (battage vers le haut) [32].

Système mécanique à déclenchement : Ce système utilise un mécanisme pour créer une course au niveau de la coulisse et pour empêcher le déplacement de la garniture libre pendant une phase de mise en tension (**Figure II.14**). Le mécanisme se déclenche à un certain niveau de tension et libère la garniture libre, ce qui génère un impact [32].

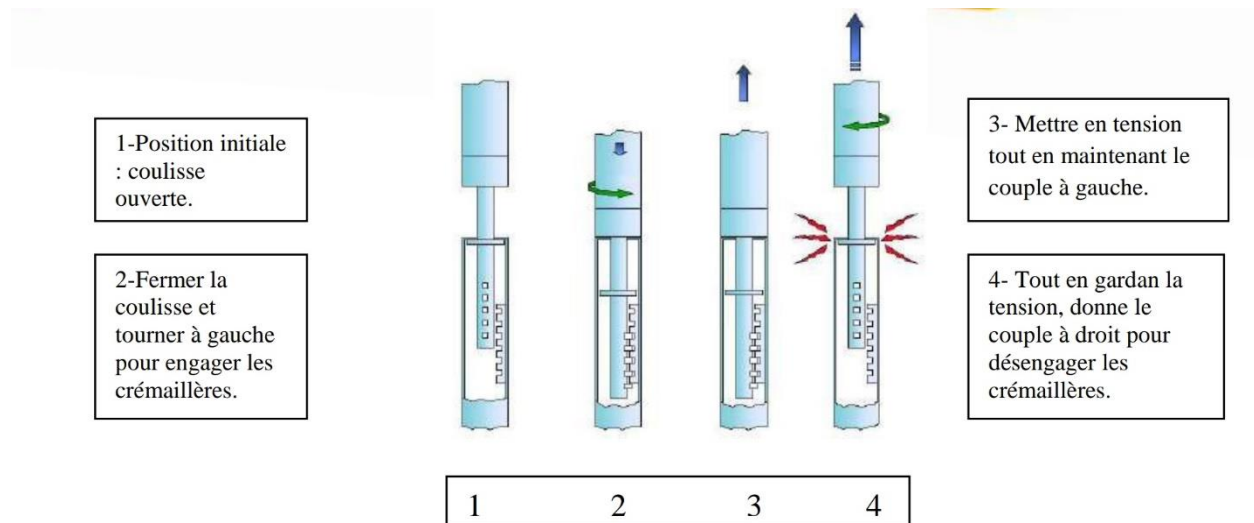


Figure II. 14: Coulisse mécanique à double effet [32].

II.4.3.2 Injection des bouchons d'acide :

Les bouchons décoincant, également connus sous le nom de "spotting fluid", sont utilisés comme ultime recours pour libérer une garniture coincée dans le forage, lorsque les techniques de battage ont échoué.

Ces bouchons sont injectés dans la zone de coincement (voir **Figure II.15**), où ils exercent une pression ciblée pour déloger la garniture. Le fluide utilisé imprègne le cake et peut également avoir un effet lubrifiant pour faciliter le glissement de la garniture.

Si aucun produit de décoincage spécifique n'est disponible sur le chantier, le gasoil peut être utilisé comme solution de remplacement. Il est toutefois important de prendre des mesures pour minimiser son impact environnemental, telles que la récupération et le traitement des déchets [32].

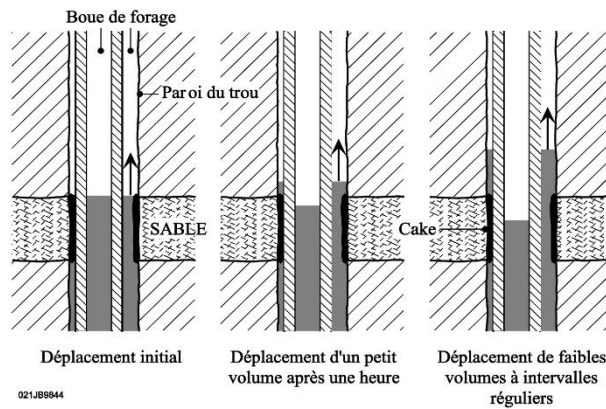


Figure II. 15: Mise en place et déplacement du bouchon [33].

II.4.3.3 Dévissage (BACK-OFF) :

Le back-off est une technique utilisée en forage pétrolier pour dévisser une garniture coincée dans un puits. L'objectif est de libérer la partie libre de la garniture de forage et de permettre la descente d'une garniture de repêchage adaptée à la situation [1].

Deux méthodes principales existent pour le back-off :

II.4.3.3.1 Dévissage à l'explosif :

Cette méthode consiste à placer une charge explosive à proximité du joint situé juste au-dessus de la garniture coincée. La détonation de la charge crée une onde de choc qui provoque le dévissage du joint et la libération de la partie libre du train de forage [33].

Avantages du dévissage à l'explosif :

- Rapidité d'exécution.
- Efficacité dans la plupart des cas.

Inconvénients du dévissage à l'explosif :

- Risque de dommages au puits et aux équipements.
- Nécessite un matériel spécialisé et du personnel qualifié.

II.4.3.3.2 Dévissage mécanique :

Cette méthode consiste à appliquer un couple de rotation important dans le sens antihoraire (vers la gauche) sur la partie coincée du train de forage. Ce couple est généralement généré par un moteur de fond ou un outil de rotation spécifique [33].

Avantages du dévissage mécanique :

- Moins de risques de dommages au puits et aux équipements.
- Permet un contrôle plus précis du processus de dévissage.

Inconvénients du dévissage mécanique :

- Procédure plus longue et plus complexe.
- Nécessite un couple de rotation important, ce qui peut être difficile à obtenir dans certains cas.

Détection du point du coincement :

Deux méthodes existent pour détecter ce point :

Une méthode mécanique par mesure d'allongement (extentiomètre) de la garniture coincée : Cette méthode ne donne qu'une valeur approximative du point libre.

La formule suivante permet de déterminer la longueur L des tiges libres :

$$L = \frac{2,675 \times P_{DP} \times l}{(T_2 - T_1)} \quad (\text{II. 9})$$

l : Allongement différentiel correspondant à la variation de traction exprimé en mm;

P_{DP} : Masse linéaire des tiges (corps + tool joints) exprimée en kg/m ;

L : Longueur de tiges libres exprimée en m ;

($T_2 - T_1$) : Variation de traction appliquée sur la garniture exprimée en (10^3 daN) [32].

Une mesure électrique appelée " Free point Indicator" :

Permet de déterminer le pourcentage de liberté en tension ou torsion du train de tiges coincé. Un capteur est descendu dans les tiges entre deux ressorts (ou un ressort et un ancrage mécanique). Si les tiges sont coincées, les efforts de traction ou torsion ne sont pas transmis ; alors aucune variation de résistance n'est mesurée (**Figure II.16**) [32].

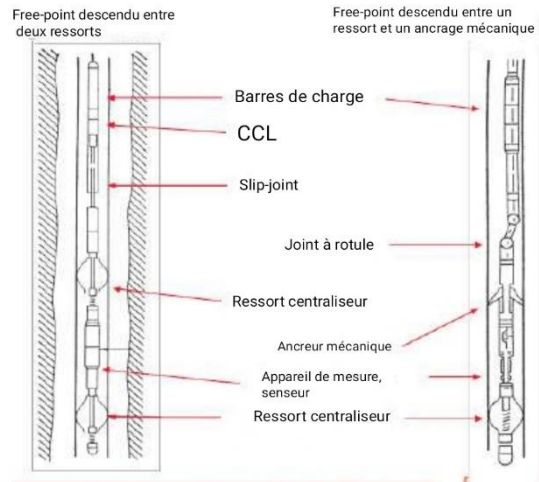


Figure II. 16: Outil indicateur du point libre [32].

II.4.3.4 Raccordement et repêchage du matériel tubulaire :

Pour la réussite de l’opération de repêchage, il est indispensable d’avoir le maximum d’informations sur la tête du poisson tel que (Géométrie, côte, ...), ceci pour un bon choix d’outils de repêchage [1].

Outils de raccordement :

- ✚ L’overshot.
- ✚ Taraud.

II.4.3.4.1 L’overshot :

Ils sont en général les premiers outils d’intervention. Leurs gammes de repêchage sont très larges. Les coins peuvent être des spirales ou basket grappes (Figure II.17 et Figure II.18) [1].

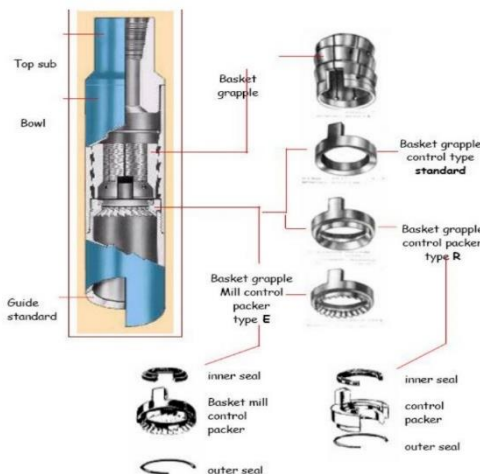


Figure II. 17: Overshot Bowen (Basket grapple) [33].

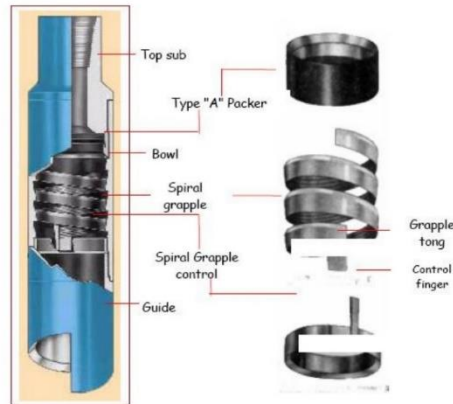


Figure II. 18: Overshot Bowen (Spiral grapple) [33].

II.4.3.4.2 Tarauds et les cloches taraudées :

Ils sont construits d'une seule pièce avec un filetage conique durci par traitement thermique. Ces outils permettent de faire des repêchages surpris et résolvent un bon nombre de problèmes notamment en work-over (Figure II.19) [1].

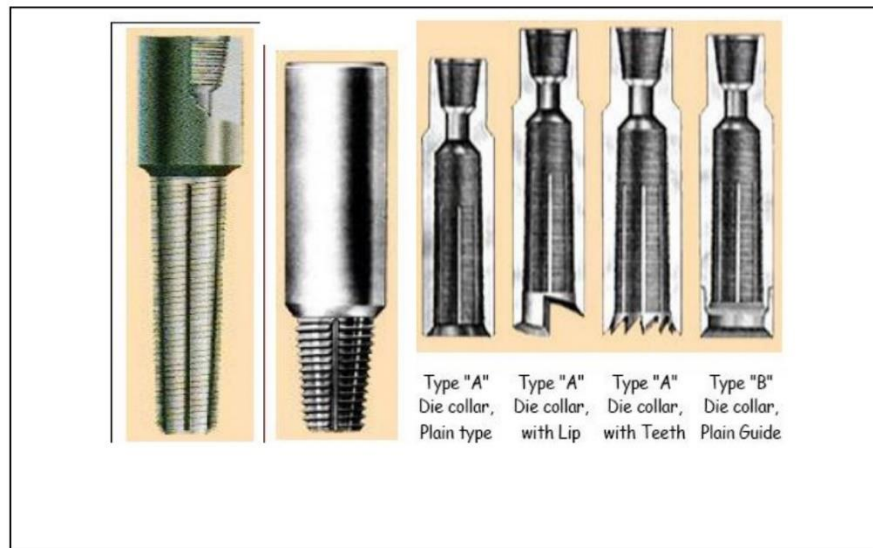


Figure II. 19: Tarauds et cloches taraudées [33].

II.4.3.5 Side-track :

Le side-track est une technique utilisée en forage pétrolier lorsqu'il n'est plus possible de remonter un outil coincé ou si le coût de sa récupération devient trop élevé par rapport à celui d'un nouveau forage. Le principe consiste à forer un nouveau puits en déviation (légèrement incliné) au-dessus de la tête du poisson, permettant de poursuivre l'exploration ou la production parallèlement au trou abandonné [1].

Les étapes principales du side-track sont les suivantes :

- Préparation du point de déviation : Un bouchon de ciment est généralement posé à la profondeur prévue pour la déviation, permettant de solidifier la formation et de faciliter le forage. (**Figure II.20**)
- Ouverture d'une fenêtre (si nécessaire) : Dans le cas d'une déviation dans un trou tubé, une fraise à couteau est utilisée pour découper une ouverture dans le casing.
- Descente de l'équipement de déviation : La garniture de déviation, le moteur de fond et le raccord coudé sont descendus dans le puits. Le raccord coudé permet de connecter un outil de forage de diamètre inférieur à celui de la phase en cours.
- Forage du build-up : Le build-up est une section du trou forée avec une inclinaison croissante jusqu'à atteindre l'angle de déviation souhaité. Sa longueur est généralement d'une tige de forage.
- Mesure de déviation : Une mesure de déviation est effectuée pour confirmer que l'angle souhaité a été atteint.
- Alésage du build-up : Une garniture rotary pendulaire est utilisée pour aléser le build-up et ramener le trou à la verticale.
- Forage du nouveau tronçon : Le forage se poursuit dans la direction souhaitée, parallèlement au trou abandonné.
- Alésage des dog-legs (si nécessaire) : Des dog-legs peuvent être présents dans le nouveau tronçon. Ils sont alésés avec une garniture appropriée pour faciliter le passage des outils.

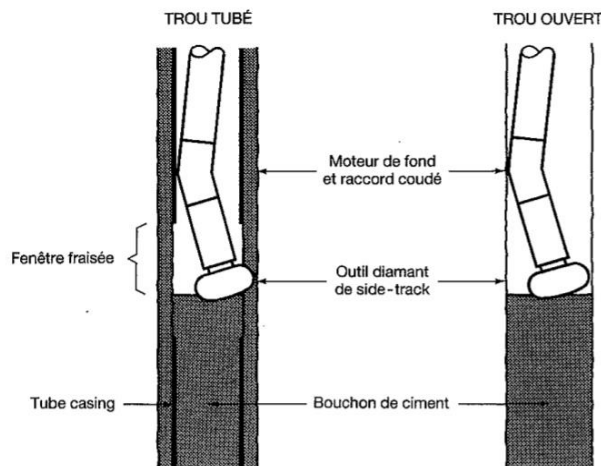


Figure II. 20: Opération de side-track dans un trou tubé avec pose d'un bouchon de ciment [1].

II.5 Contamination de la boue :

L'équilibre entre le filtrat du fluide de forage et l'argile dispersée dans la boue ainsi que sur les parois peut être perturbé par des contaminants présents dans le puits soit [22] :

- Sous forme d'un gaz (CO₂ - H₂S).
- Sous forme d'un solide (CaSO₄ - Na Cl - Ciment).
- Sous forme d'une solution (eau chlorurée calcique).

II.5.1 Indices de contamination :

La principale indication de contamination est l'instabilité générale des propriétés du fluide de forage. Cette instabilité peut se manifester sous forme de difficulté à contrôler les propriétés suivantes : perte de fluide, alcalinité et rhéologie.

Il convient de soupçonner une forme de contamination lorsque aucune raison apparente ne justifie l'incapacité à contrôler les propriétés des fluides de forage.

La méthode la plus fiable pour déterminer la présence de contaminants est une analyse régulière et précise des propriétés physiques et chimiques du fluide de forage [13].

II.5.2 Types de contaminants :

II.5.2.1 Contaminants rencontrés pendant le forage :

Le fluide de forage est souillé par les déblais dès le début du forage, et toutes les matières solides n'affectent pas le système de fluides de forage de la même manière ou au même degré.

Les déblais : se présentent sous la forme de petits fragments de roches asymétriques, d'un diamètre allant de quelques dizaines de microns à 1-2 cm, qui sont formés par l'action du trépan lors du forage des formations rocheuses pour atteindre les réservoirs d'huile ou de gaz. Ils incluent des solides actifs (fraction argileuse de schiste), des solides inactifs (sables, calcaire, etc.), ainsi que des sels évaporites tels que le chlorure de sodium NaCl, le chlorure de potassium KCl, le chlorure de calcium CaCl₂, le chlorure de magnésium MgCl₂, et l'anhydrite CaSO₄ [13].

II.5.2.2 Contaminants rencontrés pendant l'écoulement d'eau au cours de forage :

- Les sels mixtes à différentes concentrations.
- Les gaz acides (CO₂, H₂S...).
- Les hydrocarbures.
- La dégradation thermique des produits de fluide.

- Les huiles légères ou lourdes comme lignite et le charbon [22].

II.5.2.3 Contaminants introduits à la surface :

- Cément.
- L'eau salée ou douce.
- La surveillance ou le repérage du fluide.
- Carbonate de sodium, Na_2CO_3 .
- Bicarbonate de sodium, NaHCO_3 .
- Bactérie [13].

II.5.3 Identification des contaminants :

II.5.3.1 Contamination par les solides (argile ou schiste) :

La contamination provient de l'introduction d'ions sulfate, qui perturbent principalement les caractéristiques rhéologiques, ainsi que d'ions calcium. Ce dernier est particulièrement nocif car un excès de celui-ci peut déstabiliser les colloïdes organiques et perturber l'équilibre d'échange de cations dans l'argile, entraînant ainsi des perturbations du filtrat et de la rhéologie. Cette contamination par le calcium peut être contrée de plusieurs manières:

- En ajoutant un agent anticalcaire.
- En réduisant la solubilité du Ca^{++} .
- En ajoutant des colloïdes pour protéger l'argile
- En maintenant un équilibre ionique dans le filtrat et la boue

Cela est particulièrement important dans le cas des boues salées saturées, où l'argile, étant principalement sodique par définition, reste insensible aux variations de calcium soluble.

Puisque celui-ci est presque toujours en quantité négligeable par rapport au sodium [22].

II.5.3.2 Sel (Na Cl) :

Le sel peut se présenter sous forme d'inclusions dans les argiles ou de couches de sel plus ou moins massives. Dans ce dernier cas, il est nécessaire de convertir le sel en boue saturée pour maintenir une géométrie correcte des parois, même si la boue semble initialement résister à la contamination. En réalité, le creusement est finalement plus dangereux dans les couches minces de sel et d'argile que dans les couches massives de sel, où il provoque rarement des effondrements.

En cas de faible contamination, il n'existe aucun procédé pratique et économique pour réduire la teneur en chlorures, à moins bien sûr de diluer le sel avec de l'eau douce. Il n'est pas possible d'établir une limite précise de la résistance au NaCl pour chaque type de boue, car celle-ci dépend principalement de la concentration et de la réactivité des argiles présentes dans la boue. Cependant, dans des conditions moyennes, les boues douces au F.C.L./L.C., à la chaux résistent de manière satisfaisante à une concentration d'environ 50 g/l de NaCl [13].

II.5.3.3 Ciment :

Le processus de forage du ciment mis en place pour tubage, perte, déviation, etc., représente l'introduction de chaux libérée par le ciment au moment de la prise à raison d'environ 20 % pour le ciment Portland, 6 % pour la diamantite et 4 % pour le fondu. Cette chaux peut être neutralisée par l'addition de bicarbonate de soude à des doses variant entre 400 kg/m³ pour du ciment dur et 1600 kg/m³ pour du ciment mou, incorporées dans la boue, soit directement au mélangeur, soit en solution dans l'eau. Ce traitement est facilité par l'ajout de F.C.L., qui neutralise une partie de l'alcalinité excessive et agit comme un agent fluidifiant et un protecteur colloïdal : ainsi, il prévient une détérioration trop importante et difficile à rectifier de la rhéologie et du filtrat.

Notamment en ce qui concerne le ciment dur, l'usage de dessableurs ou de desilteurs permettra d'éliminer une part significative des fines particules de ciment qui, sinon, auraient progressivement libéré leur chaux, augmentant ainsi la durée et l'ampleur de la contamination [13].

II.5.3.4 Hydrogène sulfuré : (H₂S)

Hydrogène sulfuré Ce type de pollution, très dangereux pour les êtres humains, est normalement traité en ajoutant de la soude et un produit spécifique à base de zinc, qui vont provoquer la précipitation du soufre. Une grande attention doit être accordée à ce type de contamination en raison de sa dangerosité [22].

II.5.3.5 Gaz carbonique :

Le CO₂ est parfois trouvé seul, mais le plus souvent associé à de l'eau, telle que l'eau chlorurée calcique du Sahara. Après avoir dégazé la boue en la faisant passer dans un dégazeur ou en la brassant et en la laissant reposer dans un bassin, il faut rétablir l'alcalinité détruite par un traitement à la soude ou à la chaux adapté au type de boue, y compris les boues à base d'huile ou les boues inverses [22].

II.5.3.6 Eau :

La venue d'eau douce ne constitue un contaminant au sens strict que pour les boues à base d'huile ou les boues inverses. Le seul traitement consiste à ajuster le ratio eau/huile à la valeur prescrite en ajoutant de l'huile tout en maintenant constante la teneur en émulsifiants.

Les venues d'eau salée (NaCl) équivalent à une contamination par le sel et doivent être traitées comme telles. Il est à noter que, dans le cas de gisements à faible perméabilité, il peut y avoir contamination par osmose sans débit d'eau réel ni augmentation du volume.

Plus complexes sont les contaminations par l'eau chlorurée calcique (CaCl₂) provenant du Sahara car cette eau contient également du CO₂ ; dans une boue salée saturée, ce dernier constitue au final le problème le plus gênant et doit être traité en premier.

En boue à l'huile ou inverse une telle venue est donc particulièrement dangereuse, puisqu'elle entraîne à la fois une augmentation néfaste du rapport eau/huile et une dégradation par le CO₂ des émulsifiants alcalins [22].

II.5.3.7 Huile :

La venue de brut provenant de la formation ou, de manière équivalente, l'ajout délibéré de brut ou de gasoil, entraînera une augmentation de la viscosité plastique dans la boue, et souvent une diminution du filtrat.

En général, une émulsion de type "huile dans l'eau" se forme spontanément grâce à la présence dans la boue de produits favorisant cette émulsion : bentonite, C.M.C., F.C.L. Si ces produits sont absents dans la boue ou si l'émulsion a du mal à se former correctement, il suffit d'ajouter au moment de son incorporation dans l'huile le dérivé ligneux disponible sur le chantier (de préférence, lignosulfonate ou lignine) [13].

II.6 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons parlé sur les plus importants problèmes rencontrés dans l'opération de forage, la gravité de ces problèmes exige que les travailleurs soient compétents en raison de la nécessité de les résoudre rapidement et strictement.

Chapitre III

Etude de cas

III.1 Etude de cas de coincement et de perte dans Le puits OKS-61 :

III.1.1 Historique de puits :

OKS-61 est un puits producteur de pétrole à développement vertical à forer dans le champ de HAOUD BERKAOUI ; il est situé dans le périmètre ouest du champ de BENKAHLA (bloc 438c). OKS-61 sera foré à travers le Trias T1 et la Série Inférieure jusqu'à une profondeur totale de ± 3579 m.

- Une perte totale de circulation s'est produite le 22 /09/2023 dans la phase 26" à la côte 98 m dans la formation SENONIEN CARBONATE.
- Un coincement de la garniture s'est produit le 07/12/2023 dans la phase 6" à la côte 3477 m dans le réservoir Trias T1 [34].

III.1.2 Information générale sur le puits :

Le tableau suivant représente une description générale de puit OKS-61 (field, basin, surface location ...) :

Tableau III. 1: Informations général sur le puits [34].

Well Name	OKS-61	
Field	HAOUD BERKAOUI OUEST	
Basin	Oued Mya	
Block	438c	
Well Classification	Development	
Operator	SONATRACH	
Drilling Contractor	ENTP	
Drilling Rig	TP 139	
Surface Location	Latitude	N 31° 44' 49.4806"
	Longitude	E 05° 08' 28.8368"
	UTM Zone 31	X = 703 058,399
		Y = 3513 014,585
Well Located in the coordinate system	UTM Zone 31on North Sahara, Clarke 80 (This system will be used as a reference in all documents)	
Planned Hole TD	$\pm 3579m$ MD / TVD	
Primary Targets	Trias SI, T1	
Reservoir Pressure	215 Kg/cm2.	

III.1.3 Localisation de puits OKS-61 :

Le puits OKS-61 est situé dans le périmètre ouest du champ de BENKAHLA (bloc 438c).

Ses coordonnées sont les suivants :

Tableau III. 2: Les coordonnées de puits OKS-61 [34].

WELL	X coor	Y coor	RIG	TD(m)
OKS-61	703058,40	3513014,59	TP139	3577

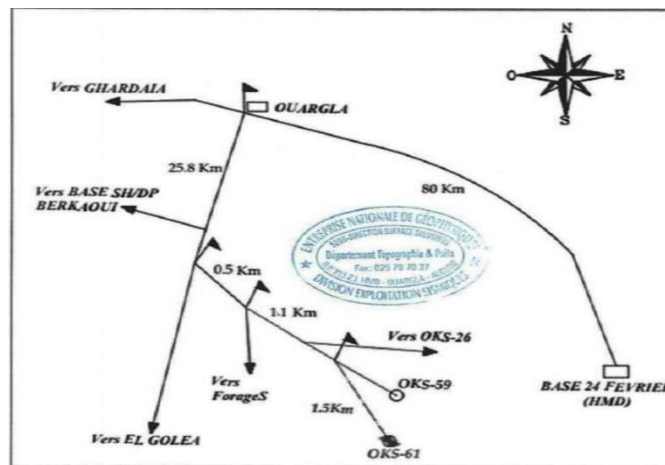


Figure III. 1: Localisation de puits OKS-61 [34].

III.1.4 La coupe lithologique du puits OKS-61 :

La **Figure III.2** représente des prévisions géologiques et le programme de forage.

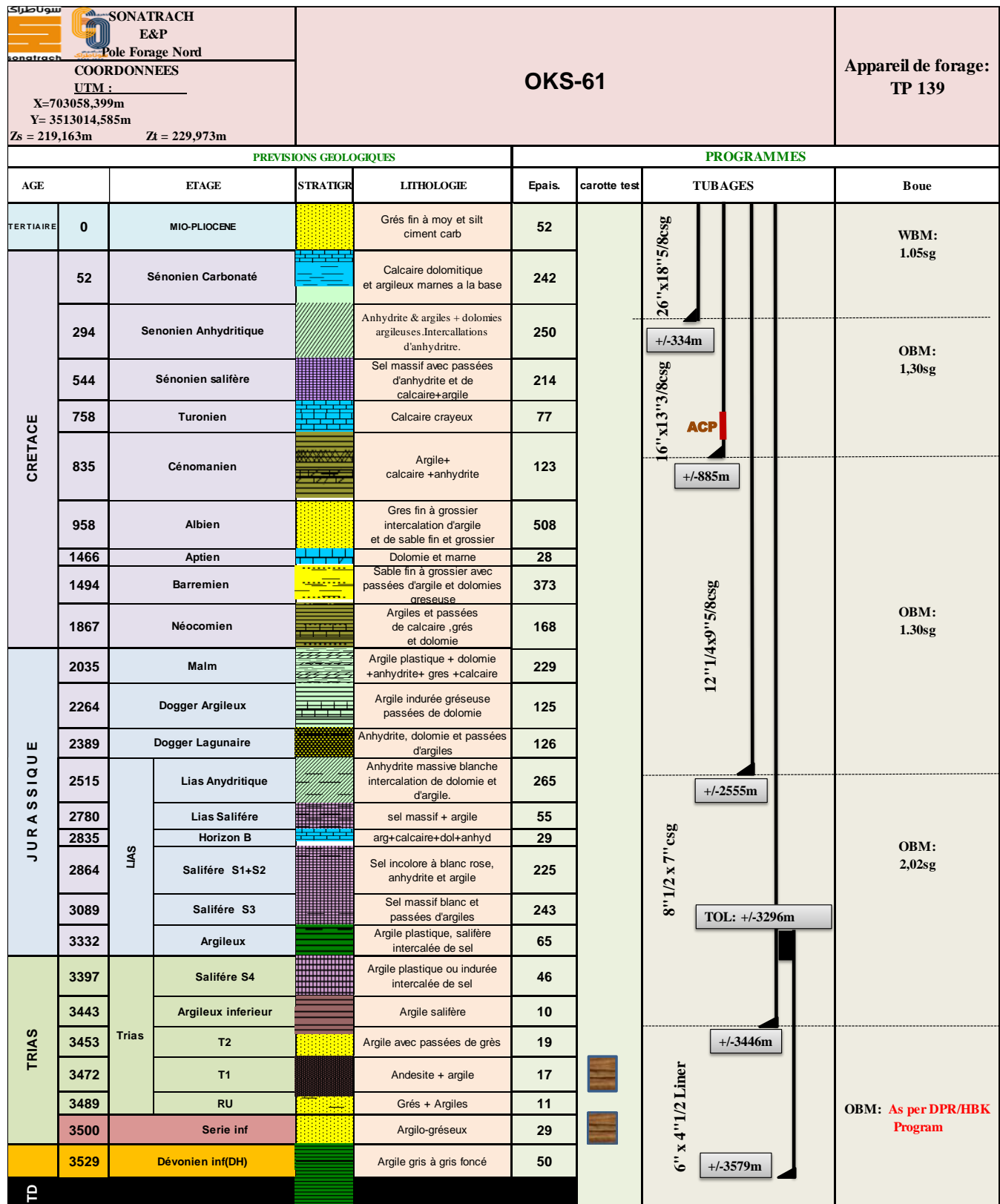


Figure III. 2: La coupe lithologique du puits OKS-61 [34].

III.1.5 Programme de forage :

Le tableau suivant montre le déroulement des opérations dans chaque phase :

Tableau III. 3: Le programme de forage [34].

Date	Opération	Paramètre
Le 21/09/2023	Forage de la Phase 26"	D= 1.05 sg WOB=2-7 t, RPM=30-70trs/mn, Q=800-1400 lpm, P=100 psi
Le 29/09/2023	Forage de la Phase 16"	D = 1.30 sg WOB= 7-15 t, RPM= 80110 trs/mn, TQ=8000 lbs.ft, Q=2800 lpm, P=1600 psi
Le 10/10/2023	Forage de la Phase 12¼"	D =1.30 sg Q=2600-2700 lpm, P=1500-2000 psi; RPM=80-140 trs/mn; WOB=08-15 t, TRQ=5000 lb.ft
Le 27/10/2023	Forage de la Phase 8½"	D =2.02 sg Q=1800 lpm, P=2600psi, RPM= 30-110 trs/mn ; WOB=3-12 t, TRQ=5000 lb.ft
Le 15/11/2023	Forage de la Phase 6 "	D =1.48 sg WOB =04-06 t, RPM=60-80 trs/mn, TQ=2.5–5.3 lbs.ft, Q= 800lpm, P=2300 psi

III.1.6 Perte de circulation lors du forage de la phase 26'' :

Les pertes totales se produiront probablement dans l'intervalle calcaire et carbonaté dans cette section. En raison de la formation consolidée, continuez le forage avec de l'eau douce et pompez 10 m³ HI-VIS pour chaque forage [36].

III.1.6.1 Caractéristiques de la boue dans la phase 26'' :

Le **Tableau III.4** expose les caractéristiques de la boue prévu par le programme.

Tableau III. 4: Les caractéristiques de la boue dans la phase 26'' [36].

Type de la boue	OBM
Densité, SG	1.49
Yield point lbs/100 ft ²	10 – 8
Viscosité plastique	ALAP
LGS%	< 5

III.1.6.2 Analyse et interprétation :

En cours de forage dans la phase 26'', on a souvent une perte totale due au type de la formation SENONIEN CARBONATE à la profondeur 98m. La perte ne peut pas être traitée. Ce qui nous fait continuer à forer avec de l'eau douce cela est dû à sa densité plus faible par rapport à la boue.

Tout en envoyant des bouchons HI-VIS en tout stands (3 tiges composé) forée pour remonter les déblais, jusqu'à atteindre la profondeur nécessaire pour faire le tubage (332 m) [36].

La perte de circulation se produit dans la formation Sénonien Carbonatée en raison de la nature géologique de cette formation. Les sources indiquent que cette formation contient des failles et des grandes cavités qui entraînent des pertes totales de circulation. De plus, l'épaisseur de cette formation est 242 m, ce qui peut également contribuer à la perte de circulation.

III.1.7 Coincement de la garniture lors du forage de la phase 6'' :

Un coincement de la garniture s'est produit le 07/12/2023 dans la phase 6'' à la côte 3477 m dans le réservoir Trias T1. Comme le montre la (**Figure III.3**).

III.1.7.1 Profile du puits OKS-61 lors du coincement :

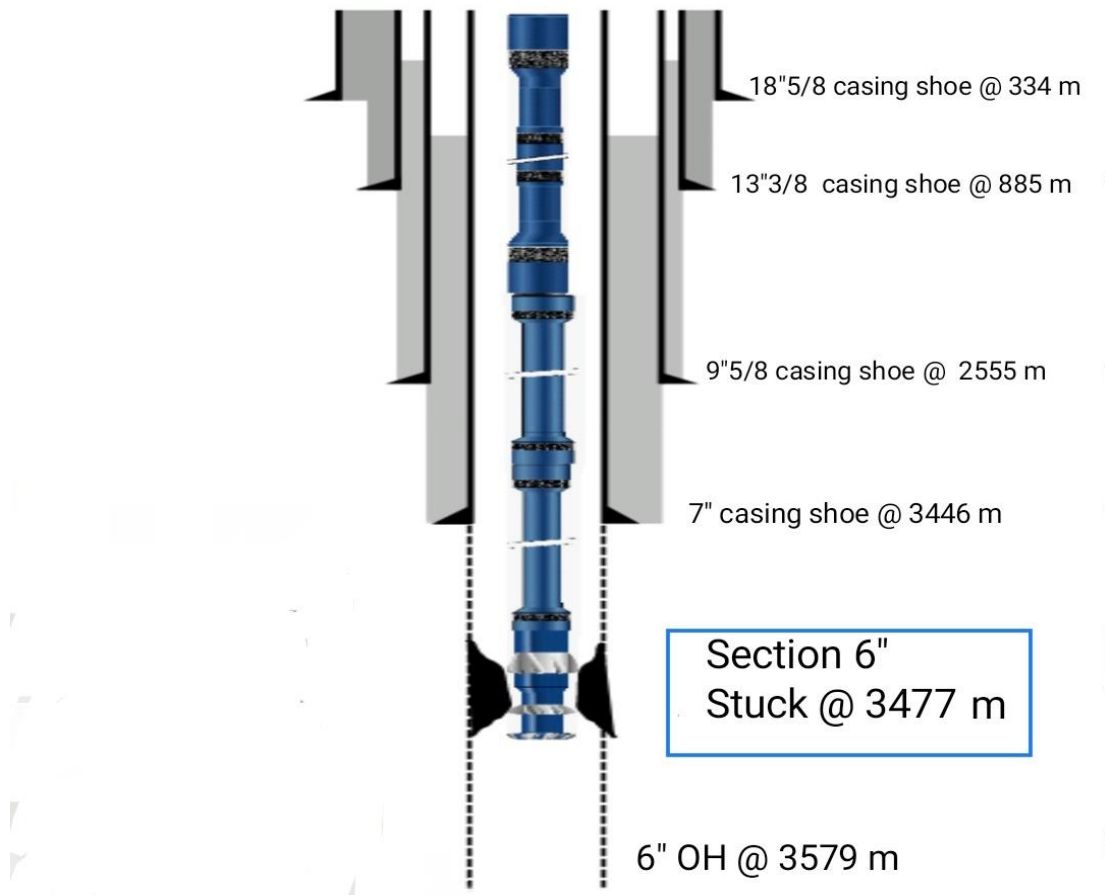


Figure III. 3: Profile du puits OKS-61 lors du coincement.

III.1.7.2 Paramètres de forage lors du coincement :

Le poids sur l'outil : WOB = 04-06 t.

La vitesse de rotation : RPM = 60-80 trs/mn.

Le couple exercé sur l'outil : TQ = 2.5-5.3 lbs. ft.

Le débit hydraulique : Q = 800 lpm.

La Pression hydrostatique : P = 2300 psi [35].

III.1.7.3 Caractéristiques de la boue :

Le **Tableau III.5** présente les caractéristiques de la boue prévu par le programme.

Tableau III. 5: Les caractéristiques de la boue dans la phase 6" [34].

Type de la boue	OBM
Densité, SG	1.48
Yield point lbs/100 ft ²	10 – 8
Viscosité plastique	ALAP
LGS%	< 5

III.1.7.4 Déroulement et timing des opérations :

On commence traiter le coincement en utilisant les opérations suivantes :

III.1.7.4.1 Déroulement de l'opération de battage :

Le 07/12/2023

- Essayer de décoincer la garniture de forage par circuler jusqu'à la pression de 1000 psi - **sans succès-**
- Au point neutre, Essayer descendre la garniture avec rotation - **sans succès-**
- Appliquez un torque de 6000 lb. ft et une pression de 200 psi et tentative de battage vers le bas avec la coulisse -**sans succès-**
- Plusieurs tentatives de battage - **sans succès-**
- Aucun impact de la coulisse de battage (jar).
- Manœuvre de garniture vers le haut et vers le bas entre 50 t et 130 t - **sans succès-**

III.1.7.4.2 Déroulement de l'opération du dévissage mécanique (BACK-OFF) :

Tous les essais de tirage et battage n'ont pas fonctionné donc on fait le dévissage mécanique pour la récupération maximale des composants de garniture, avec :

Le poids totale (WOH)=84 t (DP and HWDP weight = 56t ; DC weight = 13t ; TDS weight = 15 t).

Le 08/12/2023

- Appliquer un torque de 10000 à 12000 lb.ft graduellement de 10 t avec manœuvre de garniture vers le haut et vers le bas.
- Continuer manœuvre de garniture plusieurs fois de 82 t à 93 t.
- Tirer la garniture jusqu'à WOH = 93 t puis appliquer progressivement un torque de 9000 lb. ft en sens inverse (limite de torque fixée à 10000 lb. ft).

- Le torque est relâché à 9000 lb. ft et le WOH chute à 76 t (perte de 8 t en tant que poids du poisson).

Après la remontée 3366 m de la garniture ont été récupéré : 342 joints 3"1/2 DP (3198.3m), 06 joints 3"1/2 HWDP (55.14m), 4"3/4 OES D-jar (9.14m) et 11 joints 4"3/4 DC (103.21m).

La longueur du poisson est 111 m, comme il est montré dans (**Tableau III.6**).

Tableau III. 6: Composition de poisson perdu dans le puits [35].

Poisson dans le puits	
Equipement	Nombre
6'' bit (outil de forage)	01
Bit sub	01
Short DC 4''3/4	01 joints
STAB 5''15/16 (Stabilisateur)	01
DC 4''3/4 (masse tige)	01 joints
STAB 5''15/16 (Stabilisateur)	01
DC 4''3/4 (masse tige)	10 joints.

III.1.7.4.3 Déroulement de l'opération du Repêchage :

Après la récupération de 3366 m de la garniture on commence le repêchage du poisson.

Le 09/12/2023

- Descente (RIH) la garniture de battage. Composée de : 4''3/4 Safety joint + 4''3/4 Fishing jar + 05 4''3/4 DC + 4''3/4 Accelerator + 06 3"1/2 HWDP.
- Battage vers le haut pas de succès.
- Dévisser la garniture de repêchage et faire circulation (700 lpm//1900 psi)

Le 10/12/2023

- Remente (POOH) la garniture de repêchage vers la surface
- Flow check après chaque 500 m.

Le 11/12/2023

- Descente (RIH) 5" 3/4 DIE COLLAR BHA
- Circulation et nettoyage du top fish (600 lpm/1650 psi)

- Remente (POOH) la garniture de repêchage vers la surface

Fish Recovered : 09 joints 4"3/4 DC (84m). Top of fish: 3451m (fish length =27m)

Le 12/12/2023

- RIH 5" 3/4 DIE COLLAR BHA.
- Circulation et nettoyage du top fish (600 lpm/1670 psi)

Le 13/12/2023

- Remente (POOH) la garniture de repêchage vers la surface

Fish Recovered : 01 joints 4"3/4 DC + 01 STAB 5"15/16(11m). Top of fish: 3460m (fish length =16m)

Le 14/12/2023

- RIH 5" 3/4 DIE COLLAR BHA.
- Circulation et nettoyage du top fish (540 lpm/1430 psi).

Le 15/12/2023

- POOH la garniture de repêchage vers la surface.

Fish Recovered: 01 joints 4"3/4 DC (9m). Top of fish: 3469m (fish length = 6,4m)

- Teste de BOP.
- Descente (RIH) la garniture de battage.

Le 16/12/2023

- Circulation et nettoyage du top fish (700 lpm/2050 psi).

Pompage d'un bouchon hi-vis (high viscosity) : Un bouchon de 4m³ a été injecté par les tiges à un débit de 700 l/m sous pression de 2050 psi, dans le but de nettoyage l'annulaire des déblais, aussi d'homogénéiser la boue (réduction de la densité de sortie).

- Battage vers le haut pas de succès.
- POOH la garniture de battage vers la surface.
- Flow check après chaque 1000 m.

Le 17/12/2023

- RIH 5" 3/4 DIE COLLAR BHA.
- Circulation et nettoyage du top fish (600 lpm/1700 psi).

Le 25/12/2023

Après plusieurs repêchages circuler pour homogénéiser le puits avec Q=600 lpm et p=1800 psi

- POOH la garniture de repêchage vers la surface.
- Flow check.

Décoincer la garniture [35].

III.1.7.5 Constat et interprétation :

- ✚ Les difficultés durant les manœuvres (descente en reaming et remonter en back reaming) due soit à l'insuffisance de densité, la BHA, profile du puits ou mauvais nettoyage du puits.
- ✚ Le torque élevé observé durant toute la dernière remonter due aux conditions de trou et au mauvais nettoyage du puits.
- ✚ Les reaming durant les manœuvres aussi ont provoqués la déstabilisation des parois et du trias.
- ✚ Cavage important dans les formations trias.
- ✚ Plusieurs manœuvres effectués, différent BHA descendus pour correction.
- ✚ La densité 1,48sg est insuffisante pour la stabilité des parois en particulier pour trias T1.

Il est fort probable que le coincement due principalement au profile du puits dans la partie basale du trias (cavage) et au mauvais nettoyage du puits.

III.2 Contrôle de venue au niveau du puits BH-13 :

III.2.1 Historique de puits :

Les opérations de forage de Sonatrach sont particulièrement complexes dans le champ de Bahar El Hamar (BH) dans la région d'Anet. Si certains puits de cette région font face à des difficultés de contrôle de puits minimes, d'autres sont confrontés à des problèmes importants. Le principal souci de forage dans cette région est la conjonction de pertes de boue et de poussées de gaz qui le rendent extrêmement complexe à gérer. Il existe des risques de contrôle de puits liés à ces problèmes pour les opérations SH et cela entraîne une quantité importante de temps non productif.

Le puit BH-13 est un puits de développement vertical foré dans le périmètre de Bahr El Hammer dans le bassin d'Anet (région d'In Salah) (**Figure III.4**), La profondeur totale est de 2131 m [37].

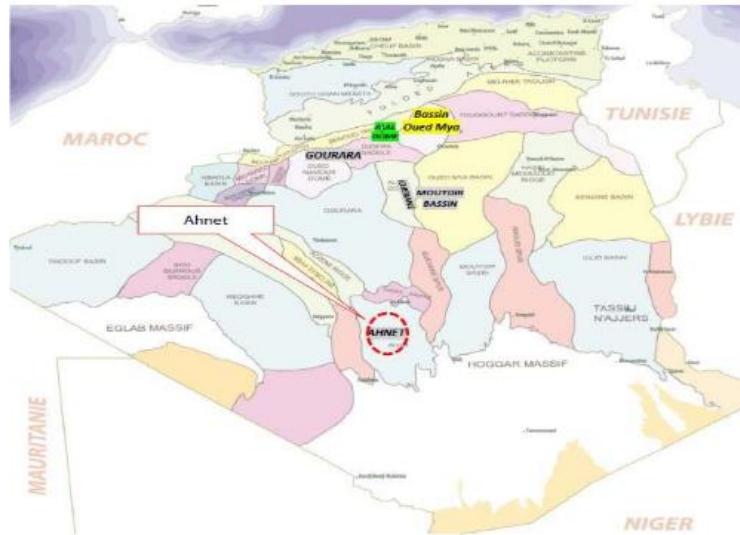


Figure III. 4: L'emplacement du puits HB-13 [37].

III.2.2 La coupe lithologique du puits BH13 :

La Figure III.5 représente des prévisions géologiques et le programme de forage :

BH13 VERTICAL WELL															
Sonatrach		Location		Algeria		Objectives		Ordoevician Cambrian reservoir		Coordinates (UTM): 375 995.8 m E / 2 902 801.01 m N		Wellhead equipment		Subsurface equipment	
Drilling Programme		Well Name		BH13		Well Cost Estimate		//		Coordinates (Local): 26° 14' 29.85" N / 01° 45' 30.47" E		13 3/8" x 20 3/4" 3K			
Rig:		Type		VERTICAL WELL		Days on well		67,78days (TD); total completion operation 25,00days; well total including rig move 154,78days		Elevation GL:149,302, RTE 158,44m:		20 3/4" 3K x 13 5/8" 5K			
										Actual RTE: 7,7m		13 5/8" 5K x 11" 5K			
AGE	ETAGE	STRAT	PROF TVD	Bit Size (inch)	Well (Risks, potential Hazards Decision Pts and Contingencies)	C A S I N G				DRILLING FLUIDS		EVALUATION		PRESSURE TESTS (psi)	
						Size (inch)	Weight (lb/ft)	Grade/ coupling	Show Depth (m)	CEMENT	MUD	Survey and logs			
Upper Devonian	Famennian & Frasnian		0	28"	Possible losses throughout. Max mud wt. out 1.08sg. Control drif parameters & ROP<10 mhr. 15-24T, 110-160 RPM, 2800-3300 lpm	2 cent + 2 SCollar per joint for first 2 joints 1 cent + 1 SCollar on joints 3 & 4 1 cent + 1 SCollar per 4 joints for remaining joints to surface 1 cent + 1 SCollar for the last joint 5m from surface					(OBM) Mud weight =1.03sg Mud weight out <1.08sg YP: 26-30 LGS< 5%	TOTCO on bit trips & TD		21 1/2" Annular: 300/1000psi Choke/Kill Lines: 300/1000psi Choke Manifold: 300/1000psi CHS 20"3/4 x 13"5/8 375psi	
			580	16"	15-24T, 110-160 RPM, 2800-3300 lpm Sticky clays and bit balling, tight spool while POOH, (TD 40m intoAnhydrique)	100	18.5#	87.5	J-55 / BTC	100	to be confirmed w/lab tests	OBM High bentonite loaded spud mud. Prep 24 hrs in advance			
MID DEVONIAN	Givetien Couvinien		675	16"	Rotary Parameters: 15-24T, 2800-3300 lpm	13"3/8 PDC drillable float equipment					MW: 1.10 sg PV: ALAP YP: 15-20 HTHP: <8 OWR 70/30-85/15 ES: 500 LGS< 5%	TOTCO on bit trips & TD		Casing N80 3000psi 13 5/8" rams 300/3000 psi Mud Cross & Choke 300/3000 psi chock manifold 300/3000psi CHS 20"3/4 x 13"5/8 1350psi 13 5/8" annular 300/2500 psi	
			825	16"	Caving and Shales instability Frasnian shales Shallow gas in Frasnian: minimum MW will be 1.10 SG Partial losses while drilling throughout the Frasnian/Givetian limestones	2 cent + 2 SCollar per joint for first 2 joints 1 cent + 1 SCollar per 3 joints for remaining joints in open hole 1 Rigid cent + 1 SCollar for 4 joints 200m into 18-5/8" casing 1 Rigid cent + 1 SCollar for the last 2 joints at surface					Monitor YP and Shakers for excess hole erosion	GR / Sonic / CAL and CBL / VDL 13 3/8" Csg			
LOWER DEVONIAN	Skigénien		825	16"	Rotary Parameters: 15-24T, 100-160 RPM, 2800-3300 lpm	9.5/8" PDC drillable float equipment					OBM	TOTCO on bit trips & TD		SBT 1,00sg- 13-3/8"	
			950	16"	High Pressure zone with potential for High Fluid influx tight hole & stuck pipe	2 cent + 2 SCollar per joint for first 2 joints 1 cent + 1 SCollar per 3 joints for remaining joints in open hole 1 rigid cent + 1 SCollar per 4 joints 200m into 13-3/8" casing 1 rigid cent + 1 SCollar for the last 2 joints at surface					MW: 2.04sg before LD2 PV: ALAP YP: 14-20 HTHP: <18 OWR 85/15-90/10 ES: 800 LGS< 5%	GR / Sonic / Resistivity / Cal and Ultrasonic csg log / VDL on 9 5/8" C			
SILURIAN	Anglo-Silicieux		1594	8-1/2"	Rotary Parameters: 5-15T, 1400-1800 lpm	7" PDC drillable float equipment					Non Damaging OBM	GR / Cal / Sonic / Density / Neutron / Resistivity / MDT / Acoustic imager / MRIL / Sidew all coring and CBLVDL 7" cs		FIT 1,00 sg 13 5/8" rams 300/3000 psi Mud Cross & Choke 300/3000 psi chock manifold 300/3000psi CHS 20"3/4 x 13"5/8 1350psi 13 5/8" annular 300/2500 psi	
			1677	8-1/2"	Possible Losses kick due to the high pressure zone monitoring well very carefully	2 Spirrel Glider+ 2 SCollar per joint for first 3 joints 1 Spirrel Glider + 2 SCollar per joint for next 10 joints 1 Spirrel Glider+ 1 SCollar per 3 js remaining joints in open hole 1 Spirrel Glider cent + 1 SCollar per 4 joints in liner overlap					MW: 1.00 sg PV: ALAP YP: 10/15 HTHP: 4 OWR 90/10 ES: 800-1000 LGS< 5%				
ORDOVICIAN	A.T.F.		1734	6"	Possible Risks : difficulties to drill the section to due to uncertainties of pore and fracture pressures	2 Spirrel Glider+ 2 SCollar per joint for first 3 joints 1 Spirrel Glider + 1 SCollar per 3 js remaining joints in open hole 1 Spirrel Glider cent + 1 SCollar per 4 joints in liner overlap					Non Damaging OBM	GR / Cal / Sonic / Density / Neutron / Resistivity / MDT / Acoustic imager / MRIL/ Sidew all coring and CBLVDL 4 1/2" csg		13 5/8" rams 300/5000 psi Mud Cross & Choke 300/3000 psi chock manifold 300/3000psi CHS 20"3/4 x 13"5/8 1350psi 13 5/8" annular 300/2500 psi	
			1791	6"							MW: 1.00 sg PV: ALAP YP: 8/12 HTHP: 90/10 OWR 1000-1900 ES: 1000-1900 LGS< 3%				
CAMBRIAN	Q.Hamra		1831	6"											
			2131	4-1/2"	TD = 2131	4-1/2"	13.5#	N80IN.VAM	2131	to be confirmed w/lab tests					

Figure III. 5: La coupe lithologique du puits BH13 [37].

III.2.3 Les problèmes détectés :

En cours de forage dans la phase 8^{1/2}" on détecte les deux problèmes suivants :

- ✓ Perte totale : se produit lors du forage de la phase 8^{1/2}" et à la cote 1586 m. Les tiges de forage ont été remontées au sabot de 9^{5/8}", et on observe aucun retour de boue après avoir pompé deux bouchons colmatants (8 m³ et 7 m³) et circulée. Après consommation de tout le volume de boue (146 m³), arrêtée la circulation et la garniture remontée au sabot de tubage de 9^{5/8}".
- ✓ Venue : le puits a été fermé, on lire Pt=0 Psi et Pa=1600 Psi (clapet anti retour à l'intérieur de tige). Une fois toutes les possibilités étudiées, il était évident que la procédure de contrôle des éruptions ne peut pas être mise en œuvre si le puits ne peut pas être mis en circulation. En cas de perte de circulation, le gaz peut remonter à la surface, mais il existe également des risques d'une éruption souterraine. Le problème ne peut être résolu que par l'arrêt de la perte de fluide de forage dans la formation, afin que le puits puisse être tué en toute sécurité [38].

III.2.4 Traitement des problèmes :

Colmatage des pertes :

On pompe une boue à base d'huile (OBM) de densité 1,09 Sg à l'intérieur des tiges avec un débit 550 L/m. après 76 m³ de boue pompée, la pression en tête annulaire Pa diminue de 1600 Psi à 0 psi, comme le montre la (Figure III.6) [38].

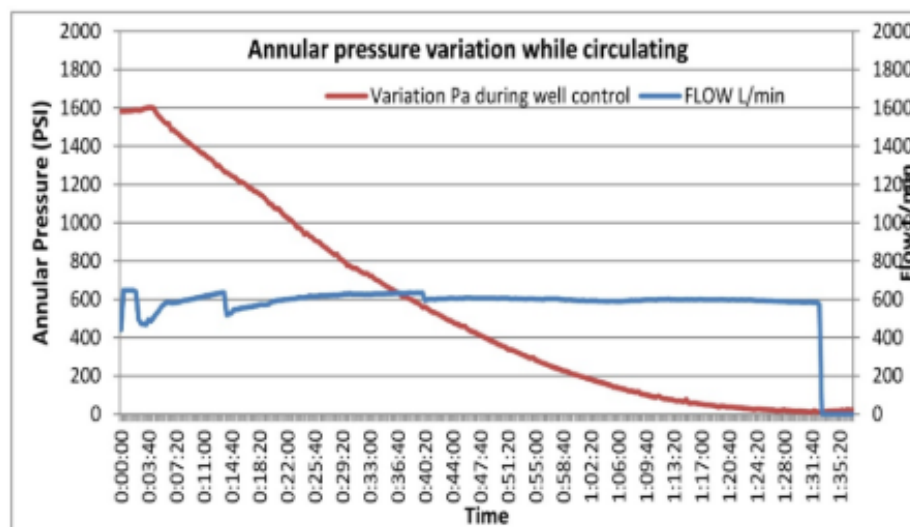


Figure III. 6: Variation pression annulaire au cours de circulation [37].

Après avoir pompé 20 bouchons des LCM (matériaux de contrôle de l'obstruction) se sont colmatés avec une densité variable entre 1,20 sg et 1,40 sg. Le retour a été établi et la pression en tête annulaire est $P_a=200$ psi, et en tête de tige est $P_t=200$ psi.

III.2.5 Les opérations de contrôle de la venue :

Nous avons effectué un pompage de boue de forage initiale à une densité de 1,09 sg afin d'évaluer les pressions. Le volume pompé dans le puits était de 1,6 m³, puis nous avons choisi d'appliquer la "Driller's method" [38].

III.2.5.1 Contrôle de venue par Driller's Method :

a. Première circulation :

Au début de la circulation et au démarrage des pompes jusqu'à ce que le débit de contrôle atteigne 20 cps/min, il y a une diminution de la pression dans l'annulaire. Le pompage est interrompu et il est observé que le volume de boue pompé est infiltré dans la formation, provoquant une perte de boue dans celle-ci. Les pressions après avoir pompé 1,6 m³ de boue d'une densité de 1,09 sg sont :

Tableau III. 7: Pression annulaire et en tête de tige pendant le contrôle par le driller's method.

Date & heure	Pt	Pa	Remarques
Le 06/08/2020 à 17 :40	330	370	Observation
Le 06/08/2020 à 18 :10	330	300	Observation
Le 06/08/2020 à 18 :30	330	320	Observation
Le 06/08/2020 à 18 :45	350	285	Observation
Le 06/08/2020 à 19 :00	360	300	Observation
Le 06/08/2020 à 20 :00	370	400	Pompage de 2m ³
Le 06/08/2020 à 20 :15	455	400	Observation
Le 06/08/2020 à 20 :30	460	405	Observation
Le 06/08/2020 à 21 :30	460	420	Observation
Le 06/08/2020 à 22 :15	465	415	Purge 50psi
Le 06/08/2020 à 22 :45	475	430	Observation
Décidé de pomper à travers la garniture pour évacuer le gaz dans l'annulaire			
Le 06/08/2020 à 23 :10	415	445	
Le 06/08/2020 à 23 :20	445	440	Observation
Le 06/08/2020 à 23 :10	445	410	Observation

Évaluation de l'opération

Après les résultats négatifs obtenus lors des opérations de pompage et de purge à plusieurs reprises, ont décidé d'utiliser la méthode de Bullheading pour contrôler le puits.

III.2.5.2 Contrôle par la méthode de Bullheading avec une densité de 1,15 sg :

Cette méthode consiste à pomper en continu le volume du puits ($V_{\text{puits}} = 13\text{m}^3$) en amont d'un bouchon visqueux ($1,5\text{m}^3$) qui permet de pousser le gaz vers la formation tout en empêchant sa migration rapide. La variation des pressions en tête de puits pendant le pompage en Bullheading est présentée dans le tableau suivant :

Tableau III. 8: Pression annulaire et en tête de tige pendant le contrôle par le Bullheading N1.

Date & heure	V pompé	Pt	Pa	Remarques
Le 07/08/2020 à 01 :05	2m ³	450	400	Début de pompage
Le 07/08/2020 à 01 :10	4m ³	410	450	Fin de pompage
Le 07/08/2020 à 01 :15	6m ³	410	400	
Le 07/08/2020 à 01 :20	8m ³	400	440	
Le 07/08/2020 à 01 :30	10m ³	380	430	Début d'injection dans la formation
Le 07/08/2020 à 01 :40	12m ³	365	410	Arrêt de pompage
Le 07/08/2020 à 01 :50	12m ³	350	350	Valeurs après l'arrêt de la pompe
Décider de continuer 2m³				
Le 07/08/2020 à 02 :00	14m ³	305	345	Observation
Le 07/08/2020 à 02 :10	16m ³	285	300	Observation
Le 07/08/2020 à 02 :20	18m ³	285	275	Observation
Le 07/08/2020 à 02 :30	20m ³	285	250	Observation
Le 07/08/2020 à 02 :40	22m ³	285	235	Observation
Le 07/08/2020 à 03 :10	24m ³	275	225	Observation

Analyse et évaluation de l'opération :

Il est recommandé de stopper les opérations en surveillant l'évolution des pressions. Celles-ci commencent à augmenter progressivement jusqu'à atteindre les valeurs de $P_t = 500$ psi et $P_a = 445$ psi.

Après la purge de 50 psi, les pressions ont rapidement augmenté pour atteindre les valeurs initiales, soit $P_t = 530$ psi et $P_r = 480$ psi.

En se basant sur ces valeurs, il a été décidé de pomper 03 m³ de boue avec une densité de 1,20 sg dans le puits, tout en observant à nouveau les pressions. Les nouvelles valeurs étaient $P_t = 340$ psi et $P_a = 415$ psi. Après 5 heures, les pressions se sont stabilisées et sont devenues $P_t = 460$ psi et $P_a = 400$ psi.

Face à cette situation de migration rapide du gaz, il a été décidé de mettre en place un contrôle consistant à pomper directement une boue ayant une densité de 1,26 sg dans le puits, afin d'atteindre une pression de 0 psi en surface avant que le gaz ne commence à se maigrir.

Les raisons de ce choix sont les suivantes :

L'absence d'information concernant le comportement de la formation absorbante, étant donné que plus de 25 m³ ont déjà été pompés, il est possible de subir une perte totale suivie d'une éruption interne dans ce cas le contrôle va devenir difficile.

L'idée de calculer de la densité 1,26sg est donnée suivant les tableaux précédents ou on a constaté que la formation absorbe de la boue 1,15sg avec une pression en tête de 225psi, avec une donnée supposée durant le forage on avait une perte totale à 1390m donc le point d'injection est supposé à 332m. La densité équivalente est :

$$D_{eq} = 1,15 + [(225/14,5) * 10,2/332] = 1,26 \text{ sg.}$$

III.2.5.3 La deuxième opération de Bullheading avec la densité 1,20 sg :

Les pressions stabilisées avant le Bullheading sont : Pt=475 psi et Pa=430 psi

Tableau III. 9: Pression annulaire et en tête de tige pendant le contrôle par le Bullheading N2.

Date & heure	V pompé	Pt	Pa	Remarques
Le 07/08/2020 à 20 :05	2m ³	450	450	Début de pompage 2m ³ HI-VIS
Le 07/08/2020 à 20 :10	4m ³	455	475	Pompage de la boue 1,20sg
Le 07/08/2020 à 20 :15	6m ³	450	496	
Le 07/08/2020 à 20 :22	8m ³	440	500	
Le 07/08/2020 à 20 :27	10m ³	420	480	
Le 07/08/2020 à 20 :33	12m ³	395	455	
Le 07/08/2020 à 20 :39	14m ³	350	350	
Décider de continuer 2m³ volume des équipements de surface				
Le 07/08/2020 à 20 :44	16m ³	320	390	Arrêt de pompe
Le 07/08/2020 à 20 :50		300	295	Observation
Le 07/08/2020 à 21 :00		305	250	Observation
Le 07/08/2020 à 21 :10		290	220	Observation
Le 07/08/2020 à 21 :20		240	180	Observation
Le 07/08/2020 à 21 :30		225	170	Observation

Analyse et évaluation des pressions :

Les pressions commencent à s'augmenter progressivement, purger tous à 0 psi et voir l'évolution des pressions, ces dernières augmentaient rapidement.

III.2.5.4 La troisième opération de Bullheading avec la densité 1,26 sg :

Préparation un autre bouchon visqueux et l'opération a commencée dont les pressions sont :

Tableau III. 10: Pression annulaire et en tête de tige pendant le contrôle par le Bullheading N3.

Date & heure	V pompé	Pt	Pa	Remarques
Le 08/08/2020 à 00 :20	1,6m ³	275	310	Début de pompage1, 60 m ³ hi-vis
Le 08/08/2020 à 00 :26	3 ,6 m ³	350	355	Pompage de la boue 1,26sg
Ouverture de la Duse en vue de purger le gaz				
Le 08/08/2020 à 00 :26	7,6m ³	160	230	Gaz en surface
Le 08/08/2020 à 00 :40	7,6m ³	100	175	Duse ouverte souffle faible
Le 08/08/2020 à 00 :47	9,6m ³	120	195	Duse ouverte souffle faible
Le 08/08/2020 à 00 :55	11,6m ³	140	205	Duse ouverte souffle faible
Le 08/08/2020 à 01 :05	13,6m ³	120	200	Duse ouverte souffle faible
Le 08/08/2020 à 01 :13	15,6m ³	170	155	Duse ouverte souffle faible
Le 08/08/2020 à 01 :20	17,6m ³	175	130	Arrêt de pompe
Le 08/08/2020 à 01 :21		0	0	Puits mort
Le 08/08/2020 à 01 :25		0	0	Observation
Le 08/08/2020 à 01 :30		0	0	Observation

III.2.5.5 Fin de l'opération et évacuation de la venue :

Après avoir vérifié les pressions suite à l'arrêt de la pompe, en effectuant une purge du stand pipe et en ouvrant complètement la vanne, il a été constaté qu'il n'y avait pas de souffle. L'équipe a rapidement procédé au remplacement de la soupape de sécurité par une autre de 4"IF. L'opération a été un succès et le puits a été déclaré inactif. Après l'ouverture du BOP annulaire et l'observation du puits, il a été constaté que le niveau statique était bas.

L'équipe sur le chantier a donc remonté la garniture et fermé complètement le BOP afin de descendre une Slick BHA pour un contrôle du trou.

Une fois la garniture de contrôle du trou arrivée à 1586 mètres, une circulation avec une densité de 1,09 sg a été effectuée afin d'obtenir le retour en surface., le retour est observé en surface et la descente est continuée jusqu'au fond en circulant la boue de densité 1,26sg par la boue originale 1,09sg, le puits est déclaré stable avec cette densité et les opérations sont continuées suivant le programme initial [38].

III.3 Conclusion :

Le forage est une opération coûteuse. L'objectif principal du forage est de minimiser les coûts tout en assurant la sécurité, en réduisant les temps non productifs (NPT), dont l'une des causes les plus importantes est les problèmes de forage.

Le puits OKS-61 a rencontré plusieurs problèmes, dont le premier a été la perte de fluide de forage. Nous avons perdu un volume important de fluide de forage, ce qui a entraîné une augmentation des coûts. De plus, nous avons rencontré un problème de coincement des tiges de forage à l'intérieur du puits, qui a pris beaucoup de temps à résoudre (19 jours). Nous avons utilisé plusieurs opérations (battage, dévissage mécanique, repêchage), qui sont également des coûts supplémentaires indésirables.

Le Puits BH-13 a été temporairement abandonné en raison de multiples problèmes qui ont entraîné une perte de temps considérable, notamment une forte non-productivité, des pertes de circulation et des venues de gaz, ce qui a rendu impossible la poursuite des opérations de forage avec pour conséquence un objectif non atteint. Cela s'est traduit par une période non-productive de 16 jours, durant lesquels plus de 548 m³ de fluide de forage, 800 m³ d'eau et plus de 150 m³ de matériau de colmatage LCM ont été utilisés.

Conclusion et Recommandation

Ce mémoire a présenté les principaux problèmes rencontrés lors du forage de puits de pétrole et a mis en avant l'importance de les prévoir et de les gérer efficacement pour garantir la sécurité, l'efficacité et la durabilité des opérations. La perte de circulation de fluide de forage, la contamination du fluide, les venues de gaz et le coincement de garniture de forage représentent des défis majeurs qui peuvent menacer la réussite du projet et engendrer des risques considérables.

Anticiper ces problèmes par une planification minutieuse, une surveillance rigoureuse, des procédures d'urgence claires et une formation adéquate du personnel est crucial pour minimiser les risques et mener à bien des opérations de forage réussies. L'innovation technologique, l'engagement envers le développement durable et la collaboration entre les parties prenantes de l'industrie pétrolière jouent également un rôle essentiel pour améliorer la sécurité et l'efficacité du forage.

Notre contribution est préventive non curative, et par conséquent nous suggérons les points suivants :

- ✚ A minimiser le temps d'exposition de trias (minimum de carottes, opérations logging, outils de forage performants).
- ✚ A minimiser les manœuvres et les reaming si ce n'est pas nécessaire qui peut provoquer la déstabilisation du trias.
- ✚ Descendre avec les outils de maintien de verticalité au début de la phase afin de minimiser les manœuvres et changement des BHA pour correction de déviation.
- ✚ Utilisation en continue des bridging agent dans la boue.
- ✚ Effectuer un étalonnage des manomètres de pression tous les 14 jours.
- ✚ Organiser des formations spécifiques sur le contrôle des puits pour le personnel, notamment les ingénieurs et les superviseurs.
- ✚ Énoncer et expliquer la procédure de Sonatrach concernant la fermeture des puits en cas d'urgence.
- ✚ Mettre en évidence l'importance d'une bonne préparation du matériel de contrôle de puits.
- ✚ Utilisation de boue à base d'huile ou à base synthétique pour éliminer tout contact Argile-eau.

Bibliographie

- [1] NGUYEN J.P., Livre techniques d'exploitation pétrolière, 1993.
- [2] M. BEBBOUKHA et H. BOUTA, « Prédiction de coincement de la garniture de forage par les techniques des fouilles des Données » Mémoire fin d'étude master, Université Echahid Hamma Lakhdar D'EL OUED. 2016.
- [3] A. AMADOU. « Contribution à la surveillance d'un processus de forage pétrolier », Thèse de doctorat, ParisTech-Institut de sciences et technologies, 2010.
- [4] M. ARAOUNE et T. BOUKHROUF « Caractérisation et forage d'un puits pétrolier (huile, gaz) cas du puits NHN-7 », Mémoire fin d'étude master, département hydraulique, Université de Bejaia, 2021.
- [5] F. BEKAKRIA et K. BENKRINAH, « Commande par mode glissant d'un système de forage pétrolier », Mémoire fin d'étude master, Université de 8 mai 1945 Guelma. 2022.
- [6] LIEVRE, « Thierry Installation et mise en œuvre des appareils de forage à terre », Avril 1975.
- [7] M. CHERIFI, « étude et maintenance de treuil de forage OIL WELL 840E », Mémoire fin d'étude master, Département génie mécanique, Université Hassiba Ben Bouali de Chlef, 2012.
- [8] Manuel du forage à l'usage des géologues. Elf aquitaine production Octobre 1995.
- [9] M. DADDOU, « FORMATION D'INGENIEURS FORAGE », Formation JDF, 19 decembre-06.
- [10] B. GABOUSSA et M. LAHLALI « Optimisation des Paramètres Mécanique des Machines de Forage Pétrolier », Mémoire fin d'étude master, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2020.
- [11] B. TAIBAT et A. NEGHMOUCHE, « Etude comparative de la fiabilité du Top drive (Canrig) à courant continu et à courant Alternatif », Département génie Mécanique, Mémoire fin d'étude master, Université Kasdi Merbah Ouargla, 08/06/2015.
- [12] A. BELAID « modélisation tridimensionnelle du comportement me », Thèse de doctorat Ecole supérieure des mines des paris, 25-03-2011.
- [13] A. SLIMANI et M. DADDOU « Module M1 », Formation JDF, Département Formation, Division forage, Mars 2004.
- [14] M. S. TOUMI, « Contribution à la suppression du phénomène stick slip et à la construction d'un observateur de dimension infinie en forage pétrolier », Thèse de doctorat de l'Université Paris-Saclay et de l'université de Carthage préparée à l'université d'evry val d'essonne et l'Ecole Polytechnique de Tunisie, 2017.

- [15] G. PELFRENE, « Rôle du processus de forabilité des roches dans les vibrations de torsion des systèmes de forage pétrolier », Doctorat Paris Tech Thèse pour obtenir le grade de docteur délivré par l'École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2010.
- [16] A. MERAKHA, « Conception et fabrication d'un corps d'outil de forage à six lames en PDC », Mémoire fin d'étude master, Université Badji Mokhtar - Annaba, 2022.
- [17] M. DADDOU, « Pertes en cours de forage » Module FFF, Division forage, Sonatrach, Juillet 09.
- [18] A. BARKA, S. LAIFAOUÏ et W. MERABET « Etude et contrôle de la perte de circulation dans la phase $12^{1/4}$ dans le champ de Haoud M'Dahba applications sur le puits HDB-2 », Mémoire fin d'étude master, Département de forage, Université Kasdi Merbah Ouargla, 21/06/2021.
- [19] B. CHERIFI, « Etude du phénomène de colmatage des pertes de circulation Dans les forages pétroliers sur le champ de Hassi Messaoud », Mémoire fin d'étude master, Département génie mécanique, Université Kasdi Merbah Ouargla, 13/12/2015.
- [20] M.A. BARY « Manuel cours IWCF rotary drilling », Direction des opérations service formation, Sonatrach.
- [21] Cours Sonatrach « contrôle des venues IWCF1 », Sonatrach, 01 Février 2018.
- [22] ENSPM Formation Industrie IFP Training « Équipement de contrôle de venue », ENTP, 2006.
- [23] F. KHENFER et N. REBAÏ, « Etude de contrôle d'une venue de gaz dans un puits pétrolier Cas Bahar el Hammer BH-13 », Université Mohamed El Bachir El Ibrahimi –Bordj, 20/09/2021.
- [24] Robert D. Grace, « Advanced blowout & well control », 1994.
- [25] M. E. HOSSAIN et M. R. ISLAM, « Drilling Engineering Problems and Solutions ». 2018.
- [26] C. BOWES, R. PROCTER, Drillers Stuck pipe Handbook, 1997.
- [27] Sugar Land Learning Center, « Stuck Pipe Prevention Self-Learning Course », Décembre 1999.
- [28] R. F. MITCHELL, et S. Z. MISKA, « Fundamentals of Drilling Engineering », 2011.
- [29] A. SYAR AGEED, « Drilling problems », University of Zakho College of Engineering Petroleum Engineering Department.
- [30] D. IVAN, « Analytical solution for stuck pipe problems based on worldwide company practices », master thesis, Leoben, June 2017.
- [31] M.N. ABDELWAHID, « Stuck drill pipe while drilling operation », mechanical engineering, Universiti Teknologi Petronas, May 2008.

- [32] A.S. GUENAOUI et I. KETTACHE, « Déviation après un coincement causé par le gonflement d'une formation argileuse », Mémoire de fin d'étude master, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2017.
- [33] T. GUIROUD, « Etudes des coincements dans la Phase (16") dans le champ d'Oued Mya (cas Puits SLB-1) », Mémoire de fin d'étude master, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2017.
- [34] Fiche du puits de développement OKS-61 Sonatrach, 2023.
- [35] Operation summary report well OKS-61 Sonatrach, 2023.
- [36] Drilling Fluids Program for well OKS-61 Sonatrach, Division Forage, 2023.
- [37] Fiche du puits de développement BH-13 Sonatrach, 2020.
- [38] Operation summary report well BH-13 Sonatrach, 2020.

Annexe A

Abréviations et unités utilisées dans ce document

<u>Abréviations</u>		<u>Unités</u>	
BOP	Blow Out Preventer	l/m	Litre par mètre
P_f	Pression de fond	l/min	Litre par minute
LOT	Leak-off Test	l/cp	Litre par coup
P_{adm}	Pression admissible	m	Mètre
P_{a1}	Pression de fermeture annulaire stabilisée	m/hr	Mètre par heure
P_{t1}	Pression de fermeture en tête des tiges stabilisée	m/min	Mètre par minute
TVD	True vertical Depth (Profondeur verticale)	kg/l	Kilogramme par litre
Z	Profondeur verticale du puits	Bar	Bar (pression)
Z_s	Profondeur verticale du sabot du dernier casing	Bar/m	Bar par mètre
d_i	Densité initiale de la boue	Bar/hr	Bar par heure
d_r	Densité requise de la boue	SPM ou cp/min	Coups par minute
P_{R1}	Pression initiale de circulation	10.2	Constante
P_{Rr}	Pression finale de circulation		
P_G	Pression de gisement ou de formation ou de pore		
P_{c1}	Pertes de charge intérieures à débit réduit		
P_{LOT}	Pression lue en surface lors du Leak Off Test		
d_{LOT}	Densité utilisée lors du Leak Off Test		
E.A.	Espace Annulaire		

1. **PRESSION HYDROSTATIQUE** (bar)

$$P_H = \frac{Z \times d}{10.2} \quad \text{ou} \quad P_H = g \times Z$$

2. **GRADIENT DE PRESSION** (bar/m)

$$g = \frac{d}{10.2}$$

3. **DENSITE**

$$\frac{\text{Pression} \times 10.2}{Z}$$

4. **PRESSION DE GISEMENT** (bar)

$$P_G = \frac{Z \times d}{10.2} + P_{t1}$$

5. DEBIT DE LA POMPE (l/min)

Capacité de la pompe (l/coups) x vitesse de la pompe (coups/min)

6. VITESSE ANNULAIRE (m/min)

$$\frac{\text{débit (l/min)}}{\text{capacité E.A. (l/m)}}$$

7. DENSITE EQUIVALENTE DE CIRCULATION

$$d_e = d_1 + \frac{\text{Pertes de charge E.A.} \times 10.2}{Z}$$

8. DENSITE AVEC SECURITE S INCLUSE

$$\frac{S \times 10.2}{Z} + d_1$$

9. NOUVELLE PRESSION APPROXIMATIVE AVEC UNE NOUVELLE VITESSE DE POMPE (bar)

$$\left(\frac{\text{nouvelle vitesse de pompe (SPM)}}{\text{ancienne vitesse de pompe (SPM)}} \right)^2 \times \text{ancienne pression (bar)}$$

10. NOUVELLE PRESSION APPROXIMATIVE AVEC UNE NOUVELLE DENSITE (bar)

$$\left(\frac{\text{nouvelle densité}}{\text{ancienne densité}} \right) \times \text{ancienne pression (bar)}$$

11. DENSITE MAXIMUM DANS LE PUIT

$$\frac{\text{Pression lue en surface lors du LOT (bar)} \times 10.2}{Z_s (m)} + \text{densité utilisée lors du LOT}$$

12. P_{adm} (bar)

$$\frac{(\text{densité maximale} - \text{densité actuelle}) \times Z_s (m)}{10.2}$$

13. DENSITE REQUISE

$$d_r = \frac{P_G \times 10.2}{Z} \quad \text{ou} \quad d_r = d_1 + \frac{10.2 \times P_{t1}}{Z}$$

14. PRESSION INITIALE DE CIRCULATION (bar)

$$P_{R1} = P_{t1} + P_{c1}$$

15. PRESSION FINALE DE CIRCULATION (bar)

$$P_{Rr} = P_{c1} \times \frac{d_r}{d_1}$$

16. BARYTE POUR AUGMENTER LA DENSITE (kg/l)

$$\frac{(d_r - d_1) \times 4.2}{4.2 - d_r}$$

17. VITESSE DE MIGRATION (m/hr)

$$v_m = \frac{10.2 \times \text{augmentation de pression en tête (bar/heure)}}{d_1}$$

18. LOI DES GAZ

$$P_1 \times V_1 = P_2 \times V_2 \quad P_2 = \frac{P_1 \times V_1}{V_2} \quad V_2 = \frac{P_1 \times V_1}{P_2}$$

19. DIMINUTION DE PRESSION PAR METRE DE TIGES REMONTEES VIDES (bar/m)

$$\frac{\text{capacité acier tiges (l/m)}}{(\text{capacité casing} - \text{capacité acier tiges})(l/m)} \times \frac{d_1}{10.2}$$

20. DIMINUTION DE PRESSION PAR METRE DE TIGES REMONTEES PLEINES (bar/m)

$$\frac{\text{capacité extérieure tiges (l/m)}}{(\text{capacité casing} - \text{capacité extérieure tiges})(l/m)} \times \frac{d_1}{10.2}$$

21. DIMINUTION DE NIVEAU EN SORTANT COMPLETEMENT LES TUBULAIRES VIDES (Mètre)

$$\frac{\text{longueur tubulaires (m)} \times \text{capacité acier tubulaires (l/m)}}{\text{capacité casing (l/m)}}$$

22. DIMINUTION DE NIVEAU EN SORTANT COMPLETEMENT LES TUBULAIRES PLEINS (Mètre)

$$\frac{\text{longueur tubulaires (m)} \times \text{capacité extérieure tubulaires (l/m)}}{\text{capacité casing (l/m)}}$$

23. LONGUEUR DE TUBULAIRES A REMONTER VIDES AVANT DE PERDRE LA SECURITE (Mètre)

$$\frac{\frac{Z \times d_1}{10.2} - P_G}{\frac{\text{capacité acier tubulaires (l/m)} \times d_1}{(\text{capacité casing (l/m)} - \text{capacité acier tubulaires (l/m)}) \times 10.2}}$$

24. LONGUEUR DE TUBULAIRES A REMONTER PLEINS AVANT DE PERDRE LA SECURITE (Mètre)

$$\frac{\frac{Z \times d_1}{10.2} - P_G}{\frac{\text{capacité extérieure tubulaires (l/m)} \times d_1}{(\text{capacité casing (l/m)} - \text{capacité extérieure tubulaires (l/m)}) \times 10.2}}$$

25. VOLUME A PURGER POUR MAINTENIR LA PRESSION DE FOND (Pf = PG) (Litre)

$$\frac{\text{augmentation pression en tête (bar)} \times \text{gain (litre)}}{P_G - \text{augmentation pression en tête (bar)}}$$

26. VOLUME DE BOUCHON POUR UNE LONGUEUR DE TIGES REMONTEES VIDES (Litre)

$$\frac{\text{longueur de tiges vides (m)} \times \text{capacité intérieure tiges (l/m)} \times d_1}{\text{densité du bouchon} - d_1}$$

27. GAIN DANS LES BACS SUITE AU POMPAGE D'UN BOUCHON LOURD (EFFET TUBE EN U) (Litre)

$$\text{volume du bouchon lourd (l)} \times \left(\frac{\text{densité du bouchon}}{d_1} - 1 \right)$$

28. SECURITE RISER (RISER MARGIN) (densité)

$$\frac{(\text{air gap (m)} + \text{profondeur d'eau (m)}) \times d_1 - (\text{profondeur d'eau (m)} \times \text{densité eau de mer})}{Z - \text{air gap (m)} - \text{profondeur d'eau (m)}}$$

29. PERTE DE PRESSION HYDROSTATIQUE EN CAS DE RUPTURE DU CLAPET ANTI-RETOUR DU CASING (bar)

$$\frac{d_1 \times \text{capacité intérieure du casing (l/m)} \times \text{hauteur non remplie de casing (m)}}{(\text{capacité intérieure du casing (l/m)} + \text{capacité annulaire (l/m)}) \times 10.2}$$

Annexe B

International Well Control Forum Surface BOP Kill Sheet - Vertical Well (Metric/Bar)		DATE : _____ NAME : _____																																																
KICK DATA : SIDPP <input style="width: 60px;" type="text"/> bar SICP <input style="width: 60px;" type="text"/> bar PIT GAIN <input style="width: 60px;" type="text"/> litres																																																		
KILL FLUID DENSITY KMD	<table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="text-align: right;">CURRENT DRILLING FLUID DENSITY</td> <td style="text-align: center;">+</td> <td style="text-align: center; vertical-align: middle;">$\frac{\text{SIDPP} \times 10.2}{\text{TVD}}$</td> </tr> <tr> <td style="text-align: right;">.....</td> <td style="text-align: center;">+</td> <td style="text-align: center;">.....</td> </tr> <tr> <td colspan="2"></td> <td style="text-align: right;">=</td> </tr> <tr> <td colspan="2"></td> <td style="text-align: right;">..... kg / l</td> </tr> </table>		CURRENT DRILLING FLUID DENSITY	+	$\frac{\text{SIDPP} \times 10.2}{\text{TVD}}$	+			=		 kg / l																																				
CURRENT DRILLING FLUID DENSITY	+	$\frac{\text{SIDPP} \times 10.2}{\text{TVD}}$																																																
.....	+																																																
		=																																																
	 kg / l																																																
INITIAL CIRCULATING PRESSURE ICP	DYNAMIC PRESSURE LOSS + SIDPP + = bar																																																	
FINAL CIRCULATING PRESSURE FCP	<table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="text-align: right; vertical-align: middle;">$\frac{\text{KILL FLUID DENSITY}}{\text{CURRENT DRILLING FLUID DENSITY}}$</td> <td style="text-align: center; vertical-align: middle;">x</td> <td style="text-align: left; vertical-align: middle;">DYNAMIC PRESSURE LOSS</td> </tr> <tr> <td style="text-align: right;">.....</td> <td style="text-align: center;">x</td> <td style="text-align: left;">.....</td> </tr> <tr> <td colspan="2"></td> <td style="text-align: right;">=</td> </tr> <tr> <td colspan="2"></td> <td style="text-align: right;">..... bar</td> </tr> </table>		$\frac{\text{KILL FLUID DENSITY}}{\text{CURRENT DRILLING FLUID DENSITY}}$	x	DYNAMIC PRESSURE LOSS	x			=		 bar																																				
$\frac{\text{KILL FLUID DENSITY}}{\text{CURRENT DRILLING FLUID DENSITY}}$	x	DYNAMIC PRESSURE LOSS																																																
.....	x																																																
		=																																																
	 bar																																																
(K) = ICP - FCP Bar	<table border="0" style="width: 50%;"> <tr> <td style="text-align: center;">$\frac{(\text{K}) \times 100}{(\text{E})}$</td> <td style="text-align: center;">=</td> </tr> </table>	$\frac{(\text{K}) \times 100}{(\text{E})}$	=	Bar/100 strokes																																														
$\frac{(\text{K}) \times 100}{(\text{E})}$	=																																																	
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th colspan="2" style="text-align: left; padding: 2px;">STROKES PRESSURE</th> </tr> <tr> <td style="width: 10px;"></td> <td style="text-align: right; padding: 2px;">[bar]</td> </tr> <tr><td style="height: 15px;"></td><td></td></tr> <tr><td style="height: 15px;"></td><td></td></tr> <tr><td style="height: 15px;"></td><td></td></tr> <tr><td style="height: 15px;"></td><td></td></tr> <tr><td style="height: 15px;"></td><td></td></tr> <tr><td style="height: 15px;"></td><td></td></tr> <tr><td style="height: 15px;"></td><td></td></tr> <tr><td style="height: 15px;"></td><td></td></tr> <tr><td style="height: 15px;"></td><td></td></tr> <tr><td style="height: 15px;"></td><td></td></tr> <tr><td style="height: 15px;"></td><td></td></tr> <tr><td style="height: 15px;"></td><td></td></tr> <tr><td style="height: 15px;"></td><td></td></tr> <tr><td style="height: 15px;"></td><td></td></tr> <tr><td style="height: 15px;"></td><td></td></tr> <tr><td style="height: 15px;"></td><td></td></tr> <tr><td style="height: 15px;"></td><td></td></tr> <tr><td style="height: 15px;"></td><td></td></tr> <tr><td style="height: 15px;"></td><td></td></tr> <tr><td style="height: 15px;"></td><td></td></tr> <tr><td style="height: 15px;"></td><td></td></tr> <tr><td style="height: 15px;"></td><td></td></tr> </table>	STROKES PRESSURE			[bar]																																													↑ [bar]	
STROKES PRESSURE																																																		
	[bar]																																																	

International Well Control Forum
Surface BOP Kill Sheet - Vertical Well (Metric/Bar)

DATE : _____

NAME : _____

FORMATION STRENGTH DATA:

SURFACE LEAK -OFF PRESSURE FROM FORMATION STRENGTH TEST bar

DRILLING FLUID DENSITY AT TEST kg/l

MAX. ALLOWABLE DRILLING FLUID DENSITY =
(B) + $\frac{(A) \times 10.2}{\text{SHOE T.V. DEPTH}}$ = kg/l

INITIAL MAASP =

$\frac{((C) - \text{Current Density}) \times \text{Shoe TVD}}{10.2}$ = bar

CURRENT WELL DATA::

CURRENT DRILLING FLUID:

DENSITY kg/l

CASING SHOE DATA:

SIZE in

M. DEPTH m

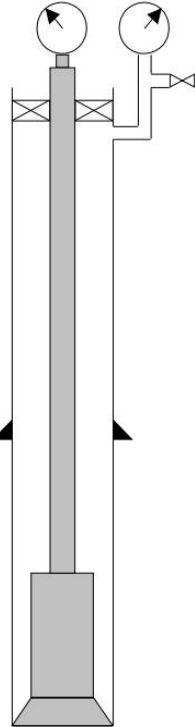
T.V. DEPTH m

HOLE DATA:

SIZE in

M. DEPTH m

T.V. DEPTH m



PUMP NO. 1 DISPL.	PUMP NO. 2 DISPL.
<input type="text"/>	<input type="text"/>
l / stroke	l / stroke

	(PL) DYNAMIC PRESSURE LOSS [bar]	
SLOW PUMP RATE DATA:	PUMP NO. 1	PUMP NO. 2
SPM	<input type="text"/>	<input type="text"/>
SPM	<input type="text"/>	<input type="text"/>

PRE-RECORDED VOLUME DATA:	LENGTH m	CAPACITY l / m	VOLUME litres	PUMP STROKES stks	TIME minutes
DRILL PIPE	x	=		VOLUME PUMP DISPLACEMENT	PUMP STROKES SLOW PUMP RATE
HEAVY WALL DRILL PIPE	x	=	+		
DRILL COLLARS	x	=	+		
DRILL STRING VOLUME			(D) l	(E) stks	min
DC x OPEN HOLE	x	=			
DP / HWDP x OPEN HOLE	x	=	+		
OPEN HOLE VOLUME			(F) l	stks	min
DP x CASING	x	=	(G) +	stks	min
TOTAL ANNULUS VOLUME			(F+G) = (H) l	stks	min
TOTAL WELL SYSTEM VOLUME			(D+H) = (I) l	stks	min
ACTIVE SURFACE VOLUME			(J) l	stks	
TOTAL ACTIVE FLUID SYSTEM			(I + J) l	stks	
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>