

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère De L'enseignement Supérieur Et De la Recherche Scientifique



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



Mémoire de Fin d'étude

En vue de l'obtention du Diplôme :

Master

Présenté par :

BENOUSSAID Sadek

MERMAT Riad

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Génie Pétrolier – Forage des Puits Pétroliers

**Étude et analyse des coincements survenus dans la
phase 8^{1/2}"**
Cas du puits MLEZ-32

Devant le jury :

BENYOUNES Khaled	Professeur	UMBB	Président
MESSAOUD Nadia	MAB	UMBB	Examinatrice
BELIMANE Zakarya	MAB	UMBB	Encadrant
SATOR Salim	Ingénieur	DF	Examineur

Année universitaire : 2023/2024

Dédicaces

A mes chers parents, frères Imed, Sofiane, Mehdi et toute ma famille,

Votre soutien indéfectible a été ma force. Ce mémoire est dédié à vous, qui avez toujours cru en moi.

Avec amour,

Sadek

Dédicaces

À mes précieux parents, dont les encouragements affectueux, les sacrifices considérables, le soutien indéfectible et les précieux conseils ont pavé ma route jusqu'à ma situation actuelle.

À mes chers Frères : Fares et Adel.

À mes chères Sœurs : Nabila, Mounira et surtout : Hanane, Nadjet et Rania.

À mes amis collègues et proches : Ikram, Ayoub et Nacer, je vous exprime ma profonde gratitude pour les précieux moments partagés ensemble.

À ceux qui m'aiment et que j'aime surtout ma nièce : Hella-Nour.

A la fin, je dédie chaleureusement ce mémoire à mon binôme Benoussaid Sadek , ainsi qu'à toute sa famille.

Riad

Remerciement

Nous souhaitons exprimer notre gratitude infinie à Dieu, Allah le Tout-Puissant, pour nous avoir accordé la santé, la volonté et la force nécessaires pour mener à bien ce travail.

Nous adressons nos remerciements sincères à notre enseignant, **M. BELIMANE Zakarya**, pour son encadrement de qualité, sa motivation professionnelle, ses conseils et critiques constructives, ses corrections, ainsi que pour sa gentillesse, sa patience et le temps qu'il a consacré à ce projet.

Nous tenons à exprimer notre reconnaissance particulière à **M. KOULOUGLI Nabil** diplômé de l'INH, et **M. ANTARI Bachir**, dont la rigueur scientifique et les vastes connaissances ont été déterminantes pour l'accomplissement de ce travail. Leurs encouragements, notamment durant les périodes difficiles, nous ont permis de rester concentrés sur notre objectif final.

Nos remerciements vont également aux membres du jury pour leur présence, leur lecture attentive de ce mémoire, et les remarques constructives qu'ils nous apporteront lors de cette soutenance, afin d'améliorer notre travail.

Nous remercions sincèrement **M. MERAH Farouk** et **M. FATTOUCHE Abdelkader** pour nous avoir ouvert de nombreuses opportunités et pour nous avoir donné l'autorisation d'utiliser les données fournies dans cette étude, contribuant ainsi à transformer ce stage en une expérience humaine et professionnelle exceptionnelle.

Des remerciements spéciaux sont adressés à toute l'équipe du groupement **SONATRACH-ENI**, et en particulier aux ingénieurs du **Département Forage et Complétion**. Ce modeste travail n'aurait pas pu être réalisé dans des conditions aussi optimales sans leur aide précieuse.

Enfin, nous ne saurions conclure sans remercier nos parents et nos proches pour leur soutien inconditionnel durant les moments de doute et de découragement, ainsi que tout le corps professoral de notre faculté pour leur contribution générale. Nos remerciements les plus chaleureux vont également à tous nos collègues de promotion, MAFP19, pour les bons moments partagés.

SADEK & RIAD

Résumé

Le champ de Berkine est l'un des champs pétrolifères les plus difficiles au monde en raison de sa structure souterraine complexe. Cela rend le forage vulnérable à divers problèmes. Le coincement d'une garniture de forage ou d'une colonne de tubage est l'un des problèmes les plus courants. Notre étude se concentre sur l'analyse de deux incidents de coincement survenus à la phase 8½" dans le puits MLEZ-32 : le premier, un coincement de type pack-off, est survenu à la profondeur de 3420 m, et le second, un coincement par pression différentielle. Après une série de tentatives pour libérer la garniture, les ingénieurs ont réussi, mais cela a entraîné une perte considérable de temps et d'argent. L'objectif principal de ce travail est de proposer des techniques et des recommandations pour prévenir et éviter ce type de problèmes et réduire le NPT (Non-Productive Time) à l'avenir, notamment grâce à l'utilisation de la simulation du torque and drag (T&D) par le logiciel Techlog64 2022.1.3.

Mots clés : Champ de Berkine, Coincement, T&D, forage horizontal, Techlog 2022.

Abstract

The Berkine field is one of the most challenging oil fields in the world due to its complex underground structure. This makes drilling susceptible to various issues. The sticking of a drill string or a casing column is one of the most common problems. Our study focuses on analyzing two sticking incidents that occurred at the 8½" phase in well MLEZ-32: the first, a pack-off sticking, occurred at a depth of 3420 meters, and the second was related to differential pressure sticking. After a series of attempts to free the drill string, the engineers succeeded, but this resulted in a significant loss of time and money. The main objective of this work is to propose techniques and recommendations to prevent and avoid such problems and reduce NPT (Non-Productive Time) in the future, including the use of torque and drag (T&D) simulation with the Techlog64 2022.1.3 software.

Key words: Berkine field, Stuck pipe, Torque and drag, horizontal drilling, Techlog 2022.

ملخص

يُعد حقل بركين واحداً من أكثر حقول النفط تحدياً في العالم بسبب هيكله الجوفي المعقد. يجعل هذا الحفر عرضة لمشاكل متنوعة. يُعتبر انسداد سلسلة الحفر أو عمود التغليف واحداً من أكثر المشاكل شيوعاً. تركز دراستنا على تحليل حادثتين للانسداد وقعتا في المرحلة 8½" في البئر MLEZ-32: الأولى، انسداد بسبب التراكم، وقعت على عمق 3420 متراً، والثانية تتعلق بالانسداد بسبب اختلاف الضغط. بعد سلسلة من المحاولات لتحرير سلسلة الحفر، نجح المهندسون، ولكن ذلك تسبب في فقدان كبير للوقت والمال. الهدف الرئيسي من هذا العمل هو اقتراح تقنيات وتوصيات لمنع وتجنب مثل هذه المشاكل وتقليل وقت التعطل (NPT) في المستقبل، بما في ذلك استخدام محاكاة العزم والسحب (T&D) بواسطة برنامج Techlog64 2022.1.3.

الكلمات المفتاحية: حقل بركين، الانسداد، عزم الدوران والاحتكاك، الحفر الافقي، Techlog 2022.

Tables des matières

Dédicaces.....	I
Dédicaces.....	II
Remerciement	III
Résumé.....	IV
Tables des matières.....	V
Liste des tableaux	VIII
Listes des figures.....	IX
NOMENCLATURE	XII
INTRODUCTION GENERALE	1
Chapitre. 1 Généralités sur le Forage Horizontal	3
Introduction	3
1.1. Définition du forage horizontal	3
1.2. Historique du forage directionnel	3
1.3. Le profil d'un puits horizontal.....	4
1.4. Types de puits horizontaux	4
1.5. Applications du forage dirigé	5
1.5.1. Puits en J.....	5
1.5.2. Puits en S	5
1.5.3. Les puits en ré-entrée	6
1.5.4. Les puits multilatéraux	6
1.5.5. Puits d'interception (Relief well)	7
1.5.6. Puits latéral (Side-track).....	7
1.5.7. Forages dirigés pour des raisons géologiques	8
1.5.8. Forage des zones inaccessibles	8
1.6. Avantages du forage horizontal.....	9
1.7. Inconvénients du forage horizontal	11
Conclusion	11
Chapitre. 2 Généralités et traitement des coincements	12
Introduction	12

2.1. Classification des coincements	12
2.1.1. Coincement par pression différentielle	13
2.1.2. Coincement mécanique	16
2.1.3. Coincements dû aux formations (pack off)	22
2.2. Traitement des coincements	32
2.2.1. Le battage	32
2.2.2. Injection des bouchons	36
2.2.3. Dévissage Back-Off	37
2.2.4. Repêchage de matériel tubulaire	39
2.2.5. SIDE TRACK	41
2.2.6. ECD Management	43
Conclusion	45
Chapitre. 3 Simulation par l'utilisation de logiciel Techlog64 2022.1.3	46
Introduction	46
3.1. Généralités sur la plateforme Techlog	46
3.1.1. Historique du Techlog	46
3.1.2. Les différentes sections du Techlog64 2022.1.3.....	46
3.1.3. Objectif du Techlog	47
3.1.4. La base de données du « Techlog »	47
3.1.5. Chargement des données	47
3.2. Techlog Workflow	49
Conclusion	52
Chapitre. 4 Étude de cas : Coincements dans le Puits MLEZ-32	53
Introduction	53
4.1. Situation géologique	53
4.2. Découverte du gaz dans le champ MLEZ Bloc 405B	53
4.3. Mise en production de l'area MLE	54
4.4. Le puit MLEZ-32.....	54
4.4.1. Informations générales sur le puits	55
4.4.2. Fiche technique de l'appareil Weatherford #801	56
4.4.3. La coupe lithologique de puits MLEZ-32	57
4.5. Le coincement survenu lors du forage de la phase 8 ^{1/2} "	58

4.5.1. Historique du forage de la phase 8 ½"	58
4.5.2. Analyse des paramètres de forage.....	59
4.5.3. Coincement à la côte 3420m	61
4.5.4. Coincement à la côte 3687m	71
4.5.5. Analyse opérationnelle du temps des opérations	76
Conclusion	79
CONCLUSION GENERALE	80

Liste des tableaux

Tableau 4.1 : Données de base sur le puit. [17]	55
Tableau 4.2 : Fiche technique de l'appareil Weatherford #801.[17]	56
Tableau 4.3 : MLEZ-32 section 8 ½". [18].....	58
Tableau 4.4 : Paramètres de forage (3145m à 3536m).[19]	59
Tableau 4.5 : Paramètres de forage (3545m à 3728.5m).[19]	60
Tableau 4.6 : Identification du mécanisme de coincement. [19]	61
Tableau 4.7 : Propriétés de la boue.[18].....	62
Tableau 4.8 : RPM recommandé sur la base de PHAR.[21]	65
Tableau 4.9 : taper angle recommandés pour les stabilisateurs.[21].....	68
Tableau 4.10 : Bypass area du stabilisateur recommandée. [22]	69
Tableau 4.11 : Identification du mécanisme de coincement.[19]	71
Tableau 4.12 : Description des opérations du 29/09/2017 au 30/09/2017.[19].....	72
Tableau 4.13 : la durée de forage prévu et actuel.[17]	76
Tableau 4.14 : Types de problèmes du puits MLEZ-32.[17].....	77

Listes des figures

Figure 1.1 : Profil d'un puits horizontal.[1].....	3
Figure 1.2 : Puits en J.[1].....	5
Figure 1.3 : Puits en S.[1]	6
Figure 1.4 : Puits Multilatéraux "en arête de poisson ".[1]	7
Figure 1.5 : Puits d'interception (Relief well).[1]	7
Figure 1.6 : Puits latéral (Side-track).[1].....	8
Figure 1.7 : Forages dirigés pour raisons géologique.[1]	8
Figure 1.8 : Emplacements de surface impraticables.[1].....	8
Figure 1.9 : Réservoirs fracturés.[1].....	9
Figure 1.10 : Réservoirs multicouches.[1].....	9
Figure 1.11 : Coning de l'eau.[1].....	10
Figure 2.1 : Incidents de coincement par activité .[2]	12
Figure 2.2 : Coincement par Pression Différentielle.[4]	13
Figure 2.3 : Les causes de coincement par pression différentielle.[6]	14
Figure 2.4 : Trou de serrure (Key Seat).[5]	16
Figure 2.5 : Doglegs and ledges. [2]	17
Figure 2.6 : Formation mobile.[2].....	19
Figure 2.7 : Diminution du diamètre nominal du trou.[2].....	20
Figure 2.8 : Coincement Par mauvais nettoyage.[8]	22
Figure 2.9 : Formations non consolidées.[2]	24
Figure 2.10 : Argiles fluentes.[2]	25
Figure 2.11 : Argile naturellement surpressé.[2]	26
Figure 2.12 : la contrainte de surpression.[2]	28
Figure 2.13 : formations faillées et fracturées.[2].....	29
Figure 2.14 : Junk in the hole.[6]	31
Figure 2.15 : Ciment tendre.[2].....	32
Figure 2.16 : coulisses mécaniques.[6].....	33
Figure 2.17 : Coulisse hydraulique.[6]	34
Figure 2.18 : Coulisse conventionnelle.[2]	35
Figure 2.19 : Accélérateur à Jar.[2].....	35

Figure 2.20 : Accélérateur.[2]	35
Figure 2.21 : Mise en place et déplacement du bouchon.[6]	36
Figure 2.22 : Stuck point Indicator Tool - S.I.T. [6]	39
Figure 2.23 : Outil d'accrochage (spiral grapple).[6]	40
Figure 2.24 : Outil d'accrochage (basket grapple).[6]	40
Figure 2.25 : Tarauds et cloches taraudées.[10]	41
Figure 2.26 : Side-track en trou ouvert. [2]	42
Figure 2.27 : Side-track avec Whip stock. [11]	42
Figure 2.28 : Equivalent circulating density.[2]	43
Figure 2.29 : la variation de l'ECD lors du raccordement. [2]	44
Figure 2.30 : Processus de traitement de coincement. [12]	45
Figure 3.1 : les différentes sections du logiciel Techlog. [14]	47
Figure 3.2 : Method view & dashboard. [14]	48
Figure 3.3 : Broomstick (method Inputs). [14]	48
Figure 3.4 : Broomstick (method Outputs). [14]	49
Figure 3.5 : Techlog workFlow.[14]	49
Figure 3.6 : Autostate Output.[14]	50
Figure 3.7 : Friction Method output.[14]	50
Figure 3.8 : Hydraulics method output. [14]	51
Figure 3.9 : KPI method Output.[14]	51
Figure 3.10 : TLA method Output. [14]	52
Figure 3.11 : TVD method Output. [14]	52
Figure 4.1 : MLEZ-32 Hor position in block 405b, Menzel Ledjmet concession.[17]..	54
Figure 4.2 : La coupe stratigraphique du puits MLEZ-32. [18]	57
Figure 4.3 : torque et contre-pression pour le décroincement.[2]	63
Figure 4.4 : Mauvais nettoyage des trous.[20]	64
Figure 4.5 : Effet de l'inclinaison du puits de forage sur le transport des déblais.[20] ...	65
Figure 4.6 : PHAR VS Taille du trou et taille du DP.[2]	66
Figure 4.7 : Effet de la rotation.[2]	67
Figure 4.8 : Effet de Taper angle.[21]	68
Figure 4.9 : Taux de bypass % des stabilisateurs.[22]	68
Figure 4.10 : Integral blade vs sleeve stabilizers.[22]	69

Figure 4.11 : T&D broomstick chart avec données réelles.[14]	70
Figure 4.12 : Déplacement du fluide vers le bas.[2]	74
Figure 4.13 : Déplacement du fluide vers le haut.[2]	75
Figure 4.14 : Effet coup de bélier.[2]	75
Figure 4.15 : Nombre d'heures pour chaque problème rencontré.[17]	77
Figure 4.16 : Taux de coincements prévus par rapport aux problèmes totaux.[18].....	78
Figure 4.17 : Taux de coincements actuel par rapport aux problèmes totaux.[18].....	78
Figure 4.18 : le coût en fonction de la profondeur forée.[17].....	79

NOMENCLATURE

BHA : Bottom Hole Assembly (Garniture de forage)

CBL : Cement bond log

CCL : Casing Collar Logging.

DC : Drill collar

DP : Drill pipe

ECD : Equivalent circulating density

EOB : End of Build Up

GL : Ground level (niveau du sol)

HD : Horizontal Displacement

HP : Horsepower

HWDP : Heavy Weight Drill Pipe

ID : inside diameter

KOP : Kick off point

LGS : Low gravity solids

LWD : Logging while drilling

MBT : Methylene blue test

MD : Measured depth

MLEZ : Menzel Ledjmet Est

NPT : Non-Productive Time

OBM : Oil based mud

OD : Outside diameter

OP : Overpull

PF : Formation pressure

PH : Hydrostatic pressure

POD : Plan of development

POOH : Pull Out of the Hole

PU : pick-up

PV : Plastic viscosity (Viscosité plastique)

RIH : Run In Hole

ROP : Rate Of Penetration (Vitesse d'avancement)

RPM : Rotation per minute

RT : Rotary table

SIT : Stuck point Indicator Tool

SO : slack-off

T&D : Torque and drag

TD : True depth

TDI : Techlog Drilling Interpretation

TVD : True vertical depth

VDL : Variable density log

WBM : Water based mud

WOB : Weight On Bit (poids sur l'outil)

YP : Yield point

MW : Mud weight

INTRODUCTION GENERALE

L'objectif principal du forage pétrolier est d'atteindre le réservoir de manière efficace, minimisant ainsi le temps et les coûts, tout en garantissant la sécurité et l'efficacité économique du processus. Pour cela, l'utilisation de techniques adaptées et une connaissance approfondie du matériel de forage, des paramètres opérationnels et de la géologie des terrains à forer sont essentiels.

Le forage des puits pétroliers présente de nombreux défis techniques, rendant ce processus à la fois complexe et risqué. Parmi les principaux problèmes rencontrés sont le coincement des garnitures de forage et des colonnes de tubage, les pertes de circulation, les éboulements des formations rocheuses et les problèmes liés à l'instabilité des parois du puits. Ces incidents peuvent entraîner des interruptions coûteuses, des retards dans les opérations et des dépenses supplémentaires importantes.

Même en prenant toutes les précautions nécessaires, divers problèmes peuvent survenir lors du forage. Parmi ces défis, les coincements représentent une difficulté majeure pouvant sérieusement entraver la progression des opérations. Le coincement constitue ainsi un défi crucial dans le domaine pétrolier. Lorsque la garniture se retrouve immobilisée, que ce soit verticalement ou horizontalement, les conséquences peuvent être significatives. Elles vont causer des risques de fatigue de la garniture à la nécessité d'entreprendre des opérations de repêchage, pouvant même entraîner la perte totale du puits.

Les objectifs de notre étude sont multiples. Premièrement, il s'agit de comprendre les mécanismes des coincements et leurs causes pour les éviter à l'avenir. Deuxièmement, améliorer le temps de forage en proposant des recommandations pertinentes concernant les équipements et les techniques de forage. Pour atteindre ces objectifs, nous nous concentrerons sur un cas spécifique : le coincement de la garniture de forage à la phase 8½" dans le champ de Berkine, plus précisément dans le puits MLEZ-32.

En conclusion, cette étude vise à apporter une contribution significative à l'amélioration des techniques de forage, en offrant des perspectives précieuses sur la gestion des coincements et en proposant des approches innovantes pour surmonter les défis courants rencontrés lors du forage des puits horizontaux. Nous mettrons aussi comment l'utilisation des résultats de simulation du torque and drag (T&D) par le logiciel Techlog64 2022.1.3 peut nous aider à mieux analyser les problèmes de coincement. Le travail est organisé en quatre chapitres :

Le premier chapitre commence par une présentation des généralités sur le forage horizontal, mettant en évidence son importance et son utilité dans l'industrie pétrolière.

Le deuxième chapitre se focalise sur les généralités et le traitement de coincement. Nous exposons ainsi les divers types de coincements qui peuvent survenir au cours du forage, tout en détaillant les méthodes employées pour libérer la garniture de forage.

Le troisième chapitre, se porte sur l'utilisation de la simulation via le logiciel Techlog64 2022.1.3. Nous procédons à une explication détaillée des différentes étapes de chargement des données spécifiques à notre puits. Par la suite, nous explorons le processus de génération de la *broom-stick charts*. Cette analyse des variations de torque and drag nous permet de détecter les changements par rapport au modèle théorique qui peuvent indiquer un coincement imminent.

Dans le quatrième chapitre, intitulé "Étude de cas : Coincements dans le Puits MLEZ-32", nous débutons par l'identification des deux types de coincements survenus dans ce puits, en examinant attentivement leurs causes. Par la suite, nous détaillons les actions spécifiques entreprises pour libérer la garniture de forage dans chaque cas. Enfin, nous proposons des recommandations pratiques tirées de nos observations et nous formulons des lignes directrices pour la prévention des coincements des tiges de forage à l'avenir, offrant ainsi un cadre précieux pour améliorer la sécurité et l'efficacité des opérations de forage.

Chapitre .1

Généralités sur le Forage Horizontal

Chapitre. 1 Généralités sur le Forage Horizontal

Introduction

Le forage directionnel s'est imposé comme un outil essentiel dans l'exploitation des gisements d'hydrocarbures, largement motivé par des impératifs économiques. Il offre aux producteurs, à l'échelle mondiale, la possibilité de valoriser des réserves qui seraient autrement inaccessibles sur le plan économique.

1.1. Définition du forage horizontal

Le forage directionnel représente à la fois une discipline scientifique et artistique consistant à orienter un puits le long d'une trajectoire prédéfinie, depuis la tête de puits jusqu'à la cible, ces deux points étant définis par un système de coordonnées préétabli. En substance, il s'agit de creuser un trou depuis un point donné dans l'espace (la surface) jusqu'à un autre point dans l'espace (la cible), comme illustré dans la [Figure 1.1](#).

1.2. Historique du forage directionnel

Le forage directionnel a été au commencement employé comme opération réparatrice, pour un *sidetrack* autour d'un poisson, correction de la verticalité d'un puits, ou pour contrôle des éruptions. L'intérêt pour le forage directionnel a commencé en 1929 après le développement des outils de mesure dans le champ de seminole, l'Oklahoma, Etats-Unis. En 1930, le premier puits directionnel a été foré à Huntington Beach, Californie, États-Unis. Le puits a été foré d'une position terrestre vers offshore. Le forage directionnel avait reçu une publicité plutôt défavorable jusqu'à ce qu'il ait été employé en 1934 pour contrôler un puits en éruption près de Conroe, Texas, Etats-Unis.[1]

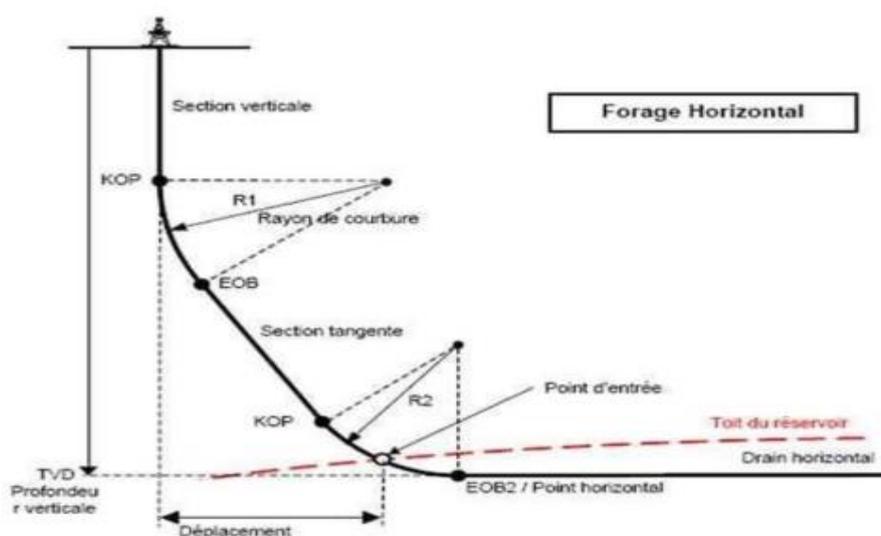


Figure 1.1 : Profil d'un puits horizontal.[1]

1.3. Le profil d'un puits horizontal

La trajectoire d'un puits dévié se projette dans deux plans :

- Le plan vertical : contenant la verticale de la tête du puits.
- Le plan horizontal : dont on peut mettre en évidence son Azimut.
- **La trajectoire** : le chemin suivi par l'outil pour relier la tête du puits (le point de départ) à la cible (le point d'arriver).
- **La cible (Target)** : le point objectif ou le point d'arrivée, elle est définie par des coordonnées en prenant en compte des données géologiques dont la précision est souvent très relative.
- **La profondeur** : est la longueur de trajectoire réellement forée par l'outil. Le déplacement horizontal (MD : *Measured Depth*) : c'est la distance horizontale entre la verticale passant par la tête du puits et la verticale passant par la cible.
- **La côte ou la profondeur verticale (TVD)** : c'est la distance verticale entre l'horizontal passant par la tête du puits et l'horizontal passant par la cible.
- **Kick Off-Point (KOP)** : Le point où commence la déviation.
- **EOB**: End of Build Up.
- **Section tangente** : Section rectiligne du puits.
- **Inclinaison(α)** : L'angle de montée (de déviation) par rapport à la verticale.
- **Azimut** : la direction du puits par rapport au Nord.
- **Build Up ou montée en inclinaison** : La montée régulière en inclinaison.
- **Gradient de Déviation (Build Up Rate)** : Croissance de l'inclinaison par unité de longueur, exprimé positivement en [$^{\circ}/10m$], [$^{\circ}/30m$] ou [$^{\circ}/100ft$].
- **Rayon de courbure** : Généralement le gradient de déviation est maintenu constant, la trajectoire décrit un arc de cercle.
- **Drain** : section horizontale ou sub-horizontale du puits située dans le réservoir

1.4. Types de puits horizontaux

Trois types de puits peuvent être distingués :

Les puits en long radius : Ces puits présentent un rayon de courbure supérieur à 200 mètres, des gradients inférieurs à 3 degrés par 10 mètres, et ils permettent l'application de toutes les techniques de forage conventionnelles telles que le forage rotatif, le carottage, le tubage, etc., utilisant des équipements standard, sans restriction de diamètre ou de longueur de drain. Leur longueur peut dépasser 1000 mètres.

Les puits en medium radius : Ces puits ont un rayon de courbure entre 50 mètres et 200 mètres, avec des gradients de 3 à 7 degrés par 10 mètres, nécessitant ainsi des équipements spécifiques tels que des moteurs de fond coudés et ajustables en surface. Avec une trajectoire soigneusement planifiée et exécutée, ils peuvent atteindre jusqu'à 600 mètres de drain horizontal.

Les puits en short radius : Ces puits présentent un rayon de courbure inférieur à 50 mètres, pouvant même descendre jusqu'à 5 mètres, nécessitant ainsi l'utilisation

d'équipements spécifiques tels que des moteurs articulés et des garnitures articulées. En raison des défis liés au contrôle de la trajectoire, la longueur du drain est généralement limitée à environ 300 mètres, et leur achèvement s'avère difficile, restreignant ainsi l'application de cette technique. Ces puits peuvent être classés en :

- Puits à build-up simple : caractérisés par une seule section d'inclinaison de 0 à 90 degrés.
- Puits à build-up multiple : comprenant deux sections d'inclinaison ou plus, séparées par des sections droites, également appelées "tangentiels".

1.5. Applications du forage dirigé

Les applications du forage dirigé sont nombreuses. Parmi eux on peut citer :

1.5.1. Puits en J

La forme la plus simple et la plus commune des puits déviés. Ils débutent par une phase verticale, suivie d'une phase de montée et se terminent par une phase rectiligne (Figure 1.2).

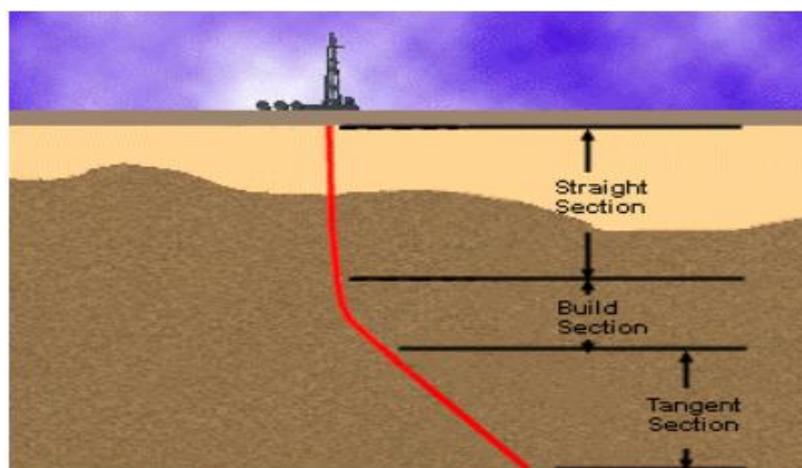


Figure 1.2 : Puits en J.[1]

- Caractéristiques
 - Kick-off point (KOP) peu profond
 - Section de remontée (peut avoir plusieurs Build up rate)
 - Section rectiligne
- Applications
 - Puits profonds avec de grands déplacements
 - Puits de profondeurs modérées avec des sections horizontales modérées ou les casings intermédiaires sont pas obligatoires

1.5.2. Puits en S

D'une forme légèrement plus élaborée, ces puits commencent comme un puits en J, mais se terminent par une chute en inclinaison, quelquefois jusqu'à la verticale, le plus souvent pour des considérations de production (Figure 1.3).

- Caractéristiques
 - Kick-off point (KOP) peu profond
 - Section Build-up et section rectiligne
 - Section Drop-off
- Applications
 - Puits à plusieurs couches productrices
 - Réduit l'angle d'atterrissage dans le réservoir
 - Puits profonds avec de petits déplacements
- Inconvénients
 - Augmentation du torque & drag
 - Sujets aux key seat et Problèmes de logging.

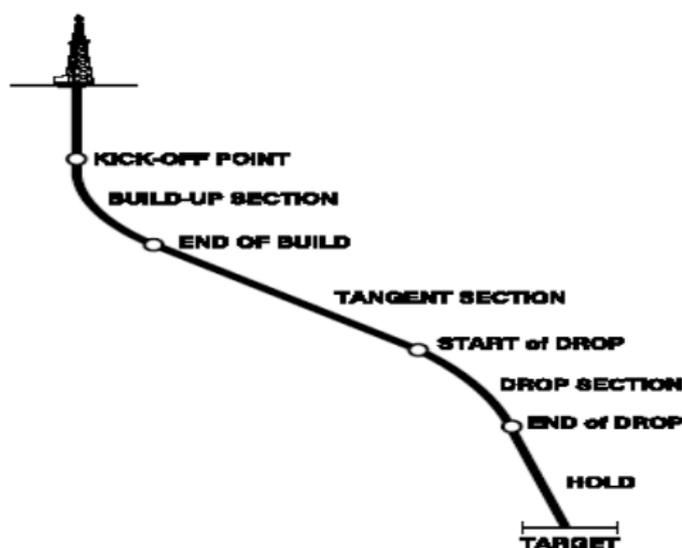


Figure 1.3 : Puits en S.[1]

1.5.3. Les puits en ré-entrée

Les puits en ré-entrée représentent une autre application du forage horizontal. Ils impliquent la réutilisation d'un puits déjà existant, qu'il soit vertical ou dévié, qui est ensuite abandonné et bouché pour permettre le forage d'un nouveau puits latéral, se terminant généralement horizontalement.

1.5.4. Les puits multilatéraux

Les puits multilatéraux représentent une évolution du forage horizontal, où une ou plusieurs branches sont forées à partir d'un drain primaire, pouvant être vertical, dévié ou déjà horizontal. Plusieurs types de puits multilatéraux ont été réalisés, dont nous mentionnerons deux exemples, du plus simple au plus complexe :

- Un puits vertical avec une seule branche horizontale.
- Les puits dits en "arête de poisson", caractérisés par plusieurs branches latérales forées alternativement à partir d'un drain principal (Figure 1.4).

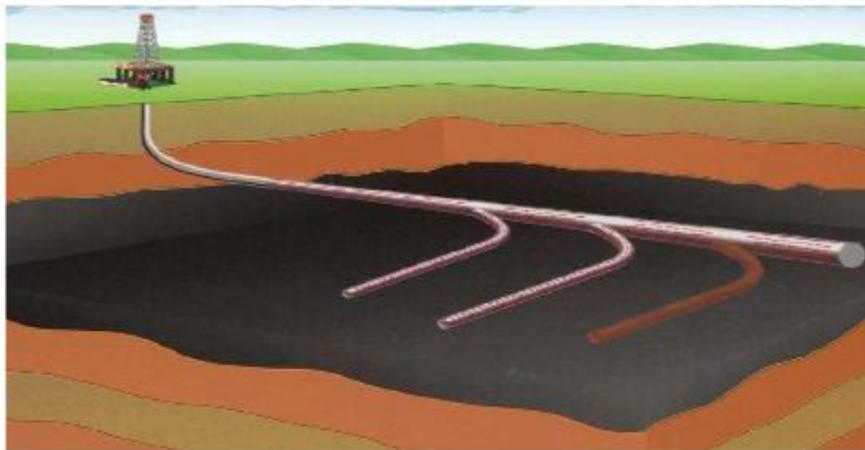


Figure 1.4 : Puits Multilatéraux "en arête de poisson".[1]

1.5.5. Puits d'interception (Relief well)

Ces puits sont destinés à approcher ou même intercepter la trajectoire d'un autre puits en éruption incontrôlable. C'est l'une des premières applications du forage dirigé (John Eastman en 1934), comme illustré dans la [Figure 1.5](#).

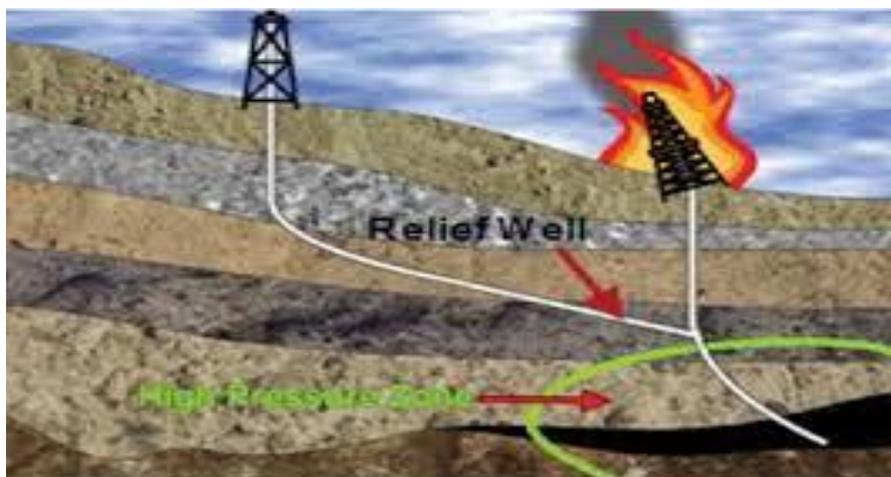


Figure 1.5 : Puits d'interception (Relief well).[1]

1.5.6. Puits latéral (Side-track)

Le forage d'un puits latéral consiste à abandonner un puits en cours de forage pour le reprendre à une profondeur inférieure, comme illustré dans la [Figure 1.6](#). Soit pour des raisons techniques, soit pour des raisons géologiques, par exemple :

- à la suite d'opérations de repêchage infructueuses.
- en cas d'un problème de dog-leg sévère.
- en cas de rupture de casing.
- en cas de rencontre d'une faille imprévue.

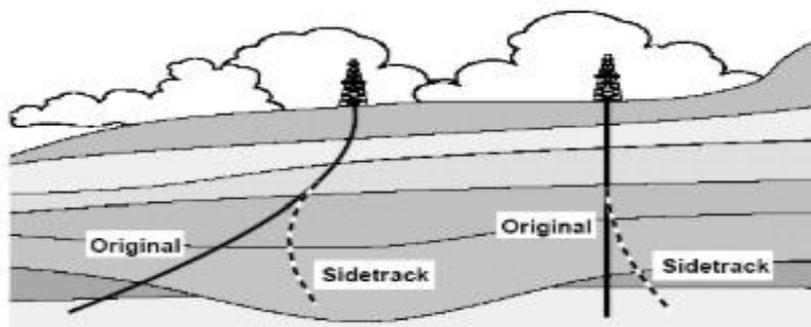


Figure 1.6 : Puits latéral (Side-track).[1]

1.5.7. Forages dirigés pour des raisons géologiques

- Forage à travers une faille dans le but d'améliorer le contrôle de déviation ou d'augmenter la production.
- Forage destiné à contourner un dôme de sel (Figure 1.7).



Figure 1.7 : Forages dirigés pour raisons géologique.[1]

1.5.8. Forage des zones inaccessibles

- Forages réalisés depuis le rivage pour accéder à des réservoirs offshore.
- Forages effectués depuis la mer pour atteindre des réservoirs situés sous une côte difficilement accessible (Figure 1.8).

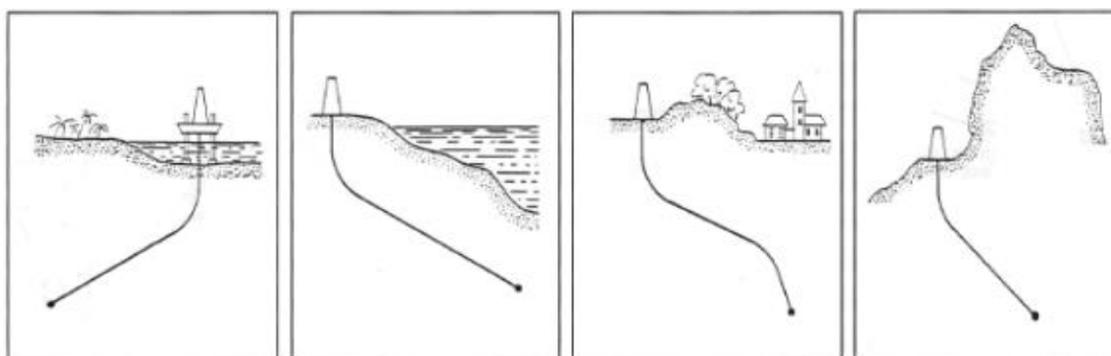


Figure 1.8 : Emplacements de surface impraticables.[1]

1.6. Avantages du forage horizontal

Les avantages du forage horizontal sont nombreux, et nous nous concentrerons ici sur les points les plus significatifs :

- Le forage horizontal ouvre la voie au développement de gisements qui autrement ne pourraient être exploités économiquement.
- Dans de nombreux réservoirs, le forage horizontal non seulement augmente la production, mais aussi améliore le taux de récupération.

Nous ne visons pas ici à discuter en détails les notions complexes concernant le réservoir. Cependant, quelques notions simples peuvent être soulignées :

➤ Réservoirs fracturés

Les réservoirs fracturés sont parmi les meilleurs candidats pour le développement par forage horizontal. Étant donné que les fractures de ces réservoirs sont généralement orientées de manière sub-verticale, le moyen le plus efficace d'intercepter le plus grand nombre de ces fractures est de forer un puits horizontal perpendiculairement à leur direction principale, comme illustré dans la [Figure 1.9](#).

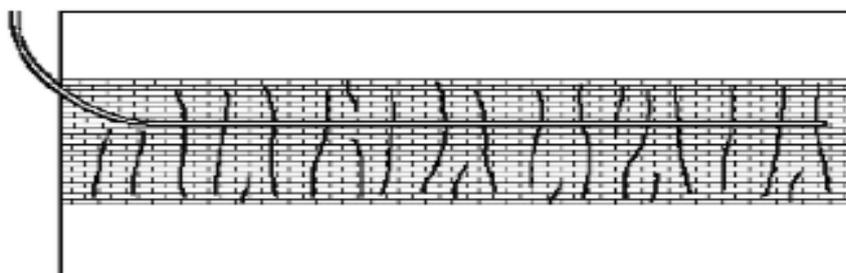


Figure 1.9 : Réservoirs fracturés.[1]

➤ Réservoirs à multicouches

Dans la plupart des réservoirs multicouches, un seul puits horizontal peut souvent remplacer plusieurs puits verticaux ou déviés.

L'exemple illustré dans la [Figure 1.10](#), présente un cas de réservoir compartimenté où un seul puits horizontal remplace six puits verticaux, tout en améliorant la production en retardant le problème de coning.

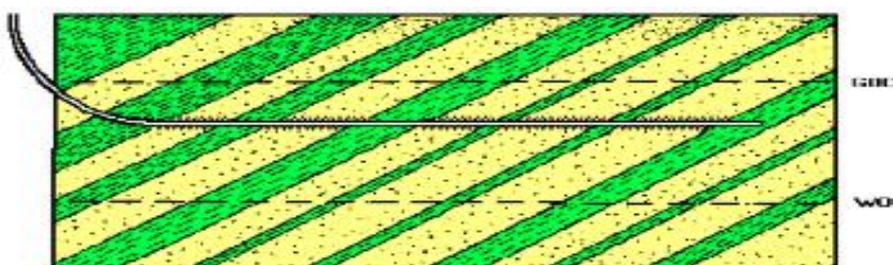


Figure 1.10 : Réservoirs multicouches.[1]

➤ **Réservoirs à faible perméabilité**

Le drain horizontal agit comme une fracture, offrant plusieurs avantages :

- Il est plus simple et économique de forer un long drain que de tenter de créer une fracture de taille équivalente.
- La direction du drain est parfaitement contrôlée, ce qui n'est pas possible avec la fracturation.

➤ **Formations non consolidées - Contrôle des sables**

La production de sables dans les formations non-consolidées pose des défis significatifs en termes de gestion de l'entrée de sable dans le puits. Cette production de sable est influencée par les forces de viscosité le long de la paroi du puits, qui sont proportionnelles au débit de production. Le forage d'un drain horizontal dans un tel réservoir permet de réduire la vitesse le long de la paroi du puits et, par conséquent, la production de sable, pouvant même être totalement éliminée dans certains cas. De plus, cela peut parfois permettre la production des puits sans la nécessité d'installer des crépines coûteuses.

➤ **Coning du gaz et de l'eau**

De nombreux réservoirs sont exploités en utilisant un aquifère actif ou par injection artificielle. Si le niveau d'eau remonte trop rapidement dans le puits, la production déclinera rapidement, comme illustré dans la [Figure 1.11](#).

Le forage horizontal est d'une grande aide dans la production de tels réservoirs :

- Il augmente la distance entre le drain horizontal et le point de contact entre l'huile et l'eau.
- Il améliore la productivité en distribuant l'extraction de manière plus uniforme, réduisant ainsi l'effet de succion sur le plan d'eau.

Des considérations similaires peuvent être appliquées pour le cas de l'entrée de gaz.

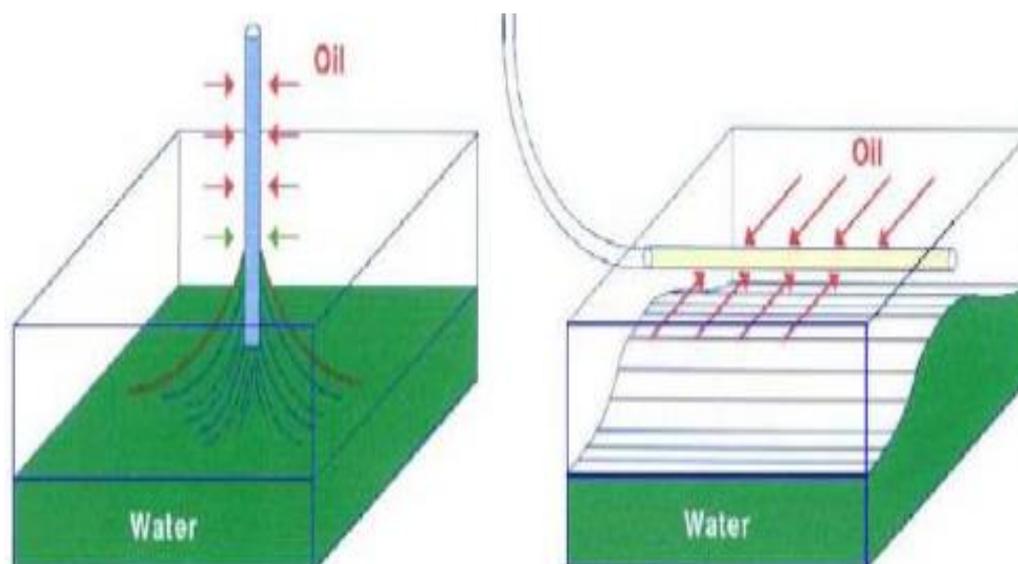


Figure 1.11 : Coning de l'eau.[1]

1.7. Inconvénients du forage horizontal

➤ Coûts additionnels

Il est évident que le forage horizontal entraîne des coûts plus élevés par rapport au forage vertical ou peu dévié. Ces coûts supplémentaires sont principalement attribués à deux facteurs :

- Les puits horizontaux sont plus longs, ce qui nécessite plus de temps pour les forer, ainsi que davantage d'outils, de fluide, etc.
- Les services de forage dirigé représentent un coût significatif, en particulier en raison de l'obligation d'utiliser en permanence un moteur de fond et un système de mesure pendant le forage.

Le surcoût d'un forage horizontal par rapport à un forage vertical dépend principalement de la profondeur et de la position du réservoir, qu'il soit onshore ou offshore. Par exemple, un puits foré dans un réservoir offshore peu profond sera relativement plus coûteux qu'un puits foré onshore dans un réservoir profond, bien que le surcoût puisse ne pas dépasser 20 à 30%.

➤ Risques opérationnels

Comparativement aux puits verticaux ou peu déviés, les puits horizontaux présentent, au cours de leur réalisation, un certain nombre de risques supplémentaires :

- Atteindre la cible : Le forage horizontal n'est pas en soi un problème, mais la difficulté réside davantage dans l'atteinte d'une cible parfois dotée d'une tolérance verticale réduite.
- Nettoyage du puits : Un nettoyage efficace du puits est crucial pour le succès d'un forage horizontal. Le fluide de forage doit remplir deux fonctions principales : assurer le transport des déblais, et prévenir l'accumulation des débris dans les parties inclinées du puits. Une élimination efficace des solides est également essentielle.
- Comportement des formations : Les formations réagissent différemment lorsqu'elles sont forées à une forte inclinaison, notamment en ce qui concerne leur stabilité.[1]

Conclusion

Le forage horizontal offre des avantages significatifs en termes d'optimisation de la production et de maximisation du potentiel des gisements, il est également associé à des coûts additionnels et à des risques opérationnels accrus. Une planification minutieuse, une exécution précise et une gestion efficace des défis techniques et environnementaux sont essentielles pour garantir le succès du forage horizontal. En fin de compte, lorsque ces aspects sont correctement pris en compte, le forage horizontal reste une stratégie prometteuse pour l'industrie pétrolière et gazière dans la quête de ressources énergétiques plus efficaces et durables.

Chapitre. 2
Généralités et traitement
des coincements

Chapitre. 2 Généralités et traitement des coincements

Introduction

Le coincement de la garniture de forage est un problème majeur dans l'industrie du forage, entraînant des temps non-productifs importants et des pertes financières considérables. Lorsque la garniture de forage est bloquée, qu'elle ne peut pas être déplacée verticalement ou horizontalement, cela entraîne des retards et des coûts substantiels. Les conséquences peuvent aller de défaillances de fatigue de la garniture à des opérations de repêchage coûteuses, voir à la perte totale du puits. Les statistiques montrent que tous les problèmes de coincement de la garniture pourraient être évités, soulignant ainsi l'importance d'une réponse proactive pour prévenir les arrêts coûteux et intensifs en main-d'œuvre. Certaines opérations, telles que la descente et la remontée, sont plus sujettes aux incidents de coincement. La [Figure 2.1](#) ci-dessous montre la répartition des incidents de coincement de la garniture de forage par activité.

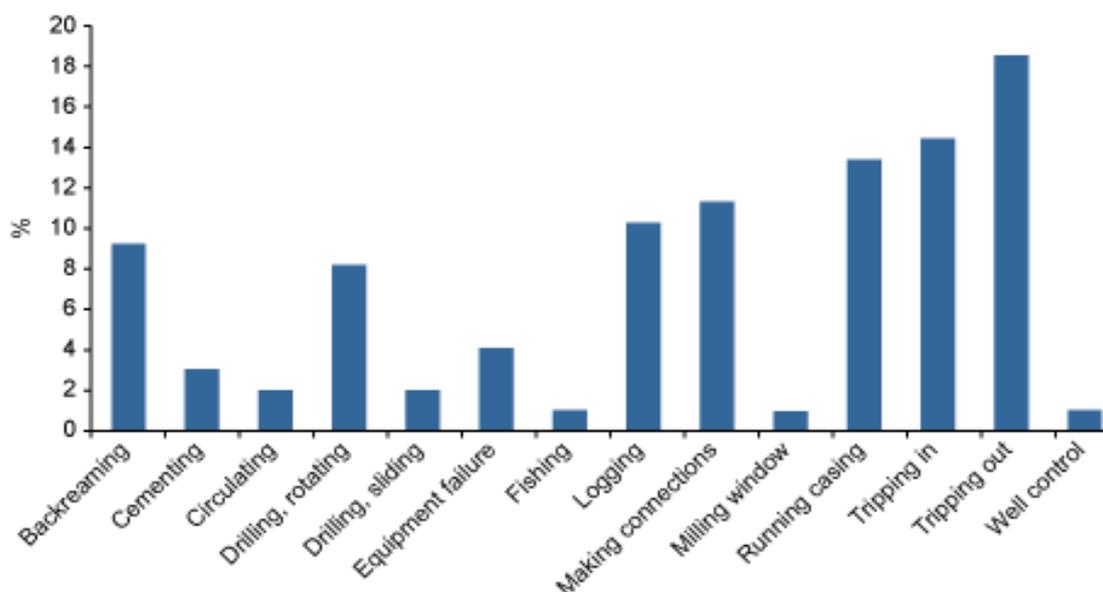


Figure 2.1 : Incidents de coincement par activité .[2]

2.1. Classification des coincements

Les différents types de coincements qui peuvent se rencontrer au cours du forage sont :

- Coincement par pression différentielle.
- Coincements mécaniques.
- Coincements dus à la formation (pack off).

Chaque catégorie est associée à différentes mesures préventives, techniques de libération et résulte de différentes causes spécifiques.

Une bonne compréhension des causes et des mesures préventives devrait aider à minimiser l'occurrence du coincement de la garniture de forage.[2]

2.1.1. Coincement par pression différentielle

➤ Définition

Le phénomène de collage est lié à la pression de formation (PF) et la pression hydrostatique (PH) de la colonne de boue. Elle se manifeste surtout au niveau des masses-tiges lorsqu'elles sont immobilisées, par exemple lors de l'ajout de tiges, et viennent en contact avec la paroi du trou, comme illustré dans la [Figure 2.2](#). Le dépôt de boue forme alors un joint qui empêche l'équilibrage entre les deux faces des masses-tiges. Plus le dépôt de boue est épais, plus la surface sur laquelle agit cette disparité de pression augmente. [3]

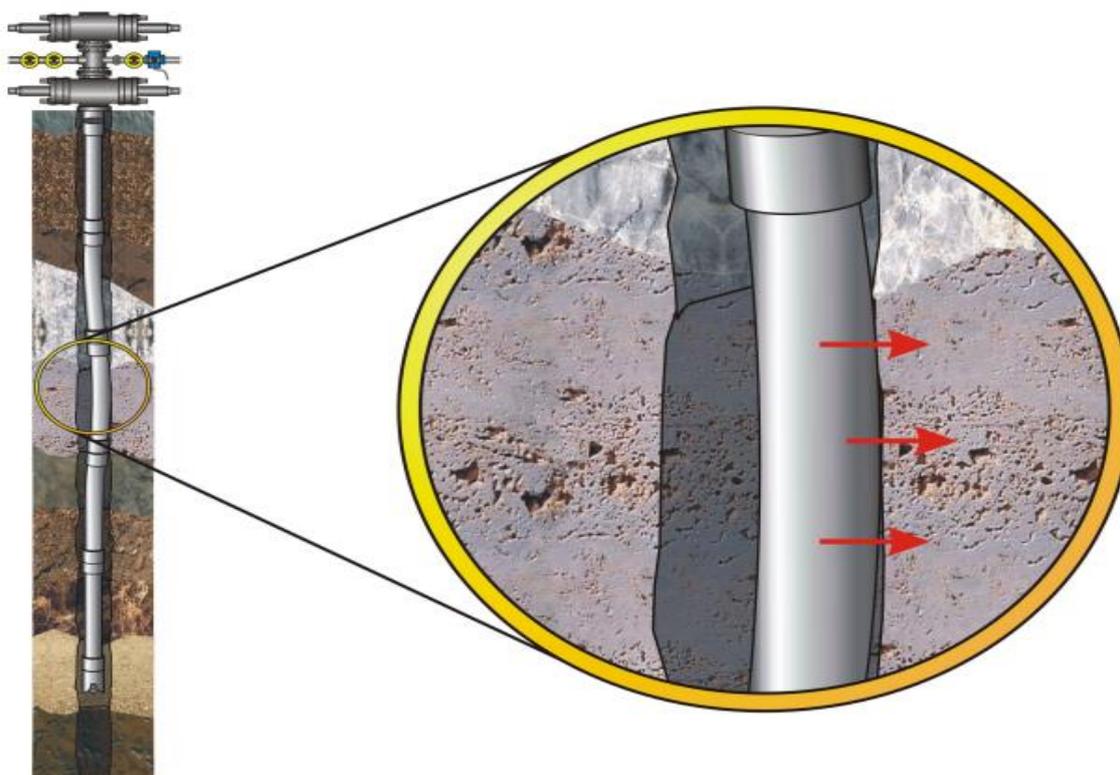


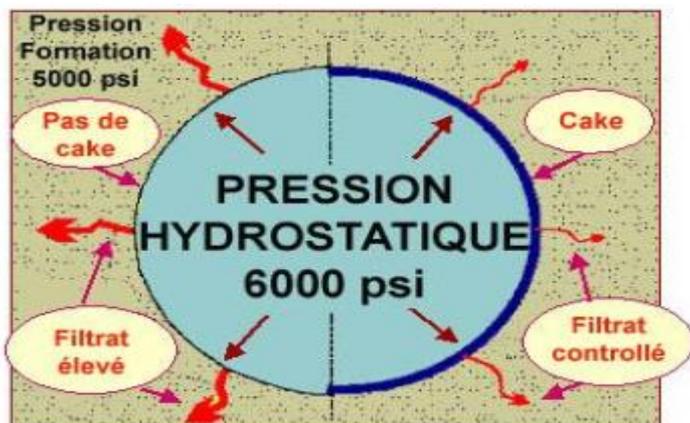
Figure 2.2 : Coincement par Pression Différentielle. [4]

➤ Les causes de coincement par pression différentielle

- La garniture se trouve immobilisée en présence de zones perméables.
- La pression hydrostatique de la colonne de boue dépasse celle de la formation.
- Une filtration importante est observée, principalement avec un cake dense et peu résistant.
- La garniture est composée d'éléments lisses dont le diamètre extérieur est proche de celui du trou.
- Le puits est suffisamment dévié pour que la garniture entre en contact avec la paroi. [5]

Au début du coincement, la surface de contact entre la garniture et le trou est minimale. Elle augmentera d'autant plus rapidement que le cake est non étanche et que la filtration est importante (voir la Figure 2.3).

FORMATION PERMEABLE



CAKE :

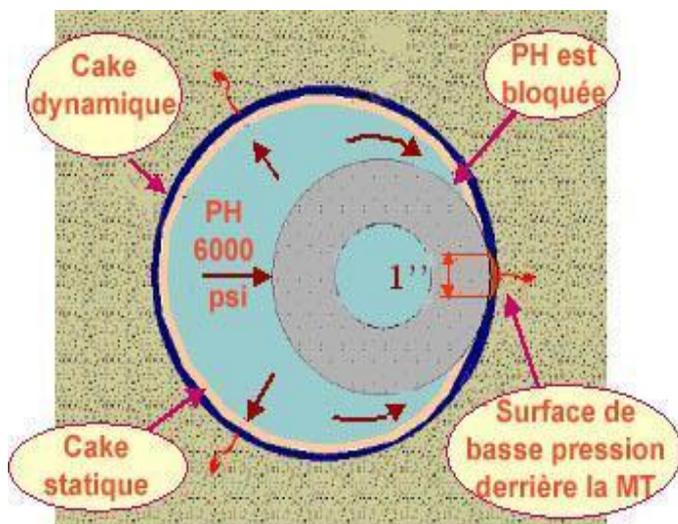
- * Un cake de boue se développe sur la paroi du trou par filtration
- * Le filtrat élevé augmente l'épaisseur du cake
- * L'épaisseur du cake augmente avec la pression différentielle

SUR-PRESSION HYDROSTATIQUE :

La Pression hydrostatique de la boue est supérieure à la pression de formation

GARNITURE AU CONTACT DU CAKE :

Puits incliné / BHA immobile augmentent les risques de coincement



GARNITURE à L'ARRET :

L'immobilité de la garniture ou l'arrêt de la circulation développe le cake statique

CAKE STATIQUE :

- * La filtration statique favorise l'augmentation de l'épaisseur du cake
- * Le cake statique étanche la face arrière du tube (masse-tige)
- * La force différentielle commence à se développer

Figure 2.3 : Les causes de coincement par pression différentielle.[6]

➤ Les signes indicateurs

- Augmentation de la surtension lors des raccordements et après les sondages.
- Augmentation de la friction statique (c.-à-d. Break over torque).
- Pas de mouvement de la tige (par exemple pendant la remontée ou les raccordements).
- Circulation totale sans restriction.
- Sur-balancement élevé.
- Pertes.
- Formation perméable exposée dans un trou ouvert.[2]

➤ Méthodes préventives**- Conception du puits**

- Optimiser les profondeurs de mise en place du tubage afin de minimiser le déséquilibre dans les zones potentielles d'adhérence.
- Concevoir un sur-balancement adéquat pour maintenir la stabilité du trou et éviter les coups de bélier.
- Concevoir le train de tiges, le BHA et le tubage ou la gaine de manière à minimiser la zone de contact (c'est-à-dire donner la priorité à la distance de sécurité).

- Système de boue

- La prévention du coincement différentiel passe principalement par la sélection des propriétés optimales de la boue (densité et propriétés d'enrobage) afin de contrôler la différence de pression entre la pression de la colonne de boue et la pression interstitielle de la formation, ainsi que la composition et l'épaisseur de la boue.
- Utiliser l'OBM pour réduire le frottement entre la colonne de boue et la paroi du puits.
- Limiter au maximum les pertes de fluides afin de réduire l'épaisseur de la boue.
- Utiliser *bridging agents*, tels que le carbonate de calcium CaCO_3 , pour minimiser les pertes de fluides.
- Maintenir une faible concentration de LGS.

- Opérations

- Garder la colonne en mouvement.
- Planifier à l'avance pour minimiser les opérations qui nécessitent une colonne de forage statique, des connexions, des études, des réparations mineures, etc.
- Envisager la rotation de la colonne pendant le forage, le déclenchement et les raccordements lorsque le BHA se trouve à l'opposé des zones à haut risque. La rotation de la conduite doit être effectuée avec précaution.
- Éviter le refoulement ou le pompage hors du trou lorsque la BHA traverse des zones perméables, car le temps stationnaire augmente de manière significative pour ces opérations par rapport au déclenchement sur des élévateurs.

- Contact avec le puits de forage

- Réduire au minimum la longueur des BHA dans la mesure du possible. Si des BHA longues sont nécessaires, il ne faut pas utiliser plus de deux colliers de forage non soutenus (stabilisés).
- Maximiser l'espacement des BHA en utilisant des colliers de forage en spirale, qui réduisent la surface de contact de près de 40 %, et des tiges de forage lourdes, ou en utilisant des stabilisateurs.[2]

2.1.2. Coincement mécanique

Contrairement au coincement par pression différentielle, ce type est presque toujours localisé sur une faible portion de la garniture et situés au niveau des changements de diamètre de la garniture. Les causes de ces coincements sont très diverses et pas toujours faciles à identifier.

✚ Trou de serrure (Key Seat)

➤ Définition

Les Key Seat sont des gouttières creusées dans le terrain par le frottement des tiges pendant le forage ou les manœuvres. Ces gouttières se forment principalement au niveau des dog legs ou des décrochements (voir la [Figure 2.4](#)).

➤ Les causes

- La nature du terrain, qui est plus tendre.
- L'amplitude du dogleg.
- La tension exercée sur les tiges.
- La durée pendant laquelle les tiges travaillent en rotation.[7]

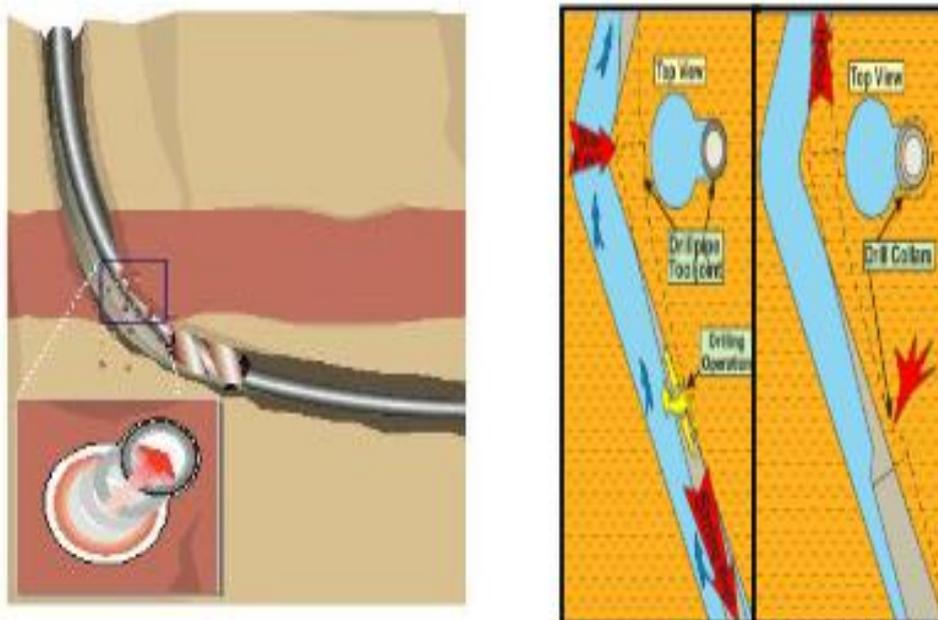


Figure 2.4 : Trou de serrure (Key Seat).[5]

➤ **Les signes indicateurs**

Il est généralement facile à identifier les Key Seat. Les signes révélateurs comprennent :

- Lors du retrait, les tiges se déplacent librement tandis que les masses tiges rencontrent des obstacles.
- Des accrochages se produisent vers le haut lorsque la première masse tige ou le stabilisateur atteint une certaine profondeur spécifique.
- La descente se fait sans difficulté au niveau du Key Seat.
- La profondeur d'accrochage correspond à un changement brusque de direction dans le puits.[6]

➤ **Prévention**

- Éviter les dog leg sévères
- Faire travailler un aléreur en tension à son niveau
- Incorporer au sommet des masses-tiges un Key Seat wiper ou un stabilisateur et une coulisse pour battre vers le bas
- Éviter les tractions importantes à la remontée.

✚ **Doglegs and ledges**

➤ **Définition**

Les doglegs sont des changements brusques de direction du puits de forage (azimut, inclinaison ou les deux). Dans certains puits, les couches rocheuses font dévier le trépan de sa trajectoire prévue. Lors d'un forage à l'aide de tiges de forage directionnelles, les changements soudains d'angle peuvent entraîner un changement brutal de la direction du puits de forage.

Ledges peuvent être créées lorsque le puits de forage traverse des formations interstratifiées où la formation dure reste en place alors que les formations plus tendres s'élargissent, comme illustré dans la [Figure 2.5](#).



Figure 2.5 : Doglegs and ledges. [2]

➤ Occurrences

- Lorsqu'un BHA inadapté est utilisé
- Après une modification de la rigidité de la BHA
- Dans les couches intercalées de formations rocheuses dures et tendres
- Lorsque des couches de matériaux durs (par exemple, du calcaire) se trouvent dans des sections de schiste.
- Dans les formations faussées ou fracturées
- Changements fréquents de l'inclinaison et de l'azimut du puits de forage
- Trou en spirale ou en tire-bouchon
- Lors de l'utilisation d'un moteur à déplacement positif (le glissement est demandé)
- Lors de l'extraction du trou
- Près du point d'atterrissage des puits horizontaux, à l'approche des lignes de pendage.

➤ Les signes indicateurs

- Le problème se reproduit à des profondeurs fixes.
- Le problème ne disparaît pas avec la circulation en dessous de la zone problématique.
- La circulation complète est possible après le blocage des tiges.

➤ Prévention

- Réduire au minimum le nombre de changements de direction excessifs.
- Réduire au minimum le nombre de changements de configuration de BHA dans les formations susceptibles de produire des ledges.
- Envisager des voyages d'alésage si les paramètres l'exigent.
- Établissez un registre de profondeur pour ledges et autres anomalies.
- Effectuer des relevés à une fréquence suffisante pour faciliter l'évaluation de la tortuosité du puits.
- Réduire les vitesses de déplacement avant que la BHA n'entre dans la zone soupçonnée d'être une ledges ou un dogleg.
- Éviter les circulations prolongées dans les formations molles interstratifiées afin de minimiser la création de ledges.
- Ne pas commencer l'angle de construction trop près du sabot.
- Optimisez le glissement et la rotation en fonction de la lithologie.
- Le déviateur doit éviter les glissements excessifs lorsqu'il fore avec un moteur à carter courbé.
- Envisager des assemblages rotatifs orientables pour éliminer les glissements et minimiser la tortuosité.
- Envisager de choisir des trépan à jauge plus longue et à jauge passive.
- S'efforcer de minimiser les vibrations latérales et le tourbillonnement du trépan.[2]

✚ Formation mobile

➤ Définition

Dans certains puits, les formations mobiles telles que le sel, les marnes ou les schistes plastiques s'enfoncent dans le puits de forage. L'écrasement est causé par les contraintes exercées par les forces de recouvrement, les forces tectoniques ou le gonflement. La déformation de ces formations mobiles réduit la taille du puits et pose des problèmes lors de la mise en œuvre ou de la traction des BHA, des outils de diagraphie et du tubage. La déformation se produit lorsque le poids de la boue est insuffisant pour empêcher la formation d'être comprimée dans le puits de forage (voir la [Figure 2.6](#)).

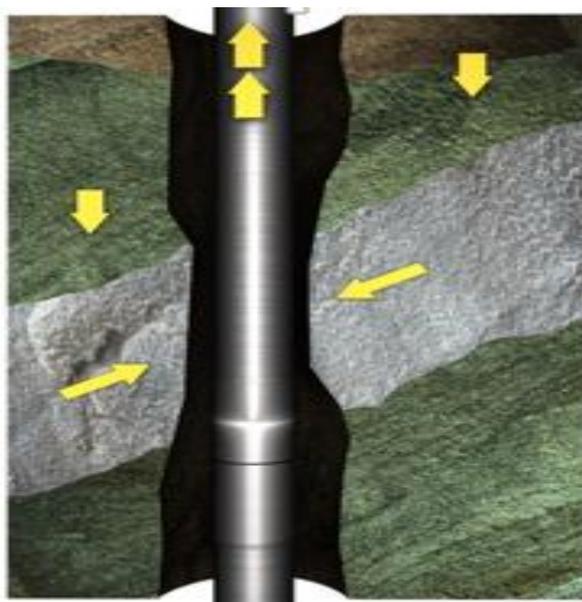


Figure 2.6 : Formation mobile.[2]

➤ Occurrences

- Types de roches spécifiques : sel ou schiste plastique.
- Plus probable lors de l'extraction.

➤ Les signes indicateurs

- Sur-tirage lors de la remontée ; poids d'abaissement lors de l'entrée dans le puits.
- Le collage se produit avec la BHA à la profondeur de la formation mobile.
- Circulation restreinte avec la BHA à la profondeur de la formation mobile.

➤ Prévention

- Maintenir une densité de boue suffisante.
- Choisir un système de boue qui n'aggraverait pas la formation mobile.
- Dans le cas des formations salines mobiles, envisager d'utiliser un système de boue légèrement sous-saturé pour permettre un lavage contrôlé.

- Prévoir des déplacements fréquents pour l'alésage ou l'essuyage, en particulier pour cette section du trou,
- Envisagez d'utiliser des mèches compactes à diamant poly-cristallin bi-centriques ou des alésoirs concentriques.
- Minimisez la durée d'exposition du trou ouvert pour ces formations.
- Réduisez la vitesse de déplacement avant que le BHA ne pénètre dans la zone suspecte.[2]

+ Diminution du diamètre nominal du trou

➤ Définition

Le forage de couches de roches abrasives use le trépan et la jauge du stabilisateur, et peut aboutir à un trou plus petit que la jauge. Lorsqu'un trépan de calibre inférieur est ensuite utilisé, il rencontre une résistance dans la partie du trou située sous le calibre. Si le train de tiges est introduit rapidement dans le trou sans alésage, le trépan peut se bloquer dans la section du trou située sous la jauge. Le blocage se produit lors de l'introduction dans le trou, comme illustré dans la [Figure 2.7](#).



Figure 2.7 : Diminution du diamètre nominal du trou.[2]

➤ Occurrences

- Après l'utilisation d'un nouveau trépan.
- Utilisation d'un trépan compact en diamant poly-cristallin après un tricône parce qu'il offre une plus grande surface de contact.
- Après un changement de BHA.
- Forage de formations abrasives.
- Après le carottage (les têtes de carottage sont souvent légèrement plus petites que les tailles de trépan, et les sections carottées doivent être alésées lorsqu'elles sont introduites avec un trépan pour forer en amont).

➤ Les signes indicateurs

- Le trépan a été arraché ou les stabilisateurs sont sous-dimensionnés.
- Se produit uniquement lors de l'avancement dans le trou.
- Poids soudain à l'enfoncement.
- La circulation n'est pas limitée ou est légèrement limitée.
- Le trépan (outil de forage) est coincé près du fond du trou ou au sommet d'une section carottée.

➤ Prévention

- Utiliser une protection adéquate pour les mèches et les stabilisateurs.
- Aléser les sections soupçonnées d'être sous-calibrées.
- Ralentir la vitesse de déclenchement avant que la BHA n'entre dans une zone soupçonnée d'être sous-calibrée.
- Envisagez l'utilisation d'alésoirs à rouleaux ou d'un moulin à pastèque.
- Jauger tous les composants de BHA lors de l'entrée et de la sortie du trou.
- Utiliser des stabilisateurs à lame spirale plutôt que des stabilisateurs à lame droite.[2]

+ Assemblage rigide**➤ Définition**

Le problème de l'assemblage rigide se pose lorsque le BHA rigide ne peut pas tolérer les changements d'angle et d'azimut d'un puits de forage précédemment foré, habituellement foré avec un assemblage flexible, et qu'il se coince dans le trou. Le tubage est l'un des éléments les plus rigides à être introduit dans le trou. Par conséquent, des problèmes de collage peuvent survenir lors de l'exécution du tubage.

➤ Occurrences

- En présence de doglegs.
- Avec un BHA et un stabilisateur de conception différente (souvent lors de l'utilisation d'un ensemble rotatif orientable dans un trou précédemment foré avec un ensemble de moteur flexible orientable).
- Lors d'un déclenchement dans le trou.

➤ Les signes indicateurs

- Effet de overpull ou d'abaissement et de torque.
- Torque élevé pendant la rotation.
- La circulation complète est possible une fois que le string est bloqué.

➤ Prévention

- Envisager d'utiliser les mêmes configurations de BHA ou des configurations similaires.
- Limiter la sévérité des doglegs.
- Enregistrez les zones étroites observées précédemment et avancez lentement dans ces sections.

- Réduire la vitesse de déclenchement avant que la nouvelle BHA n'entre dans une zone problématique.[2]

2.1.3. Coincements dû aux formations (pack off)

Le Packing off se produit lorsque des déblais, des cavités ou des déchets, s'accumulent entre le train de tiges et le puits de forage. Les gros débris peuvent facilement créer des ponts et provoquer le blocage du tube. Les débris plus petits peuvent s'accumuler sur le côté inférieur du puits de forage et rendre le déplacement du train de tiges difficile.

+ Nettoyage des trous

➤ Définition

Dans les puits déviés, les déblais peuvent se déposer sur le côté bas et former des accumulations appelées *cuttings bed* qui peuvent se former dans les trous ouverts ou tubés. Le BHA peut se coincer s'il est tiré dans les *cuttings bed*. L'occupation d'environ 10 % du diamètre du trou par les *cuttings bed* pose des problèmes. Ils augmentent les frictions entre le train de tiges et le puits, et provoquent une augmentation de la charge de crochet.

➤ Les causes

- Les déblais de forage ne sont pas transportés hors du trou en raison de la faible vitesse annulaire, des mauvaises propriétés de la boue et d'une rotation insuffisante.
- Lorsque la circulation est arrêtée, les déblais retombent dans le trou et forment des *cuttings bed* (voir la [Figure 2.8](#)).
- Avalanche avec pompes en marche à des déviations élevées (30-60 degrés).

➤ Occurrences

- Lorsque le débit est inadéquat (par exemple, grands trous, lessivage de la formation, capacité limitée de la pompe) et que la rotation est insuffisante (par exemple, grand boîtier courbé, sections incurvées, glissement).
- Plus fréquent dans les puits déviés (30-60°) où des *cuttings bed* instables peuvent être créés.
- Lorsque le puits est foré plus rapidement que le trou n'est nettoyé.

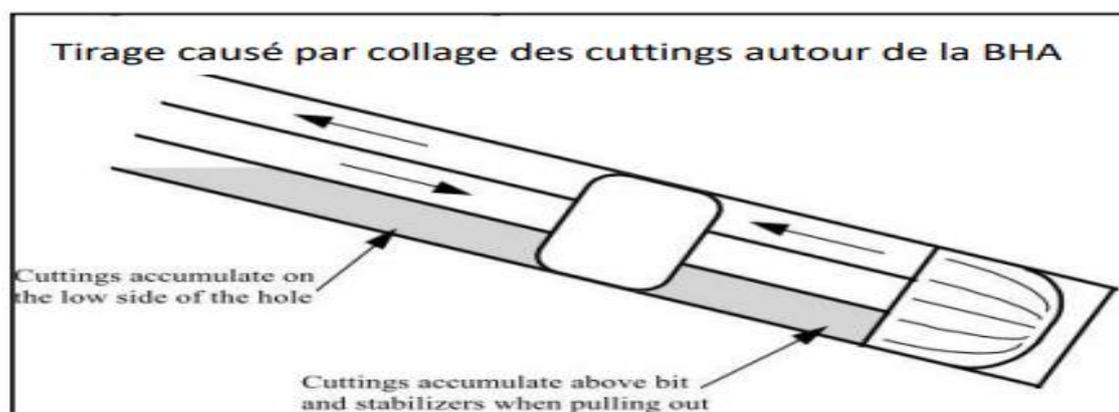


Figure 2.8 : Coincement Par mauvais nettoyage.[8]

➤ **Les signes indicateurs**

- Augmentation du torque et de drag. En général, une tendance à l'augmentation de drag est un indicateur clair lors de l'extraction.
- Réduction des cuttings bed au niveau des secoueurs, c'est-à-dire que le volume de déblais généré n'est pas visible au niveau des shakers.
- Augmentation de la pression de la pompe ou de la densité de circulation équivalente (ECD), car la boue dans l'espace annulaire contient plus de solides.
- Mauvais transfert de poids sur le trépan lors d'un forage à glissement dans des puits directionnels.
- Remontée des déblais.
- Difficulté à orienter la face de l'outil.

➤ **Prévention**

- Maximiser la vitesse annulaire (débit / dégagement annulaire).
- Maximiser la rotation et le va-et-vient - agitation du cuttings bed .
- Veiller à ce que les temps de circulation soient suffisants.
- Surveillez les retours de déblais au niveau des shakers.
- Veillez à ce que les pilules basses/élevées/pondérées soient utilisées de manière adéquate.
- Consulter les calculs de nettoyage du trou pour confirmation.
- Optimiser les propriétés de la boue - augmenter le YP dans les puits presque verticaux.
- Envisager l'utilisation de tiges de forage plus grandes et d'une troisième pompe à boue.[2]

 **Formations non-consolidées**

➤ **Définition**

Lors du forage dans une formation non consolidée, celle-ci a tendance à se fragmenter. L'extraction de la roche de soutien pendant le forage entraîne l'effondrement de la formation, similaire à creuser un trou dans le sable où le sable s'effondre rapidement lorsque creusé rapidement. Sans la formation d'un mudcake par le fluide de forage, la formation non consolidée ne peut pas être soutenue par un équilibre hydrostatique, ce qui entraîne le remplissage du trou avec du sable ou des graviers. Ce problème est souvent rencontré lors du forage des sections de trous de surface. En profondeur, où les mudcakes sont généralement formés, les sables non consolidés sont stables en raison de leur friction interne, permettant un forage facile malgré un déséquilibre (voir la [Figure 2.9](#)).

➤ **Les causes**

- Pas de liaison entre les particules de la formation.
- Peu ou pas de mudcake.
- Pas de soutien de la formation par le surpoids hydrostatique car le fluide s'écoule dans la formation.
- Sable ou gravier tombant dans le trou.

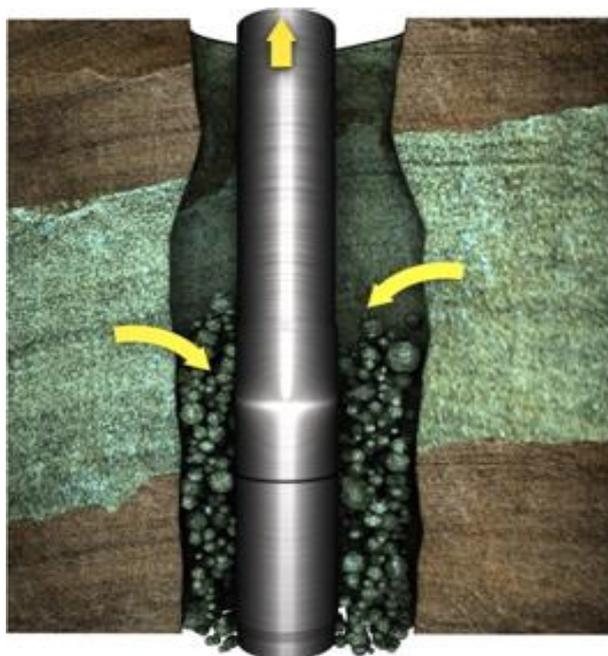


Figure 2.9 : Formations non consolidées.[2]

➤ **Occurrences**

- Lors du forage de sections de trous supérieurs.
- Lors du forage de formations non consolidées moins profondes.

➤ **Les signes indicateurs**

- Augmentation de la pression de la pompe en raison de l'augmentation des solides dans la boue de forage.
- Augmentation du torque et de drag.
- Sur-tirage sur les connexions.
- Remplissage du fond observé lors de l'avancement dans le trou.
- Le blocage de l'agitateur entraîne des pertes de boue à la surface.

➤ **Prévention**

- La boue doit être conçue pour former un cake cohésif et peu perméable.
- La pompe doit fournir un débit suffisant pour nettoyer le trou.
- Éviter la surcharge du shaker, du dessilter et du dessableur en contrôlant le forage en fonction des limites de l'équipement de contrôle des solides.
- Éviter l'alésage et le refoulement inutiles qui déstabilisent le mudcake.
- Éviter un temps de circulation excessif avec le BHA en face des formations non consolidées afin de réduire l'érosion hydraulique.
- Vérifier et nettoyer tout remplissage de trou avant de poursuivre le forage.
- Utiliser des balayages (généralement des balayages très visqueux) pour aider à maintenir la propreté du trou.
- Démarrer lentement les pompes pour éviter qu'un coup de bélier ne soit appliqué à la formation non consolidée.[2]

✚ Argiles gonflantes (Réactives)

➤ Définition

Des problèmes surviennent lorsque des schistes ou des argiles sensibles à l'eau sont forés avec une boue de forage moins inhibée que nécessaire, ce qui provoque le gonflement ou l'affaiblissement de la roche. En conséquence, des morceaux de schiste se détachent et tombent dans le trou de forage, restreignant ainsi l'espace annulaire. Le processus de gonflement peut se produire en quelques heures ou sur plusieurs jours (voir la [Figure 2.10](#)).

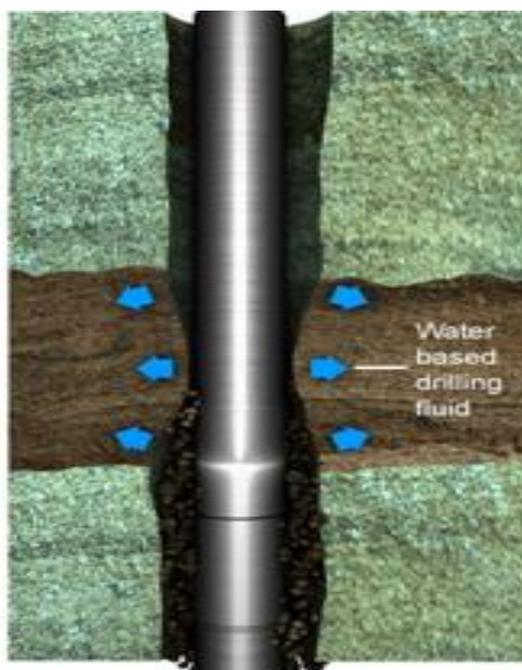


Figure 2.10 : Argiles fluentes.[2]

➤ Occurrences

- Se produit plus fréquemment avec les boues à base d'eau (WBM) qu'avec les boues à base d'huile (OBM).
- La réaction dépend du temps et est déterminée par l'interaction entre la boue et la formation.
- Se produit souvent lors de la manœuvre.
- Peut se produire pendant le forage.
- Se produit généralement lorsque le BHA traverse la formation réactive.

➤ Les signes indicateurs

- Cavages hydratés.
- Les tamis de l'agitateur s'obturent et des billes d'argile se forment.

- Augmentation des solides à faible gravité (LGS), de l'épaisseur du mudcake, de la viscosité plastique (PV), de la limite d'élasticité (YP) et du test au bleu de méthyle (MBT).
- Augmentation de la pression de la pompe.
- Circulation restreinte ou impossible.
- Augmentation du torque et drag.

➤ **Prévention**

- Utiliser un système de boue inhibé tel qu'une boue à base de sel ou de polymère. Si l'effet est grave, utiliser un OBM.
- Forer et traverser les formations réactives aussi rapidement que possible.
- Veiller à ce que les propriétés de la boue soient conformes aux spécifications.
- Surveiller les propriétés de la boue (MBT, PV, YP).[2]

✚ **Argile naturellement surpressé**

➤ **Définition**

Une argile naturellement surpressé est une argile dont la pression interstitielle est supérieure au gradient de pression hydrostatique normal. Cette situation est due à des conditions géologiques telles que la sous-compaction, l'enlèvement naturel des mort-terrains, par exemple par altération, ou le soulèvement tectonique. L'utilisation d'un poids de boue insuffisant dans ces formations naturellement surpressées entraînera l'instabilité et l'effondrement du trou. Les argiles fracturées et les cavités tombent alors dans le puits de forage et peuvent entraîner un packing off (voir la [Figure 2.11](#)).

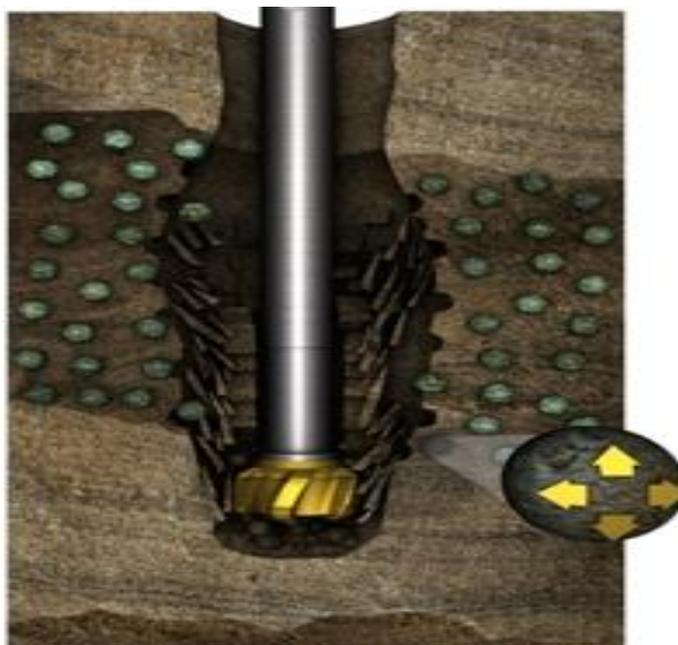


Figure 2.11 : Argile naturellement surpressé.[2]

➤ Occurrences

- Forage dans une formation présentant une pression anormale.
- Retrait de l'ECD.
- Le plus souvent lors d'une remontée, car swabbing peut contribuer à l'instabilité du trou en réduisant la pression hydrostatique du puits de forage.
- Lors de l'utilisation d'une densité de boue inappropriée.

➤ Les signes indicateurs

- Apparition de cavités d'éclats au niveau des shakers.
- Augmentation du torque et drag.
- Augmentation des niveaux de gaz.
- Circulation restreinte ou impossible lorsque la tige est bloquée.
- Remplissage du trou après les déclenchements.
- Augmentation du ROP en raison de conditions de déséquilibre.
- Changements dans les tendances des mesures soniques ou de résistivité en cas d'utilisation d'outils LWD.

➤ Prévention

- Surveiller les shale shakers pour détecter les déblais et les cavités.
- Utiliser une densité de boue suffisante pour contrôler la pression de pore.
- Utilisez l'analyse de la pression de pore et confirmez les résultats par des relevés de gaz.
- Prévoyez de réduire au minimum la durée d'exposition du trou.
- Ne pas réduire la densité de la boue une fois que l'argile a été exposé.
- Utiliser des techniques ou des services de surveillance du puits, tels que le LWD et la diagraphie de la boue.[2]

✚ Argile induit en surpression**➤ Définition**

Les argiles en surpression induite se développent lorsqu'une formation d'argile subit la pression hydrostatique des fluides du puits de forage. Cela se produit généralement après plusieurs jours d'exposition à cette pression. La pression interne d'argile est alors plus élevée. Si la pression hydrostatique dans le puits de forage diminue par la suite, l'argile s'effondre. Le processus d'effondrement est similaire à celui que l'on observe dans les argiles naturellement soumises à une surpression.

➤ Occurrences

- Après une réduction de densité de la boue ou une longue exposition avec une densité de boue constante.
- Se produit le plus souvent avec une boue WBM, mais peut se produire avec l'OBM.
- Pendant le forage ou la manœuvre.

➤ **Les signes indicateurs**

- Cavages éclatés au niveau des shakers.
- Coupures ou cavités ne présentant aucun signe d'hydratation.
- Augmentation de torque et drag.
- Circulation restreinte ou impossible lorsque la tige est bloquée.
- Remplissage du trou après les déclenchements.

➤ **Prévention**

- Contrôler correctement l'ECD afin de minimiser l'induction d'une surpression dans les formations sensibles.
- Utiliser une densité de boue appropriée.
- Si des cavités sont observées, appliquez de bonnes pratiques de nettoyage du trou, telles que le pompage de boues combinées à haut viscosité et le contrôle du ROP.[2]

✚ **La contrainte de surpression**

➤ **Définition**

La contrainte de surpression ou contrainte verticale est généralement la contrainte maximale dans une formation. Lorsqu'un puits est vertical, la contrainte des morts-terrains s'applique de manière égale autour du puits de forage. Mais lorsque l'angle du puits augmente, la contrainte s'applique directement sur la paroi du puits. Si le poids de la boue n'est pas ajusté, cela entraînera l'effondrement du puits de forage. Des cavités tomberont dans le puits de forage et provoqueront un blocage de tiges (voir la [Figure 2.12](#)).

➤ **Occurrences**

- Dans les puits de forage déviés.
- Pendant le forage ou les manœuvres.

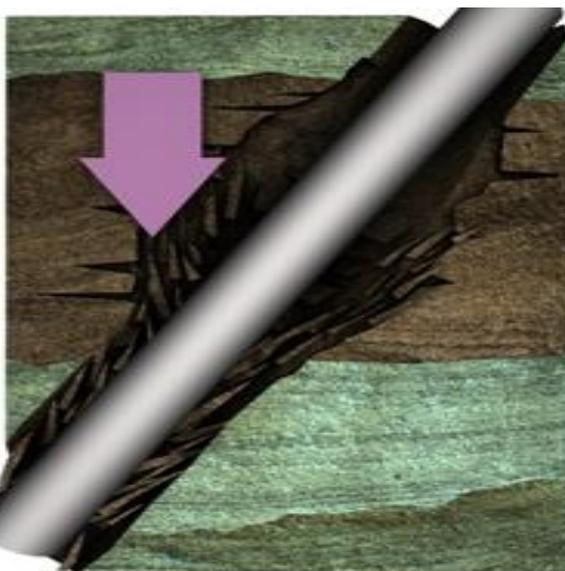


Figure 2.12 : la contrainte de surpression.[2]

➤ **Les signes indicateurs**

- Packoff et bridges peuvent se produire.
- Cavités angulaires au niveau des shakers.
- Augmentation de torque et drag.
- Circulation restreinte ou impossible.
- Augmentation du volume des retours au niveau des shakers par rapport au volume du trou foré.

➤ **Prévention**

- Maintenir la densité de boue et l'ECD dans la fenêtre de densité de boue prévue.
- Prévoyez de traverser ces formations aussi rapidement que possible.
- Si possible, forez ces formations avec des trous de plus petite taille.
- Veillez à la propreté du trou et préparez-vous à des quantités accrues de déblais et de cavités.[2]

✚ **Formations faillées et fracturées**

➤ **Définition**

Les formations faillées et fracturées sont des zones géologiques communes, où les fractures naturelles se trouvent près des failles. Lors du forage dans ces zones, la roche peut être préalablement brisée en morceaux, risquant de tomber dans le puits et bloquer la tige de forage. Dans les schistes fracturés, les fractures restent stables tant que la contrainte minimale n'est pas dépassée, mais un dépassement peut entraîner l'infiltration de fluide, libérant ainsi les blocs dans le puits. Ce phénomène de blocage, pouvant survenir pendant le forage, est souvent indiqué par un serrage du train de tiges (voir la [Figure 2.13](#)).



Figure 2.13 : formations faillées et fracturées.[2]

➤ Occurrences

- Dans les zones tectoniques actives.
- Calcaire fracturé.
- Formations à fort pendage.
- Au fur et à mesure du forage de la formation.
- Pendant les manœuvres.

➤ Les signes indicateurs

- Remplissage des trous sur les connexions.
- Pertes possibles.
- Cavités endommagées par des failles au niveau des shakers.
- Cavités en bloc (cavités à faces parallèles).

➤ Prévention

- Planifier correctement le puits afin de minimiser la durée d'exposition.
- Maintenez l'espace annulaire aussi propre que possible et évitez les surcharges.
- Surveiller la ECD pendant le forage pour éviter d'induire des pertes (les pertes sont souvent difficiles à détecter).
- Limiter les vitesses de rotation et de manœuvre dans les formations fracturées.
- Laver et aléser lors de l'introduction et nettoyer le trou avant de poursuivre le forage.
- En cas de présence de charbon, réduisez la vitesse de rotation et contrôlez le forage de la section houillère.[2]

✚ Junk in the hole**➤ Définition**

Les ferrailles sont des débris qui tombent dans le trou ou qui se détachent de l'équipement de fond de trou et bloquent le train de tiges, comme illustré dans la [Figure 2.14](#). La présence de débris dans le trou est généralement due à :

- D'une mauvaise gestion de l'appareil de forage.
- D'une erreur humaine ou d'un manque d'attention.
- D'une défaillance de l'équipement de fond de trou.

➤ Occurrence

- À tout moment.

➤ Les signes indicateurs

- Outils à main ou autres équipements manquants.
- Circulation libre.
- Dommages sur les composants de la BHA.
- Impossibilité de forer à l'avance.

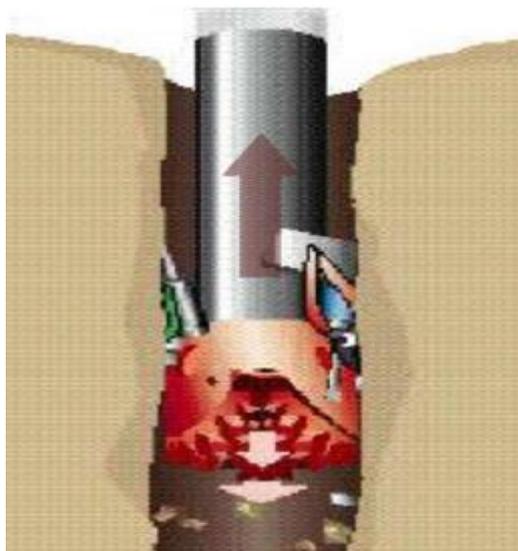


Figure 2.14 : Junk in the hole.[6]

➤ **Prévention**

- N'utilisez que des équipements ayant fait l'objet d'une inspection.
- Inspectez visuellement tous les outils de fond de puits avant de les utiliser.
- Gardez le trou couvert dans la mesure du possible.
- Soyez prudent lorsque vous travaillez autour du trou s'il est ouvert.
- Fermez les blind rams s'il n'y a pas de problème avec le trou, par exemple, si la surveillance n'est pas nécessaire, comme dans un trou tubé.
- Pratiquez et encouragez les bonnes pratiques environnementales.[2]

✚ **Ciment tendre**

➤ **Définition**

Des blocs de ciment durs peuvent tomber dans le puits de forage et bloquer le train de tiges. Ce mécanisme se produit normalement lorsque le ciment dur devient instable autour du sabot du tubage ou lorsqu'il y a des bouchons de compression ou d'obturation à l'ouverture du puits (voir la [Figure 2.15](#)).

➤ **Occurrence**

- Lorsque le ciment dur devient instable.
- Autour d'un sabot de tubage avec un rat hole excessif.
- En cas d'affouillement excessif à proximité d'un bouchon de ciment.
- Bouchons de compression à l'ouverture du trou.
- Rétrogression du ciment dans les puits chauds.

➤ **Les signes indicateurs**

- Circulation sans restriction.
- Gros fragments de ciment au niveau des shakers.
- Rotation et mouvement vers le bas possible.
- Torque erratique.



Figure 2.15 : Ciment tendre.[2]

➤ Prévention

- Laissez un temps de prise suffisant au ciment avant d'essayer de le forer.
- Forer le ciment avec un débit et une rotation suffisante et, de préférence, un ROP contrôlé.
- Aléser le sabot du tubage et les bouchons d'ouverture avant de poursuivre le forage.
- Ralentir la vitesse de déplacement avant que le BHA ne pénètre dans le sabot de tubage ou n'atteigne la profondeur du bouchon.
- Maintenir une distance suffisante entre les trajectoires des puits de la plate-forme afin de réduire la possibilité que des blocs de ciment tombent dans les puits adjacents.[2]

2.2. Traitement des coincements

Pendant les opérations de forage, il peut y avoir des incidents de coincement qui interrompent le processus de forage. Il est crucial d'analyser précisément les circonstances de ces incidents. Cette section explorera les diverses méthodes et techniques utilisées pour résoudre ces problèmes.

2.2.1. Le battage

Cette méthode revêt une importance cruciale car elle permet de résoudre efficacement la plupart des coincements. Le battage implique de frapper avec force la partie coincée de la garniture, qui agit comme une enclume, à l'aide de la partie libre fonctionnant comme un marteau. Cela génère des vibrations d'amplitude et de durée suffisantes pour dégager le matériau bloqué, que ce soit le poisson ou d'autres outils. L'intensité de la force de battage est directement liée à la vitesse de la garniture de fond au-dessus de la coulisse au moment où le marteau frappe l'enclume. Plus cette vitesse est élevée, plus la force est grande. La

durée de cette force dépend de la longueur de la partie de la garniture. Une plus grande longueur entraîne un temps plus long nécessaire pour arrêter le mouvement de la garniture, prolongeant ainsi la durée de l'application de la force. En augmentant la course de la coulisse, on accroît à la fois l'intensité et la durée de la force de battage.[6]

2.2.1.1 Différents types de coulisses

Il existe différents types de coulisses : mécaniques, hydrauliques et hydromécaniques. Les coulisses hydromécaniques combinent à la fois des composants mécaniques et hydrauliques, chacun agissant dans une direction différente. La plupart de ces coulisses permettent des mouvements de battage vers le haut et vers le bas. Une coulisse peut être positionnée de différentes manières : en position ouverte (coulisse en tension), en position fermée (coulisse en compression) ou en position intermédiaire (position neutre).[6]

➤ **Les coulisses mécaniques**

Les coulisses mécaniques offrent la possibilité de frapper à la fois vers le haut et vers le bas. La force du coup est ajustée par le couple du mécanisme à droite, tandis que l'énergie de traction ou de compression est transformée en choc dirigé vers le haut ou vers le bas. Cependant, cette coulisse simple est restreinte dans son mouvement de battage vers le bas par le poids des masses de tiges situées au-dessus (voir la Figure 2.16).

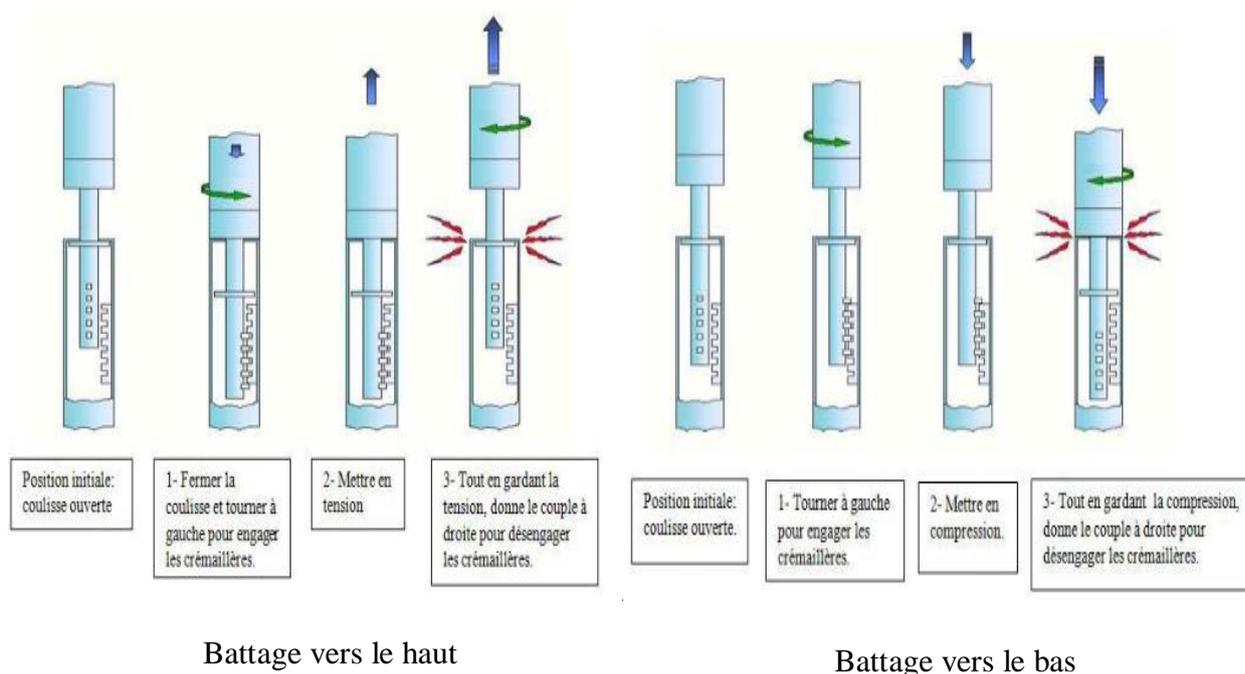


Figure 2.16 : coulisses mécaniques.[6]

➤ Les coulisses hydrauliques

Les coulisses hydrauliques offrent la possibilité de frapper aussi bien vers le haut que vers le bas. Elles sont de plus en plus privilégiées pour les battages vers le haut en raison de leur simplicité d'utilisation, remplaçant progressivement les coulisses mécaniques à cet effet. Leur fonctionnement consiste à faire déplacer un piston entre deux chambres de diamètres différents. Lorsque le piston atteint la chambre supérieure de diamètre plus grand, l'huile peut circuler librement d'une chambre à l'autre, déclenchant ainsi le mouvement de la coulisse (voir la [Figure 2.17](#)).

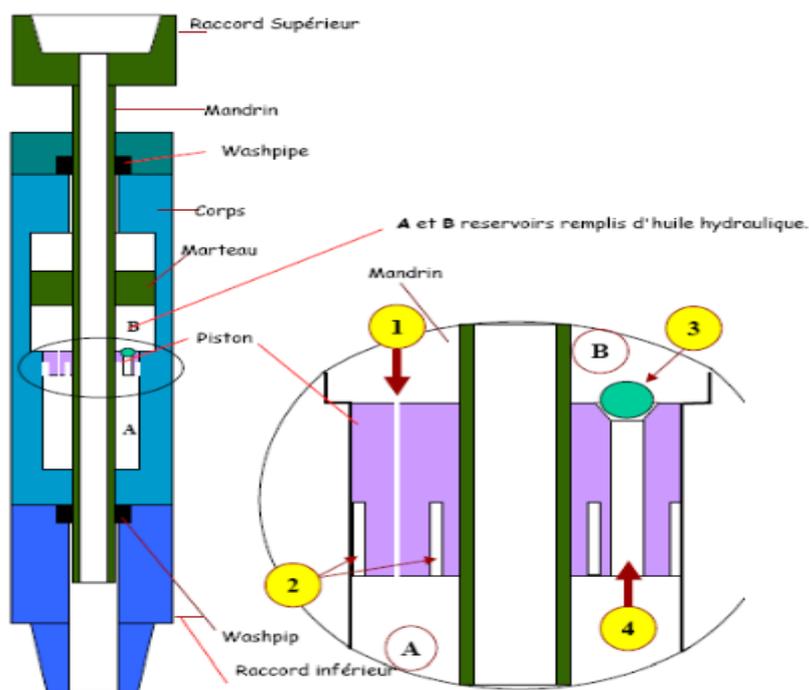


Figure 2.17 : Coulisse hydraulique.[6]

2.2.1.2 Sens de battage

À l'exception de certains cas évidents, comme un coincement en montée ou en descente, le choix du sens de battage n'est pas simple.

Quelques règles de base peuvent néanmoins être retenues :

- En cas de coincement en montée : battre vers le bas.
- En cas de coincement en descente : battre vers le haut.
- En cas de coincement par la chute d'un objet dans l'espace annulaire trou/garniture : battre vers le bas.
- En cas de coincement après immobilisation : choisir le sens de battage le mieux adapté à la garniture.

Généralement, le choc résultant d'un battage vers le haut est plus intense que celui résultant d'un battage vers le bas, car la force exercée par une traction sur la garniture est supérieure à celle que l'on peut obtenir en relâchant le poids.

2.2.1.3 Théorie de la coulisse

- ✓ **Impact** : La force maximale créée lorsque *the Hammer* frappe *the anvil*.
- ✓ **Impulsion** : Durée pendant laquelle les ondes de choc se propagent dans les tiges

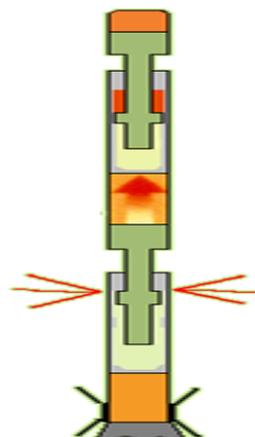
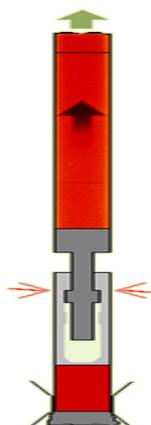


Figure 2.18 : Coulisse conventionnelle.[2]

Figure 2.19 : Accélérateur à Jar.[2]

➤ Outils d'accélération / d'intensification



Figure 2.20 : Accélérateur.[2]

- **Types**
 - Remplis d'azote
 - Rempli de fluide
 - Mécanique
 - **Objectif**
 - Source d'énergie supplémentaire
 - Augmente l'impact
 - Agit comme un réflecteur (réduit les dommages à la surface)
- **Placement de la Coulisse (Jar Placement)**
- Cette simulation permettra de déterminer le positionnement optimal de la Jar de forage, c'est-à-dire la tension ou la compression.
 - Utilisez le diamètre extérieur le plus large possible pour minimiser le risque d'arrachement.
 - Il n'est pas recommandé d'utiliser les coulisses de forage dans les sections à trous supérieurs (34" et 28").

- Ne placez pas la jarre à moins de deux joints au-dessus du stabilisateur le plus haut.
- Ne placez pas la coulisse entre des DC de tailles différentes.
- Ne placez pas la coulisse entre un DC et un HWDP.
- La coulisse doit être placée au minimum deux joints au-dessus ou au-dessous d'un crossover.
- Placer un nombre suffisant de DC ou de HWDP au-dessus de la coulisse pour fournir le poids nécessaire pour frapper vers le bas.
- Placer la coulisse relativement haut dans la BHA, là où le risque de coincement par pression différentiel est anticipé, afin de minimiser le risque de blocage au-dessus de la coulisse.[9]

2.2.2. Injection des bouchons

Les bouchons seront insérés à l'endroit du coincement pour saturer le cake et seront progressivement déplacés dans l'espace annulaire. Leur objectif principal est de fragiliser le cake et de réduire le coefficient de friction C_f , comme illustré sur la [Figure 2.21](#).

De plus, si la densité des bouchons est inférieure à celle de la boue présente dans l'espace annulaire, ils auront également un impact sur la pression différentielle.

En outre :

- Mise en place des unités de pompage des fluides et des citernes.
- Tenue de la réunion de sécurité avec tout le personnel présent sur le chantier.

Remarque :

Le volume d'acide nécessaire à pomper dépend de l'épaisseur de la formation à dissoudre sur une longueur donnée. Il est à noter qu'il faut 12.269 m³ d'acide, avec une concentration de 15 %, pour dissoudre 1 m³ de calcaire.[6]

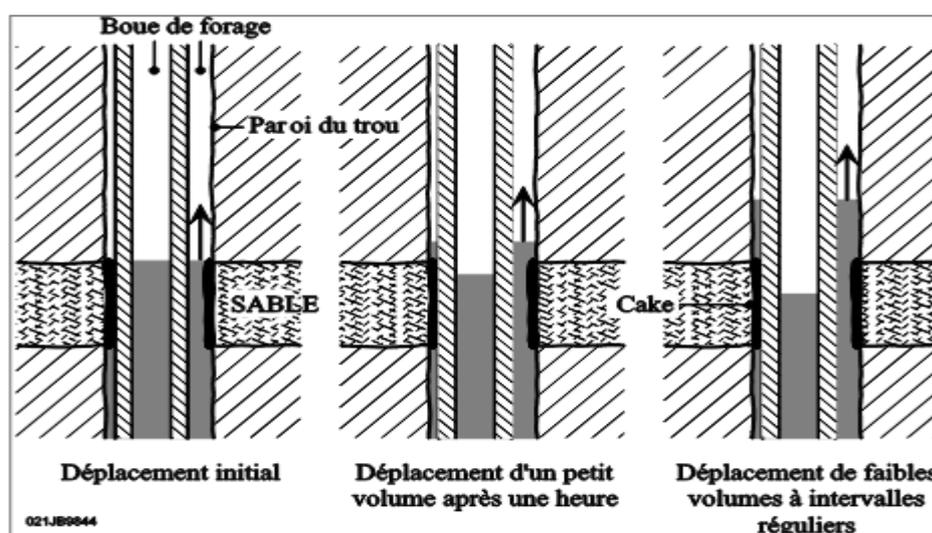


Figure 2.21 : Mise en place et déplacement du bouchon.[6]

2.2.3. Dévissage Back-Off

Lorsque les essais de décoincement n'ont donné aucun résultat, il est nécessaire d'entreprendre le dévissage (Back off) de la partie libre de la garniture. Deux méthodes sont généralement utilisées pour dévisser une garniture coincée :

- Le dévissage à l'explosif.
- Le dévissage mécanique.

2.2.3.1 Le dévissage à l'explosif

Dévissage à l'explosif

➤ Le principe

Le dévissage à l'explosif est une opération délicate et dangereuse, et les chances de succès sont souvent relativement faibles. Étant donné que l'ensemble de la garniture est soumis à un couple vers la gauche, le dévissage du joint sélectionné est facilité par les vibrations induites par une explosion déclenchée à ce niveau. L'explosif est descendu au bout d'un câble conducteur, ce qui permet ensuite de déclencher la mise à feu électriquement depuis la surface.[6]

Coupes à l'explosif

➤ Le principe

Une charge creuse munie d'un détonateur est descendue à l'aide d'un câble électrique. La profondeur de coupe est déterminée au niveau du point de centrage du collet (CCL), et l'explosion est déclenchée depuis la surface.

➤ Avantages

- En utilisant cette méthode, les dangers associés aux manœuvres sous couple sont éliminés.
- Cette technique est à la fois rapide et sûre, à l'exception des coupes des masses tiges.

➤ Inconvénients

- Les tubes sont souvent légèrement ouverts en forme de cône après la coupe.
- Pour les tiges lourdes et les tubages, les dommages peuvent être plus importants.

2.2.3.2 Dévissage mécanique

- Le dévissage implique l'application d'un couple en sens inverse (gauche).
- C'est une opération délicate car le point exact de dévissage peut être incertain.
- Il nécessite l'application d'un couple à gauche significatif, supérieur au couple de blocage à droite.
- Idéalement, le dévissage devrait se faire dans une zone proche du joint sélectionné.

2.2.3.3 Recommandations sur le back-off

➤ Le dévissage mécanique

- En fait, le dévissage mécanique n'a aucune chance de succès sur un poisson dont les joints sont bloqués au maximum. Ce qui est le cas de la plupart des poissons qui sont généralement soumis à un couple très élevé lors des manœuvres de décoincement.
- Lors de calcul de point neutre il faut tenir compte les frottements de la garniture avec les parois du puits qui sont causés par des Dog-leg ou la déviation du puits.
- Le blocage de la partie libre de la garniture se fait au-dessus de la jar.[6]

➤ Coupes à l'explosif

- Pour que l'opération de coupure avec l'explosif soit réussite il faut que la valeur de tension soit nécessaire et ne dépasse pas la limite d'élasticité de l'élément plus fragile de la garniture.
- L'identification de l'élément coupé est obligatoire pour faire le meilleur choix de la charge de l'explosif.

Mais pour cela il faut tout d'abord déterminer la position du point de coincement.

Il existe deux méthodes pour localiser ce point :

▪ Mesures d'allongement (extensiométrie)

Cette méthode d'évaluation de l'allongement de la garniture coincée offre une estimation du point de coincement, permettant ainsi d'anticiper le programme et le matériel nécessaires pour l'intervention post-dévissage.

Formule de calcul :

L'Équation 2.1 permet de déterminer la longueur L :

$$L = \frac{26,75 \cdot m_{DP} \cdot \Delta l}{(T_2 - T_1)} \quad 2.1$$

Δl : Allongement différentiel correspondant à la variation de traction exprimé en cm.

l_2 : Allongement produit par la traction T2 exprimé en cm.

l_1 : Allongement produit par la traction T1 exprimé en cm.

m_{DP} : Masse linéaire des tiges 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 kdaN.

➤ **Indicateur de point de coincement (Stuck point Indicator Tool - S.I.T.)**

• **Principe de mesure**

L'appareil évalue l'extension et la torsion des tiges de forage sous traction et couple appliqué en surface. Le point de coincement est déterminé là où ni la traction ni le couple ne sont transmis comme indiqué dans la [Figure 2.22](#).

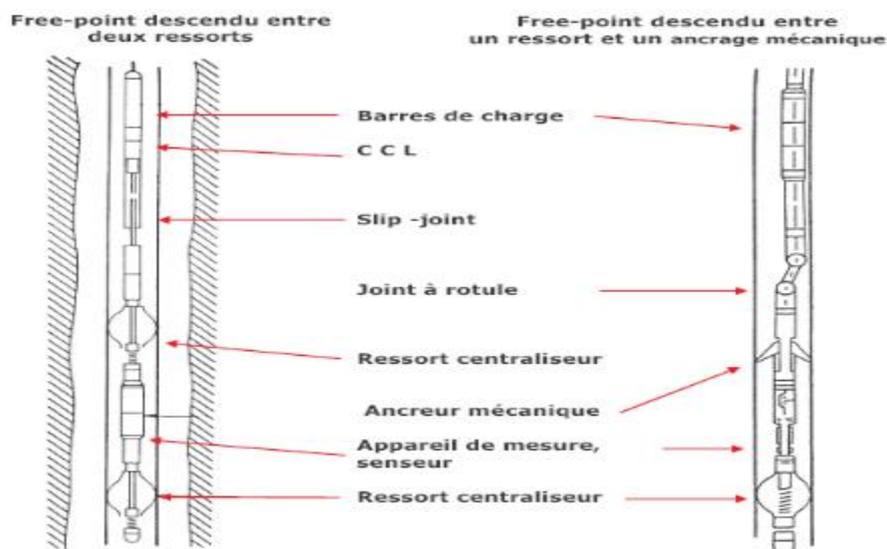


Figure 2.22 : Stuck point Indicator Tool - S.I.T. [6]

2.2.4. Repêchage de matériel tubulaire

Pour mener à bien l'opération de repêchage, il est essentiel de disposer d'un maximum d'informations sur la tête du poisson, notamment sa géométrie, ses dimensions, etc., afin de choisir les outils de repêchage les plus appropriés. [6]

2.2.4.1 Critères d'un bon repêchage

- Présentant des caractéristiques mécaniques et géométriques similaires à celles de la garniture de forage.
- Pouvant être libérés à volonté.
- Assurant une étanchéité lors de la circulation.

2.2.4.2 Outils de repêchage

✚ **Revisser sur le filetage du joint d'outil**

- Remplit toutes les fonctions, à l'exception de la facilité de relâchement.

✚ **Overshot** : Composé de trois éléments :

- Le top sub.
- Le corps ou bowl, équipé de deux systèmes de prise :

-Un système de spirale agrippante (spiral grapple) pour repêcher un poisson de diamètre proche de celui de l'overshot, mais la spirale est relativement fragile (voir la [Figure 2.23](#)).

-Un système à coins (basket grapple), beaucoup plus robuste (voir la [Figure 2.24](#)).

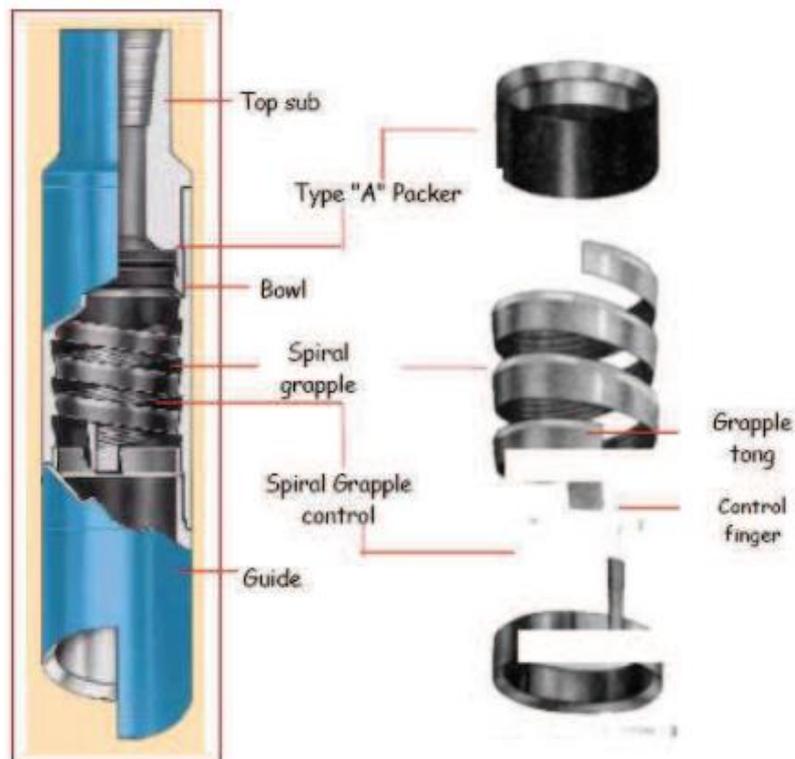


Figure 2.23 : Outil d'accrochage (spiral grapple).[6]

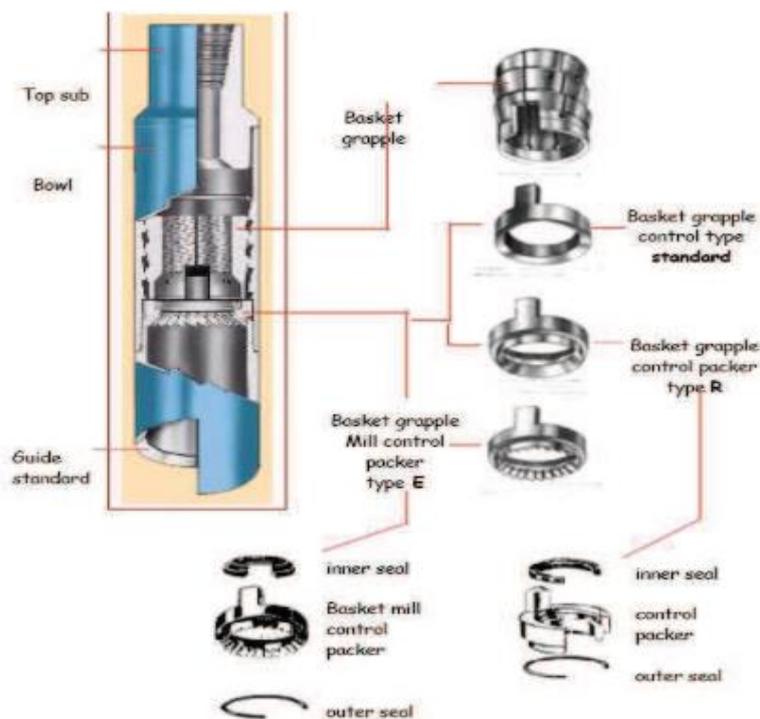


Figure 2.24 : Outil d'accrochage (basket grapple).[6]

➤ Tarauds et cloches taraudées

Fabriqués en une seule pièce avec un filetage conique renforcé par un traitement thermique, ces outils permettent d'effectuer des repêchages imprévus et résolvent un grand nombre de problèmes, notamment lors des travaux de réparation de puits (voir la [Figure 2.25](#)).[6]

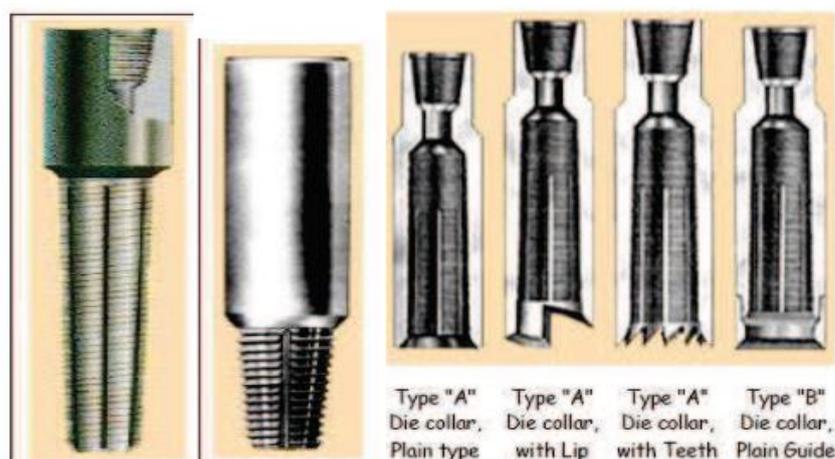


Figure 2.25 : Tarauds et cloches taraudées.[10]

2.2.5. SIDE TRACK

Le side-track désigne l'ensemble des procédures visant à abandonner une partie d'un puits et à créer un nouveau forage jusqu'à la profondeur d'abandon du puits initial. Cette opération est entreprise lorsque toutes les tentatives de récupération du matériel se sont avérées infructueuses ou lorsque le coût de récupération du matériel excède celui du forage d'un nouveau trou en légère déviation.[6]

Les types de side-track sont :

➤ **Side-track en trou ouvert**

Dès que la décision de réaliser un side-track est prise, il est crucial de localiser une zone où la formation présente les conditions les plus favorables à cette opération. Cela nécessite une analyse des progrès réalisés pendant le forage. La formation idéale serait une formation consolidée, offrant une vitesse de pénétration élevée et un trou bien calibré. Il est recommandé d'éviter de commencer le side-track dans des argiles en raison du risque de bourrage au début de la déviation (voir la [Figure 2.26](#)). [11]

➤ **Side-track en tubage**

▪ **Side-track avec section mill**

Comme pour un side-track en trou ouvert, la zone de side-track est choisie préalablement en fonction des caractéristiques géologiques et de leur forabilité (ROP), ainsi que de la qualité de la cimentation. Un test CBL-VDL est indispensable pour évaluer cette qualité. En l'absence de ces données, il est impératif de les obtenir. Si la qualité de la cimentation est insatisfaisante, une restauration par injection de ciment derrière le tubage sera nécessaire. Il

est impossible de fraiser un tubage libre ou mal cimenté, car cela entraînerait des vibrations rendant l'opération impossible. Dans la mesure du possible, il est recommandé d'éviter de pratiquer une fenêtre de side-track face aux argiles ; il est préférable de choisir des formations calcaires ou des grès présentant une bonne forabilité. [11]

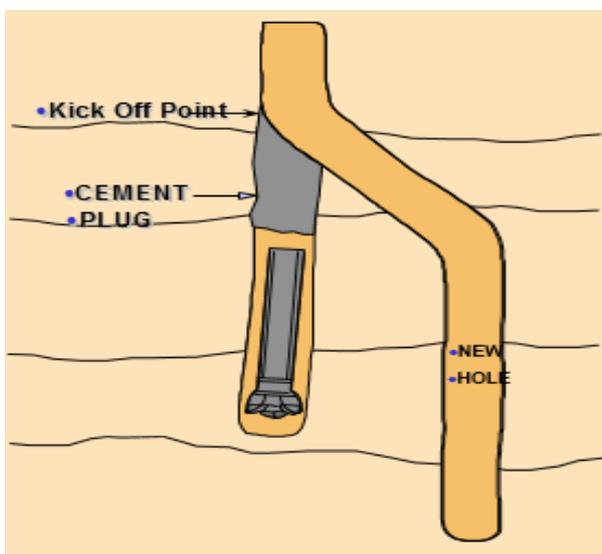


Figure 2.26 : Side-track en trou ouvert. [2]

▪ Side-track avec whip stock

Si le tubage est correctement cimenté et en bon état (absence de corrosion ou de déformations), cette technique est en réalité la plus sécurisée. Tout comme pour les autres méthodes, le choix de la zone de sidetrack est basé sur les caractéristiques des formations rencontrées. Dans ce cas, une longueur minimale de fenêtre de 9 mètres est nécessaire pour sortir du tubage. Il est recommandé d'éviter d'avoir un manchon et un habillage dans la zone d'ouverture. Comme illustré dans la Figure 2.27. [11]

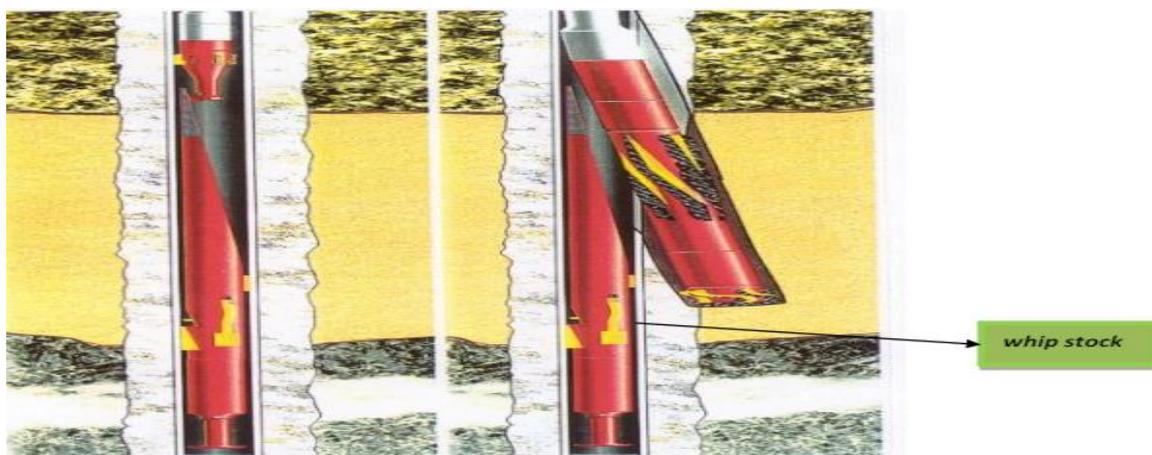


Figure 2.27 : Side-track avec Whip stock. [11]

2.2.6. ECD Management

L'ECD (Equivalent Circulating Density) est la « densité apparente de boue » supplémentaire perçue par le trou, dû à la perte de pression de circulation du fluide dans l'espace annulaire et/ou aux pressions de surpression (voir la [Figure 2.28](#)).

$$ECD = ESD + \frac{\Delta P}{g * TVD} \quad 2.2$$

ECD Basics

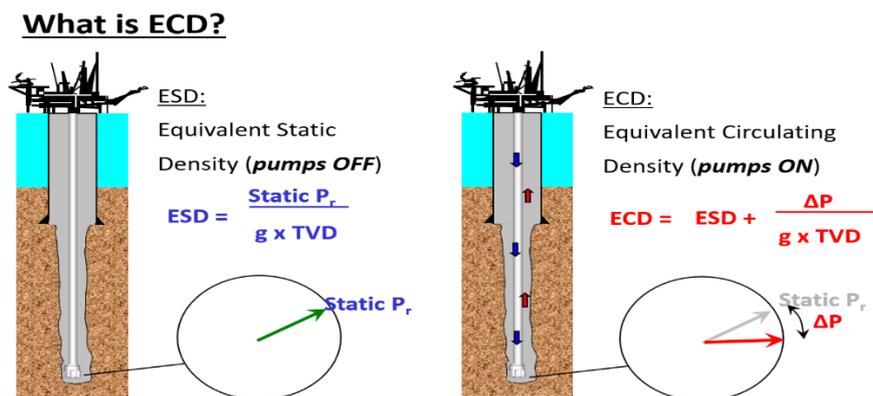


Figure 2.28 : Equivalent circulating density.[2]

Les pertes de charge ΔP (et donc l'ECD) sont influencées par les éléments suivants :

- la longueur de l'espace annulaire ou du puits
- Dégagements annulaires (taille du tube de forage / du tubage)
- Propriétés de la boue
- Débit
- Rotation
- Contre-pression dans les conduites de retour en surface
- ROP
- Mouvement des conduites (pressions de surpression et d'écrasement)

❖ Les problèmes créés par ECD

- Perte de circulation : Lorsque la pression au fond du trou dépasse le gradient de fracture, la plupart des dommages se produisent généralement en dehors du fond du puits.
- Ils peuvent causer une instabilité du puits de forage, entraîner des phénomènes de marteau hydraulique (ECD de type choc) et provoquer des ruptures par fatigue.
- Endommagement du réservoir et au formation : Le groupe chargé des réservoirs et de la géologie exige que les foreurs utilisent un MW légèrement inférieur pour réduire l'endommagement liés à productivité. Cela va à l'encontre du contrôle des MW pour

l'endommagement du réservoir, à moins que des mesures de réduction de l'ECD ne soient également prises.

❖ Les solutions pour garder le ECD dans la fenêtre de boue.

- Diminuer la densité de la boue (mais cela peut entraîner d'autres problèmes).
- Réduire la rhéologie (ce qui peut entraîner des problèmes de nettoyage du trou).
- Diminuer le débit (ce qui peut entraîner d'autres problèmes).
- Éviter les Sleeve stabilizers.
- Minimiser la vitesse de rotation dans les scénarios de petits trous.

❖ Exemple : la relation entre le ECD et les raccords

La Figure 2.29 représente un cas réel où le problème de l'augmentation de la ECD par l'effet de coup de bélier qui par la suite engendre le coincement par pression différentiel est présent lorsque la connexion des tiges est faite en changeant rapidement la direction (surge and swab).

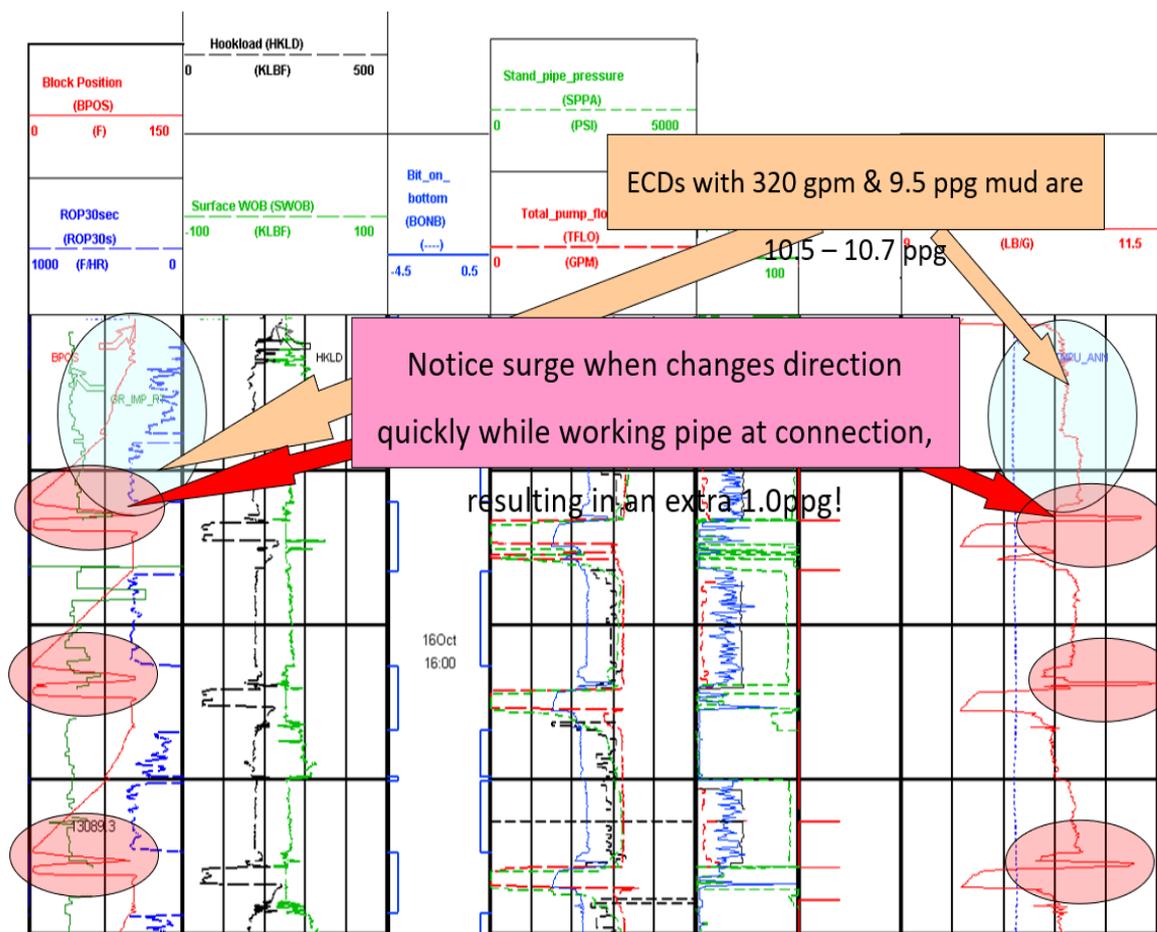


Figure 2.29 : la variation de l'ECD lors du raccordement. [2]

Conclusion

En conclusion, dans l'industrie pétrolière, la prévention et la gestion des problèmes tels que le coincement de la garniture de forage présente une importance capitale pour éviter les arrêts coûteux. L'utilisation d'un organigramme ou d'un arbre de décision se révèle être un outil inestimable dans cet égard. Non seulement il offre clarté et rapidité de réponse, mais il contribue également à réduire les coûts et à prendre des décisions éclairées basées sur des données concrètes.

En évaluant les coûts directs, le temps d'exécution, la probabilité de succès et l'impact à long terme, cet outil aide à choisir la meilleure stratégie entre le side-track et le repêchage. En minimisant les interruptions et les pertes financières, l'organigramme illustré dans la Figure 2.30 optimise la gestion des opérations de forage, assurant ainsi une efficacité opérationnelle accrue et des résultats plus rentables.

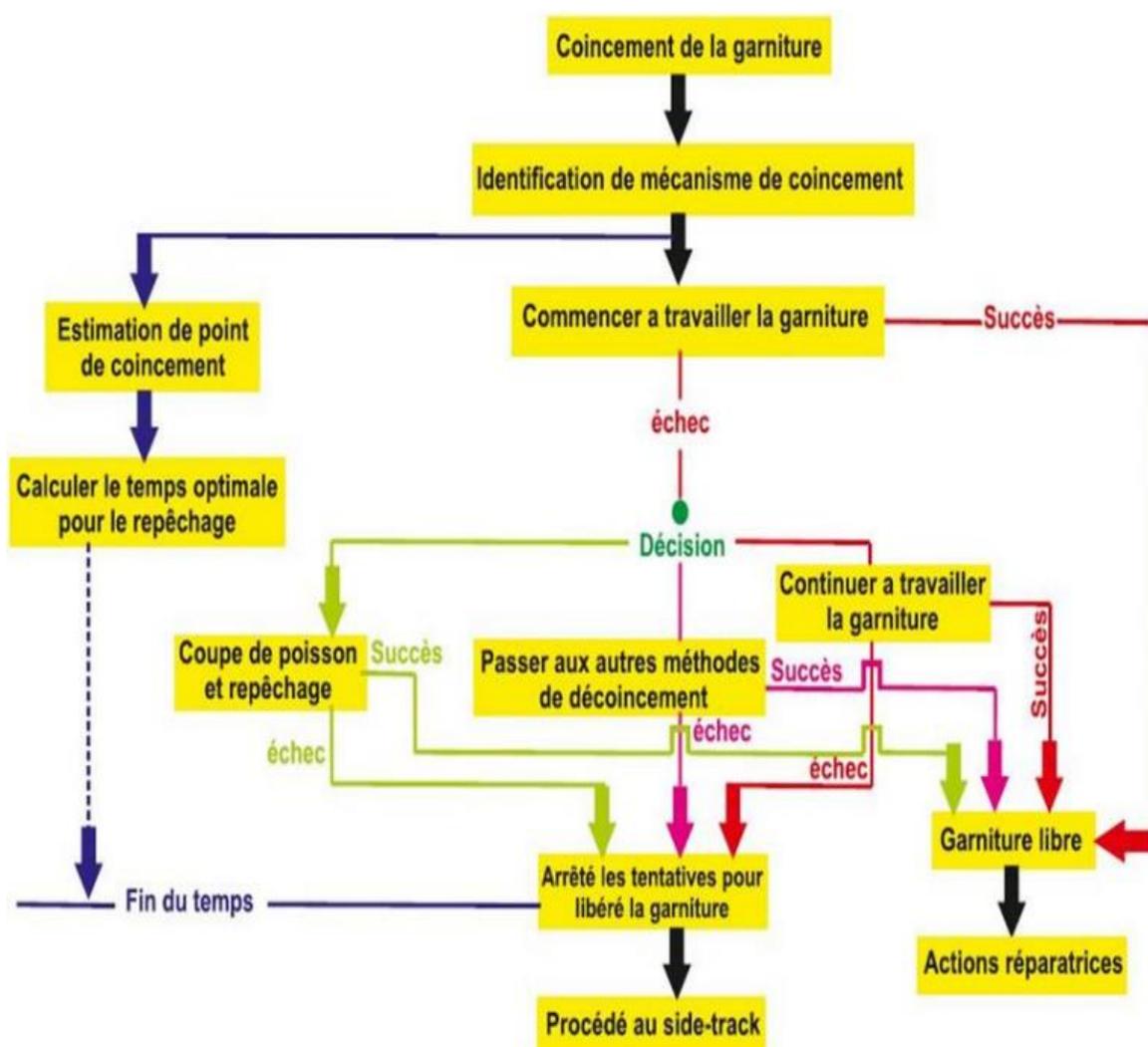


Figure 2.30 : Processus de traitement de coincement. [12]

**Chapitre .3 Simulation par
l'utilisation de logiciel
Techlog64 2022.1.3**

Chapitre. 3 Simulation par l'utilisation de logiciel Techlog64 2022.1.3

Introduction

Techlog, un logiciel développé par SLB, est conçue pour centraliser toutes les informations concernant les puits de forage. il permet aux utilisateurs d'interpréter divers logs et données de base, répondant ainsi à la nécessité d'une plateforme unique capable de gérer l'intégration et l'interprétation de toutes les données. Cela réduit le besoin d'utiliser de multiples outils spécialisés. En intégrant l'ensemble des flux de travail sur une seule plateforme, il devient possible d'évaluer le risque et l'incertitude tout au long de la durée de vie d'un puits de forage.[13]

3.1. Généralités sur la plateforme Techlog

3.1.1. Historique du Techlog

Le logiciel Techlog a été développé à Montpellier, dans le sud de la France, par l'entreprise Techsia, fondée en 2000. La première version commerciale de Techlog est sortie en 2002. Conçu pour offrir une interface moderne et conviviale. Techlog permet une visualisation et une interaction simplifiées avec les données, grâce à un flux de travail prédéfini accessible même aux utilisateurs moins expérimentés. Techsia a ainsi rendu l'interprétation multi-puits plus accessible aux experts techniques. En 2009, SLB a acquis Techsia et la plateforme Techlog, qu'ils soutiennent et commercialisent. Chaque nouvelle version de Techlog apporte des fonctionnalités supplémentaires, non seulement pour l'interprétation pétrophysique et géologique, mais aussi pour l'interprétation géomécanique, la gestion de l'incertitude et les liens avec les plateformes standards de l'industrie comme "Petrel". Techlog propose également un nouveau module acoustique, ajoutant de nombreuses fonctionnalités à l'application.[13]

3.1.2. Les différentes sections du Techlog64 2022.1.3

Techlog contient de nombreuses sections, parmi lesquelles : Petrophysics, Geology, Geomechanics, Reservoir, TDI (*Techlog Drilling Interpretation*), comme illustré dans la [Figure 3.1](#).

Dans notre étude, on se base sur la section de TDI (Techlog Drilling Interpretation) pour générer des diagrammes du T&D. La charte doit inclure les hook loads prévues pour le forage, *le sliding* et la manœuvre, La simulation doit être réalisée par l'ingénieur de forage en détaillant les éléments suivants :

- *Broomstick chart* montrant pick up / slack off en fonction de la profondeur.
- Torque prévu au TD.
- Charge attendue PU (pick-up) à TD.
- Charge attendue S/O (slack-off) à TD.

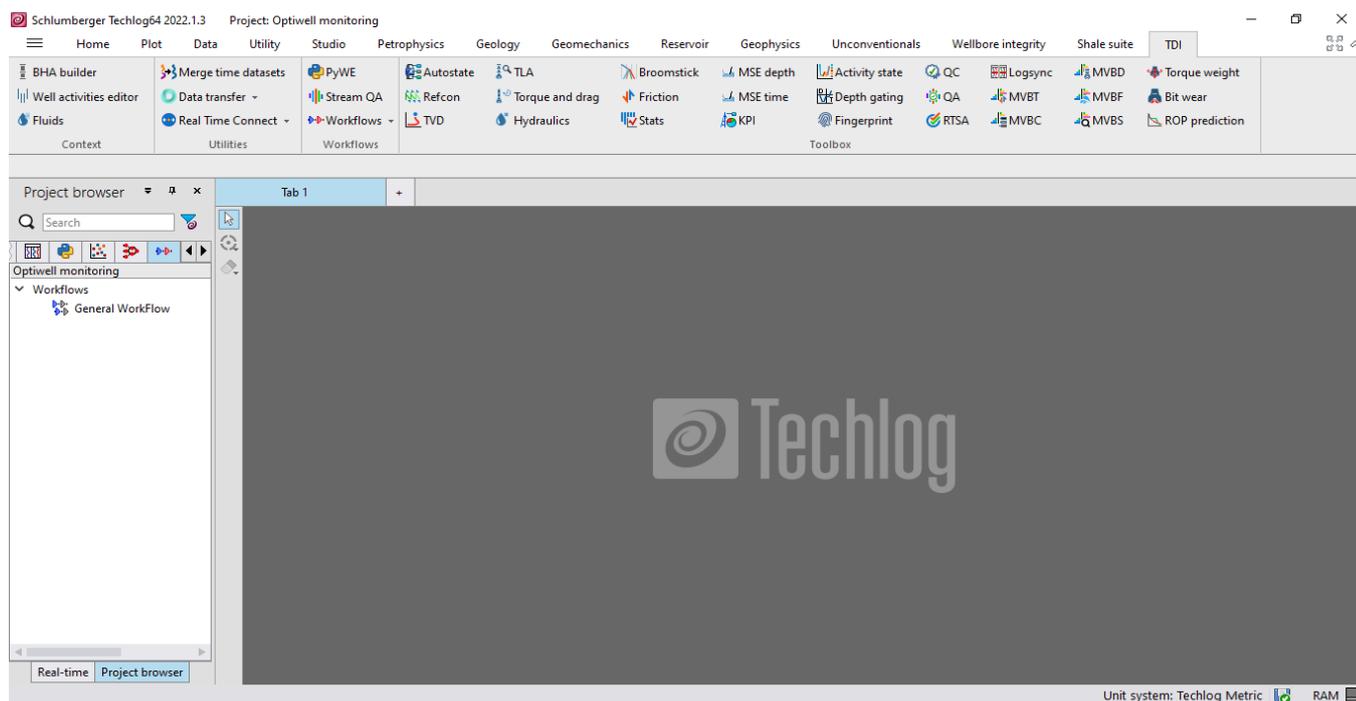


Figure 3.1 : les différentes sections du logiciel Techlog. [14]

3.1.3. Objectif du Techlog

Le logiciel Techlog centralise toutes les données de forage dans une application intuitive pour effectuer des analyses. En plus de proposer des modules avancés pour les experts, la plate-forme Techlog offre une base solide aux utilisateurs généralistes pour examiner et analyser les données. Il prend également en charge des flux de travail complexes dans diverses disciplines.

3.1.4. La base de données du « Techlog »

La base de données du Techlog organise les puits d'un projet en une collection de fichiers binaires stockés dans un répertoire. Les données peuvent être chargées dans la mémoire interne de l'ordinateur (RAM) pour un maximum de 200 puits, bien que la base de données de Techlog puisse contenir les informations de 9 999 puits. L'utilisateur peut sauvegarder son travail à tout moment, et le programme enregistrera automatiquement les modifications apportées aux puits dans la base de données.

3.1.5. Chargement des données

Dans la phase de chargement des données pour le projet Puit MLEZ-32, nous sélectionnons la section de travail selon l'étude. Ensuite, nous saisissons les données du puits telles que le *Hook load*, la *Block velocity*, etc., en cliquant sur "plot", nous importons ou créons de nouvelles données. Enfin, nous générons un Broomstick Chart pour visualiser les logs de slack-off et pick-up.

➤ **Method view** : Est un tableau dans lequel toutes les entrées sont insérées et les sorties sont spécifiées « une méthode peut générer plusieurs sorties » (voir la [Figure 3.2](#)).

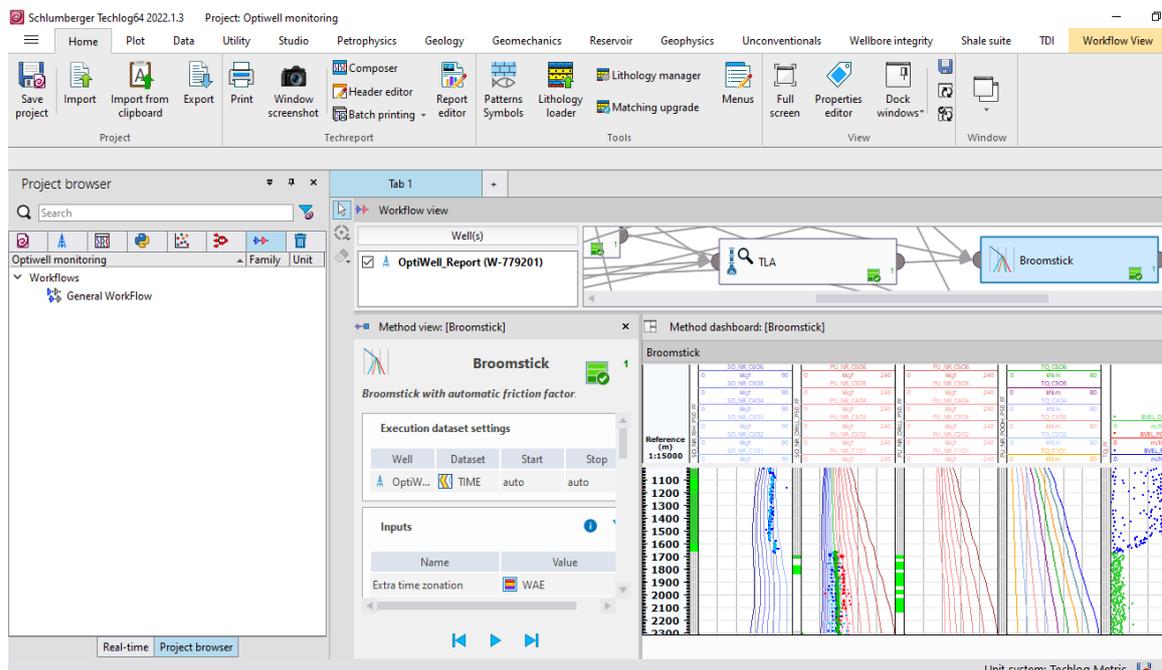


Figure 3.2 : Method view & dashboard. [14]

➤ **Broomstick Inputs** : les entrées contiennent un groupe de données, directes « provenant de capteurs » ou indirectes « résultant d'autres méthodes / flux de travail, sur la base de ces entrées, le processus de la méthode, nous pourrions avoir de bons résultats "sorties" ([Figure 3.3](#)).

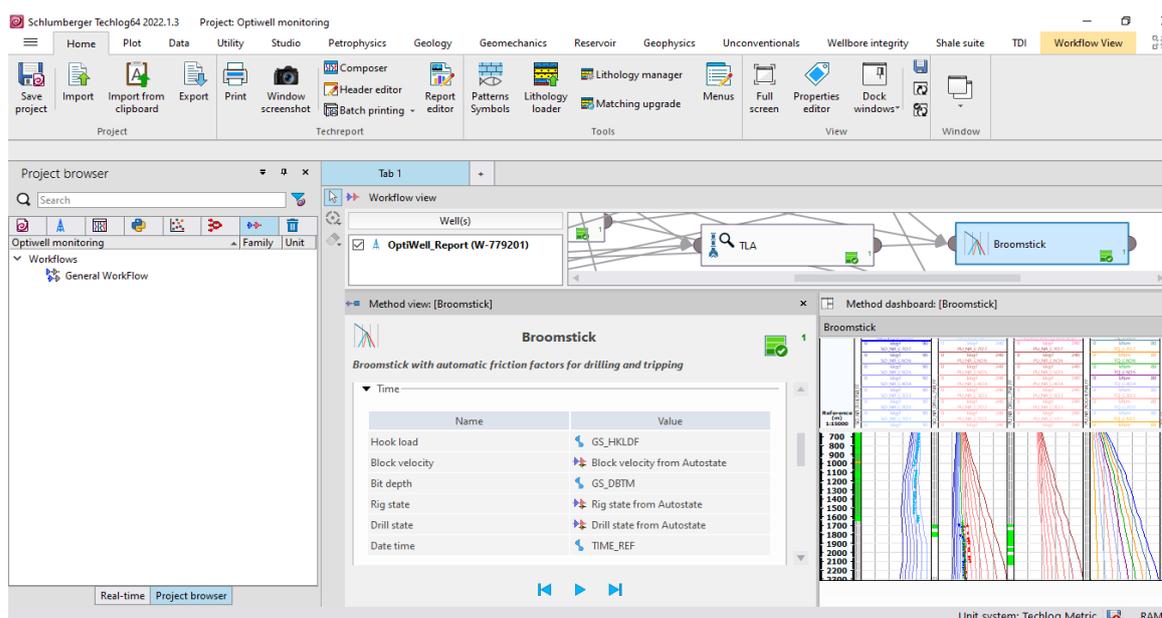


Figure 3.3 : Broomstick (method Inputs). [14]

➤ **Broomstick Outputs** : sont les résultats donnés par une méthode / un flux de travail spécifique (Figure 3.4).

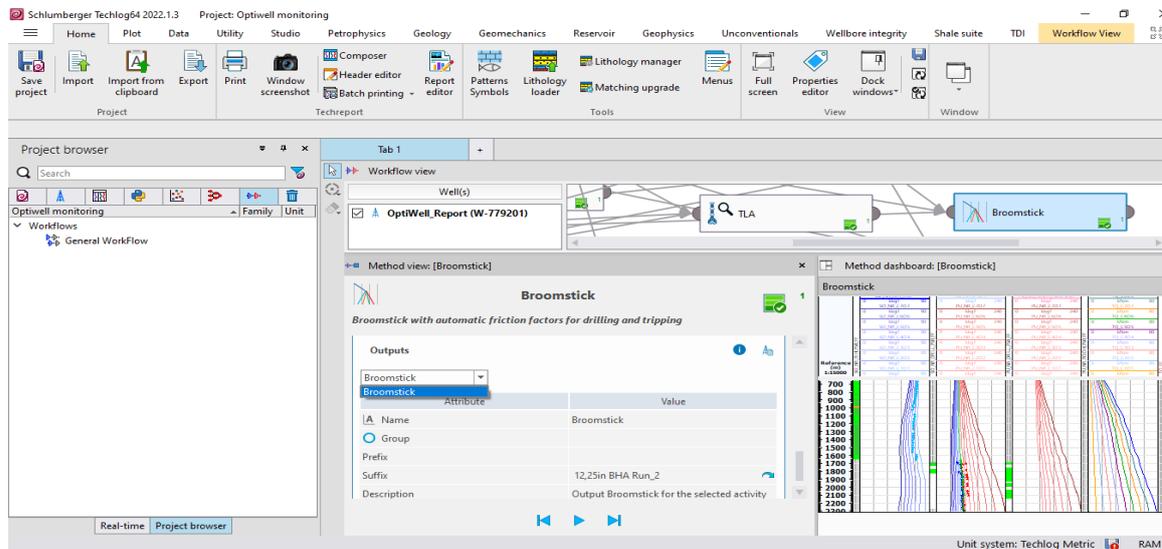


Figure 3.4 : Broomstick (method Outputs). [14]

3.2. Techlog Workflow

Le flux de travail est un ensemble de scripts permettant de générer un modèle spécifique et/ou de calculer un paramètre spécifique. Le flux de travail comporte des entrées, un processus et une sortie (résultat). Le flux de travail est exécuté automatiquement et en continu, de sorte que le résultat donné est produit en temps quasi réel pour permettre une intervention dans l'opération de forage (Figure 3.5).

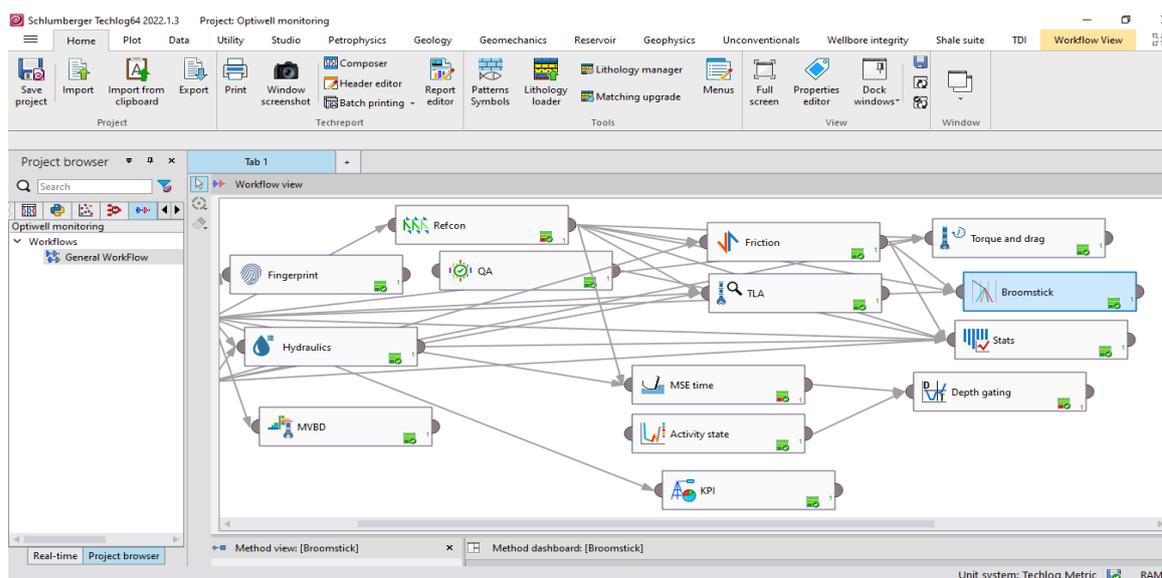


Figure 3.5 : Techlog workFlow.[14]

➤ **Refcon** : Cette méthode permet la détection et le suivi du poids P/UP & S/OFF, Breakover torque, la rotation libre de la charge du crochet.

- **Autostate** : Est le modèle qui subdivise l'opération de forage par code couleur en sous-catégories : Drilling, tripping, back reaming, etc. Chaque activité a un code couleur différent des autres Ex : la couleur verte correspond au forage. Ce flux de travail a quatre sorties : Drill State, Rig state, bit state, Block Velocity (Figure 3.6).

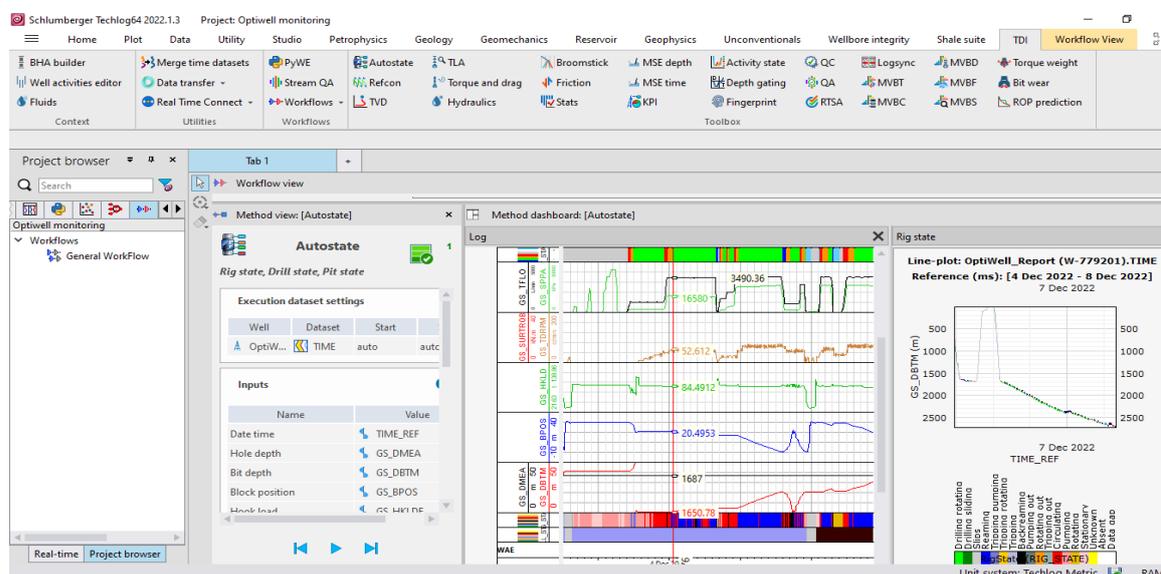


Figure 3.6 : Autostate Output.[14]

- **Frictions** : Cette méthode permet de calculer et de suivre les différents facteurs de frottement appliqués au train de tiges et de les comparer aux modèles de frottement (modèles de SO, modèles du torque), comme illustré dans la Figure 3.7.

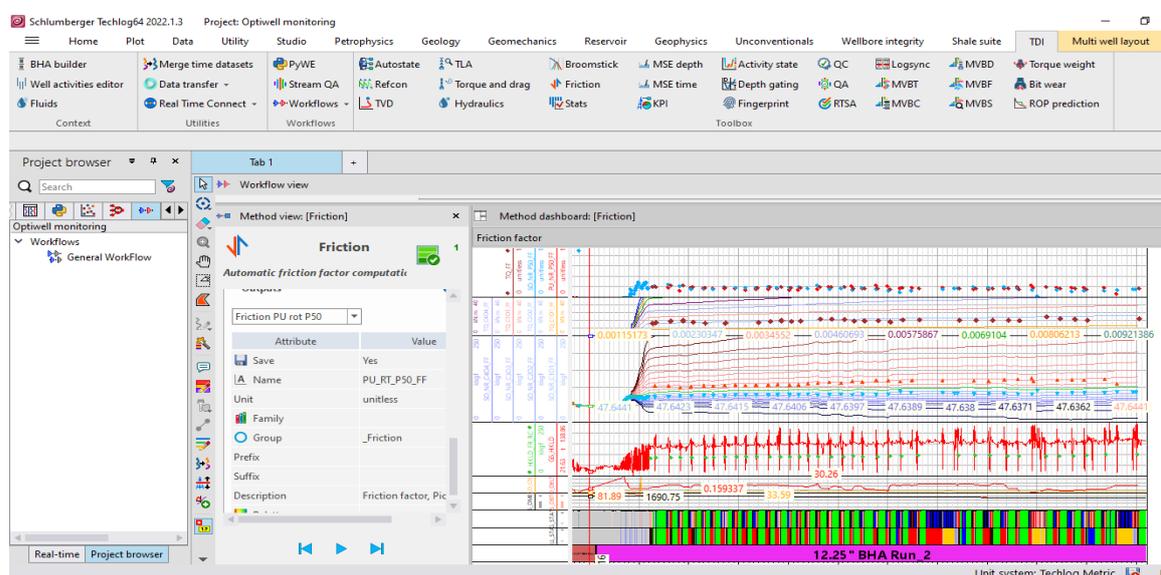


Figure 3.7 : Friction Method output.[14]

- **MSE** : L'énergie mécanique spécifique (MSE) permet de suivre l'énergie transmise au trépan pour forer un certain volume de roche, ce qui donne des informations importantes sur l'état du trépan.

- **Hydraulics** : cette section est conçue pour calculer l'ECD, surging & swabbing models, la pression de pompage théorique (Figure 3.8).

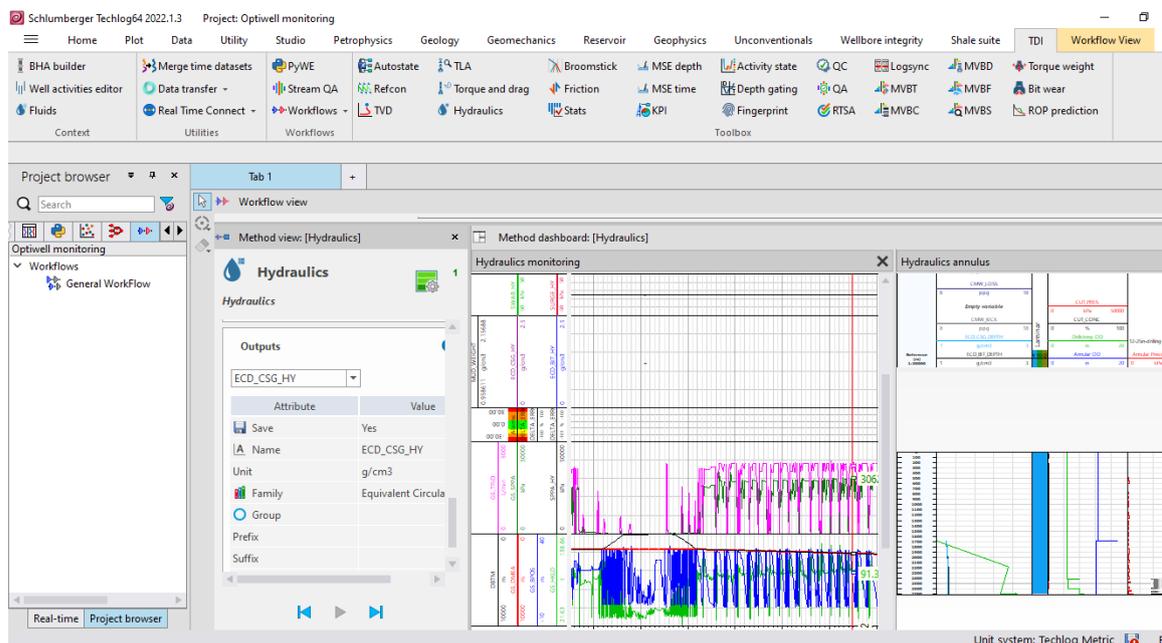


Figure 3.8 : Hydraulics method output. [14]

- **KPI method Output** : « Key performance indicator » (indicateur de performance clé) : cette méthode permet de calculer différents types de performances, tels que : le temps après et avant la connexion, le ROP effectif, la comparaison de puits à puits, et bien d'autres performances (Figure 3.9).

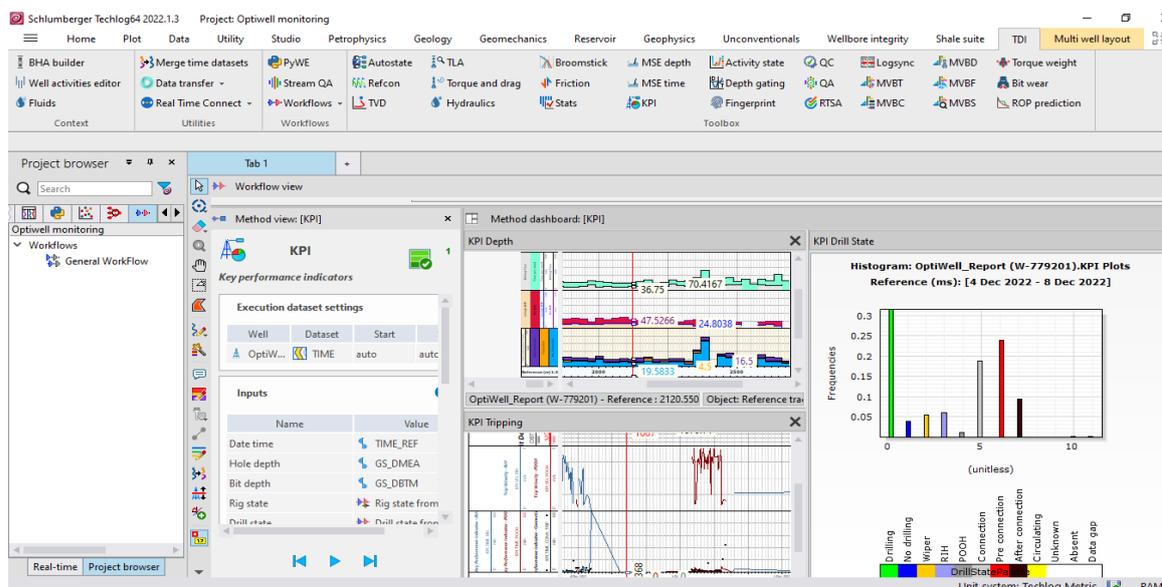


Figure 3.9 : KPI method Output.[14]

- **Depth Gating** : Cette méthode permet d'obtenir des données basées sur la profondeur à partir de données basées sur le temps.

- **TLA** : Cette méthode fonctionne de la même manière que le broomstick, elle fournit une analyse du torque & Drag sur la section forée (Figure 3.10).

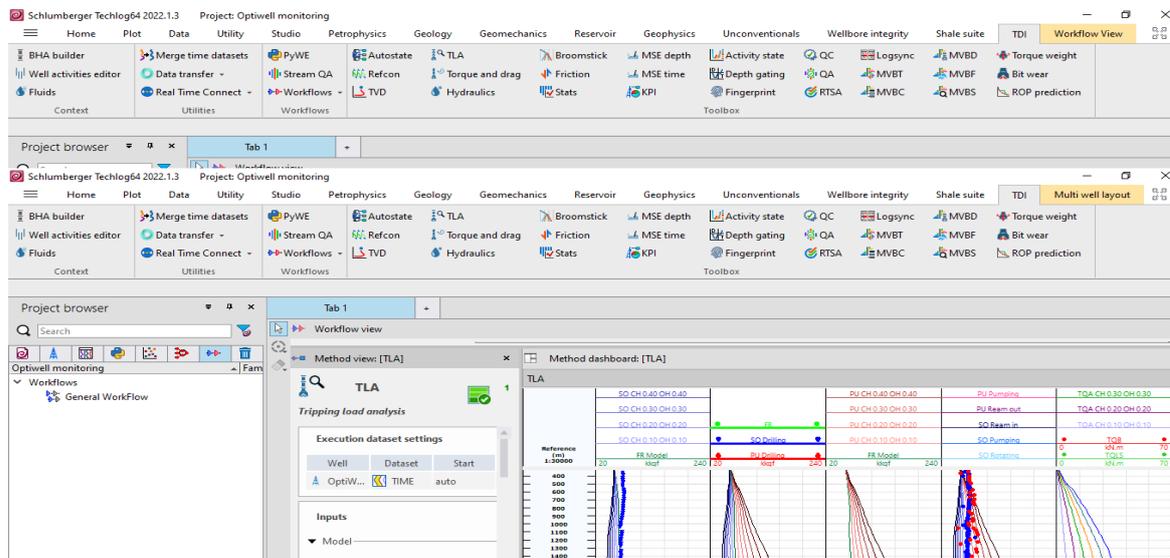


Figure 3.10 : TLA method Output. [14]

- **TVD method Output** : la section qui permet de présenter la trajectoire du puits en 2D et 3D. Cette méthode nécessite l'inclinaison et l'azimut du puits (voir la Figure 3.11).

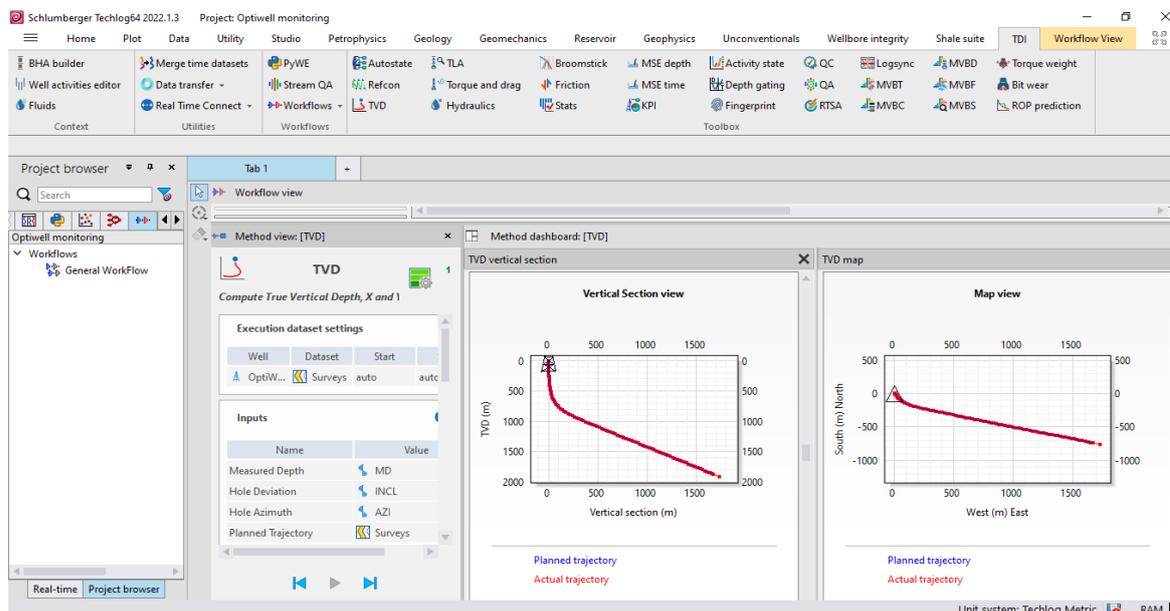


Figure 3.11 : TVD method Output. [14]

Conclusion

En conclusion, l'application de la simulation du torque and drag dans notre étude, à travers la version Techlog64 2022.1.3, a démontré son importance cruciale dans l'optimisation des opérations de forage. Elle fournit une "broom-stick chart" qui permet de suivre le T&D en temps réel afin de prévenir le coincement de la garniture de forage.

Chapitre. 4 Étude de cas :
Coincements dans le puits
MLEZ-32

Chapitre. 4 Étude de cas : Coincements dans le Puits MLEZ-32

Introduction

Le champ de Berkine, établi dans l'erg oriental du Sahara algérien, représente un témoignage remarquable des premières explorations pétrolières amorcées à la fin des années 1950. Avec plus de 150 puits forés, il a révélé d'importants gisements de gaz et de condensats dans les réservoirs de quartzites de Hamra et du Trias. Le bassin de Berkine, s'étendant sur une superficie totale de 102 395 km², se situe dans la région nord-est de la plate-forme saharienne. Ses frontières sont définies par des éléments géographiques distincts : à l'est par les frontières tunisienne et libyenne, au sud par le bassin d'Illizi, au nord par le dôme de Dahar, et à l'ouest par Hassi-Messaoud.[6]

4.1. Situation géologique

Le bassin de Berkine est influencé par une série structurale « moles » où sa structure et sa sédimentation sont contrôlées par le temps géologique. Ce bassin est le résultat des différentes phases tectoniques depuis le Précambrien jusqu'au Tertiaire.

Le bassin de Berkine est le bassin le moins exploré de la province orientale. Les travaux récents ont mis en évidence des accumulations de pétrole et montrent également que cette zone peut receler des réserves importantes d'hydrocarbures.

Les principaux réservoirs sont constitués de :

- Les grés du dévonien inférieur
- Les grés de l'ordovicien et du cambrien
- Les niveaux gréseux du carbonifère
- Les sable et grés du trias

4.2. Découverte du gaz dans le champ MLEZ Bloc 405B

Sonatrach et la compagnie pétrolière canadienne First Calgary Petroleum ont découvert le 20 février 2005, un gisement de gaz humide MLE (Menzel Ledjmet Est) situé dans le périmètre Ledjmet dans le bassin Berkine (bloc 405b) à 220 km au sud-est de Hassi Messaoud (Ouargla) à la suite du forage du puits Ledjmet-sud. Cette découverte est la 5^{ème} réalisée par les deux compagnies dans le bloc 405 B. [15]

Le bassin de Berkine est l'un des plus importants bassins de production d'hydrocarbures. L'exploration de ce bassin est en cours. Les activités sismiques et de forage ont été importantes, notamment :

- Environ 43 097 km de sismique 2D acquis entre 1986 et 2004
- Environ 8 119 km² de données sismiques 3D acquises entre 1995 et 2004
- Environ 215 puits forés entre 1985 et 2004. [16]

4.3. Mise en production de l'area MLE

Le gisement de gaz humide MLE (Menzel Ledjmet Est), inclus dans les 17 plans de développement approuvés par l'Agence nationale de valorisation des ressources hydrocarbures (Alnaft), est entré en production le 31 janvier 2013 grâce à l'association entre Sonatrach et ENI. Situé dans le périmètre Ledjmet, il comprend également le gisement d'huile et de gaz CAFC (Central Area Field Complex). Ce partenariat a permis la découverte de réserves énergétiques estimées à environ 25 milliards de mètres cubes, avec des capacités significatives en gaz pétrole liquéfié (GPL), en condensat et en huile. Les installations de MLE assurent une production quotidienne de neuf millions de mètres cubes de gaz commercial, trois milliards de mètres cubes par an, ainsi que 12 000 barils par jour de GPL, 10 000 barils par jour de condensat et 5 000 barils par jour d'huile. [15]

4.4. Le puit MLEZ-32

Le puit MLEZ-32 Hor, deuxième puits de remplissage du Plan de Développement (PoD) MLE PH2, a pour objectif principal de créer un nouveau point de drainage dans le sable principal F2B, situé entre les puits MLEZ-9, MLEZ-19, MLEZ-21 St et MLEZ-1. Le F1-A est également ciblé comme objectif secondaire. La profondeur totale prévue du puits est de 4325 mètres Mesure de Profondeur (mMD), avec une orientation azimutale nord-est (40-60° N). Un trou pilote a été proposé pour évaluer correctement la structure et vérifier la qualité de la roche, notamment la porosité (\emptyset), la perméabilité (K) et la saturation en eau (SW). La phase de drainage horizontal de 6" a débuté le 9 octobre et a été reprise les 10 et 11 octobre à 3762 mètres MD, avec une inclinaison du trépan de 89,5°, en raison de problèmes opérationnels. La longueur initialement prévue pour le drain de 6" était d'environ 550 mètres, mais la longueur finale de cette section a été de 34 mètres MD. Le puits sera un forage complet équipé de tubes de 4 ½", ce qui devrait améliorer l'efficacité du drainage et optimiser la récupération des ressources dans la région centrale du champ MLE (voir la Figure 4.1). [17]

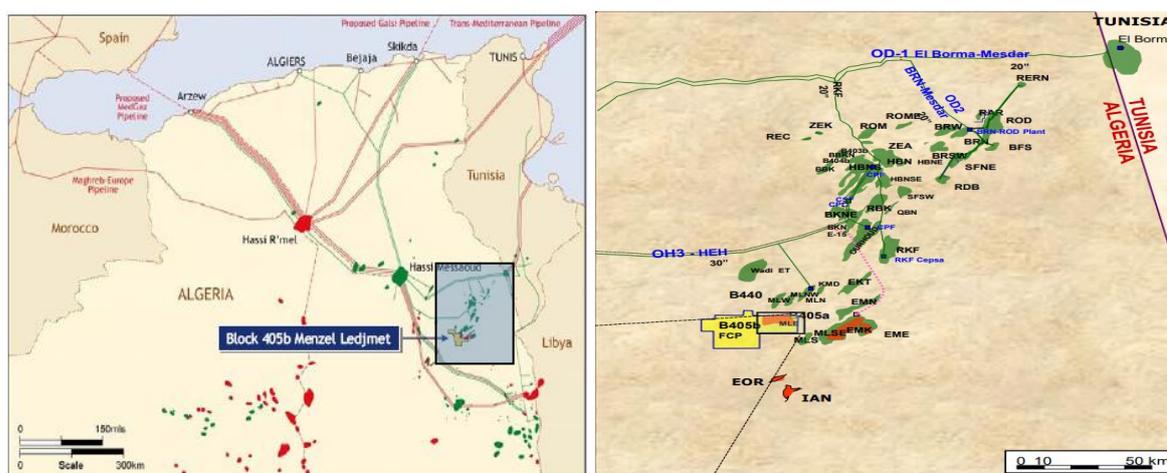


Figure 4.1 : MLEZ-32 Hor position in block 405b, Menzel Ledjmet concession. [17]

4.4.1. Informations générales sur le puits

Le [Tableau 4.1](#) présente les données de base sur le puits MLEZ-32.

Tableau 4.1 : Données de base sur le puit. [17]

PAYS	Algérie
ZONE	Bassin de Berkine
CONCESSION	Menzel Ledjmet
BLOC	405 b
CHAMP	MLE
OPERATEUR	SH-FCP (FCP 75%-Sonatrach 25%)
SURFACE GÉOGRAPHIQUE	LAT: 35° 13' 27.30"" N LONG: 9° 49' 11.56"" E
PLAN DE SURFACE	X : 370203.00 m E Y : 3231658.79 m N
TD (trou pilote)	X : 379497.45 m E ; 4590 m Y : 3342670.27 m N
CIBLE PRIMAIRE (Trou de drainage, sable principal F2-B)	X : 380310.3 m E ; 3293.1m Y : 3342647.2 m N
TD (trou de drainage)	X : 380481.09 m E ; 3926 m MD Y : 3342746.39 m N
Puits cible	Strunian F2-B (sable principal)
FORMATION A TD	Strunian F2-B (PH en F6-2 inférieur)
NIVEAU DU SOL (GL)	235,8 m
TABLE DE ROTATION (RT)	246.2 m
KOP DEV	2976.5 m (section de construction)
TROUSSE DE DRAINAGE	A partir de 3584 m
ANGLE DE DÉVIATION MAXI	93,67° à 3822 m
PROFONDEUR TOTALE (TD) DRILLER	3926 m MD
RÉSULTAT DU PUIITS	Gaz Condensat.

4.4.2. Fiche technique de l'appareil Weatherford #801

Le [Tableau 4.2](#) présente la fiche technique de l'appareil du puits MLEZ-32.

Tableau 4.2 : Fiche technique de l'appareil Weatherford #801.[17]

1	Rig type	Land Rig, 2000 HP, SCR/VFD
2	Drawworks	Type: BOMCO, JC70DB
		Rated input power: 2000 HP
		Auxiliary brake: Baylor 7838W
		Main drum grooved for drilling line 1-½"
		Drawworks motors: Youngii YJ13X AC, 800 HP
3	Mast	500-ton static hook load with 12 lines
4	Racking platform	Racking capacity: 5" DP 5300m (193 std); 3 ½" DP 7500m (275 std); 6-½" DC, 260 m; 7 std × 8 ¼" DC; 9 std × 6 ½" DC; 4 std × 9 ½" DC
5	Substructure	Rated setback capacity 242 tons, rotary load capacity 500 ton, simultaneously load capacity of setback and rotary 742 ton
6	Rotary table	LTI – L 375, capacity 657 ton; max. opening 37-½" with independent AC electric motor 1072 HP
7	Mud pumps	3 mud pumps, BOMCO F1600 triplex, 1600 HP; max WP 5000 psi., 5 - 5" ½ - 6" - 6½ - 7 - 7" ½ available liners
8	Top drive	NOV/TDS11SA – 500t Electronic Driving AC motor 800 HP with 37500 ft×Ibs continuous output torque at 110 RPM rated speed (max 228 RPM)
9	Mud system and solid removal system	8 mud tanks, total capacity 593.5 m ³ ; 2 mixing hoppers; 1 sand trap, 3 shale shakers, 2 × centrifuges, 1 each: desander, desilter, mud cleaner, degasser, mud-gas separator
10	Diesel fuel capacity	159 m ³ ; 2 × 79.5 m ³ tanks at rig site
11	Drilling water capacity	200 m ³ ; (2 × 121 m ³); 2 × drill water transfer pump
12	Drilling mud capacity	593.54 m ³ total liquid mud
13	Rig floor height from ground level	10.36 m (clear height between rotary beams and ground 9 m)
14	Drill pipe 3-½"	5500 m S-135, 15.5 Ib/ft, TJT 5", int. coat. TK34XT
15	Drill pipe 2-7/8"	1500 m S-135, 10.4 Ib/ft, TJT 3. ½", int. coat. TK34XT
16	Heavy wall drill pipe	5", 30 × 50 Ib/ft TJT 6 ½" OD, 3" ID, 30 ft 3-½", 30 × 26 Ib/ft, TJT 4 ¾" OD, 2-1/16" ID, 30 ft

4.4.3. La coupe lithologique de puits MLEZ-32

La séquence stratigraphique traversée est présentée dans la Figure 4.2, ainsi que le profil de tubage.

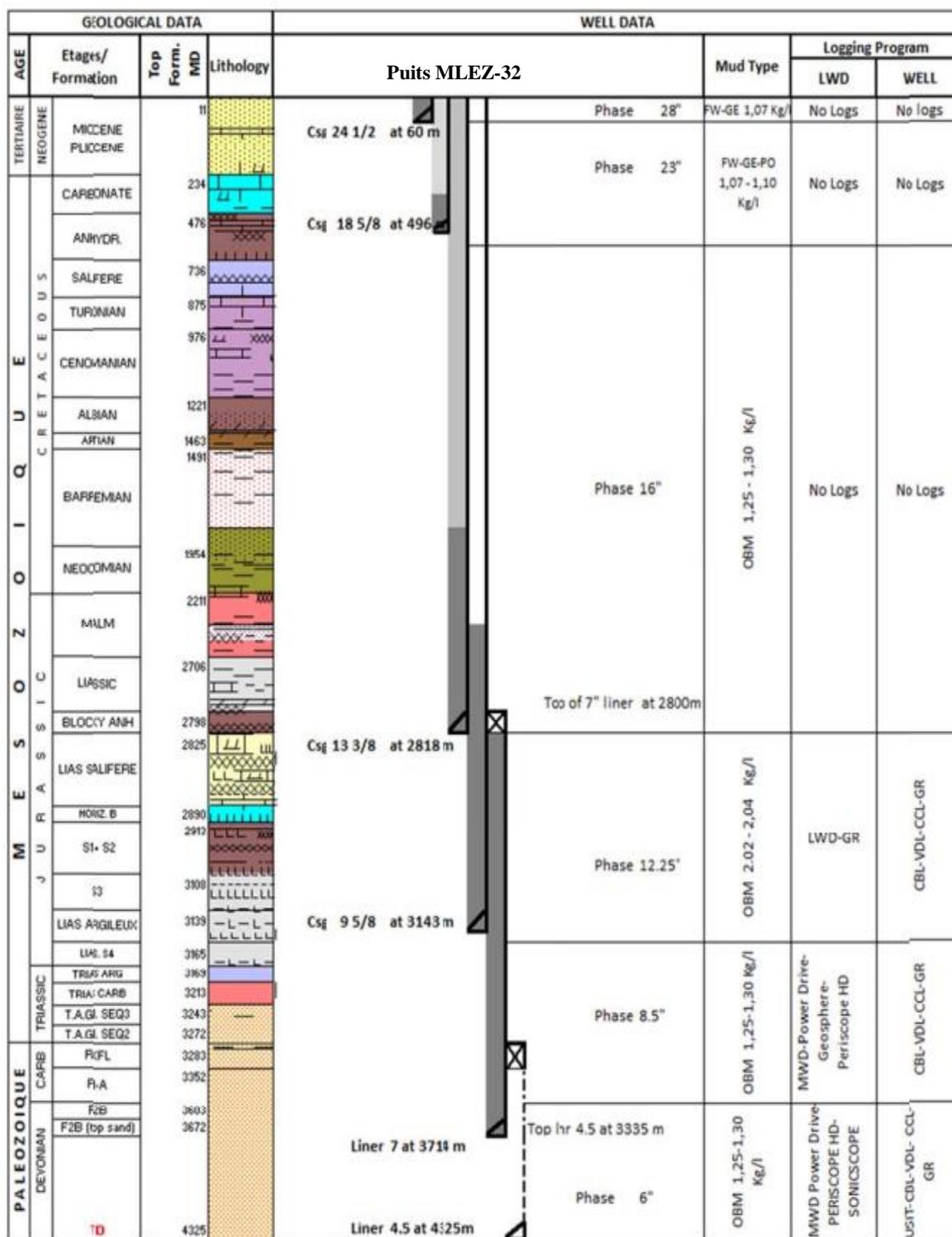


Figure 4.2 : La coupe stratigraphique du puits MLEZ-32. [18]

4.5. Le coincement survenu lors du forage de la phase 8^{1/2}"

Le forage des puits dans le Bassin de Berkine est particulièrement difficile, entraînant de nombreux problèmes et un temps non productif (NPT) élevé, surtout dans la section de 8^{1/2}". L'objectif de cette étude, est d'effectuer une investigation sur le coincement survenu dans le puits MLEZ-32.

D'abord, nous présentons l'historique de la phase 8 1/2", qui fournit des informations générales sur cette phase et les paramètres de forage utilisés de la profondeur de 3145 m à 3728,5 m (profondeur totale), avant et pendant le coincement.

Ensuite, nous nous concentrons sur l'identification du coincement. Nous abordons le début et les signes détectés pendant le coincement, la manière d'identifier le type de coincement, ainsi que les causes de ce problème et les actions prises par les ingénieurs sur chantier.

Enfin, nous proposons des recommandations et perspectives qui pourraient être mises en œuvre à l'avenir pour améliorer la prévention des coincements dans le champ de Berkine et réduire le temps non productif (NPT).

4.5.1. Historique du forage de la phase 8 1/2"

La phase d'atterrissage de 8 1/2" a débuté le 24 septembre et s'est achevée le 3 octobre à une profondeur mesurée (MD) de 3728,5 m (3539 m de TVD), avec une inclinaison de 81° et une direction azimutale nord-est (40-60° N). Cette phase a impliqué le forage et le tubage de la section de 8 1/2" avec un liner de 7" conformément au plan, jusqu'à une profondeur de 3725m, comme illustré dans le [Tableau 4.3](#). Suite à cela, le forage d'un drain de 6 pouces (MLEZ 32 Hor) a été entrepris. Pendant le forage du trou de 6 pouces, plusieurs observations ont été faites :

- Le sable F2B est plus élevé que prévu
- Quelques points avec un DLS de 15 degrés/30 m qui ont créé plusieurs blocages pendant les opérations (problème de direction de l'Archer).

C'est à ce moment-là qu'il a été décidé d'abandonner le drain.

Tableau 4.3 : MLEZ-32 section 8 1/2". [18]

8 1/2"	Taille du trou (pouce)		Taille Csg (pouce)		Boue	Date de début
	8 1/2"		7"			
	MD (m)	TVD (m)	MD (m)	TVD (m)	1.3kg/l	Date de fin
	3728.5	3539	3725	3539		03.10.2017@ 04:30

4.5.2. Analyse des paramètres de forage

➤ Partie 1 : (Forage de 3145m à 3536m)

Lors du forage de la phase 8 1/2", nous avons remarqué une augmentation du torque. À la profondeur de 3145 m à 3172 m, sa valeur était de 1 à 2 kbs.ft, et à la profondeur de 3172 m à 3536 m, elle a augmenté de 6 à 10 kbs.ft à cause d'un mauvais nettoyage du trou (quantité élevée de déblais). De plus, le ROP a commencé à diminuer à partir de la profondeur de 3300 m, passant de 7,5 m/h à 6,2 m/h. Il y a également eu une augmentation de la pression à partir de la profondeur de 3300 m. Nous avons observé une stabilisation, puis une diminution de la charge en descente (slack-off load), sachant qu'à la profondeur de 3300 m, sa valeur était de 272 klb et qu'à 3536 m, elle est devenue 270 klb. Et une augmentation du (pick-up load) sachant qu'à la profondeur 3536m sa valeur était de 300 klb et qu'à 3300 m, elle est devenue 320 klb, comme indiqué dans le [Tableau 4.4](#).

Tableau 4.4 : Paramètres de forage (3145m à 3536m).[19]

Intervalle (m)	Paramètres Mécaniques		Paramètres Hydrauliques			
	WOB (ton)	RPM	Débit (l/min)	Pression (psi)		
3145-3151		80	2000	3000		
3151-3166	0	80	2000	2900/3000		
3166-3172	0/1	80	2000	2900		
3172-3300	8/12	90	2000	3000		
3300-3475	8/12	100	2000	3000/3080		
3475-3536	8/12	100	2000	3080/3150		
Autres paramètres						
Intervalle (m)	Torque (kbs*ft)	ROP (m/hr)	pick-up load (klb)	slack-off load (klb)	Rotary (klb)	Inc°
3145-3151	1/2	0.92	118	118	117	8
3151-3166	1/2	0.90	150	150	148	8.65
3166-3172	1/2	0.85	282	250	249	9.1
3172-3300	6/10	7.5	285	272	272	11.9
3300-3475	6/10	7.3	320	272	278	53.4
3475-3536	6/10	6.2	300	270	282	63

✚ À l'aide du DDR (Daily Drilling Report) et d'après l'analyse des paramètres de forage dans la partie 1, en observant l'évolution des données du torque & drag, on constate une diminution de la charge en descente (slack-off load) et une augmentation de la charge de levage (pick-up load). Ces résultats indiquent l'apparition d'un coincement dans l'intervalle de profondeur entre 3300 m et 3475 m.

➤ **Partie 2 : (Forage de 3545m à 3728.5m)**

Nous avons remarqué une augmentation du torque, sachant que sa valeur était de 6 à 10 kbs.ft à la profondeur de 3675 m, et à la cote 3687 m, sa valeur a atteint 8 à 12 kbs.ft. Nous avons également observé une diminution de la charge en descente (slack-off load), sachant qu'à la profondeur de 3675 m, sa valeur était de 280 klb, et qu'à 3687 m, elle est devenue 265 klb. De plus, il y a eu une augmentation de la charge de levage (pick-up load), sachant qu'à la profondeur de 3713 m, sa valeur était de 300 klb, et qu'à 3675 m, elle est devenue 335 klb, comme indiqué dans le [Tableau 4.5](#).

Tableau 4.5 : Paramètres de forage (3545m à 3728.5m).[19]

Intervalle (m)	Paramètres Mécaniques		Paramètres Hydrauliques			
	WOB (ton)	RPM	Débit (l/min)	Pression (psi)		
3545-3623	8/12	100	2000	3080/3150		
3623-3675	8/12	100	2000	3150/3200		
3675-3680	6/10	100	2000	3150/3200		
3680-3687	8/12	100	2000	3150/3200		
3687 - 3713	8/12	100	2030	3200		
3713 – 3728.5	8/12	100	2030	3200		
Autre paramètres						
Intervalle (m)	Torque (kbs*ft)	ROP (m/hr)	pick-up load (Klb)	slack-off load (Klb)	Rotary (Klb)	Inc°
3545-3623	6/10	6.2	320	272	282	68.7
3623-3675	6/10	4.5	330	280	282	77.5
3675-3680	6/12	2	335	265	282	77.9
3680-3687	8/12	12	335	265	282	78.3
3687 - 3713	8/12	5.2	330	285	278	81.02
3713 - 3728.5	6/10	2	340	290	275	81.02

✚ À l'aide du DDR (daily drilling report) et d'après l'analyse des paramètres de forage dans la partie 2, en observant l'évolution des données du torque & drag, on constate une diminution de la charge en descente (slack-off load) et une augmentation de la charge de levage (pick-up load), ce qui indique un coincement dans l'intervalle de profondeur entre 3680 m et 3713 m.

Le type de coincement survenu dans les deux parties sera détaillé après.

4.5.3. Coincement à la côte 3420m

4.5.3.1 Début de coincement

Lors du forage à la cote 3545m, le signal MWD a été perdu à 3536m. L'équipe ont foré 9m supplémentaires sans succès pour récupérer le signal et ont décidé de remonter l'outil MWD pour le remplacer. Pendant la remontée, les premières sections ont été récupérées sans problème jusqu'à 3518m, mais des surcharges croissantes ont été observées à 3491m (OP : 7 tons), 3464m (OP : 11 tons), 3437m (OP : 20ton) et 3420m (OP : 32 tons), indiquant un coincement progressif de l'outil. Les tentatives de circulation 800 l/min ont fait augmenter la pression jusqu'à 3400psi sans retour de boue, et les efforts pour faire tourner la garniture ont abouti à un coincement total à 3420m.

4.5.3.2 Type de coincement

Selon le [Tableau 4.6](#), il est constaté que le type de coincement de la garniture de forage survenu à la cote de 3420 mètres est un coincement par (Pack off). Cette conclusion est tirée des informations collectées à partir du rapport de forage quotidien (DDR).

Tableau 4.6 : Identification du mécanisme de coincement. [19]

	Pack off	Pression différentielle	Géométrie du trou
Mouvement de la garniture avant le coincement ?			
Mouvement vers le haut	2	0	2
Rotation vers le haut	0	0	2
Mouvement vers le bas	1	0	2
Rotation vers le bas	0	0	2
Statique	2	2	0
Mouvement de la garniture après le coincement ?			
Libre vers le bas	0	0	2
Limité vers le bas	1	0	2
Impossible vers le bas	0	0	0
Rotation libre	0	0	2
Rotation limitée	2	0	2
Rotation impossible	0	0	0
Pression de circulation après le coincement ?			
Circulation libre	0	2	2
Circulation limitée	2	0	0
Circulation impossible	2	0	0
TOTAL	4	0	2

Dans le [Tableau 4.6](#), répondez aux questions ombrées en entourant tous les chiffres de la ligne correspondant à la bonne réponse. Additionnez les colonnes ; la colonne ayant le chiffre le plus élevé indique le mécanisme de coincement.

4.5.3.3 Causes et actions prises

➤ Cause du coincement

La cause majeure du coincement survenu à la cote de 3420 mètres est attribuée à un mauvais nettoyage du puits. La viscosité plastique de la boue, était insuffisante pour transporter les déblais forés et les maintenir en suspension, ce qui a engendré un phénomène d'avalanche, particulièrement courant dans les puits déviés de plus de 35°. Ainsi, la rotation de 100 RPM était insuffisante pour assurer le bon nettoyage.

• Analyse des données de boue

D'après l'analyse du [Tableau 4.7](#), on a remarqué que la viscosité a diminué de 20 CP à la profondeur (3145 m - 3151 m) jusqu'à atteindre 14 CP à la côte (3300 m - 3475 m). De plus, le YP (yield point) a augmenté de 7,8 (gf/100) à la profondeur (3145 m - 3151 m) pour atteindre 8,8 (gf/100) à la profondeur (3300 m - 3475 m). En plus, ils ont pompé plusieurs fois des bouchons Low-vis High-vis et donc tous ces indices indiquent clairement que les propriétés de la boue de forage étaient inadéquates, ce qui a causé un mauvais nettoyage du trou et donc un coincement par pack off.

Tableau 4.7 : Propriétés de la boue.[18]

Paramètres Profondeur	Densité (g/L)	PV calc (CP)	YP calc (gf/100)	Vis (s/L)	Gel (10s)
3145 - 3151	1300	20	7.8	61	5.9
3151 - 3166	1300	20	7.8	61	5.9
3166 - 3172	1300	18	8.3	58	5.4
3172 - 3300	1300	15	8.3	54	5.4
3300 - 3475	1300	14	8.8	54	5.4
3475 - 3536	1300	14	8.8	54	5.4
3545 - 3623	1300	15	8.3	58	5.9
3623- 3675	1300	18	7.8	59	6.3

➤ **Actions prises pour libérer la garniture**

Pour libérer la garniture de forage, ils ont procédé en première action à essayer de récupérer la circulation en pompant de 200 à 400 psi, et ont évité d'atteindre la pression de fracturation de la formation à n'importe quel point du puits. Comme la circulation était impossible, la pression était piégée au fond (contre-pression), comme illustré dans la [Figure 4.3](#). Ensuite, ils ont calculé le point neutre et marqué les tiges à 1 mètre au-dessus de la table de rotation. Après avoir appliqué un couple maximal jusqu'à 30 kbs.ft et avoir posé le poids sur la garniture, ils l'ont relâché progressivement en restant dans l'intervalle du point neutre pour éviter d'activer la coulisse. Ils ont répété cette opération de torsion et de relâchement pendant 12 heures, mais malheureusement le résultat était négatif.

Ils ont alors entrepris une deuxième action qui consistait à utiliser la coulisse en compression, puisque le coincement était survenu en remontant la garniture. Bien sûr, ils ont appliqué un couple maximal de 30 kbs.ft et ont augmenté progressivement le poids sur la garniture jusqu'à atteindre la force maximale. Le résultat a été positif et la garniture de forage s'est libérée correctement.

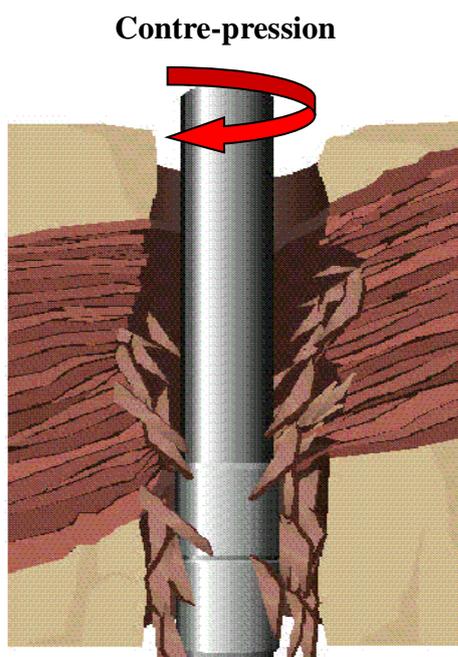


Figure 4.3 : torque et contre-pression pour le décoincement.[2]

4.5.3.4 Recommandations sur le coincement par Pack off

Dans cette partie, nous recommandons des mesures pour prévenir le coincement par pack off survenu à la section 81/2" à la profondeur de 3420 mètres, ainsi que des moyens pour assurer un bon nettoyage du trou dans les puits à angle élevé (comprise entre 35° et 65°), comme dans notre cas avec une inclinaison de 53.4°.

1. Nettoyage du trou

- La première source d'information, et la plus importante, est une évaluation visuelle de la quantité de débris renvoyés. Des déblais arrondis indiquent un nettoyage insuffisant et les propriétés de la boue doivent être vérifiées pour s'assurer qu'elles sont correctes.

- S'assurer que les propriétés de la boue sont conformes au programme de forage et qu'elles permettent de transporter et de mettre en suspension les solides.

- Ne pas laisser le taux de pénétration (ROP) dépasser la capacité du système de circulation à nettoyer le trou. La [Figure 4.4](#) représente le résultat d'un taux de pénétration élevé et d'un mauvais nettoyage du trou.

- Le back-reaming n'est pas une méthode primaire de nettoyage des trous.

- Surveiller le T&D pour détecter rapidement les problèmes de nettoyage du trou.



Figure 4.4 : Mauvais nettoyage des trous.[20]

Pour comprendre les paramètres critiques qui influencent le nettoyage du trou, il faut examiner le puits en termes d'inclinaison et de comportement des déblais dans chaque section. Les déblais de cette section de 8 1/2" sont les plus difficiles à nettoyer à cause de son inclinaison qui est entre 35° et 65° et forment un dépôt de déblais qui n'est pas immobile lorsque la circulation est arrêtée pour effectuer un raccordement. Ils ont tendance à former des avalanches et à bloquer la garniture. La [Figure 4.5](#) montre l'effet de l'inclinaison du trou sur le transport des déblais. L'essentiel est de maintenir le dépôt de déblais à un niveau minimal et assurer que :

- Un débit élevé, une bonne rhéologie du fluide et une rotation élevée (min 120 RPM) de la tige (utiliser la règle du pipe hole area ration, PHAR, sont des outils de nettoyage pour cet angle de trou), comme illustré dans la [Figure 4.6](#).
- Pour cet angle de forage, il est recommandé d'utiliser des bouchons Low-Viscosity suivies de High-Viscosity.
- Surveiller les poids des PU et des SO et les comparer au modèle T&D.
- Contrôler le volume, la forme et la taille des déblais passant par les tamis pour évaluer le nettoyage du trou. [20]

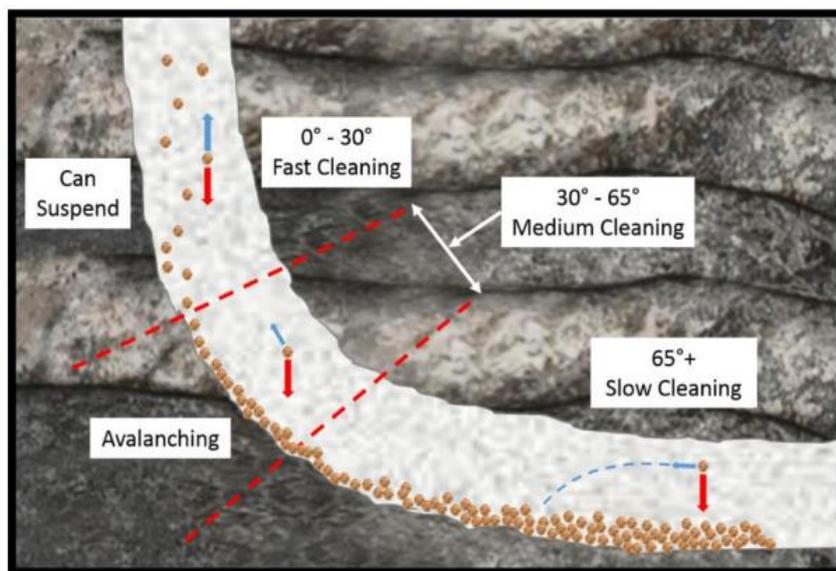


Figure 4.5 : Effet de l'inclinaison du puits de forage sur le transport des déblais.[20]

La vitesse de rotation est la clé de l'efficacité du nettoyage du trou. Pour ces types de puits, il faut envisager d'augmenter la vitesse de rotation en utilisant le Pipe Hole Area Ratio (PHAR) et sa règle empirique (voir le [Tableau 4.8](#)) :

- **PHAR Factor**

Le « Pipe-Hole Area Ratio » (P-HAR) est une règle empirique facile à appliquer pour vous donner une idée de l'espacement entre la tige et le trou.

$$PHAR = \frac{R_h^2}{R_p^2}$$

R_h = Rayon du trou, pouces

R_p = Rayon extérieur de la tige de forage, en pouces

PHAR > 3.25 = "Big Hole" Rules

PHAR < 3.25 = "Small Hole" Rules

Tableau 4.8 : RPM recommandé sur la base de PHAR.[21]

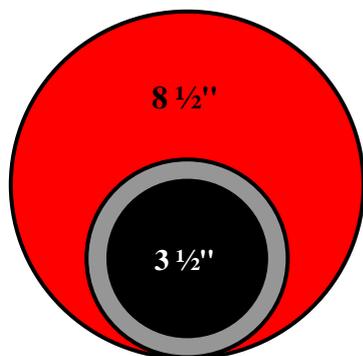
Pipe Hole Area Ratio (PHAR)	RPM recommandé
< 3.25	80 minimum, 120 idéal
3.25 – 6.5	120 minimum
> 6.5	120 minimum, 180 idéal

Pour connaître le RPM recommandé il faut calculer le PHAR :

❖ Méthode numérique

$$PHAR = \frac{8.5^2}{3.5^2} = 5.9 > 3.25$$

Ce qui implique que notre cas appartient dans la règle de “Big Hole” Rules ou il faut une rotation de minimum 120 RPM



8 1/2" OH / 3 1/2" DP
 PHAR = 5.9
 “Big Hole” Rules

❖ Méthode graphique

D'après la projection du diamètre du trou de 8 1/2" sur l'axe des abscisses et le graphe du diamètre de la tige de forage (drill pipe) de 3 1/2", l'intersection des deux valeurs nous donne la valeur du PHAR (Pipe Hole Area Ratio) sur l'axe des ordonnées, qui est de 5.9. Cela confirme que les résultats sont identiques et corrects avec la méthode numérique. L'environnement dans lequel nous nous trouvons est celui des règles de "Big Hole", comme indiqué dans la Figure 4.6.

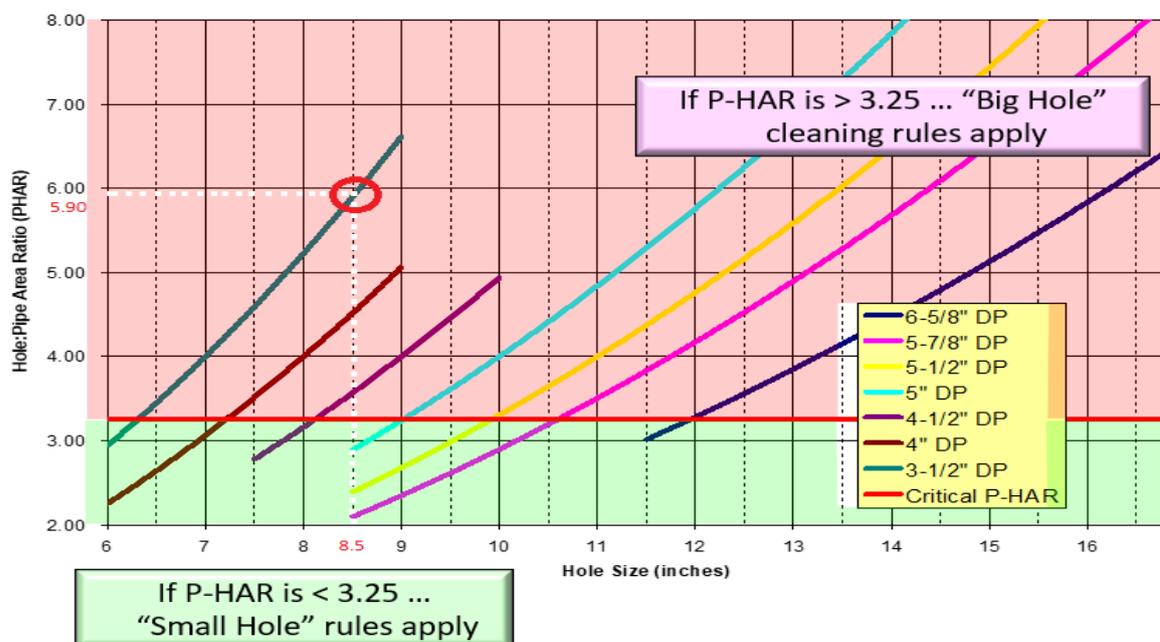


Figure 4.6 : PHAR VS Taille du trou et taille du DP.[2]

Interprétation :

Dans notre cas, les ingénieurs ont initialement utilisé une rotation de 100 RPM, ce qui s'est avéré insuffisant pour remonter efficacement les déblais. D'après les résultats obtenus en appliquant la notion de PHAR, il est recommandé d'augmenter la vitesse de rotation à 120 RPM.

En basant sur l'observation plutôt que sur la théorie, un changement important dans l'écoulement des déblais à environ 120 tours/minute, et plus tard à 180 tours/minute, a été remarqué, comme le montre la [Figure 4.7](#). Ce résultat s'est produit lors d'une tentative d'ajustement de la vitesse de rotation pour atténuer les vibrations.

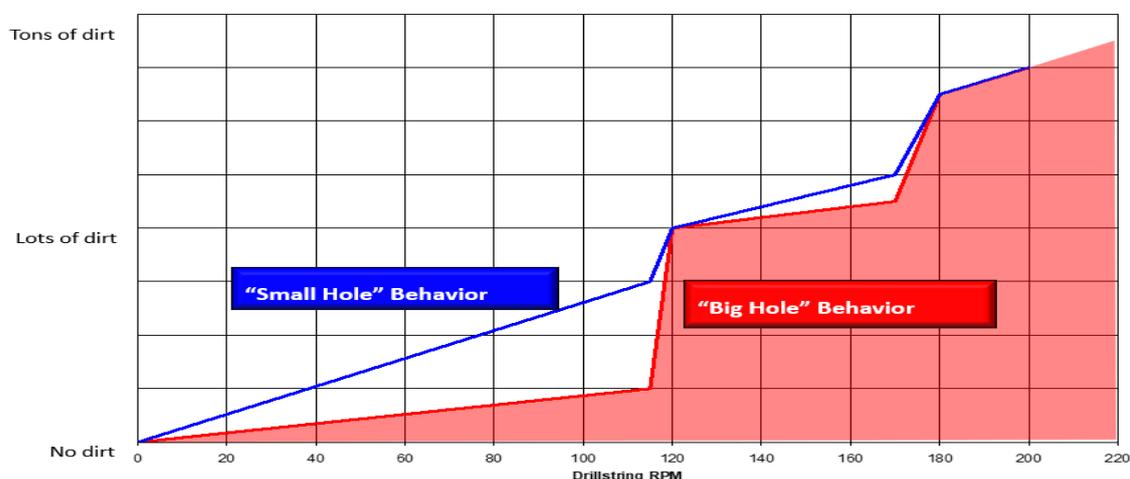
Effets de rotation

Figure 4.7 : Effet de la rotation.[2]

2. Design des stabilisateurs

La fonction d'un stabilisateur est de centrer la BHA dans le puits de forage et de l'empêcher de vibrer. Cependant, un mauvais choix de stabilisateur peut bloquer le train de tiges et causer d'autres problèmes de forage. Outre le placement du stabilisateur dans la BHA, les critères de design tels que taper angle, et bypass area sont importants pour un meilleur nettoyage du trou et une manœuvre en toute sécurité.

a. Taper Angle

Taper angle dans le haut et le bas d'un stabilisateur affecte grandement l'effort de OP nécessaire pour sortir du puits en passant par les ledges et washouts. Taper angle le plus courant est de 45°. Cependant, l'angle de 30° est le choix universel le plus sûr, comme indiqué dans la [Figure 4.8.\[22\]](#)

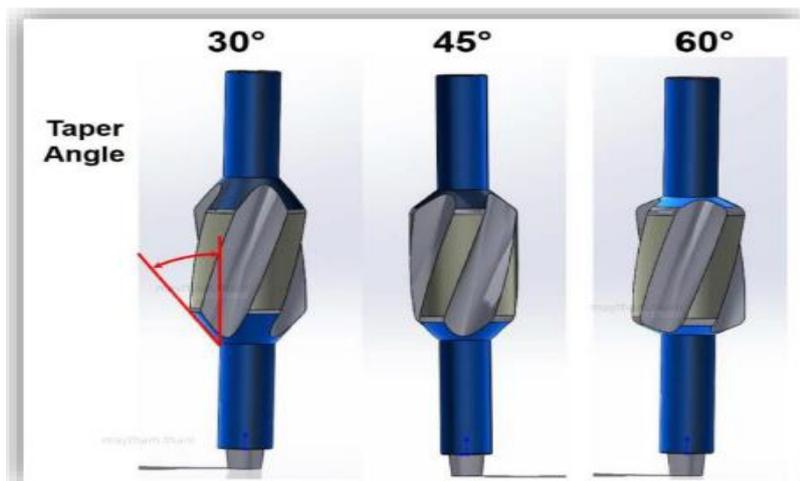


Figure 4.8 : Effet de Taper angle.[21]

Plus taper angle est faible, plus les exigences en OP sont réduites. Le [Tableau 4.9](#) indique les taper angles recommandés.

Tableau 4.9 : taper angle recommandés pour les stabilisateurs.[21]	
Acceptable	L'angle d'inclinaison $\leq 30^\circ$
Acceptable avec révision	$30^\circ \leq$ L'angle d'inclinaison $< 45^\circ$
Ne pas utiliser ou examen approfondi	L'angle d'inclinaison $\geq 45^\circ$

b. Bypass Area

Bypass area est le rapport entre junk slot area et hole area, comme indiqué par l'équation 4.1, (voir la [Figure 4.9](#)) pour des exemples de bypass areas.

$$Bypass\ Area = \frac{Junk\ slot\ area}{Hole\ area} \tag{4.1}$$

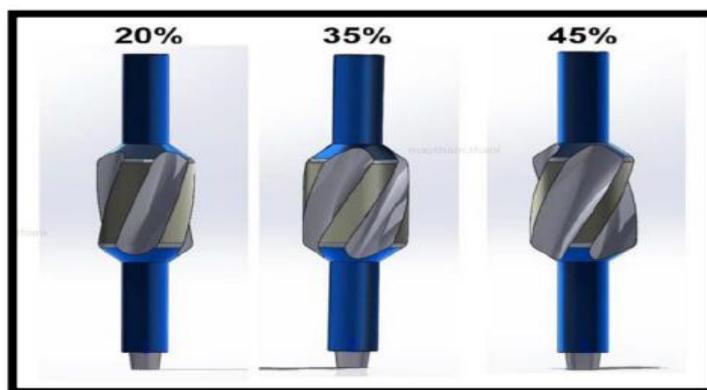


Figure 4.9 : Taux de bypass % des stabilisateurs.[22]

Une bypass area adéquate est nécessaire pour éviter l'accumulation des dépôts de déblais et, par conséquent, le pack off. Pour les trous de grande taille, la bypass area doit être élevée car la tige de forage occupe une petite partie de la zone du trou où la vitesse annulaire diminue et où le dépôt de déblais s'agrandit.

De plus, le bypass area doit être plus grande que le dépôt de déblais. Par exemple, le dépôt dans un trou propre de 8½” est de 25 % et dans un trou de 12¼” de 35 %. *Sleeve stabilizers* peuvent également réduire de manière significative la bypass area de l'écoulement. Le manchon non-rotatif dans le moteur de fond de trou, le LWD et le RSS sont des exemples de bypass area d'écoulement restreinte dont il faut tenir compte lors d'un forage directionnel.

Par conséquent, pour un nettoyage efficace du trou, seuls les *integral blade stabilizers* doivent être utilisés. La [Figure 4.10](#) montre la différence entre *integral blade* et *sleeve stabilizers* en termes de junk slot area.

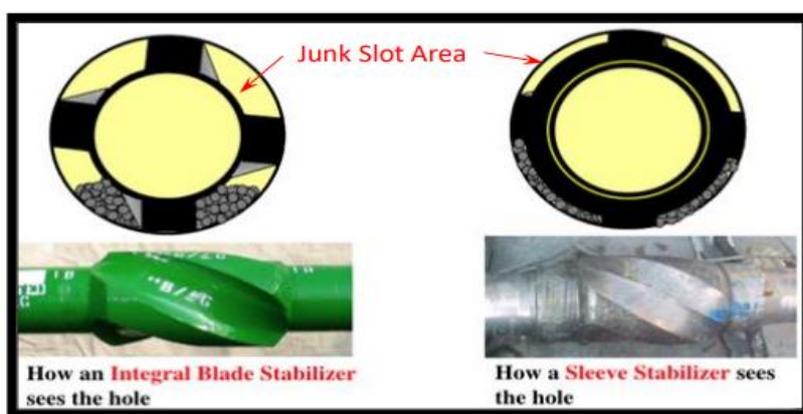


Figure 4.10 : Integral blade vs sleeve stabilizers.[22]

Le [Tableau 4.10](#) résume les bypass area recommandées :

Tableau 4.10 : Bypass area du stabilisateur recommandée. [22]

Taille du trou	Bypass Area
10 ⁵ / ₈ " et plus	≥ 35 % de la surface du trou
Inférieur à 10 ⁵ / ₈ "	≥ 25 % de la surface du trou

3. Surveillance du torque and drag en utilisant le Techlog64 2022.1.3

L'utilisation de la modélisation torque and drag permet de :

- Déterminer la possibilité de forer le puits
- Identifier les zones ayant des problèmes
- Évaluer l'efficacité des actions de nettoyage du trou
- Peut simuler le forage ainsi que les opérations de complétion (tubage).

La Figure 4.11 représente la simulation du T&D par le logiciel Techlog 2022.

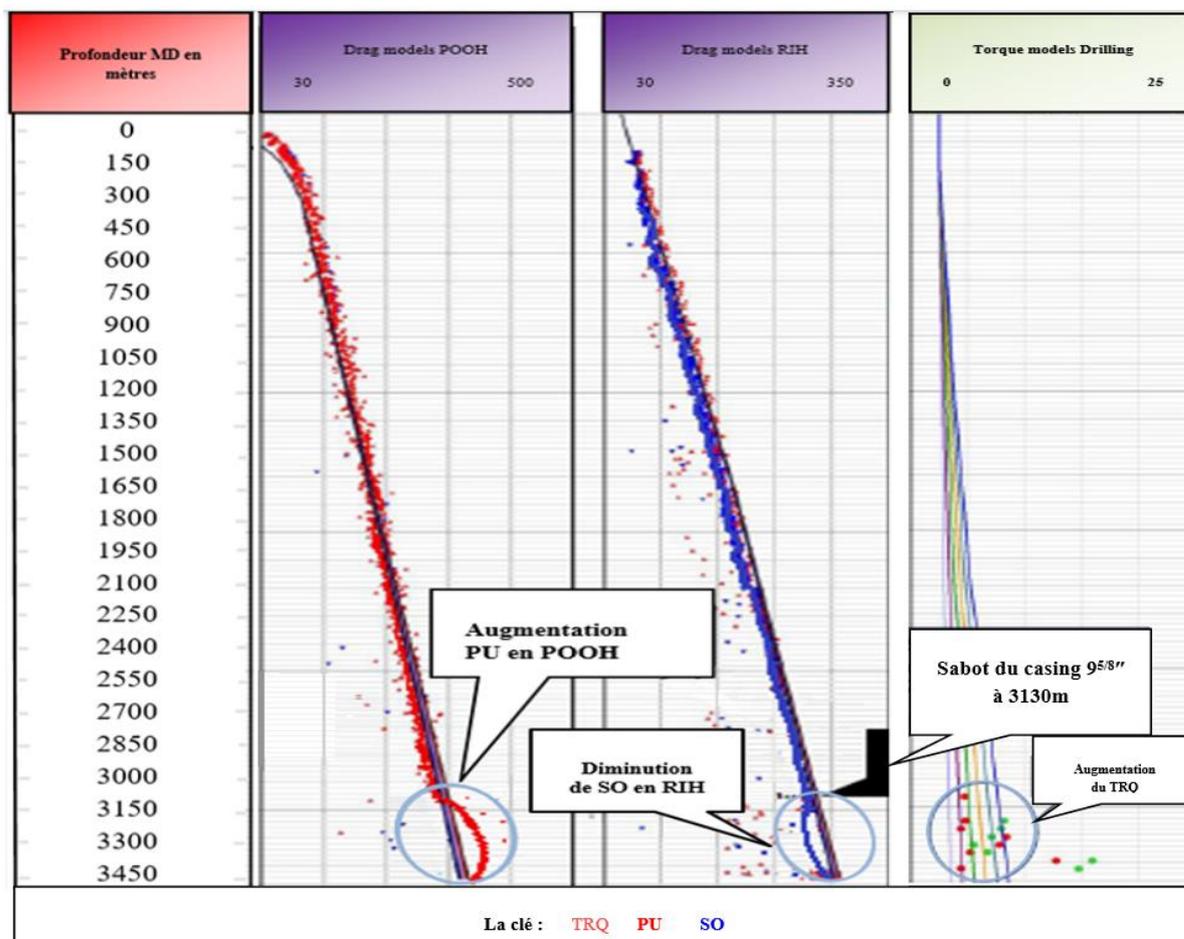


Figure 4.11 : T&D broomstick chart avec données réelles.[14]

❖ Interprétation du T&D à partir de la broomstick chart

Torque models drilling : Nous avons remarqué que les valeurs du couple (torque) en cours de forage ont augmenté jusqu'à 10 kbs.ft juste après avoir dépassé le casing. Cependant, cela n'est pas un indicateur fiable pour détecter le coincement par pack-off. Il est plutôt recommandé de suivre l'évolution des modèles de drag (SO & PU), qui indiquent clairement les zones de mauvais nettoyage du trou.

Drag models RIH : Lors de la descente du BHA et jusqu'à dépasser le casing, nous avons observé que le poids des tiges diminuait et que le drag se décalait par rapport à la fenêtre théorique. Cela signifie que le cutting bed retient une partie du poids du train de tiges, ce qui peut conduire à un coincement par pack off si la tendance continue de se décaler par rapport à la fenêtre lors de l'abaissement des tiges.

Drag models POOH : Lors de la remontée du BHA, nous avons observé que le poids des tiges augmentait et que le drag se décalait par rapport à la fenêtre théorique. Cela signifie qu'il y a un mauvais nettoyage et que les déblais sont remontés avec le BHA, ce qui conduit à un risque de coincement par pack off.

4.5.4. Coincement à la côte 3687m

4.5.4.1 Début de coincement

Le 29/09/2017, lors du forage de la phase 8 1/2" et jusqu'à atteindre la cote 3687 m, un survey a été réalisé avec le MWD. Après la remontée du train de tiges pour effectuer une liaison descendante avec le BHA, il a été observé que la rotation s'était arrêtée. Tentative de descendre pour obtenir la rotation - Négatif. Travailler sur la garniture en montée/descente avec 7 tonnes de OP opératoire et 10 tonnes de slackoff avec un torque de 24 klb*ft - Négatif. Pendant les tentatives, il y a eu un back spin dû à une défaillance du top drive VFD. Ensuite ils ont pompé 3 m³ de high-vis pendant qu'ils réparent le problème de top drive. Travail sur la garniture en progression.

4.5.4.2 Type de coincement

Selon le [Tableau 4.11](#), il est constaté que le type de coincement de la garniture de forage survenu à la cote de 3687 mètres est un coincement par Pression différentielle.

Tableau 4.11 : Identification du mécanisme de coincement.[19]

	Pack off	Pression différentielle	Géométrie du trou
Mouvement de la garniture avant le coincement ?			
Mouvement vers le haut	2	0	2
Rotation vers le haut	0	0	2
Mouvement vers le bas	1	0	2
Rotation vers le bas	0	0	2
Statique	2	2	0
Mouvement de la garniture après le coincement ?			
Libre vers le bas	0	0	2
Limité vers le bas	1	0	2
Impossible vers le bas	0	0	0
Rotation libre	0	0	2
Rotation limitée	2	0	2
Rotation impossible	0	0	0
Pression de circulation après le coincement ?			
Circulation libre	0	2	2
Circulation limitée	2	0	0
Circulation impossible	2	0	0
TOTAL	2	4	2

4.5.4.3 Causes et déroulement des opérations :

Le coincement par pression différentielle à la cote 3687 mètres est survenu lors d'un survey MWD. Les causes principales sont :

- Différence de pression : Une pression de fluide de forage plus élevée que celle de la formation, nécessaire pour éviter les influx, mais qui peut provoquer un coincement si elle est excessive.
- Perméabilité élevée de la formation : Favorise la formation d'un cake de boue épais et adhérent.
- Inclinaison du puits : Une inclinaison élevée augmente la profondeur mesurée (MD) et la surface de contact avec la formation, augmentant le risque de coincement.
- Densité de circulation équivalente (ECD) élevée.

Le [Tableau 4.12](#) résume le déroulement des opérations après ce coincement.

Tableau 4.12 : Description des opérations du 29/09/2017 au 30/09/2017.[19]

Heure de début	Fin (hr)	Durée	Description de l'opération
La date : 29/09/2017			
21 :30	23 :30	2,00	- Pendant la remonté de la garniture pour établir une liaison descendante avec le BHA à 3687 m. L'arrêt de la rotation est observé. - Tentative de descente pour obtenir la rotation – Négatif. - Travail sur la montée/descente de la garniture avec un OP de 7 tonnes et un Slack off de 10 tonnes avec un couple de 24 klb*ft – Négatif.
23 :30	00 :00	0,50	-Pendant les tentatives, nous avons eu un back spin dû à une défaillance du Top drive VFD. -Nous avons pompé 3 m ³ de high vis pendant que nous réparions le problème du top drive. Travail sur la garniture en progression
00 :00	07 :00	7,00	-Travail sur la garniture coincée vers le bas – couple maximum 21 klbs*ft : négatif – max slack off 25 ton-210 Klbs lu sur MD. -Travail sur la garniture coincée vers le bas – couple maximum 21 klbs*ft + bumper : négatif – max slack off 50 ton-160 Klbs lu sur MD. -Travail sur la garniture coincée vers le haut – couple maximum 21 klbs*ft + JAR : négatif – max OP 80 ton-490 Klbs lu sur MD.

La date : 30/09/2017			
07:00	11:00	4,00	<p>-Pompage de 5 mc de bouchon Diesel et déplacement au niveau du trépan, dépôt dans l'espace annulaire de 1 mc tous les 30'.</p> <p>-Travail sur la garniture coincée vers le bas – couple maximum 23 klbs*ft : négatif – max slack off 20 ton-220 Klbs lu sur MD.</p> <p>-Travail sur la garniture coincée vers le haut – couple maximum 23 klbs*ft + JAR : négatif – max OP 80 ton-490 Klbs lu sur MD.</p>
11:00	14:00	3,00	<p>-Bouchon diesel en circulation - FR = 1550 l/min - P = 2430 psi</p> <p>-Travail sur la garniture coincée vers le bas – couple maximum 23 klbs*ft + bumper : négatif – max slack off 40 ton-180 Klbs lu sur MD.</p> <p>-Travail sur la garniture coincée vers le haut – couple maximum 23 klbs*ft + JAR : négatif – max OP 80 ton-490 Klbs lu sur MD.</p>
14:00	16:00	2,00	<p>-Pompage de 6 mc de bouchon Diesel et déplacement au niveau du trépan, dépôt dans l'espace annulaire de 1 mc tous les 30'.</p> <p>-Travail sur la garniture coincée vers le bas – couple maximum 23 klbs*ft : négatif – max slack off 20 ton-220 Klbs lu sur MD.</p> <p>-Travail sur la garniture coincée vers le haut – couple maximum 23 klbs*ft + JAR : négatif – max OP 90 ton-513 Klbs lu sur MD.</p> <p>-Tentative de Jar up avec un couple de 5 klbs*ft puis application d'un couple de 23 klbs*ft entre temps descendre au point neutre. et la rotation est récupérée.</p>
16:00	16:30	0,50	<p>Circulation avec FR 2000 l/min - P = 3200 psi, vérification des outils Schlumberger : bon fonctionnement.</p>
16:30	00:00	7,50	<p>Pooh bha in back reaming from 3687 m to 3372 m (FR = 1750 l/min - P = 2500/2400 psi - RPM = 100 - TRQ 4/10 klbs *ft).</p> <p>NOTE : back reaming dur de 3687 m à 3573 m en raison de la valeur élevée du couple (8/10 klbs *ft) et de OP (4/5 Ton), Pooh avec une vitesse de manœuvre très faible.</p>

4.5.4.4 Recommandations sur le coincement par Pression différentielle

1. Pratiques de Survey

Il existe deux types de pratique de Survey :

A. Survey avant connections

Le Survey avant les connections ne s'applique qu'aux sections directionnelles présentant un risque élevé de coincement de la conduite.

- Prendre une seule tige en dehors du fond, enregistrer le rotating weight & torque.
- Arrêter la rotation. Enregistrer les pick up & Slack off weights avec une vitesse de bloc de 30 ft/min.
- Arrêter les pompes en les mettant à l'arrêt.
- Augmenter lentement le débit des pompes jusqu'à la vitesse de forage.
- Une fois que le survey MWD a été effectuée, commencer la rotation et enregistrer le break-over torque.

B. Survey après connections

Le survey après les connections s'applique aux sections verticales ou directionnelles présentant un faible risque de coincement.

- Après le picking up out of slips, s'assurer que le poids sur le crochet reste inférieur au pick-up weight, afin de s'assurer que la BHA ne s'est pas déplacée dans le trou.
- Augmenter la vitesse de rotation à 20 - 40 tours/minute pour atténuer la tendance au coincement du différentiel.
- Démarrer progressivement les pompes en dessous du seuil d'activation de l'outil MWD afin de briser le gel de boue et d'éviter l'effet de coup de bélier.
- S'il n'y a pas de tendance au coincement, arrêtez la rotation et augmentez lentement la vitesse des pompes jusqu'au débit de forage. Le MWD effectuera un survey et confirmera.[23]

2. Pratiques de raccordement

La vitesse de descente est importante, mais ce qui est crucial, c'est le changement de direction. On doit ralentir et arrêter en douceur avant de changer de direction dans un sens ou dans l'autre. L'effet de coup de bélier peut être important. Lorsque la tige de forage est retirée, le fluide se déplace vers le bas du puits (voir [la Figure 4.12](#))

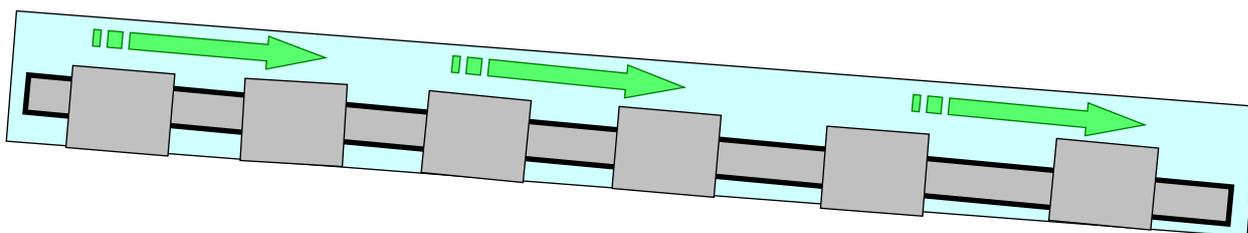


Figure 4.12 : Déplacement du fluide vers le bas.[2]

Il en va de même pour le tripping in, le fluide se déplace vers le haut du puits sur toute la longueur de la colonne (voir la Figure 4.13)

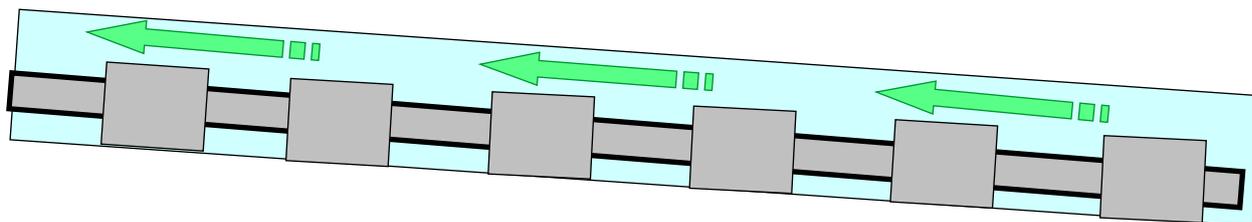


Figure 4.13 : Déplacement du fluide vers le haut.[2]

Lorsque la tige de forage se déplace, le mouvement du fluide est décalé, puis se déplace dans la direction opposée, jusqu'à ce que le fluide et la tige atteignent un équilibre.

Mais si la tige change de direction trop tôt (avant que le fluide ne s'arrête...), le fluide se déplace à la fois vers le haut et vers le bas dans la même conduite, provoquant ainsi un coup de bélier (voir la Figure 4.14).

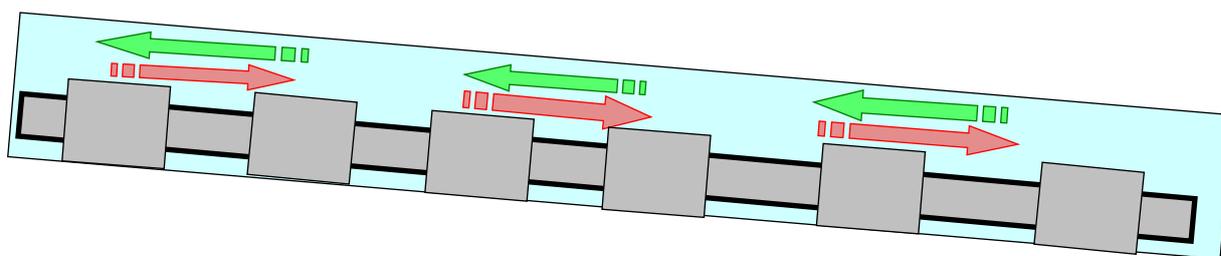


Figure 4.14 : Effet coup de bélier.[2]

Un moyen efficace de minimiser le coup de bélier est de faire une pause au sommet du stand avant de changer de direction. **1 sec/1 000'** permet à l'onde de pression et à la colonne de forage de se stabiliser et d'atteindre l'équilibre avant de changer de direction.

Pour faire une procédure de raccordement efficace il est recommandé de :

- Descendre avec la vitesse de rotation et le débit actuels ;
- Augmenter le débit et la vitesse de rotation au maximum ;
- Ream 1 stand à l'extérieur et à l'intérieur, en faisant une pause au sommet de la tige pour minimiser le « coup de bélier ». S'il est serré, répéter l'opération.
- Arrêter les pompes ;
- Obtenir des données sur le poids et le couple de rotation hors fond ;
- Arrêter la rotation
- Obtenir les lectures P/U et S/O (pompes arrêtées*)
- Effectuer le survey conformément aux directives du MWD

Remarque : si le survey est effectuée avant la connexion, les gels dans la boue peuvent être brisés par la rotation. Cela réduit le « pic » de l'ECD et permet de contrôler le couple statique.[2]

Dans notre cas, à la section 8 1/2", pour effectuer une connexion optimale et éviter l'effet de coup de bélier résultant d'une augmentation de l'ECD qui pourrait entraîner un coincement par pression différentielle, il est recommandé d'attendre 13 secondes après la remontée des tiges avant de redescendre. Cette technique vise à dégager les déblais qui restent en suspension, assurant ainsi le nettoyage des parois du puits.

$$L = \frac{3087m}{0.305} = 12088.52 \text{ ft}$$

$$T = \frac{12088.52}{1000} \approx 13s$$

3. Les pratiques de la coulisse

Il existe une relation entre les effets de l'impact et l'impulsion qui est expliqué dans les deux points suivants :

- moins d'efforts = plus d'impact
Meilleur pour libérer la tige coincée par packoff
Hammer Mass = 10 % de l'effort de la coulisse (règle empirique)
- Plus d'efforts = plus d'impulsion
Meilleur pour libérer le collage différentiel
Hammer Mass = 20 % de l'effort de la coulisse (règle empirique)
Une diminution de la masse ou une augmentation de l'effort de la coulisse entraîne une augmentation de la vitesse d'impact.

Dans notre cas, ils ont réalisé une opération de Jarring vers le bas avec un SO de 80 tonnes sans libérer la garniture, à cause de l'utilisation de l'effet de l'impact au lieu de l'impulse. Calculer le poids nécessaire pour faire l'impulse afin de libérer le coincement par pression différentiel : sachant que le poids du Hammer Mass est de 3 tonnes. Donc il faut poser 15 tonnes car : 3 tonnes Hammer Mass = 20 % de 15 tonnes (SO).

4.5.5. Analyse opérationnelle du temps des opérations

Le temps non productif (NPT) résulte de tout incident entraînant l'arrêt des opérations de forage. Les principaux événements sont les suivants : les défaillances de l'appareil de forage, les défaillances de l'équipement de surface, le coincement, la perte de circulation et la venue, le [Tableau 4.13](#) montre la durée de forage prévu et actuel.

Tableau 4.13 : la durée de forage prévu et actuel.[17]

Forage		La durée	
Date de début	Date de fin actuel	prévu	actuel
25/06/2017	17/12/2017	121.82 jours	172.125 jours

Le Tableau 4.14 montre les problèmes rencontrés lors du forage du puits MLEZ-32.

Tableau 4.14 : Types de problèmes du puits MLEZ-32.[17]

TYPE DE PROBLÈME	ACTIVITE TOTALE (hr)	
	ACTUEL (hr)	PREVU (hr)
Pannes d'appareils de forage	172,5	20,7
Coincements	425,0	41,4
Défaillance des équipements de fond	172,0	145,5
Défaillance des équipements de surface	6,0	0,0
Attente	11,0	68,0
TOTAL des problèmes	786,5	275,7
Activité totale	4131,0	2923,7
Problème %	19,04%	9,43%

$$Total\ Problèmes_{Actuel} = \sum Problèmes = 172.5 + 425 + 172 + 6 + 11 = 786.5\ hr$$

$$Total\ Problèmes_{Prévu} = \sum Problèmes = 20.7 + 41.4 + 145.5 + 0 + 68 = 275.7\ hr$$

L'activité totale représente la durée totale du mouvement (manœuvre, raccordements), du forage et de la complétion depuis le 25/06/2017 jusqu'au 17/12/2017. Sa valeur actuelle est de 4131 heures, soit 172,125 jours ou 5,7 mois. En revanche, elle était prévu que la durée serait 2923,7 heures, soit 121,82 jours ou 4,06 mois. Il y a donc eu un retard de 1,64 mois en raison de problèmes qui étaient initialement prévus à 9,43 % de l'activité totale, mais dont la valeur a atteint 19,04 %. Ces pourcentages sont calculés comme suit :

$$Problèmes\ \%_{Actuel} = \frac{786.5}{4131} = 19.04\ \%$$

$$Problèmes\ \%_{Prévu} = \frac{275.7}{2923.7} = 9.43\ \%$$

La Figure 4.15 montre le nombre d'heures pour chaque problème rencontré.

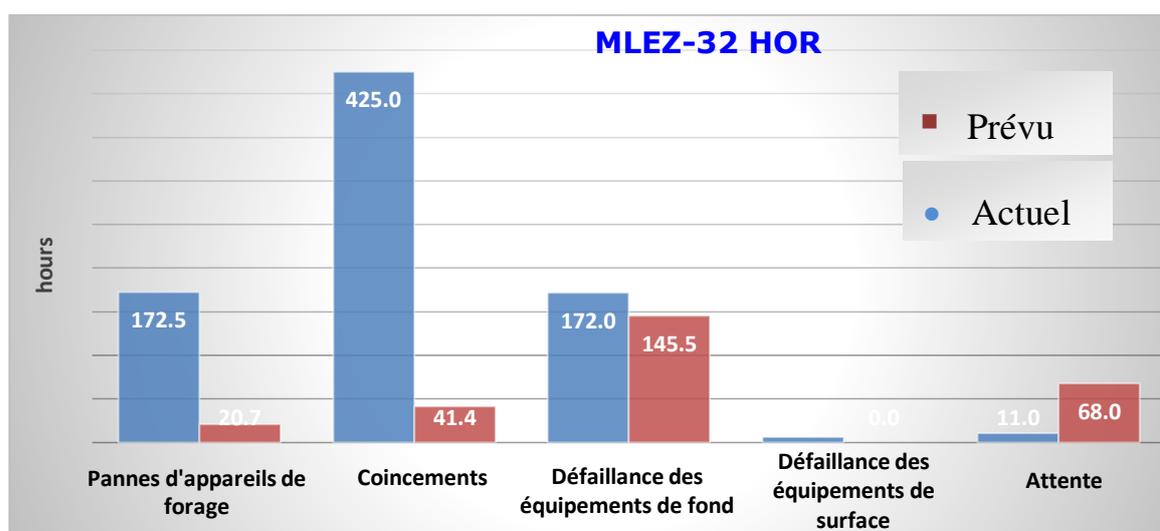


Figure 4.15 : Nombre d'heures pour chaque problème rencontré.[17]

La Figure 4.16 représente le pourcentage (%) des coincements prévus par rapport aux problèmes rencontrés dans le puits MLEZ-32.

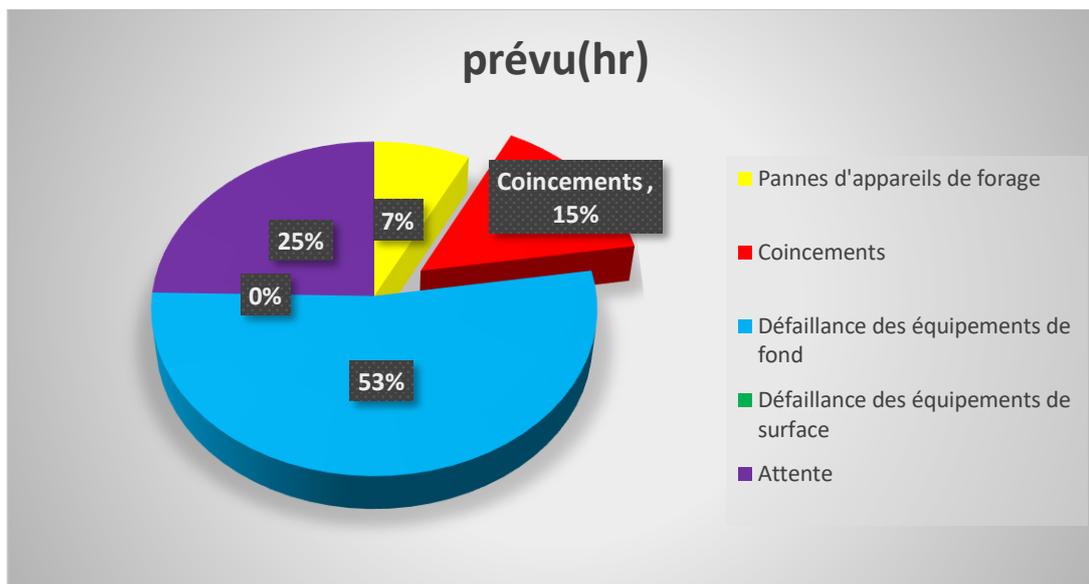


Figure 4.16 : Taux de coincements prévus par rapport aux problèmes totaux.[18]

La Figure 4.17 représente le pourcentage (%) des coincements actuels par rapport aux problèmes rencontrés dans le puits MLEZ-32.

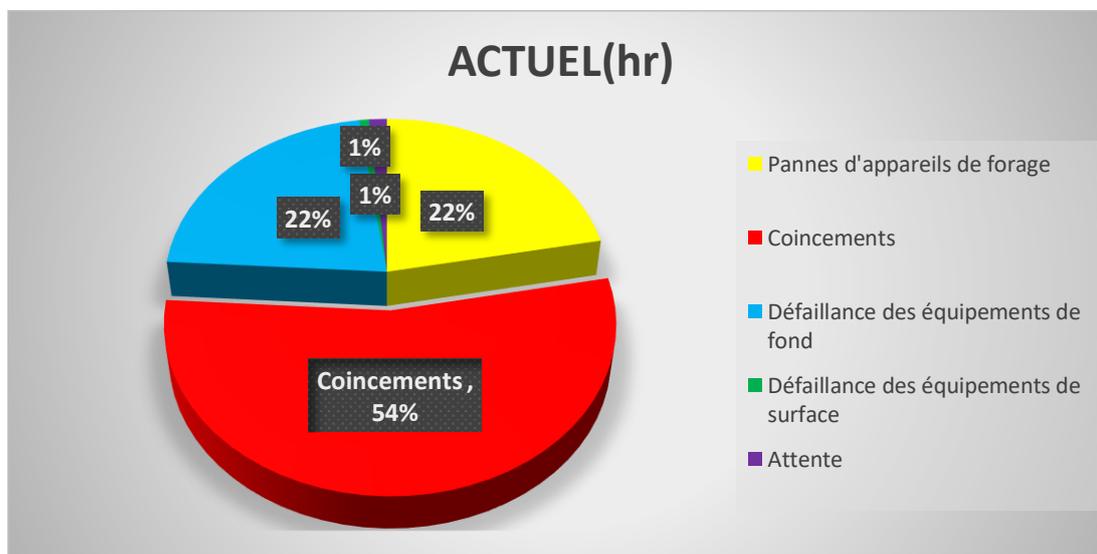


Figure 4.17 : Taux de coincements actuel par rapport aux problèmes totaux.[18]

D'après les Figures 4.16 et 4.17, nous nous concentrons sur le pourcentage des coincements prévus, qui représente seulement 15 %, soit 41,4 heures, et des coincements actuels, qui représentent 54 %, soit 425 heures, des problèmes totaux rencontrés. Cela signifie que le plan n'a pas été réalisé à la date prévue initialement, causant un retard de 1,64 mois, ce qui implique une augmentation du NPT et du coût des opérations.

La Figure 4.18 représente le coût total en fonction de MD.

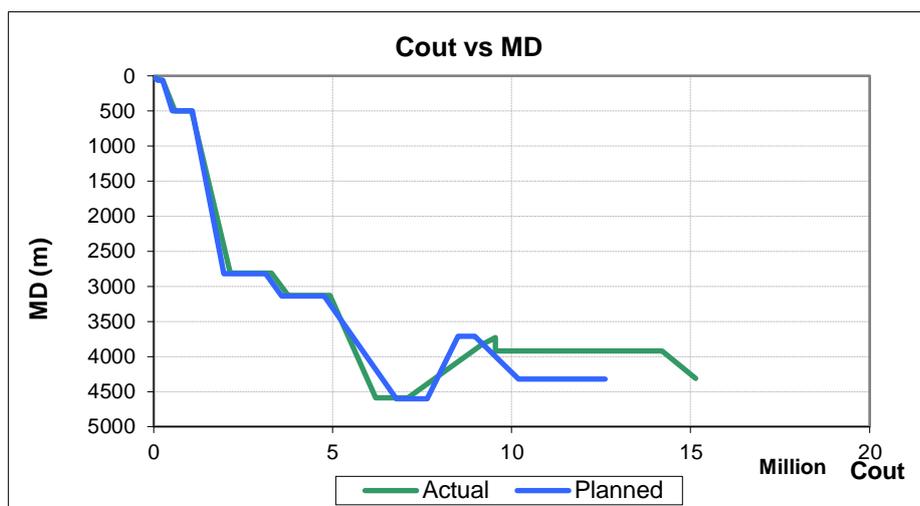


Figure 4.18 : le coût en fonction de la profondeur forée.[17]

Interprétation des résultats :

D'après la Figure 4.18, le coût actuel final de 15 138 939 millions USD était très élevé par rapport au coût planifié final de 12 608 819 millions USD. Cette différence aurait pu être réduite en appliquant les recommandations que nous avons déjà expliquées auparavant sur la prévention des coincements, permettant ainsi d'atteindre les mêmes ou de meilleurs résultats avec un coût et une durée minimale, tout en réduisant le NPT.

Conclusion

La prévention des coincements des tiges est une procédure très importante qui doit être prise en considération avant le forage de la section 8½". Dans ce chapitre, nous avons abordé plusieurs points. Par exemple, pour le coincement par pack off, il est essentiel d'assurer un nettoyage efficace des trous. Nous avons recommandé l'utilisation de la notion du PHAR, qui est directement liée à la rotation, ainsi que de mieux choisir le design des stabilisateurs. En outre, il est crucial de suivre l'évolution du torque and drag à l'aide du logiciel Techlog 2022 pour générer la broom stick chart, qui nous aidera à identifier le risque de coincement avant son apparition.

Concernant le coincement par pression différentielle, nous avons recommandé de suivre les étapes du survey MWD avant d'effectuer les raccordements et de respecter le temps d'arrêt nécessaire pour éviter les coups de bélier lors de la connexion des tiges, ce qui entraîne une augmentation de l'ECD. Il est également important de savoir bien utiliser la coulisse avec l'effet de l'impulse en cas de coincement de la garniture, après plusieurs tentatives de libération infructueuses. Toutes ces notions peuvent être appliquées pour les futurs puits forés afin de minimiser et/ou éliminer le risque de coincement.

CONCLUSION GENERALE

Le coincement est un problème majeur en forage, nécessitant des arrêts imprévus et coûteux, et présentant des risques pouvant aller jusqu'à l'abandon du puits. L'étude et l'analyse du puits MLEZ-32 ont révélé que le premier coincement à 3420 m était dû à un mauvais nettoyage du puits avec des propriétés de boue insuffisantes pour transporter les déblais en surface et les maintenir en suspension, entraînant le phénomène d'avalanche. L'utilisation du logiciel Techlog de SLB a permis de suivre et d'identifier le coincement dès le début. Le deuxième coincement, à 3687 m, était causé par une différence de pression, une perméabilité élevée de la formation, degré d'inclinaison du puits élevé, et l'augmentation de la densité de circulation équivalente (ECD).

Dans ce travail, nous avons étudié les conditions de ces coincements, ses causes et comment les traiter. Pour conclure, voici quelques recommandations pour éviter ces problèmes :

- Maintenir la colonne de forage en mouvement à tout moment. Si la colonne de forage doit rester statique pendant de longues périodes (réparations de l'appareil de forage, défaillance d'un outil, etc.), la retirer jusqu'au sabot de tubage précédent.
- Faire tourner la colonne à faible vitesse (si les outils directionnels le permettent, c'est-à-dire s'il n'y a pas de moteur de boue dans le train de tiges) avant de circuler la boue.
- Lors d'un forage dirigé motorisé, éviter si possible de glisser dans des formations difficiles. Éviter de glisser immédiatement après la connexion, si possible forer un minimum de 15 pieds en rotation avant de glisser.
- Le déviateur / l'ingénieur MWD doit signaler toute indication de conditions de forage difficiles (par exemple, couple erratique, adhérence et glissement élevés, niveau élevé de chocs ou de vibrations).
- Éviter le backreaming comme procédure de nettoyage du trou.

En conclusion, il est évident que le forage peut entraîner des problèmes difficiles à anticiper et à éviter, comme les coincements. Toutefois, il existe toujours des mesures préventives pour minimiser ces risques, telles qu'un nettoyage efficace du puits, le maintien d'une pression hydrostatique adéquate, et l'application rigoureuse des meilleures pratiques de forage.

Références bibliographiques

1. *Forage Dirigé & UBD*. 2008, Sonatrach.
2. *Stuck Pipe Prevention (SPP)*. 2015/2016, schlumberger.
3. Hamza, G.-A.S.H.A.T., *Coincement de train de sonde dans les argiles Gonflantes d'In Amenas étude de cas Puits TMTNO-1*. 2017/2018, UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA.
4. *STUCK PIPE PREVENTION*. Weatherford.
5. Eddine, M.A.B.R.M.S., *Etude des coincement dans la phase 12"1/4 Sur le champ de HMD (puits OMLZ45)*. 2016/2017, UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA.
6. Sofiane, L.D.E.M., *Mémoire de fin d'études Étude analytique du coincement dans le champ de Berkine* 2019/2020, UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES
7. Arouaoui, S.Y.R., *Etude de coincement dans la phase 16" dans le champ de HASSI MESSAOUD -Cas du puits MD260Bis*. 2016/2017, UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA.
8. MAAFRI, M.B., *Étude et Analyse d'un Coincement Survenu Dans un Puits Profond HPHT au Niveau des Quartzites de Hamra dans le Champ de BERKINE Cas : Puits MLEP-1*. 2020/2021, UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES
9. *Best Practice for Drilling Jar size & placement*. 2017, Saudi Aramco D&WO.
10. J.P.NGUEN., *Le forage, Techniques D'exploitation Pétrolière*. 1993.
11. WALID, B.D.C., *L'analyse d'un coincement dans la phase 12 ¼ dans la région de In-Aménas Cas de puits TMNO4* 2015/2016, UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA.
12. Tedjani, K.A.B., *Contribution à l'étude du coincement d'une garniture de forage dans les formations argileuses gonflantes*. 2017/ 2018, UNIVERSITE KASDI MERBAH DE OUARGLA.
13. ABDERRAHMANI Zouhair, C.D., KORDJANI Hicham, *Caractérisation pétrophysique du champ pétrolier de hassi Messaoud par l'utilisation de la plate forme Techlog*. 2018/2019, UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA.
14. *Techlog*. 2022, Schlumberger.
15. Youba, L.N.B., *Simulation du torque et drag du forage d'un puits horizontal en geosteering dans le champ de Hassi Berkine : Cas du puits LES-19*. 2017/2018, Université M'Hamed Bougara-Boumerdes
16. LOUNISSI, S.Z.N.B.R., *WELL EVALUATION CONFERENCE ALGERIA 2007*: Schlumberger.
17. *MLEZ-32 HOR END OF WELL REPORT*. 2017, ASSOCIATION SONATRACH – FCP.
18. *Drilling and completion Program MLEZ-32 HOR*. 2017, ASSOCIATION SONATRACH – FCP.

19. *(DDR) Daily drilling reports MLEZ-32*. 2017, ASSOCIATION SONATRACH – FCP.
20. *Best Practices for Stuck Pipe Avoidance: Gas Wells. Drilling & Workover*. 2014, Saudi Aramco D&WO.
21. *DRILLING & WORKOVER Stuck Pipe Prevention Handbook*. 2020, Saudi Aramco.
22. Pastusek, P.E. *Stabilizer Selection Based on Physics and Lessons Learned*. in *IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition*. 2018.
23. Mitchell, J. and D. Engineering, *Trouble-Free Drilling: Stuck Pipe Prevention*. 2001: Drilbert Engineering, Incorporated.