

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université M'Hamed BOUGARA-Boumerdes

Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie



Mémoire

Présenté devant

LE DEPARTEMENT GISEMENTS MINIERES ET PETROLIERS

Pour obtenir

LE DIPLÔME DE MASTER 2

Spécialité : FORAGE DES Puits PETROLIERS

PAR :

KEBBABI WEIL-DJEHAD

KORRICHI OUSSAMA

THEME

**Développement d'un système d'identification des mécanismes de
coincement et proposition de solutions (Cas Puits RHAQZH-4)**

Soutenu le : 23/06/2024

Devant le jury :

Devant le jury :

Mme. Fatma YAHY	MCB	UMBB	Présidente.
Mr. Zinelabidine BOUBEKEUR	ING	SLB	Examineur
Mme. Nadjet AZRIL	MAA	UMBB	. Encadrante.
Mr Salim SATOR	ING	D F	Examineur

Année universitaire : 2023 /2024.

REMERCIEMENT

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Nous tenons tout d'abord à exprimer notre profonde gratitude à **ALLAH**, le Tout-Puissant, qui nous a donné la force, le courage et la volonté d'accomplir ce modeste travail. C'est grâce à Sa grâce et à Ses bénédictions que nous avons pu mener à bien ce projet.

Nous exprimons notre profonde reconnaissance à **Mme AZRIL NADJET**, enseignante à la FHC et directrice de ce mémoire, pour son encadrement précieux et son soutien indéfectible tout au long de ce projet, sa disponibilité et sa patience ont été d'une aide inestimable pour nous. Nous tenons également à remercier **Mr BOUBEKEUR** pour sa rigueur intellectuelle et ses précieux conseils.

Nous adressons nos sincères remerciements à **Fatma YAH**, d'avoir accepté de présider notre jury de soutenance. Nous la remercions pour son temps précieux, ses conseils avisés et sa bienveillance.

Nous remercions chaleureusement l'équipe de **TP 223 ENTP** en général pour leur immense soutien, la qualité de leur suivi et le partage de leurs connaissances et expériences dans ce domaine. Nous sommes reconnaissants de la confiance qu'ils nous ont accordée et de la liberté qu'ils nous ont laissée dans l'exécution de notre projet.

Nous tenons à remercier le corps professoral et administratif de la faculté des hydrocarbures et de la chimie pour la richesse et la qualité de leur enseignement. Nous sommes reconnaissants des efforts qu'ils déploient pour assurer à leurs étudiants une formation actualisée et de qualité.

C'est grâce au soutien et à la bienveillance de toutes ces personnes que nous avons pu réaliser ce travail. Nous leur adressons nos plus sincères remerciements.

Weil-Djehad Et Oussama

DEDICACE

Je suis reconnaissant(e) du fond du cœur et je dédie ce travail à :

À mes très chers parents, qui, par vos sacrifices et votre soutien indéfectible, avez nourri mon rêve et contribué à son accomplissement. Votre amour inconditionnel a été mon phare tout au long de ma vie. Grâce à vous, j'ai pu grandir et m'épanouir, tant sur le plan personnel que professionnel. Vous m'avez inculqué des valeurs essentielles telles que le travail, la persévérance et la rigueur, qui m'ont permis de surmonter les obstacles et de réaliser mes objectifs.

À mes très chères sœurs, dont la présence bienveillante et les encouragements constants ont jalonné mon parcours. Leur amitié précieuse m'a apporté force et inspiration.

À mes enseignants, qui, par leur savoir et leur passion, ont éveillé en moi l'envie d'apprendre et m'ont transmis les clés de la réussite. Leur guidance éclairée a été déterminante dans mon épanouissement intellectuel.

*Je dédie ce modeste travail à toute **ma famille et à mes amis**, votre soutien inconditionnel m'a donnée la force de persévérer et de croire en moi. J'ai toujours pu compter sur votre présence et vos encouragements.*

Je tiens également à remercier tout particulièrement mon amie Redha pour son aide précieuse. Son expertise et ses conseils avisés m'ont été d'une grande aide.

KEBBABI Weil-Djehad

DEDICACE

Je suis reconnaissant(e) du fond du cœur et je dédie ce travail à :

À mes très chers parents, qui, par vos sacrifices et votre soutien indéfectible, avez nourri mon rêve et contribué à son accomplissement. Votre amour inconditionnel a été mon phare tout au long de ma vie. Grâce à vous, j'ai pu grandir et m'épanouir, tant sur le plan personnel que professionnel. Vous m'avez inculqué des valeurs essentielles telles que le travail, la persévérance et la rigueur, qui m'ont permis de surmonter les obstacles et de réaliser mes objectifs.

À mes très chers frères et sœurs, dont la présence bienveillante et les encouragements constants ont jalonné mon parcours. Leur amitié précieuse m'a apporté force et inspiration.

À mes enseignants, qui, par leur savoir et leur passion, ont éveillé en moi l'envie d'apprendre et m'ont transmis les clés de la réussite. Leur guidance éclairée a été déterminante dans mon épanouissement intellectuel.

*Je dédie ce modeste travail à toute **ma famille et à mes amis**, votre soutien inconditionnel m'a donnée la force de persévérer et de croire en moi. J'ai toujours pu compter sur votre présence et vos encouragements.*

*Je tiens également à remercier tout particulièrement mon amie **Redha** pour son aide précieuse. Son expertise et ses conseils avisés m'ont été d'une grande aide.*

KORRICHI OUSSAMA

Résumé

Optimisation du forage dans la phase 8"1/2 de Berkine Ouest

L'objectif de ce mémoire est d'optimiser le forage dans la phase 8"1/2 de la région de Berkine Ouest, confrontée à des défis majeurs tels que la complexité des formations géologiques et les problèmes de coincement du train des tiges.

Notre approche est un système d'identification des mécanismes des coincements du train des tiges ("**STUCK PIPE MECHANISME IDENTIFICATOR**" - **SPMI**) a été développé et appliqué à l'étude de cas du puits RHAQH-4 et ses puits adjacents, L'analyse des résultats obtenu par SPMI et l'analyse des informations des puits adjacents a permis d'identifier les causes principales des coincements du train des tiges ,un système Excel complémentaire est ajouté pour identifier le type précis de coincement dans les catégories "Géométrie du Puits" et "Pack-off and bridge".

Nous recommandons de mettre en œuvre un nouveau programme de forage pour le puits **RHAQZH-4**, intégrant des changements dans le profil du puits et les paramètres de forage, hydrauliques, mécaniques et rhéologiques, l'application du nouveau programme de forage a permis d'améliorer significativement les performances de forage, en réduisant les incidents de coincement et en optimisant le temps et les coûts d'opération.

Mots-clés : Coincement de tubes, STUCK PIPE MECHANISME IDENTIFICATOR, Optimisation du forage, Phase 8"1/2, Berkine Ouest, SPMI.

ملخص

تحسين الحفر في مرحلة 8" 1/2 بحوض بركين الغربي

تهدف هذه الأطروحة إلى تحسين أعمال الحفر في مرحلة 8" 1/2 بمنطقة بركين الغربي التي تواجه تحديات كبيرة مثل تعقيد التكوينات الجيولوجية ومشاكل استعصاء مواسير الحفر

قمنا بتطوير نظام آلي لتحديد آلية استعصاء مواسير الحفر (**"STUCK PIPE MECHANISME IDENTIFICATOR"** - **SPMI**) وتم تطبيقه على دراسة حالة البئر والآبار المجاورة لها. أتاح تحليل النتائج التي حصل عليها نظام تحديد آلية العالقة ومعلومات الآبار المحيطة تحديد الأسباب الرئيسية استعصاء مواسير الحفر، وتم إضافة نظام إكسيل لتحديد النوع الدقيق للاستعصاء في فئتي "هندسة البئر" و "الانسداد والجسر".

نوصي بتنفيذ برنامج حفر جديد للبئر RHAQZH-4، حيث يدمج تغييرات في ملف البئر واعدادات الحفر والهيدروليكية والميكانيكية والريولوجية. أدى تطبيق برنامج الحفر الجديد إلى تحسين أداء الحفر بشكل كبير، مما أدى إلى تقليل حوادث استعصاء مواسير الحفر وتحسين الوقت وتكاليف التشغيل.

كلمات مفتاحية: استعصاء مواسير الحفر - آلية تحديد استعصاء مواسير الحفر - تحسين الحفر - المرحلة 8" 1/2 - بركين غرب - SPMI .

Abstract

Optimization of Drilling in the 8"1/2 Phase of Berkine West

This thesis aims to optimize drilling in the 8"1/2 phase of the Berkine West region, which faces major challenges such as the complexity of geological formations and drill string stuck problems.

An automated drill string stuck identification system ("STUCK PIPE MECHANISM IDENTIFICATOR" - SPMI) was developed and applied to the case study of well RHAQH-4 and its adjacent wells. The analysis of the results obtained by SPMI and information of offset wells made it possible to identify the main causes of drill string stuck, an Excel system is added to identify the precise type of sticking in the "Well Geometry" and "Pack-off and bridging" categories.

We recommend implementing a new drilling program for well RHAQZH-4, integrating changes in the well profile and drilling, hydraulic, mechanical and rheological parameters. The application of the new drilling program has significantly improved drilling performance, reducing stuck incidents and optimizing time and operating costs.

Keywords: Pipe Stuck, STUCK PIPE MECHANISM IDENTIFIER, Drilling Optimization, Phase 8"1/2, Berkine West, SPMI.

Table des matières

Introduction.....	1
CHAPITER I : Partie géologique et données du puits	1
I.1 Introduction	1
I.2 Le plan stratigraphique.....	1
I.3 Présentation de la région Rhourde Nousse où localiser les puits RHAQH-4	2
I.3.1 Situation géographique	2
I.3.2 Localisation du puits (cas d'étude)	4
I.3.3 Information du puits.....	4
I.3.4 Itinéraire d'accès	5
I.3.5 Courbe d'avancement de forage	6
I.3.6 Temps des opérations	6
I.3.7 Historique de l'exploitation	7
I.3.8 Objective du puits	7
I.3.9 L'objectif de chaque section de l'ancien programme du forage appliqué dans RHAQH-4	7
I.4 Présentation et réalisation de la phase 8½" x 7"	8
I.4.1 Les étages traversés durant le forage de la phase 8 1/2"	8
I.5 Conclusion.....	9
CHAPITER II : Aperçu sur les mécanismes de coincement et présentation des équipements spéciaux	10
II.1 Introduction	10
II.2 Aperçu sur les mécanismes de coincement	10
II.2.1 Statistiques de coincement de tiges.....	10
II.3 Les différents mécanismes de coincement	11
II.3.1 Coincement de colonnes par accumulation de matière étrangère dans le trou (Pack Off and Bridge)	11
II.3.2 Coincement par pression différentiel	18
II.3.3 La Géométrie du puits (Wellbore geometry)	19
II.3.4 Les interventions à effectuer pour libérer la tige de forage coincée	24
II.4 Traitement et résolution des problèmes de coincement	27
II.4.1 Le battage.....	27
II.4.2 Injection des bouchons.....	27
II.4.3 Dévissage (Back-Off)	28
II.4.4 Le repêchage	29

II.4.5	Le Side-Track.....	30
II.5	Présentation des équipements spéciaux.....	32
II.5.1	Le liner.....	32
II.5.2	Les complétions par liner avantages et fonctionnement.....	33
II.5.3	Packer ECP	36
II.5.4	Systèmes de pilotage orientable (Rotary steerable system).....	38
II.6	Conclusion.....	44
CHAPITER III : Développement d'un système d'identification des mécanismes de coincement du train des tiges : STUCK PIPE MECHANISME IDENTIFICATOR		43
III.1	Déterminer le type de mécanisme de coincement.....	43
III.1.1	Étape cruciale pour une intervention efficace et une prévention durable.....	43
III.1.2	Crucial pour comprendre les causes	43
III.2	Présentation système d'identification des mécanismes de coincement du train des tiges : « Stuck Pipe Mechanism Identifier »	44
III.2.1	Fonctionnement du système.....	44
III.2.2	Amélioration des processus de système initial grâce à l'utilisation d'Excel	47
III.2.3	Avantages des systèmes	53
III.2.4	Exemple de coincement analyse par SPMI et Excel.....	53
III.3	Analyse des coincements survenu dans le puits RHAQZH-4 et des puits adjacents dans la phase 8 " (1/2).....	55
III.3.1	Pourquoi la phase 8^(1/2)" ?.....	55
III.3.2	Les statistiques des coincements survenus dans les formations de la phase 8"1/2	55
III.3.3	Application de SPMI dans des cas du puits RHAQZH-4.....	56
III.3.4	Méthodologie de travail	57
III.3.5	Résultat de coincement du train des tiges détecté dans des puits adjacent de puits RHAQZH-4 analyser par le SPMI	64
III.4	Conclusion.....	64
CHAPITER IV : Coincement dans la phase 8"1/2 : analyse des causes et proposition des solutions.....		65
IV.1	Quelles sont les causes majeures du coincement dans la région de Berkine Ouest pendant la phase 8"1/2 ?	65
IV.1.1	Quel est le mécanisme de coincement le plus communément rencontré dans la phase 8"1/2 de la région Berkine ouest ?	65
IV.1.2	Différences lithologiques	65
IV.1.3	Déviations du trou (perte de la verticalité) du forage et risque de coincement dans les unités du Silurien.....	67

IV.1.4	Temps non productif générés par les différents problèmes.....	70
IV.2	Proposition des solutions préventives pour éviter les problèmes de coincement dans la phase 8"1/2 dans la région de Berkine Ouest.....	71
IV.2.1	Présentation du nouveau programme.....	72
IV.2.2	Des paramètres de forage essentiels dans nouveau programme	73
IV.2.3	Évaluation des risques.....	75
IV.2.4	Différences entre les deux profils de forage	76
IV.2.5	Utilisation de système orientable rotatif (RSS) POWER V (SLB) :.....	76
IV.2.6	Si on applique le nouveau profile aux puits RHAQH-4	78
IV.3	Est-ce que le nouveau programme de forage est plus efficace que l'ancien ?.....	88
IV.3.1	Impact de nouveau programme sur la problématique du coincement	88
IV.3.2	Impact de nouveau programme sur la problématique de la perte de circulation.....	88
IV.3.3	Impact de nouveau programme sur la problématique de cavage	89
IV.3.4	Impact de nouveau programme sur la problématique de la déviation dans le silurien	90
IV.4	Etude économiques : Est-ce que ces solutions de nouveau programme sont rentables économiquement ?	91
IV.4.1	Comparaison des performances de forage entre l'ancienne et la nouvelle programmation analyse approfondie.....	91
IV.5	Conclusion.....	93
Conclusion générale.....		94
Bibliographies		97

Liste Des Figures

CHAPITRE I

Figure I-1. Carte de situation géologique du bassin de Berkine (R.implantation RHAQZH-4).	1
Figure I-2. Le plan stratigraphique.	2
Figure I-3. Localisation structures de Rhourde Nouss. (R. implantation RHAQZH-4)	3
Figure I-4. Situation géographies du puits. (D Prg, RHAQZH-4)	4
Figure I-5. Information du puit. (D Prg, RHAQZH-4)	4
Figure I-6. Schéma symbolique du forage RHAQZH-4. (D Prg, RHAQZH-4)	5
Figure I-7. Itinéraire d'accès. (D Prg, RHAQZH-4)	5
Figure I-8. Courbe d'avancement de forage. (D Prg, RHAQZH-4)	6
Figure I-9. Coupe stratigraphique du puits et différentes phases. (D Prg, RHAQZH-4)	9

CHAPITRE II

Figure II-1. Blocage de colonnes par accumulation de matière étrangère dans le trou	12
Figure II-2. Formations réactives (DF,2011).	14
Figure II-3. Formation non consolidée. (DF,2011)	15
Figure II-4. Formation fracturée. (DF,2011)	16
Figure II-5. Blocs de ciment. (DF,2011)	16
Figure II-6. Ciment mou (Soft Ciment). (DF,2011)	17
Figure II-7. Objet dans le trou. (DF,2011)	18
Figure II-8. Coincement par pression différentiel. (DF,2011)	18
Figure II-9. Assemblage rigide (STIF assembly) (DF,2011)	20
Figure II-10. Trou de serrure.	20
Figure II-11. Micro dog leg (DF,2011).	21
Figure II-12. Rebords. (DF,2011)	22
Figure II-13. Formations mobiles. (DF,2011)	23
Figure II-14. Under gauge borehole. (DF,2011).	24
Figure II-15. Procédure de mise en place du bouchon d'acide (DF,2011).	27
Figure II-16. Effet de l'acide sur le filtre cake (Mud engineer)	28
Figure II-17. Outil pour déterminer le point de coincement (Stuck point indicator tool - S.I.T).	29
Figure II-18. Sidetrack en trou ouvert (Instrumentations en forage sonatrach)	30
Figure II-19. Side-Track avec Whip Stock (Instrumentations en forage Sonatrach)	31
Figure II-20. Le liner	32
Figure II-21. Schéma de puits foré illustrant (a) une complétion en trou ouvert et (b) une complétion avec Slotted liner. (Holditch, S. A. 1992)	34
Figure II-22. Schéma de puits foré illustrant (a) une complétion avec crépine et liner et (b) une complétion avec liner cimentée (Holditch, S. A. 1992).	35
Figure II-23. (a) Une complétion par perforation (b) Une complétion simple à l'intérieur du tubage perforé. (Holditch, S. A. 1992)	36
Figure II-24. Annular casing packer ACP / ECP. (ECP 2021)	36
Figure II-25. Motor modes (sliding et rotation). (Al Dabyah, A. 2016)	39

Figure II-26. Mode moteur de forage. (Al Dabyah, A. 2016)	39
Figure II-27. Système "Push-the-Bit" (Thaiprasert, N 2016)	41
Figure II-28. Autotrack RCLS downhole steering tool system structure. (SHAN JIANG) ...	42
Figure II-29. Le système RSS "Point-The-Bit. (Thaiprasert, N 2016)	42
Figure II-30. Geo-Pilot rotary steering drilling system structure. (SHAN JIANG)	42

CHAPITRE III

Figure III-1. Organigramme de fonctionnement de système.....	44
Figure III-2. Saisie des données	45
Figure III-3. Attribution de scores.....	46
Figure III-4. Résultats et probabilités de coincement.....	47
Figure III-5. Exemple des actions initiales et des actions après décoincement.	47
Figure III-6. Saisie des données dans SPMI.....	53
Figure III-7. Affichage du score dans SPMI.	53
Figure III-8. Nombre de coincement pour chaque phase	55
Figure III-9. Les statistiques des coincements dans les formations de la phase 8"1/2	56
Figure III-10. Détails du coincement avant et après cas 1.	57
Figure III-11. Résultat de coincement du train des tiges détecté dans le puits RHAQZH-4..	58
Figure III-12. Signe de cavage dans les tamis.....	60
Figure III-13. Calliper de quelques profondeurs dans Trias puits RHAEP-1. (FWR RHAEP-1)	60
Figure III-14. Variation de ROP lors du coincement (Master Log RHAQZH-4).....	61
Figure III-15. Détails du coincement avant et après cas 2	61
Figure III-16. Résultat de coincement du train des tiges détecté dans le puits RHAQZH-4 ..	62

CHAPITRE IV

Figure IV-1. Formations à forts pendages. (PowerV Schlumberger)	68
Figure IV-2. Graphe de l'inclinaison du puits RHAQH-4.....	68
Figure IV-3. Déviation du trou (inclinaison) dans quelque puits dans la région de Berkine phase 8"1/2 dans silurien	69
Figure IV-4. Inclinaison de 3° dans puits RHQH-4 dans la région de Berkine phase 8"1/2 dans silurien (MASTER LOG).	69
Figure IV-5. Temps non productif dans 16 puits remarques sur les problèmes rencontrés dans le champ de Berkine Ouest.	70
Figure IV-6. Power V (Système orientable rotative) (PowerV Schlumberger)	77
Figure IV-7. Hyper steer trépan pour système "Push-the-Bit"	78
Figure IV-8. Nouveau profil de puits	80
Figure IV-9. Résultats des coincements dans les puits forés selon l'ancienne et la nouvelle programmation.....	88
Figure IV-10. Résultats des pertes de circulation dans les puits forés selon l'ancienne et la nouvelle programmation	89
Figure IV-11. L'état de trou au niveau du trias carbonaté RHAQZH-3.....	89
Figure IV-12. L'inclinaison des puits dans le Silurien.....	90
Figure IV-13. Etat du puits RHAQZH-4.....	93

Liste Des Tableau

CHAPITRE I

Tableau I-1. Développement de la région de Berkine Ouest	3
Tableau I-2. Temps des opérations (D Prg, RHAQZH-4).	6
Tableau I-3. Les étages traversés durant le forage de la phase 8"1/2	8

CHAPITRE II

Tableau II-1. Architecture de contrôle typique d'un système de forage orientable en rotation (RSS). (Zhang, C 2016)	43
--	----

CHAPITRE III

Tableau III-1. Coincement par géométrie du puit.	48
Tableau III-2. Coincement par accumulation des objets étrangère dans le trou	49
Tableau III-3. Excel d'identification du mécanisme de coincement par géométrie du puits.	51
Tableau III-4. Excel d'identification du mécanisme de coincement par accumulation des objets étrangère dans le trou (Pack off and bridge)	52
Tableau III-5. Saisie des données et affichage du score sur Excel de coincement par accumulation des objets étrangère dans le trou (Pack Off/Bridge).....	54
Tableau III-6. Les caractéristiques de la boue du forage.....	58
Tableau III-7. Présente le gradient de pression de puits RHQH-1 (FWR RHQH-1)	59
Tableau III-8. Liste des applications de système SPMI dans des puits adjacents	64

CHAPITRE IV

Tableau IV-1. Les différences lithologiques entre le Trias Carbonaté et la Dalle de M'krata.	67
Tableau IV-2. Temps non productif dans puits cas d'études RHAQZH-4.	71
Tableau IV-3. Paramètres de forage trias carbonate puits RHAQH-3 phase 8"1/2.	74
Tableau IV-4. Paramètres de forage Dalle de M'Kratta puits RHAQH-3 phase 6 ".	75
Tableau IV-5. La différence entre les paramètres de forage de phase 8"1/2.	76
Tableau IV-6. Comparaison entre les deux sections 8"1/2 et 6"	79
Tableau IV-7. Vérification de la résistance du tubage 7" aux efforts d'écrasement, d'éclatement et de traction.....	82
Tableau IV-8. Vérification de la résistance du tubage 4" 1/2 aux efforts d'écrasement, d'éclatement et de traction.....	83
Tableau IV-9. Le volume d'eau douce nécessaire pour 100 Kg de ciment et le volume du laitier obtenu pour 100 Kg de ciment	85
Tableau IV-10. Les résultats des calculs nécessaire pour la cimentation du liner 7"	87
Tableau IV-11. Les résultats des calculs nécessaire pour la cimentation du liner 4"1/2.....	87
Tableau IV-12. L'état de trou au niveau du TAGS, Trias Carbonate puits RHAQH-3.....	90
Tableau IV-13. Les opérations forage de la phase 8"1/2 dans puits RHAEP-1	91
Tableau IV-14. Les opérations forage de la phase 8"1/2 dans puits RHAQH-3.....	91
Tableau IV-15. Les Caractéristiques du matériel tubulaire.....	99
Tableau IV-16. Les volumes unitaires.	99

Introduction

Introduction

L'industrie pétrolière est d'une importance capitale pour la civilisation moderne. Elle fournit l'énergie nécessaire à de nombreux aspects de la vie quotidienne, du transport à la production d'électricité. L'histoire du forage remonte à plusieurs siècles, avec le développement de techniques pour extraire l'eau et d'autres ressources souterraines. Aujourd'hui, le forage est une activité sophistiquée qui permet d'accéder aux hydrocarbures qui alimentent notre monde moderne.

L'industrie pétrolière et gazière, intrinsèquement risquée, requiert une analyse approfondie des problèmes potentiels pouvant survenir durant les opérations de forage, étape cruciale du processus d'extraction. Anticiper et prévenir ces problèmes est essentiel pour garantir la sécurité, l'efficacité et la rentabilité des projets.

Les incidents de forage, tels que les coincements de train de forage, les défaillances d'équipement, l'instabilité des puits, les déviations de trajectoire, la contamination de la boue, les éruptions incontrôlées, les pertes de circulation et les dommages à la formation géologique, peuvent avoir des conséquences désastreuses.

Le coincement représente un obstacle majeur dans le domaine du forage pétrolier et gazier, susceptible d'entraîner des retards considérables (NPT), des coûts supplémentaires non négligeables et, dans certains cas extrêmes, l'abandon définitif du puits. Ce phénomène peut survenir à n'importe quelle profondeur du forage, est crucial d'adopter des stratégies préventives pour minimiser leur occurrence.

L'industrie pétrolière algérienne est confrontée à un défi majeur, à savoir la fréquence élevée des incidents de coincement de l'outil de forage. Les remédiations aux coincements coûtent beaucoup d'argent et ces coûts se prolifèrent rapidement (Repêchage, Side Track, Back off . . .).

Afin de minimiser le NPT et réduire l'apparition des coincements dans cette phase 8 de la région de Berkine, il est nécessaire d'identifier plus précisément les mécanismes pour mieux réagir et comprendre les causes de ces coincements.

On va donc maintenant parler des objectifs de ce travail, qui vise à :

- Le développement d'un système SPMI révolutionnaire permettra d'identifier rapidement et efficacement les mécanismes à l'origine des coincements du train des tiges.
- Ce système sera appliqué à des cas concrets, comme le puits d'étude RHAQZH-4, et permettra de formuler des hypothèses sur les causes des coincements.
- L'identification des causes des coincements dans la phase 8 (1/2) de Berkine Ouest repose sur une analyse approfondie des hypothèses et des données des puits adjacents.
- Un nouveau programme proposé avec de nouvelles technologies (RSS, ECP) et une nouvelle distribution des longueurs des tubages et des changements des paramètres hydrauliques et mécaniques du forage.

Introduction

Comme le dit le proverbe, "**mieux vaut prévenir que guérir**". La devise devrait donc être : "forer un puits en toute sécurité, sans accident, incident ou dommage pour la planète, et à un coût minimal". Les opérations de forage doivent être durables, en accordant la priorité absolue à la minimisation des problèmes et des coûts de forage.

Ce mémoire est divisé en cinq chapitres principaux

CHAPITRE I : présente une description géologique détaillée de la région du bassin de Berkine Ouest, en Algérie, ainsi que les données spécifiques du puits Rhourde Nouss foré à l'aide de l'appareil TP223.

CHAPITRE II : présente un aperçu sur le coincement et ses trois mécanismes et une présentation des différents équipements spéciaux qui peuvent être utilisés pour prévenir le coincement de la tige de forage et les différents problèmes de forage.

CHAPITRE III : présente deux parties

- ❖ Développement d'un système d'identification des mécanismes de coincement du train des tiges : STUCK PIPE MECHANISME IDENTIFICATOR.
- ❖ Une application du SPMI à deux cas de coincement de puits : le puits RHAQZH-4 et des cas des puits adjacents. Le SPMI est utilisé pour analyser les données de forage et identifier le mécanisme de coincement.

CHAPITRE IV : présente deux parties

- ❖ Identification des principales causes de coincement dans la région de Berkine Ouest pendant le forage de la phase 8^(1/2)".
- ❖ Proposition des solutions et recommandations (Modification du profil du puits et des paramètres mécaniques, hydraulique et rhéologiques aussi des nouveaux équipements), pour améliorer le forage vertical de la phase 8" (1/2) dans la région de Berkine ouest.

Pour clore ce travail, une conclusion et recommandations mettront en lumière les principaux résultats de ce travail.

CHAPTER I :

Partie géologique et données du puits

PREVISIONS STRATIGRAPHIQUES DU Puits RHAQZH-4 (TP-223)					
X=295099.967 m Y= 3315794.978 m			MD	TVDSS	Thickness
Zs=248.748 m Zt= 257.748 m			(m)	(m)	(m)
		Mio-pliocène	9	249	229
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN CARBONATE	238	20	176
		SENONIEN ANHYDRITIQUE	414	-156	221
		SENONIEN SALIFERE	635	-377	80
		TURONIEN	715	-457	107
		CENOMANIEN	822	-564	127
		ALBIEN	949	-691	155
		APTIEN	1104	-846	19
		BARREMIEN	1123	-865	479
		NEOCOMIEN	1602	-1344	241
		JURASSIQUE	MALM	1843	-1585
	DOGGER_ARG		1956	-1698	102
	DOGGER_LAG		2058	-1800	219
	LIAS ANHYDRITIQUE		2277	-2019	158
	LIAS NIVEAU B		2435	-2177	45
	LIAS SALIFAIRE		2480	-2222	207
	TRIAS	LIAS_ARG	2687	-2429	60
		TAGS	2747	-2489	145
		TRIAS carbonaté	2892	-2634	200
		TAGI	3092	-2834	131
	PALEOZOIQUE	SILURIEN	SIL_B2	-	-
SIL_B1			-	-	-
SIL_A2			3223	-2965	63
SIL_A1			3286	-3028	39
SIL_M2			3325	-3067	35
SIL_M1			3360	-3102	92
SAG-F6-M0			3452	-3194	55
Silurien Argileux			3507	-3249	577
Ordovicien		Dalle de M'Krata	4084	-3826	10
		Argile Micro	4094	-3836	45
		Grés d'Oued Saret	4139	-3881	120
		Argile d'Azzel	4259	-4001	63
		Grés d'Ouargla	4322	-4064	111
		QH	4433	-4175	150
TD			4583	-4325	

Figure I-2. Le plan stratigraphique.

I.3 Présentation de la région Rhourde Nousse où localiser les puits RHAQH-4

I.3.1 Situation géographique

La zone d'étude fait partie de la willaya d'Illizi et se positionne entre 29°16' et 30° parallèles et 06°24' et 07° méridien. Elle est située à 350 km au Sud-Est de Ouargla, à 1200 km au Sud-Est d'Alger et à 270 km au Sud-Est de Hassi Messaoud. L'altitude moyenne est située à 275m par rapport au niveau de la mer, son climat est désertique (avec un très faible taux d'humidité), la température maximale est de 50°C en été, Elle enregistre une pluviométrie très faible (2 à 4 mm/an).

La région de Rhourde Nousse est située sur la bordure Sud du bassin triasique. Sa structure est très complexe, mais on peut la définir comme étant le croisement de deux anticlinoriums. On distingue deux familles, la première famille, de direction Nord-Sud et la deuxième de la direction Nord-est, Sud-est. Cette structure serait d'une surface de 1200 km² elle est composée de quatre structures différentes à savoir.

CHAPITER I : Partie géologique et données du puits

Tableau I-1. Développement de la région de Berkine Ouest

Champ	Date de découvert	Tupe d'effluent	Roche réservoir	Etat du champ
Hamra	1956	Gas + Condensat	1-Tint 2 2-Quartzite El Hamra 3-TAGS	Exploré
Rhourde Nouss	1962/1963	Gas + Condensat + Huile	1-Tint 2 et 1 2-TAGS, TAGI 3-B2, B1, A2, A1 4-Quartzite El Hamra	Exploré
Rhourde Chouf	1963	Gas + Condensat	TAGS	Exploré
Rhourde Adra	1964	Gas + Condensat	1-Tint 2 et 1 2-TAGS, TAGI 3-A2, A1 4-Quartzite El Hamra 5-Dalle de M'Kratta	Exploré
Meksem	1975	Gas + Huile	1-TAGS, TAGI 2-Quartzite El Hamra	Non Exploré
Ektaia	1976	Gas + Huile	1-TAGS 2-Dalle de M'Kratta	Non Exploré
Dra Allal	1978	Gas + Condensat	TAGS	Non Exploré
EL Mouilah	1980	Huile	TAGS	Non Exploré
Rhourde Hamra	1971	Gas + Condensat	1-TAGS, TAGI 2-Quartzite El Hamra	Exploré

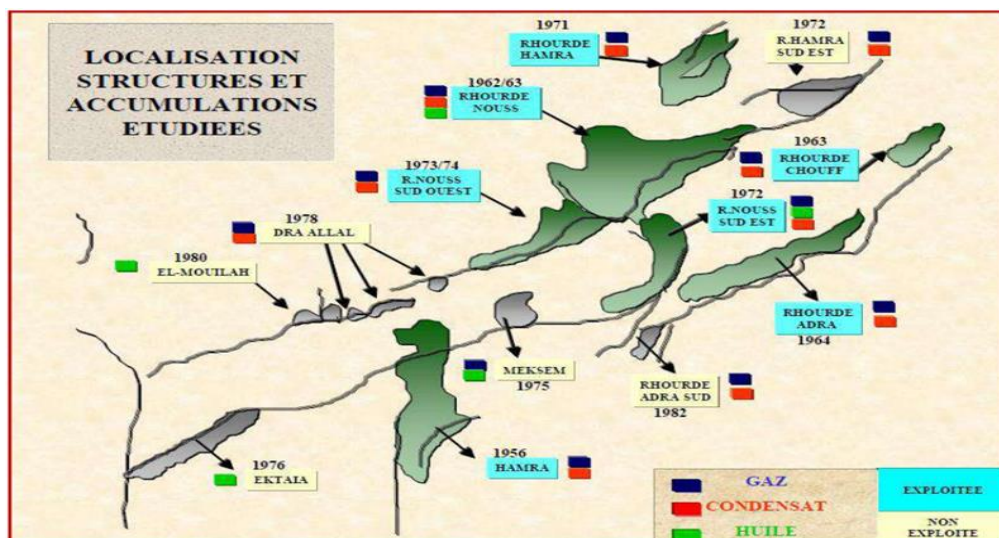


Figure I-3. Localisation structures de Rhourde Nouss. (R. implantation RHAQZH-4)

CHAPITER I : Partie géologique et données du puits

Riche en potentialités, la région de Berkine Ouest présente des zones en exploitation et d'autres encore en phase d'exploration. Le chapitre suivant s'attardera sur la proposition de programmes de forage spécifiques pour cette région.

I.3.2 Localisation du puits (cas d'étude)

Le forage RHAQZH-4 (RHOURE HAMRA QZH-4) est situé dans le bassin ouest de Berkine, bloc 246c, dans le champ de Rhourde Hamra, à 300,8 km de Hassi-Messaoud.

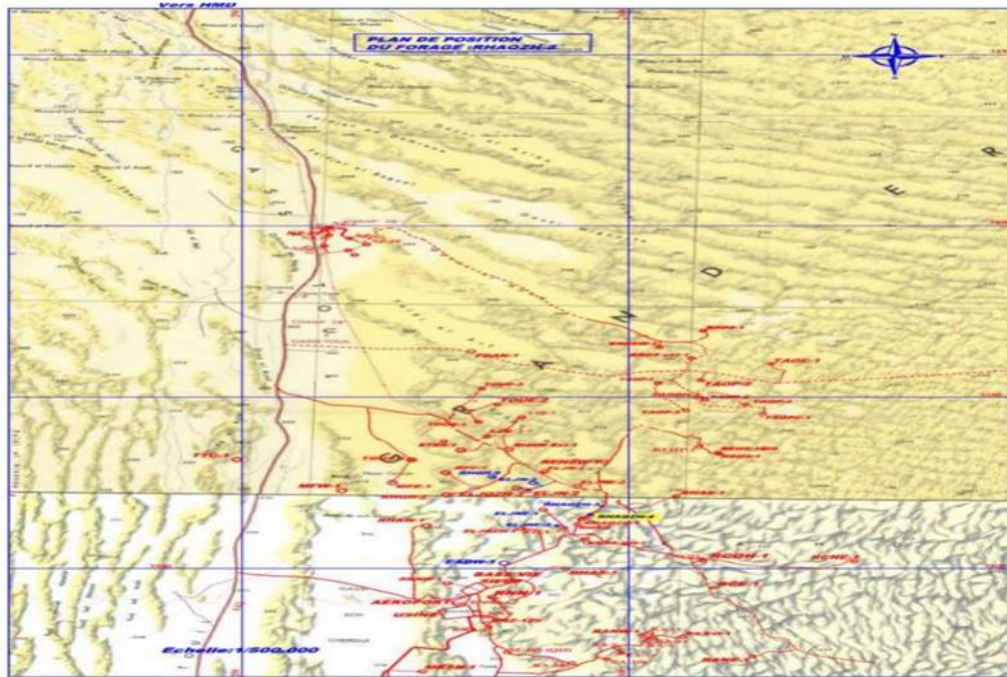


Figure I-4. Situation géographiques du puits. (D Prg, RHAQZH-4)

I.3.3 Information du puits

Well Name:	RHOURE HAMRA Quartzite de Hamra 4 (RHAQZH-4)
Field:	RHOURE HAMRA
Block:	246c
Basin:	Berkine West
Region:	Rhourde Nouss
Geographic Coordinates:	L = 29° 57' 29.64702 '' N M = 06° 52' 36.23621'' E
Coordinates UTM 32, Clarke 1880:	X = 295 099.967 m Y = 3 315 794.978 m Zs = 248.748m Zt = 257.748m
Well Type:	Development
Well Profile:	Vertical
Primary Objective:	Grès d'Ouargla & Quartzite de Hamra
Well TD:	4583m
Formation at TD:	Quartzite de Hamra
Target days:	132.64 days (TD), 182.64 days (with Completion)
Drilling Rig:	TP223

Figure I-5. Information du puit. (D Prg, RHAQZH-4)

I.3.4 Itinéraire d'accès

A partir de HMD, prendre la route d'In Amenas sur une distance de 230 Km, jusqu'à l'embranchement de Rhourde Nouss. Delà tourner à gauche vers la base de vie SH de Rhourde Nouss sur une distance de 35 Km, ensuite continuer sur la route sur une distance de 34.6 Km, puis tourner à gauche et suivre la route du forage RHA8 sur 4.5 Km, puis tourner à gauche en direction Sud/Sud/Ouest et suivre l'itinéraire jalonné sur une distance de 300 m, se trouve l'emplacement du forage RHAQZH-4.

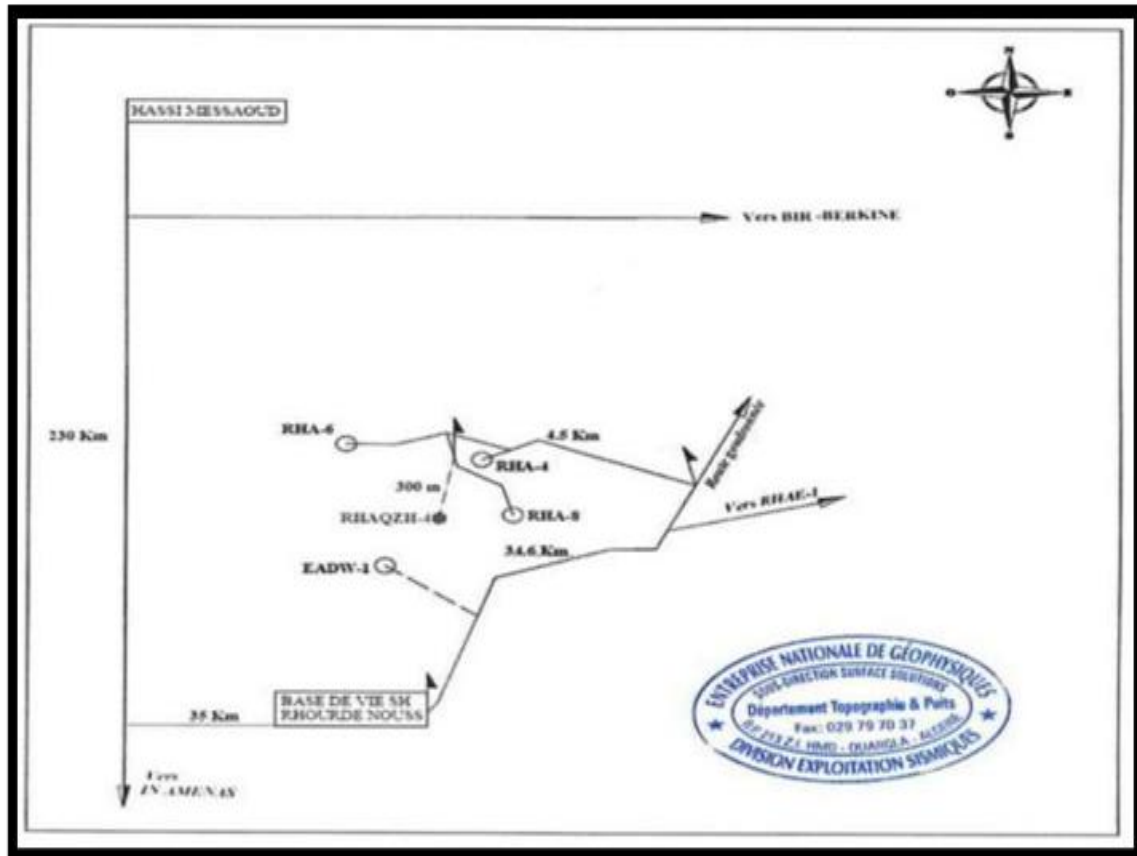


Figure I-6. Schéma symbolique du forage RHAQZH-4. (D Prg, RHAQZH-4)

Itinéraire d'accès	Goudron	Piste A	Piste B	Piste C	Total
Base 24 Février (HMD) → Emb. R- NOUSS	230				230
Emb. R- NOUSS → R- NOUSS	35				35
R- NOUSS → Emb. RHA-8	34,6				34,6
Embr. RHA-8 → Emb. RHAQZH-4	4,5				4,5
Emb. RHAQZH-4 → RHAQZH-4				0,3	0,3
TOTAL (Km)	304,1			0,3	304,4

Figure I-7. Itinéraire d'accès. (D Prg, RHAQZH-4)

I.3.5 Courbe d'avancement de forage

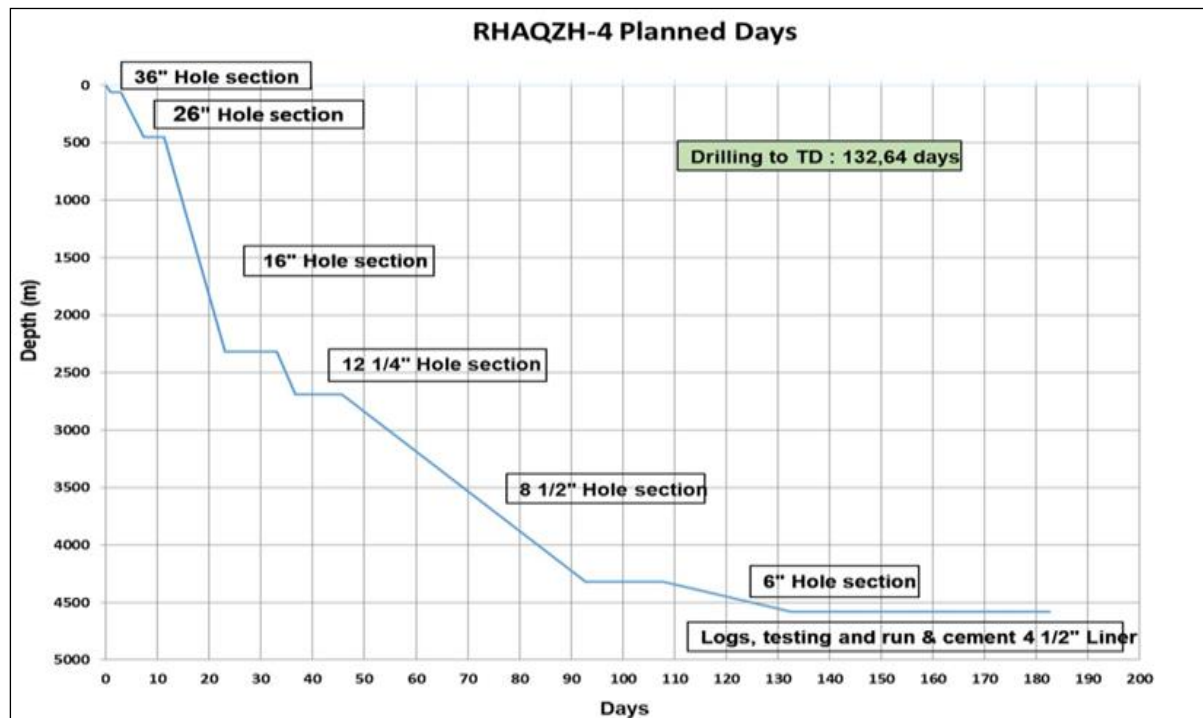


Figure I-8. Courbe d'avancement de forage. (D Prg, RHAQZH-4)

I.3.6 Temps des opérations

Tableau I-2. Temps des opérations (D Prg, RHAQZH-4).

Activities	Profondeur (m)	Activities	Cum
Spud	0	0	0
Forage de surface 36\" trou	60	1	1
Inter	60	2	3
Forage de surface 26\" trou	454	4,28	7,28
Phase	454	4	11,28
Forage 16\"trou	2317	11,7	22,99
Inter – Phase	2317	10	32,99
Forage 12 1/4\" Hole	2692	3,74	36,72
Inter Phase	2692	9	45,72
Forage 8 1/2\" trou (03 cores)	4322	47,17	92,89
Inter	4322	15	107,89
Forage 6\" trou jusqu'à TD (02 cores)	4583	24,75	132,64
Log, run & cimentation 4 1/2\" Liner	4583	20	152,64
Test et Abandonnent	4583	30	182,64

I.3.7 Historique de l'exploitation

Les recherches d'hydrocarbures dans la région de Berkine Ouest ont débuté en 1956 avec le forage du puits HR-1 par la compagnie ELPASO France Afrique. Ce forage a permis de découvrir du gaz dans le Barrémo-Néocomien. Des travaux supplémentaires ont été menés en 1958 avec le forage du puits HR-2, qui a donné du gaz dans le Trias Gréseux et l'Ordovicien.

Les recherches se sont ensuite poursuivies vers l'ouest et le nord-est, avec la découverte des structures de Ramade Nord et Rhourde Nouss. En 1962, le forage RN-1 a révélé du gaz dans le Trias et le Gothlandien, ce qui a conduit au forage de plusieurs autres puits (**D Prg, RHAQZH-4**).

I.3.8 Objective du puits

Il est prévu un forage vertical de développement afin d'évaluer le potentiel en hydrocarbures de la formation des Quartzites de Hamra. Les principaux réservoirs ciblés sont les Grès d'Ouargla et les Quartzites de Hamra, tandis que les réservoirs du Trias et les unités SAG constituent des objectifs secondaires. La profondeur cible du forage RHAQZH-4 est de 4870 m TVD dans la formation des Quartzites de Hamra, où un tubage de 4" 1/2 sera posé (**D Prg, RHAQZH-4**).

I.3.9 L'objectif de chaque section de l'ancien programme du forage appliqué dans RHAQH-4

I.3.9.1 Section 36" x Tubage 30" (0m - 60m)

- Poser un tubage de 30" et le cimenter pour assurer une bonne adhérence dans les formations meubles proches de la surface jusqu'à 60m.
- Fournir un support structurel solide pour les opérations de forage de 26".

I.3.9.2 Conduite 26" x Tubage 18"5/8 (60m à 454m)

- Isoler les formations superficielles fragiles.
- Fournir un bon siège de tubage à 521m pour forer la longue section de 16".
- Le tubage de surface 18-5/8" doit être posé environ 40m plus bas que le sommet de l'Anhydrite Sénonien.

I.3.9.3 Section 16" x Tubage 13 3/8" (454 - 2317m)

- Recouvrir les formations à basse pression avant de pénétrer dans les formations du Lias à haute pression.
- Le tubage 13-3/8" doit être posé environ 40m dans la formation des Anhydrites du Lias.

I.3.9.4 Section de trou 12 ¼" x Tubage 9 5/8" (2317m - 2690m)

- Isoler toutes les zones à haute pression (Horizon B / Lias Salifère) et fournir un siège de tubage solide pour permettre le forage en sécurité de la section 8 1/2" jusqu'au réservoir silurien.
- Le tubage 9-5/8" doit être posé 3m maximum à l'intérieur de la formation des Argiles du Lias à +/- 2690m. Le point de pose du tubage sera défini par le géologue du puits.

I.3.9.5 Section 8½" x Liner 7" (2690 - 4322m)

- Recouvrir la formation carbonatée non consolidée du Trias et les formations siluriennes à haute pression (réservoirs).
- Les formations de la zone de production seront recouvertes d'un liner de production de 7", le sommet du liner se situera à 2385m. Le liner de 7" sera posé une fois que le shale de la formation des Grès de l'Ouargla aura disparu à +/- 4322m.

I.3.9.6 Liner 6" - 4"1/2 (4322 - 4583m)

- Évaluer les réservoirs cibles du Quartzite de Hamra.
- Les formations de la zone de production seront recouvertes d'un liner de production de 4-1/2", le pend de liner étant positionné environ 150m à l'intérieur du liner de 7".

I.4 Présentation et réalisation de la phase 8½" x 7"

- La présente section décrit la présentation et la réalisation de la phase 8½" x 7" Liner (2704 – 3895m) ancien programme du puits RHAQH-4

I.4.1 Les étages traversés durant le forage de la phase 8 1/2"

Le forage de la phase 8 1/2" du puits RHAQH-4 a traversé une série d'étages géologiques distincts. Chaque étage est caractérisé par sa propre lithologie, ses propriétés géologiques.

Tableau I-3. Les étages traversés durant le forage de la phase 8"1/2

Etages	Intervalles
Lias Argileux	2704 – 2740 m
Trais TAGS	2740 – 2870 m
Trais -carbonate	2870 – 3095 m
Trais TAGI	3095- 3223 m
SILURIEN -B2 SILURIEN -B1	----
SILURIEN A2	3223 – 3269 m
SILURIEN A1	3269 – 3314 m
SILURIEN M2	3314 – 3349 m
SILURIEN M1	3349 – 3437 m
SILURIEN AG F6-M0	3437 – 3478 m
SILURIEN ARGILAEUX	3478 – 3895 m

CHAPITER I : Partie géologique et données du puits

La figure suivante présente une coupe stratigraphique du puits et différentes phases :

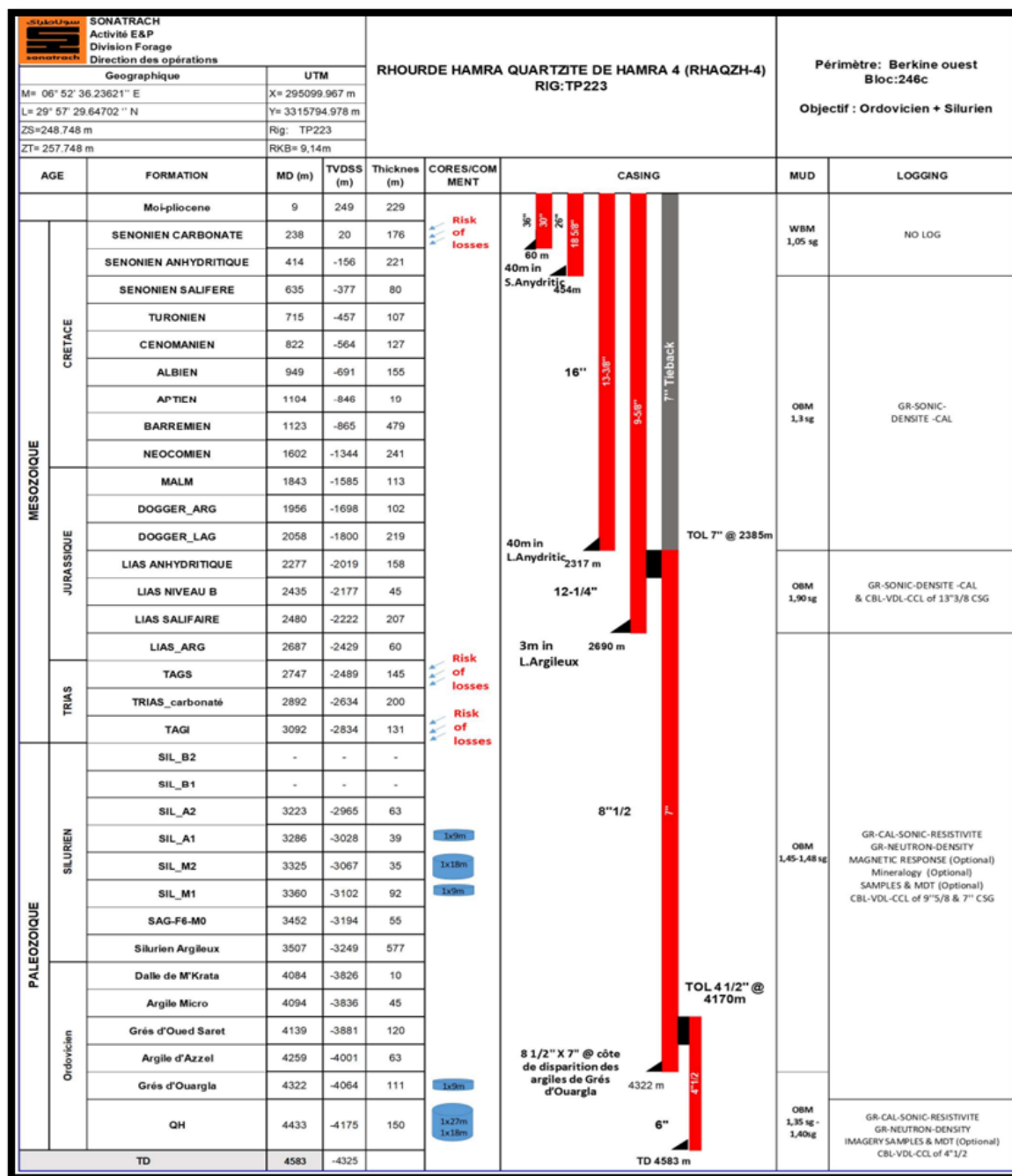


Figure I-9. Coupe stratigraphique du puits et différentes phases. (D Prg, RHAQZH-4)

I.5 Conclusion

Ce chapitre a présenté une analyse détaillée de la géologie de la région de Berkine Ouest, en mettant l'accent sur la zone de Rhourde Nousse et les puits RHAQH-4 et RHAQZH-4.

CHAPTER II

Aperçu sur les mécanismes de coincement et
présentation des équipements spéciaux

CHAPITER II : Aperçu sur les mécanismes de coincement et présentation des équipements spéciaux

II.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous allons présenter un aperçu du coincement des tiges qui est un problème courant dans l'industrie du forage pétrolier et gazier qui peut entraîner des retards importants, des coûts élevés et même des accidents graves.

Ensuit, présentation des différents équipements spéciaux qui peuvent être utilisés pour prévenir le coincement de la tige de forage et les différents problèmes de forage.

II.2 Aperçu sur les mécanismes de coincement

On considère qu'une tige de forage est coincée lorsqu'elle n'est plus libre de se déplacer vers le haut, le bas ou de tourner comme le foreur le souhaite. Le coincement peut se produire pendant le forage, lors d'une connexion, d'un enregistrement, d'un test ou pendant toute opération impliquant de laisser l'équipement dans le trou.

Une interruption des opérations planifiées se produit alors que des forces de résistance excessives empêchent de retirer le train de tiges du puits. La tige est coincée dans le trou.

Trou serré (Tight Hole) une interruption momentanée des opérations planifiées se produit en raison de fortes forces de résistance qui limitent le mouvement du train de tiges au-delà des conditions de fonctionnement normales. La tige n'est pas coincée dans le trou, car une progression acceptable continue d'être réalisée.

II.2.1 Statistiques de coincement de tiges

D'après les statistiques de l'industrie collectées depuis 1989, le temps non productif représente un coût considérable. Le coincement de tiges reste l'événement imprévu le plus fréquent et coûteux dans l'industrie du forage. (Harish's, 2015)

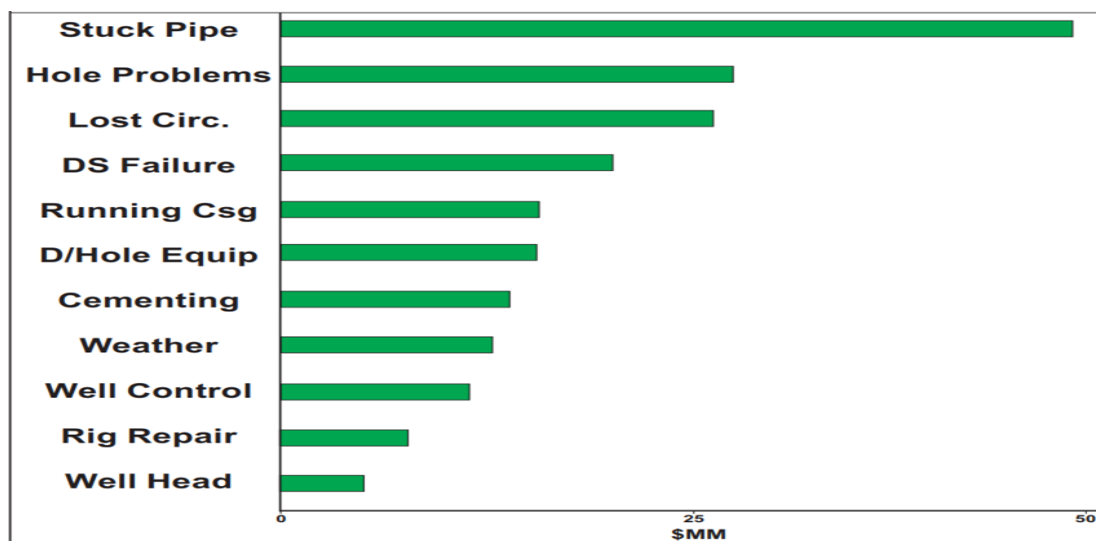


Figure II 1. Les statistiques des problème forage depuis1989 (Harish's, 2015).

II.3 Les différents mécanismes de coincement

Les coincements se subdivisent en trois catégories principales, Chacun de ces types de coincements présente des caractéristiques et des solutions de prévention et de résolution distinctes.

II.3.1 Coincement de colonnes par accumulation de matière étrangère dans le trou (Pack Off and Bridge)

Ces phénomènes se produisent lorsqu'un élément se trouve dans le puits (déblais de formation, débris (Junk), etc.) et s'accumule autour du train de tiges/BHA, bloquant l'espace annulaire entre les tiges et le puits. N'oubliez pas que des débris de toutes tailles peuvent coincer les tiges.

Statistiques mondiales : Le colmatage et le bourrage sont les causes les plus fréquentes de coincement de tiges dans le monde. Ils surviennent généralement lorsque les pompes à boue sont arrêtées pendant une période prolongée, par exemple lors du retrait du train de tiges du puits. Libérer les tiges en cas de colmatage ou de bourrage est une tâche difficile et les chances de réussite sont plus faibles que pour les coincements dus à la pression différentielle ou à la géométrie du puits (Harish's, 2015).

II.3.1.1 Dépôt de déblais dans les puits verticaux (< 35 degrés)

Ces puits ont une inclinaison inférieure à 35°, La boue de forage est un mélange de fluides (eau, huile ou gaz) et de solides (bentonite, baryte, etc.) certains solides, comme le sable, le limon et le calcaire, ne s'hydratent pas et ne réagissent pas avec d'autres composants de la boue. Ils sont générés sous forme de débris lors du forage et sont appelés "inertes".

Il est primordial de les éliminer pour permettre la poursuite efficace du forage, Le contrôle des solides vise donc à maîtriser la quantité et la qualité des solides en suspension dans la boue de forage afin de réduire le coût total du puits. Cependant, certaines particules (baryte, bentonite) doivent être conservées car elles sont nécessaires au maintien des propriétés de la boue (Harish's, 2015).

II.3.1.1.1 Problèmes liés à la concentration de débris de forage

Lorsque la concentration de débris de forage (solides de faible densité) devient excessive, il devient difficile de contrôler les propriétés rhéologiques et de filtration. Une concentration élevée entraîne une diminution du taux de pénétration et de la durée de vie du trépan, et augmente les problèmes de trou.

II.3.1.1.2 Bourrage et vitesse de glissement des déblais

Le bourrage se produit lorsque les débris ne sont pas évacués de l'espace annulaire (entre le train de tiges et la paroi du puits), Cela peut se produire lorsque la vitesse de glissement des débris est insuffisante et/ou que les propriétés de la boue de forage sont inadéquates. Lorsque les pompes sont arrêtées, les débris tombent au fond du puits en raison de la gravité et peuvent

obstruer l'espace annulaire, entraînant le coincement des tiges. Il est important de noter que pour nettoyer efficacement l'espace annulaire, la vitesse annulaire doit être supérieure à la vitesse de glissement des débris en conditions dynamiques. De plus, les propriétés de la boue doivent permettre de transporter les débris lorsque les pompes sont en marche et de les suspendre lorsqu'elles sont arrêtées (Harish's, 2015).



Figure II-1. Blocage de colonnes par accumulation de matière étrangère dans le trou (Harish's, 2015)

II.3.1.1.3 Causes

- **Transport insuffisant des déblais hors du puits**

Vitesse annulaire trop faible (vitesse du fluide dans l'espace annulaire).

Propriétés de la boue de forage inadéquates (viscosité, densité, etc.).

- **Accumulation des débris lors de l'arrêt de la circulation**

Lorsque les pompes s'arrêtent, les débris retombent dans le puits en raison de la gravité.

Ils peuvent s'accumuler autour du train de tiges et bloquer l'espace annulaire, coincant les tiges (Harish's, 2015).

II.3.1.1.4 Signes précurseurs d'accumulation de déblais dans les puits verticaux

- Couple de rotation (**ROP**) élevé, débit de pompe faible, temps de circulation minimal ou nul aux raccords (ce signe indique une difficulté à transporter les débris hors du puits).
- Augmentation du couple, de la résistance (drag) et de la pression de pompe : Cette augmentation peut révéler une obstruction partielle causée par des débris accumulés.
- Effort important (Overpull) nécessaire pour remonter le train de tiges, augmentation de la pression de pompe requise pour reprendre la circulation sans modification des autres paramètres : Ces signes suggèrent fortement un coincement potentiel dû à une accumulation de débris.
- Remplissage en fond de trou (Fill On Bottom) : Un remplissage important en fond de trou peut indiquer la présence de débris qui n'ont pas été évacués.

II.3.1.1.5 Indices de coincement par accumulation de déblais dans les puits verticaux

- Restriction de la circulation, pouvant aller jusqu'à son impossibilité totale : Ce signe est crucial, car il indique une obstruction importante dans le puits.
- Forte probabilité de survenue lors de l'arrêt des pompes (durant les connexions) ou lors des manœuvres d'entrée/sortie du train de tiges : Ces moments critiques favorisent la chute et l'accumulation des déblais. **(Harish's, 2015)**

II.3.1.2 Instabilité des schiste argileux (Formations réactives)

La stabilité du puits est affectée par les propriétés de la boue de forage et son interaction avec la formation, par les propriétés mécaniques de la formation, ainsi que par l'amplitude et la répartition des forces autour du puits. Toute modification du système de boue, ainsi que de la formation, aura une incidence sur la stabilité du puits. Ceci est inévitable car le système est fortement transitoire. En présence d'argiles, un effondrement ou un gonflement de ces argiles peut se produire. De plus, les argiles soumises à des pressions anormales sont également vulnérables aux instabilités du puits.

Il a été révélé que les formations d'argiles peuvent causer de nombreux problèmes, tels que des effondrements partiels ou importants, qui à leur tour entraînent des blocages de tiges ou un mauvais conditionnement du puits **(Harish's, 2015)**.

II.3.1.2.1 Cause

- Absorption d'eau par les schistes : L'eau présente dans la boue de forage est absorbée par les formations schisteuses, ce qui provoque un gonflement. Lorsque la quantité d'eau est importante, les schistes ne peuvent plus maintenir la cohésion de leurs particules et finissent par se désagréger et tomber dans le puits. Ces débris de schiste peuvent alors coincer le train de tiges.
- Réaction chimique progressive : L'instabilité des schistes est une réaction chimique progressive liée au temps. Cela signifie que vous ne pourrez pas forcément la constater le premier jour de forage, mais elle pourrait se manifester plusieurs jours plus tard.

II.3.1.2.2 Signes précurseurs

- Augmentation de la viscosité de la boue, de la plasticité (**Pv**) et du rendement plastique (**Yp**) : Ces changements indiquent une possible interaction de la boue avec les schistes, pouvant conduire à leur gonflement.
- Augmentation du couple (**torque**) et de la résistance (**drag**) : Ces facteurs peuvent signaler une obstruction partielle du puits due à des débris de schistes instables.
- Augmentation de la pression de pompe : Cette augmentation peut être liée à l'effort supplémentaire nécessaire pour faire circuler la boue à travers les zones de schistes instables.
- Présence de boules d'argile et/ou de débris schisteux dans les tamis : Ces signes indiquent directement la désagrégation des schistes dans le puits.

CHAPITER II :Aperçu sur les mécanismes de coincement et présentation des équipements spéciaux

- Effort de traction (**Overpull**) et pompage excessif (**Swabbing**) : Des difficultés à remonter le train de tiges et un pompage important peuvent suggérer un coincement causé par des débris de schistes.
- BHA Balling : L'accumulation de débris de schistes autour du BHA (Bottom Hole Assembly) peut également être un signe d'instabilité.

II.3.1.2.3 Indices

- Se produit généralement lors de l'extraction (POOH - Pulling Out Of Hole), possibilité d'occurrence pendant le forage.
- Circulation impossible ou fortement limitée.
- Pression de pompe très élevée à faible débit.

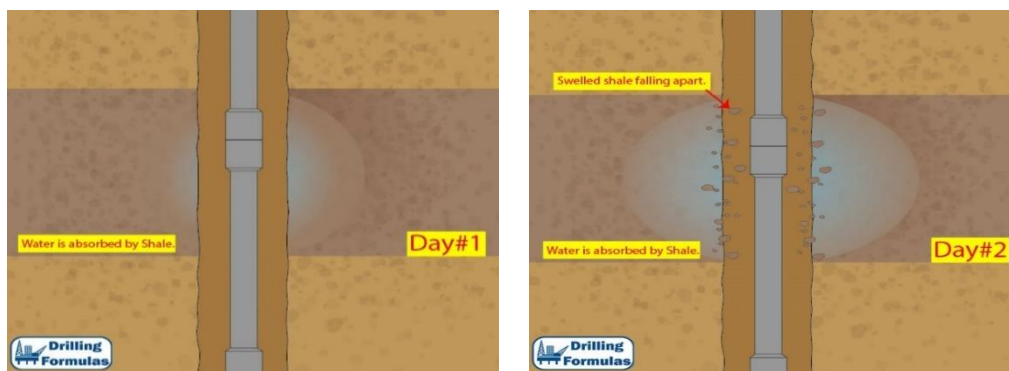


Figure II-2. Formations réactives (DF,2011).

II.3.1.3 Formation non consolidée

Cela se produit lorsque des formations de sable et de gravier s'effondrent dans le trou de forage pendant le forage.

II.3.1.3.1 Causes

- Absence ou faible épaisseur de filtre cake.
- Face aux formation non consolidée (sable, gravier, etc.) qui ne peut supporter la pression hydrostatique supérieure.
- Le sable et le gravier tombent alors dans le trou de forage et bloquent la colonne de forage.

II.3.1.3.2 Signes précurseurs

- Avertissement : Cette situation peut se produire pendant le forage ou la manœuvre de tiges. Elle est plus probable lors du forage.
- Une légère perte peut être observée pendant le forage.
- Le couple de forage (torque) et la pression de la pompe augmentent anormalement.
- Une résistance anormale peut être observée lors de la remontée des tiges. (**Harish's, 2015**)

II.3.1.3.3 Indices

- Observation d'une grande quantité de gravier, de sable et de galets sur les tamis à boue.
- Augmentation de la densité de la boue, de sa rhéologie et de la teneur en sable dans la boue de forage.
- En cas d'incident, l'espace annulaire peut être complètement obstrué ou ponté, rendant la circulation difficile ou impossible à rétablir.
- Cette situation se produit généralement lors du forage d'une section de surface où la cohésion de la formation est faible.
- Elle peut également survenir de manière soudaine. (Harish's, 2015)

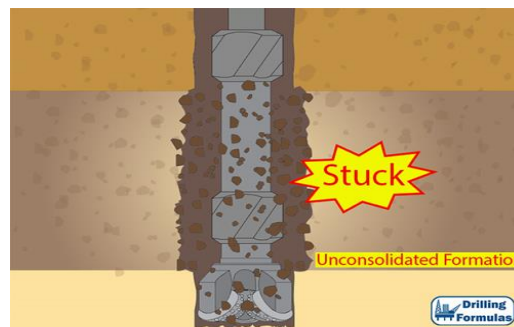


Figure II-3. Formation non consolidée. (DF,2011)

II.3.1.4 Formation fracturée

Lorsque la formation fracturée ou faillée "**calcaires et schistes**" est forée, des morceaux de la formation auront tendance à tomber dans le trou de puit.

II.3.1.4.1 Causes

Dans les formations naturellement fracturées, des morceaux de formation se détachent et tombent dans le puits de forage, bloquant la colonne de forage.

II.3.1.4.2 Signes précurseurs

- Risque de blocage de la colonne de forage lors de la traversée de zones naturellement fracturées telles que le calcaire, le grès, le carbonate, etc.
- Surveillance attentive de la formation par le Mud logger.
- Présence probable de déblais anguleux sur les shakers.
- Remplissage du trou possible lors des manœuvres de raccordement et de remontée de la colonne. (Harish's, 2015)

II.3.1.4.3 Indices

- Plus probable pendant les manœuvres de tiges, possible pendant le forage.
- Couple (torque) et résistance(drag) à la rotation soudains et irréguliers.
- Effort important (Over pull) nécessaire pour remonter le train de tiges.
- Circulation pouvant être restreinte (bonne ou mauvaise circulation possible).

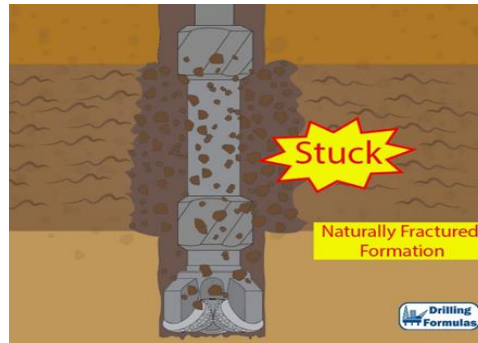


Figure II-4. Formation fracturée. (DF,2011)

II.3.1.5 Blocs De Ciment

Le ciment autour du sabot de tubage ou du calage de ciment en trou ouvert devient instable et finit par se détacher en morceaux qui tombent dans le puits de forage (**Harish's, 2015**)

II.3.1.5.1 Causes

Si de nombreux morceaux de ciment se trouvent dans l'espace annulaire, la colonne de forage risque de se bloquer, aussi le Rat-Hole est trop long.

II.3.1.5.2 Signes précurseurs

- Rat-Hole trop long : Un Rat-Hole trop long peut créer un espace supplémentaire pour l'accumulation de débris de ciment, augmentant le risque de blocage.
- Forage dans des zones de cimentation en trou ouvert ou de calage de départ.
- Débris de ciment sur les tamis (**shakers**).

II.3.1.5.3 Indices

- Observation de déblais de ciment sur les shakers à boue.
- Présence de ciment dans les échantillons analysés par le mud logger.
- Risque de blocage de la colonne de forage dû à des morceaux de ciment pouvant survenir à tout moment.
- Circulation pas complètement restreinte.
- Couple(torque) et résistance (drag) à la rotation fortement et irrégulièrement augmentés.

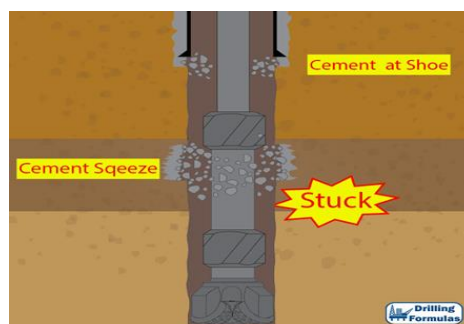


Figure II-5. Blocs de ciment. (DF,2011)

II.3.1.6 Ciment mou (Soft cement)

II.3.1.6.1 Causes

La colonne de forage (BHA) se trouve dans du ciment mou et lorsque la circulation est établie, la pression de pompage provoque une solidification rapide du ciment (flash setting). Finalement, la colonne de forage se bloque en raison du ciment solidifié autour d'elle.

II.3.1.6.2 Signes précurseurs

- Pénétrer dans le trou juste après le bouchon de ciment équilibré en trou ouvert.
- L'impossibilité de voir du ciment dur en essayant de trouver le sommet théorique du ciment indique que vous êtes peut-être dans du ciment mou.

II.3.1.6.3 Indices

- Se produit lorsque la pression de pompage augmente rapidement.
- Le couple rotatif augmente soudainement.
- Lorsque le ciment mou solidifie rapidement, la circulation peut être impossible ou faible malgré une pression de pompage très élevée.



Figure II-6. Ciment mou (Soft Cement). (DF,2011)

II.3.1.7 Objet dans le trou (Junk in hole)

II.3.1.7.1 Causes

Chute d'objets dans le puits de forage (Junk in the hole) provoquant le blocage de la colonne de forage. (Harish's, 2015)

II.3.1.7.2 Signes précurseurs

- Surveillez la chute d'équipement de surface dans le puits de forage.
- En cas de défaillance d'équipement en fond de trou, la colonne de forage peut se coincer soudainement sans aucun signe avant-coureur.
- Le coincement de la colonne de forage par des débris (Junk) peut se produire à tout moment.
- La présence de substances suspectes comme du métal, du bois ou du caoutchouc sur les shakers à boue peut indiquer la chute d'objets dans le puits.

II.3.1.7.3 Indices

- Le couple devient soudainement irrégulier.
- La résistance à la rotation (drag) augmente.
- Des équipements sur la planche de forage tombent dans le puits.

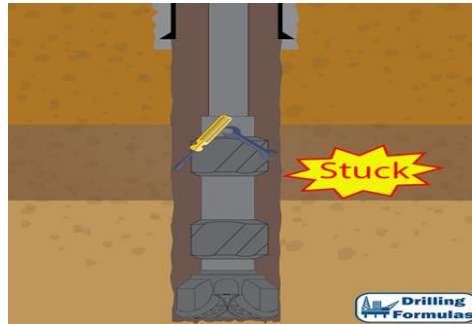


Figure II-7. Objet dans le trou. (DF,2011)

II.3.2 Coincement par pression différentiel

Le coincement différentiel se produit lorsque la colonne de forage est poussée contre des formations perméables par la pression différentielle entre la pression hydrostatique et la pression de formation. La force de frottement entre la colonne de forage et la formation est si élevée que vous ne pourrez pas déplacer la tige. Le coincement différentiel a tendance à se produire facilement lors du forage dans des réservoirs épuisés. De plus, ce mécanisme de coincement se produit presque toujours lorsque la colonne de forage est arrêtée depuis longtemps. (Harish's, 2015)

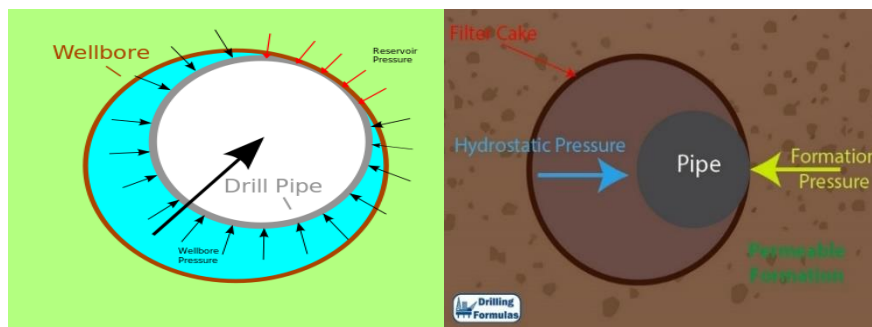


Figure II-8. Coincement par pression différentiel. (DF,2011)

II.3.2.1.1 Causes

- La colonne de forage entre en contact avec une zone perméable.
- Lorsque le mouvement de la colonne s'arrête, un filtre à gâteau statique se développe.
- Une pression différentielle élevée exerce une force de coincement différentiel sur la zone de contact de la colonne de forage.

II.3.2.1.2 Signes précurseurs

- Il existe un fort déséquilibre (**over balance**) de pression entre le puits et la formation. Le risque de coincement différentiel est particulièrement élevé, surtout dans les formations fortement déplétées.
- Lorsque la colonne de forage est déplacée, le couple, le poids de levage et le poids de relâchement augmentent. Une fois que cela se produit, il est possible que vous ne puissiez plus tirer ou faire tourner la tige.

II.3.2.1.3 Indices

- Se produit après une période d'arrêt de la colonne de forage.
- La colonne ne peut pas être tournée ou déplacée.
- La circulation n'est pas restreinte.

II.3.3 La Géométrie du puits (Wellbore geometry)

Le mécanisme de coincement du train de forage dû à la géométrie du puits se produit lorsque la forme du puits et l'assemblage de fond de trou (BHA) ne correspondent pas. Par conséquent, le train de forage ne peut pas passer dans cette section. (Harish's, 2015)

II.3.3.1 Assemblage rigide (STIF assembly)

II.3.3.1.1 Causes

Le puits est foré avec du BHA souple (limber BHA). Lorsque le BHA souple est retiré et que le BHA plus rigide (STIF) est utilisé comme BHA suivant, le BHA rigide est incapable de passer le trou existant en raison d'une patte de chien excessive et finalement le BHA se coince.

II.3.3.1.2 Signes précurseurs

- Gravité excessive de Dog Leg forée.
- Le BHA tiré est Under Gauge.
- Lors de La descente dans le trou avec un nouveau BHA, un poids de pose soudain est observé.

II.3.3.1.3 Indices

- Le BHA a une possibilité de se coincer dans les zones à forte dog leg.
- Le problème survient le plus souvent lors de la descente dans le trou.
- La circulation n'est pas restreinte.

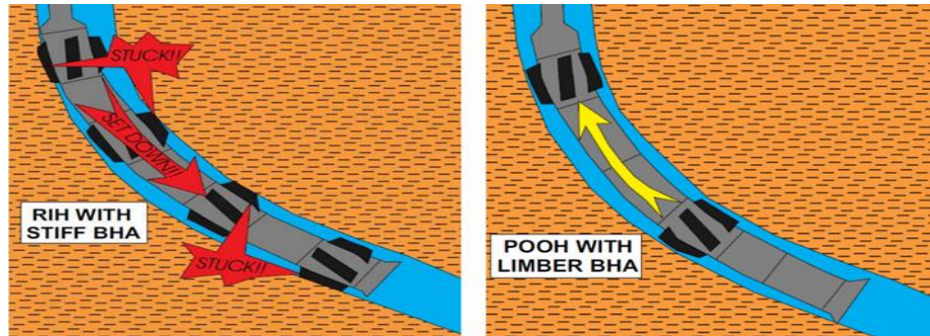


Figure II-9. Assemblage rigide (STIF assembly) (DF,2011)

II.3.3.2 Trou de serrure (Key seat)

C'est un trou supplémentaire aura généralement l'identification des joints du tige de forage et de DC ne passeront pas par ce trou supplémentaire en tripping out. (Harish's, 2015)

II.3.3.2.1 Causes

Pendant le forage, avec une tension et une torsion élevée dans un train de tiges, le train de tiges crée une usure, appelée key Seat, puits de forage où il y a des changements de direction. La formation molle à moyennement dure à une grande tendance à devenir key Seat formation. En sortant du trou, le BHA se coince dans ces grooves.

II.3.3.2.2 Signes précurseurs

- Angle de déviation élevé dans la partie supérieure du puits.
- Longues heures de forage sans passages de nettoyage (wiper trips) à travers la section déviée.
- Traction cyclique excessive aux intervalles de joints d'outils lors des remontées.

II.3.3.2.3 Indices

- Cette situation se produit uniquement lors des remontées du trou.
- La circulation n'est pas restreinte.
- Une traction excessive est soudainement observée lorsque le BHA entre dans la key Seat.
- La descente est possible.

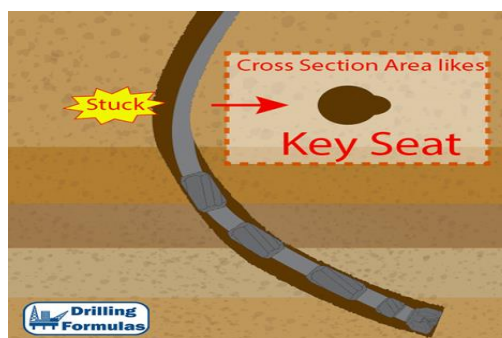


Figure II-10.Trou de serrure.

II.3.3.3 Micro dog leg

Ces micro-déviations se produisent dans les zones où de nombreux changements d'inclinaison et d'azimut sont effectués, en particulier dans les formations rocheuses alternant roches dures et tendres. La présence de micro-déviations dans le puits peut entraîner le blocage de l'assemblage de fond de trou. (**Harish's, 2015**)

II.3.3.3.1 Signes précurseurs

- Le forage traverse des formations alternant couches dures et tendres. Cela est facilement observable par les variations de vitesse de pénétration (**ROP**).
- Les changements fréquents d'inclinaison et d'azimut peuvent contribuer à ce problème.
- L'utilisation d'un moteur de forage pour forer le puits est un facteur aggravant du fait des opérations combinées de rotation et de glissement.

II.3.3.3.2 Indices

- Le couple (torque) et la résistance (drag) à la traction pendant le forage sont irréguliers.
- Cela peut se produire lors de la descente ou de la remontée du train de forage.
- La circulation n'est pas restreinte.

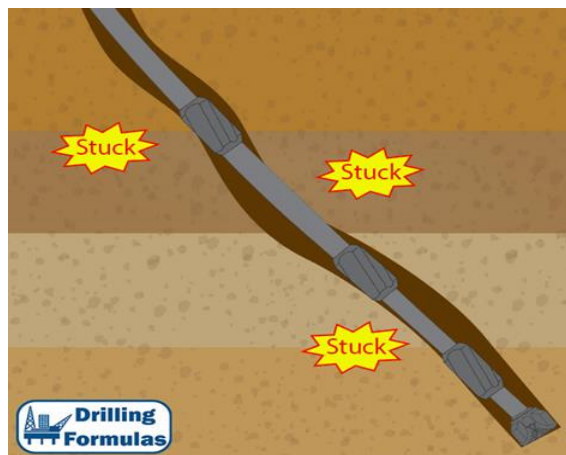


Figure II-11. Micro dog leg (DF,2011).

II.3.3.4 Rebords (Ledges)

II.3.3.4.1 Causes

Les **Ledges** se forment lors du forage dans des formations successives comprenant des zones tendres, dures et naturellement fracturées. Les stabilisateurs du **BHA** (Bottom Hole Assembly) et les joints d'outils usent facilement les formations tendres et fracturées, tandis que les formations dures conservent leur diamètre intact (taille du trou inchangée), Si de nombreux rebords se forment dans le puits, le train de forage peut se coincer sous ces rebords (**Harish's, 2015**).

II.3.3.4.2 Signes précurseurs

- Le forage traverse des formations alternant couches dures et tendres. Cela est facilement observable par les variations de vitesse de pénétration (**ROP**).
- L'analyse des échantillons de boue de forage confirme la présence de roches tendres et dures.
- Il existe un risque de traverser des formations fracturées.

II.3.3.4.3 Indices

- Taux de traction (Overpull) irrégulier.
- Se produit lors des descentes/remontées du train de forage et est lié aux micro-déviation.
- La circulation du fluide de forage n'est pas obstruée.

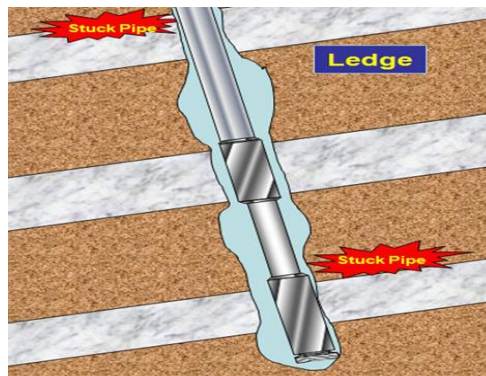


Figure II-12. Rebords. (DF,2011)

II.3.3.5 Formations mobiles

Ce phénomène se produit dans les formations "plastiques" telles que les schistes et le sel. Lors du forage, ces formations ont tendance à s'écouler dans le puits. (**Harish's, 2015**)

II.3.3.5.1 Causes

La pression des couches supérieures (overburden weight) exerce une pression sur le sel ou le schiste plastique, les faisant s'écouler dans le puits.

Le BHA (Bottom Hole Assembly) se bloque dans la section du trou rétrécie.

II.3.3.5.2 Signes précurseurs

- Présence probable de sel ou de schiste plastique.
- Augmentation soudaine de la force de traction (pull) ou le poids posé (set down weight).
- Augmentation soudaine du couple lors du forage rapide dans une formation plastique.

II.3.3.5.3 Indices

- Se produit généralement lors de la sortie du trou (Puling out of hole - POOH), mais possible également lors de la rentrée dans le trou (Running in hole - RIH) après une longue période hors du trou.
- Peut se produire pendant le forage si la formation se déplace rapidement.
- Le blocage se produit avec le BHA à la profondeur de la zone plastique.
- La circulation du fluide de forage est normale ou légèrement restreinte.

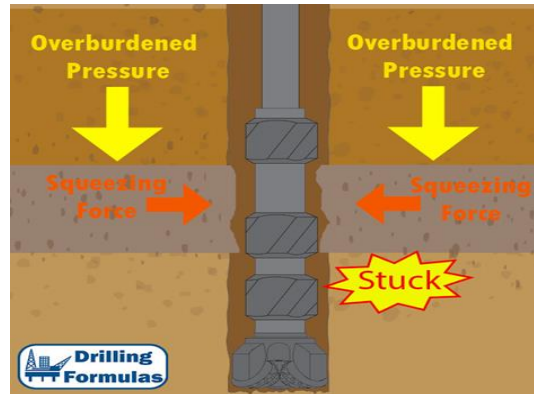


Figure II-13. Formations mobiles. (DF,2011).

II.3.3.6 Trou sous-calibré (Under gauge borehole)

Lors du forage de longues sections de formations abrasives, la protection de calibre (gauge protection) sur le trépan et les stabilisateurs peut s'user au point de devenir inefficace (**Harish's, 2015**).

II.3.3.6.1 Causes

Un trou sous-calibré peut se produire lors du forage de formations dures et abrasives qui usent le trépan. Lorsque le trépan est sous-calibré en raison de l'usure causée par la formation abrasive sur le trépan et les stabilisateurs, le diamètre du trou diminue. Lors de la descente du nouveau train de forage (BHA), le nouveau trépan/BHA peut se coincer dans la section sous-calibrée du trou. De plus, si un carottage est effectué avec un trépan carottier plus petit que le trépan suivant, ce dernier peut se coincer en haut de la section carottée.

II.3.3.6.2 Signes précurseurs

Ce risque se présente lorsque :

- Un trépan PDC succède à un trépan tricône.
- On descend le train de forage (RIH) après un carottage.
- On fore dans des formations abrasives.
- Le trépan et les stabilisateurs sont sous-calibrés.

II.3.3.6.3 Les indices

- Se produit uniquement lors de la descente du train de forage (**RIH**).
- Augmentation soudaine de poids posé (**set down weight**).
- Trépan coincé près du fond ou en haut de la section carottée.
- Circulation du fluide de forage normale ou légèrement restreinte.



Figure II-14. Under gauge borehole. (DF,2011).

II.3.4 Les interventions à effectuer pour libérer la tige de forage coincée

II.3.4.1 Libération d'un outil de forage coincé par accumulation de matière étrangère dans le trou (Pack off et bridging)

Ces instructions servent de guide pour libérer un train de forage coincé par accumulation de matière étrangère dans le trou.

II.3.4.1.1 Que faire pour libérer l'outil de forage coincé ?

- Circuler à faible débit (pression de pompage de 300 à 400 psi). Il est crucial d'utiliser un faible débit car un débit élevé aggraverait la situation de blocage.
- Si le train de forage se bloque en remontant ou à l'arrêt : Jar vers le bas avec la charge de déplacement maximale et un couple peuvent être appliqués sur le train de forage. Ne pas jar vers le haut. Soyez prudent lors de l'application du couple, ne dépassez pas le couple de serrage.
- En revanche, si le train de forage se bloque en descendant : Jar vers le haut avec la charge de déplacement maximale. Ne pas appliquer de couple sur le train de forage lors du jar vers le haut.
- Le jar pour libérer l'outil peut prendre beaucoup de temps (plus de 10 heures), soyez donc patient. (**Harish's, 2015**)

II.3.4.1.2 Que faire une fois l'outil libéré ?

- Augmenter le débit et circuler pour nettoyer le puits de forage au débit maximum autorisé. Le débit doit être supérieur à la vitesse de glissement des débris pour les transporter efficacement.
- Effectuer des mouvements alternatifs et une rotation continue pendant la circulation pour améliorer le nettoyage du trou. Travailler le train de forage avec toute la longueur d'une barre si possible.
- S'assurer que le puits de forage est propre avant de poursuivre l'opération. Vous pouvez vérifier l'état du trou à partir du shaker.
- Un nettoyage par balayage peut être utilisé pour améliorer le nettoyage du trou.
- Rétro-aléser ou effectuer un court passage dans la zone ayant causé le blocage de l'outil.

II.3.4.2 Libération d'un outil de forage coincé par pression différentiel

Ces instructions servent de guide pour libérer un train de forage coincé par collage différentiel.

II.3.4.2.1 Actions principales pour libérer l'outil

- Appliquer le débit maximum possible.
- Appliquer le couple maximum sur le train de forage et descendre en tournant jusqu'à la profondeur de blocage. Le couple augmente les chances de libérer l'outil.
- Détendre le poids du train de forage jusqu'au poids maximum de pose.
- Jar vers le bas avec la charge de déplacement maximale. Un couple peut être appliqué avec précaution pendant le jar vers le bas. La chance de libérer l'outil par jar vers le bas est plus élevée que par jar vers le haut. Soyez patient lors de l'utilisation d'un jar hydraulique, chaque cycle pouvant prendre environ 5 minutes.

II.3.4.2.2 Actions secondaires possibles

- Réduire la pression hydrostatique en pompant de la boue/mélange allégé. Assurez-vous que la pression hydrostatique globale reste suffisante pour contrôler les fluides de réservoir et éviter qu'ils ne pénètrent accidentellement dans le puits.
- Continuer à jar vers le bas avec la charge de déplacement maximale et appliquer un couple sur le train de forage.
- La libération de l'outil peut prendre beaucoup de temps, soyez patient. **(Harish's, 2015)**

II.3.4.2.3 Que faire une fois l'outil libéré ?

- Circuler au débit maximum autorisé. Le débit doit être supérieur à la vitesse de glissement des débris pour les transporter efficacement.
- Effectuer des mouvements alternatifs et travailler l'outil de forage tout en nettoyant le trou. Assurez-vous de pouvoir travailler l'outil sur toute la longueur d'une barre ou d'un joint pendant la circulation.

- Conditionner la boue avant de poursuivre le forage. Si vous continuez à forer avec une boue de mauvaise qualité, le collage différentiel risque de se reproduire (**Harish's, 2015**).

II.3.4.3 Libération d'un outil de forage coincé en raison de la géométrie du puits de forage

Ces instructions servent de guide pour libérer un train de forage coincé en raison de la géométrie du puits.

II.3.4.3.1 Que faire pour libérer un outil de forage coincé en raison de la géométrie du puits de forage ?

- Si le train de forage se bloque en remontant : Jar vers le bas avec la charge de déplacement maximale et un couple (**torque**) peuvent être appliqués sur le train de forage. Soyez prudent lors de l'application du couple, ne dépassez pas le couple de serrage.
- En revanche, si le train de forage se bloque en descendant : Jar vers le haut avec la charge de déplacement maximale. Ne pas appliquer de couple (**torque**) sur le train de forage lors du jar vers le haut.
- Le débit doit être réduit lors de la tentative de libération du train de forage. Ne pas utiliser un débit élevé car cela aggraverait la situation de blocage et vous ne pourriez plus libérer l'outil.
- La libération du train de forage par jar peut prendre du temps, soyez donc patient.
- Si la formation dans laquelle vous êtes coincé est du calcaire ou de la craie, de l'acide peut être pompé pour dissoudre les débris autour de l'outil.
- Si le train de forage est coincé dans une formation de sel, l'introduction d'eau douce est une autre option pour dégager le sel dans l'espace annulaire.
- Veuillez toujours tenir sérieusement compte de la maîtrise du puits avant d'introduire des matériaux légers (acide ou eau douce) autour du train de forage. Vous devez vous assurer que la pression de formation est toujours maîtrisée, sinon vous aurez également à gérer un problème de maîtrise du puits (**Harish's, 2015**).

II.3.4.3.2 Que faire une fois le train de forage libéré ?

- Augmenter le débit et faire circuler le fluide pour nettoyer le puits de forage. Le débit dans l'annulaire doit être supérieur à la vitesse de glissement des débris afin de les transporter efficacement.
- Effectuer des mouvements alternatifs et travailler l'outil de forage tout en nettoyant le trou.
- S'assurer que le puits de forage est propre avant de poursuivre l'opération.
- Rétro-aléser ou effectuer un court passage dans la section ayant causé le problème (**Harish's, 2015**).

II.4 Traitement et résolution des problèmes de coincement

Pour la réussite d'une technique de décoincement de la BHA, il est indispensable de connaître avec précision les circonstances du coincement et de pouvoir analyser les différents enregistrements concernant la phase du forage en cours.

Quand un coincement a lieu, on procède à l'application des techniques suivantes

II.4.1 Le battage

Le battage est une méthode mécanique couramment utilisée dans le domaine du forage pour débloquent les garnitures coincées dans un trou de forage. Cette technique consiste à appliquer des chocs répétés et contrôlés sur la partie coincée de la garniture l'aide d'un jar, afin de la libérer.

Le principe de fonctionnement est basé sur la propagation d'ondes de vibration à travers la garniture. Ces ondes, générées par les chocs, ont pour but de rompre la friction entre la garniture et les parois du trou de forage, permettant ainsi de la débloquent.

II.4.2 Injection des bouchons

Ces bouchons seront mis en place au droit de la zone du coincement pour imprégner le cake et seront progressivement déplacés dans l'espace annulaire. Le principal but de ces bouchons est de fragiliser le cake et d'abaisser le coefficient de friction C_f . Les bouchons ont également un effet sur la pression différentielle si leur densité est plus faible que celle de la boue dans l'espace annulaire (GOSSI, 2015).

II.4.2.1 Procédure de mise en place du bouchon d'acide

Mise en place des unités de pompage des fluides et les citernes, après Faire la réunion de sécurité à tout le personnel présent sur chantier.

Le volume utile d'acide à pomper dépend de l'épaisseur « e » de la formation à dissoudre sur une longueur donnée, sachant qu'il faut 12.269 m³ d'acide, 15 % pour dissoudre 01 m³ de calcaire.

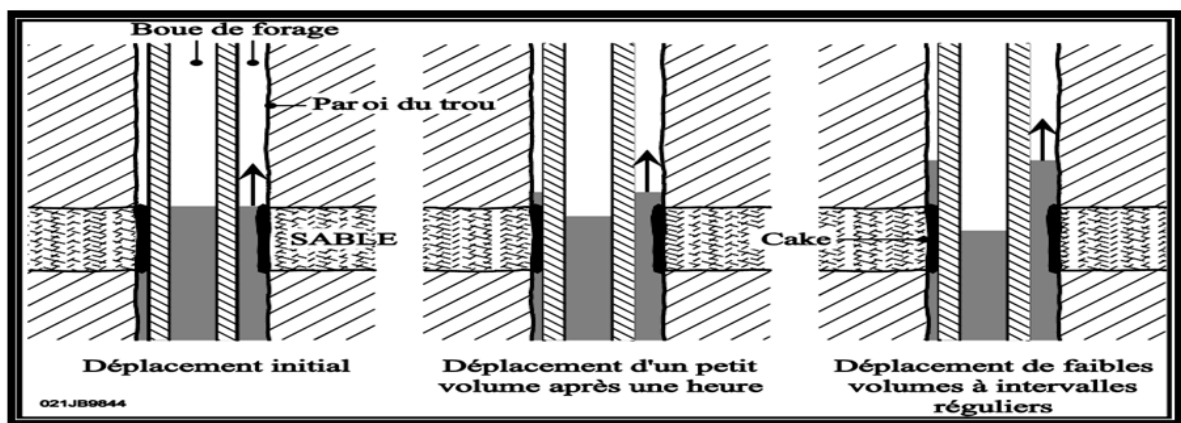


Figure II-15. Procédure de mise en place du bouchon d'acide (DF,2011).

Figure présente effet de l'acide sur le filtre cake

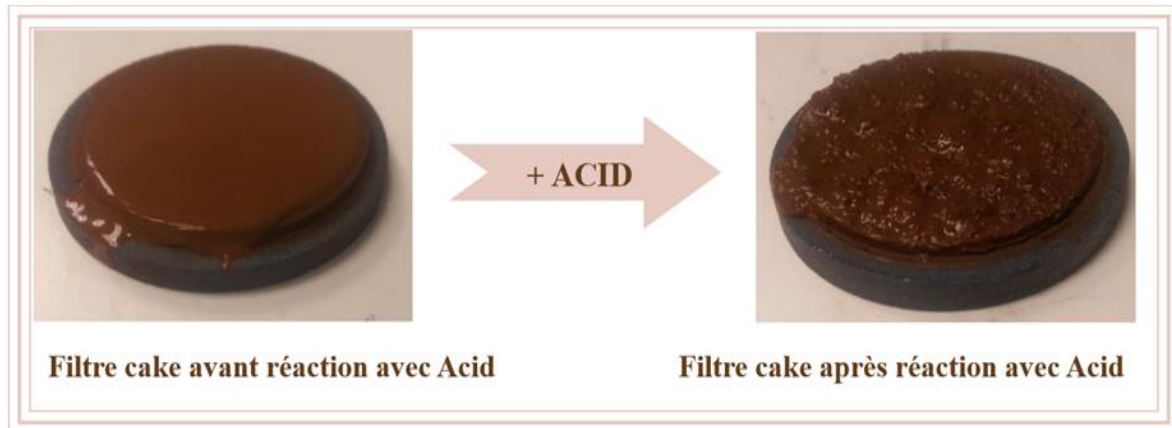


Figure II-16. Effet de l'acide sur le filtre cake (Mud Engineer)

II.4.2.2 Procédure de spotting

Il s'agit d'un mélange de surfactants et d'émulsifiants mélangés à une huile de base ou à un fluide respectueux de l'environnement.

Le fluide de spotting réduit la tension superficielle entre le puits de forage et le train de forage, et pénètre également dans le cake de paroi, favorisant son décollement de la paroi du puits.

Le succès du fluide de spotting dépend de :

- **Le volume déplacé :** Le point de blocage est localisé et une quantité suffisante de produit est mélangée pour couvrir tout le tuyau en dessous de ce point. Un excédent de 50 % est normalement mélangé pour tenir compte de l'élargissement du trou.
- **Placement correct :** Le produit est déposé sur le point de blocage en laissant 10 barils dans le train de forage. Un demi-baril est ensuite pompé toutes les demi-heures pendant le travail du tuyau.

Le produit doit être laissé tremper pendant au moins 8 heures avant d'être abandonné. Si le tuyau n'est pas libéré après 40 heures, envisagez un dévissage.

Le produit doit être pompé dès que possible après le coincement. (GOSSI, 2015)

II.4.3 Dévissage (Back-Off)

Lorsque les essais de décoincement n'ont donné aucun résultat, il faut procéder au dévissage (Back off) de la partie libre de la garniture. Il existe deux méthodes pour dévisser une garniture coincée :

Une méthode mécanique par mesure d'allongement (extentiomètre) de la garniture coincée donne une connaissance approximative du point de coincement mais permet d'anticiper sur le programme et le matériel nécessaire pour l'intervention après dévissage.

CHAPITER II :Aperçu sur les mécanismes de coincement et présentation des équipements spéciaux

Une mesure électrique appelée " Free point Indicator " qui donne d'excellent résultat dans les tiges et les tiges lourdes.

Tension à appliquer pour le dévissage : La détermination de la tension à appliquer en surface est délicate ; elle résulte de la répartition des contraintes axiales au sein de la garniture. La tension T exprimée en kdaN à appliquer en tête de la garniture en tenant compte de la pression hydrostatique s'exerçant sur la section d'étanchéité du joint à dévisser est donnée par la formule suivante :

$$T = P + \frac{P_h \times S}{1000} \quad (II.1)$$

T : traction à appliquer sur la garniture exprimée en kdaN.

P : poids dans la boue de la garniture libre exprimé en kdaN.

Ph : pression hydrostatique régnant au droit du joint à débloquent exprimée en bar.

S : section d'étanchéité au droit du joint à débloquent en exprimée en cm² (**Instrumentations en forage sonatrach**).

II.4.3.1 Indicateur de point de coincement (Stuck point indicator tool - S.I.T)

L'outil mesure l'allongement et la torsion des tiges de forage soumises à une traction et à un couple appliqué en surface. Le point de coincement est localisé à l'endroit où, à la fois, la traction et le couple ne sont plus transmis.

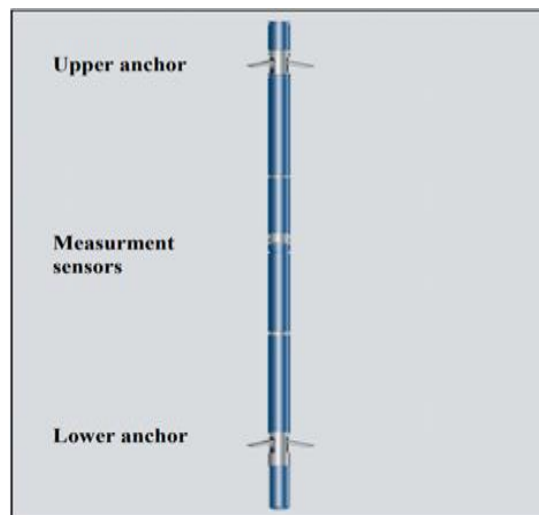


Figure II-17. Outil pour déterminer le point de coincement (Stuck point indicator tool - S.I.T).

II.4.4 Le repêchage

Le repêchage, dans le domaine du forage, est une procédure employée pour récupérer du matériel coincé ou tombé au fond d'un trou de forage. Ce matériel peut être une tige de forage, un outil de forage, ou tout autre élément essentiel à la poursuite des opérations.

CHAPITER II :Aperçu sur les mécanismes de coincement et présentation des équipements spéciaux

Le processus de repêchage implique généralement l'utilisation d'outils spécialisés conçus pour s'accrocher au matériel coincé et le ramener à la surface. Le choix de l'outil et de la technique de repêchage dépend de plusieurs facteurs, tels que la nature du matériel coincé, la profondeur du trou de forage et les conditions géologiques du terrain.

Le repêchage est une opération délicate et souvent coûteuse. Il est crucial de faire appel à des professionnels expérimentés disposant des outils et de l'expertise nécessaires pour mener à bien l'opération en toute sécurité et avec le minimum de dommages au trou de forage.

II.4.5 Le Side-Track

Un Side-Track est réalisé pour forer un nouveau trou à partir d'un puits existant. Cette opération consiste à abandonner la section inférieure d'un puits suite à une instrumentation infructueuse ou pour raisons géologiques.

II.4.5.1 Type de Side-track

II.4.5.1.1 Sidetrack en trou ouvert

Dès la prise de décision de Side-track il est nécessaire de rechercher la zone où la formation présente les caractéristiques les plus aptes à permettre un Side-track. Cette opération se fait en analysant les avancements rencontrés en cours de forage. La formation idéale est une formation consolidée associée à une vitesse de pénétration élevée et un trou calibré.

Dans tous les cas éviter de débiter le Side-Track dans des argiles en raison des risques de cavage en début de déviation. **(Instrumentations en forage Sonatrach)**

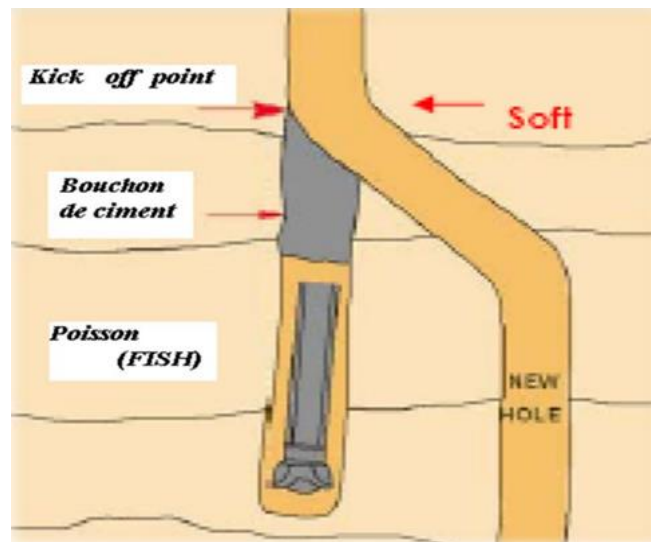


Figure II-18. Sidetrack en trou ouvert (Instrumentations en forage sonatrach)

II.4.5.1.2 Side-track en tubage

- **Side-track avec section Mill**

Comme dans le cas du Side-Track en trou ouvert on choisira au préalable la zone de Side-Track en fonction des terrains et de leur forabilité (ROP), mais aussi en fonction de la qualité de la cimentation. Un CBL-VDL est nécessaire pour déterminer la qualité de la cimentation, si celui-ci n'est pas disponible, il faut le refaire. Si la cimentation est vraiment mauvaise, une restauration par squeeze de ciment derrière le tubage sera nécessaire. Il ne sera pas possible de fraiser un tubage qui est libre ou mal cimenté, celui-ci va se mettre à vibrer et rendra l'opération impossible.

Dans la mesure du possible, éviter de faire une fenêtre en face des argiles, préférer les formations calcaires ou les grès de bonne forabilité (**Instrumentations en forage sonatrach**).

- **Side-track avec whip stock**

Dans le cas où le tubage est bien cimenté et en bon état (Absence de corrosion ou de déformations) cette technique est en fait la plus sûre.

Comme pour les autres méthodes, le choix de la zone de Side-Track sera fait en fonction des formations rencontrées. La longueur minimum de fenêtre nécessaire pour sortir du tubage dans ce cas est de 9 mètres, on évitera d'avoir un manchon et l'habillage dans la zone d'ouverture.

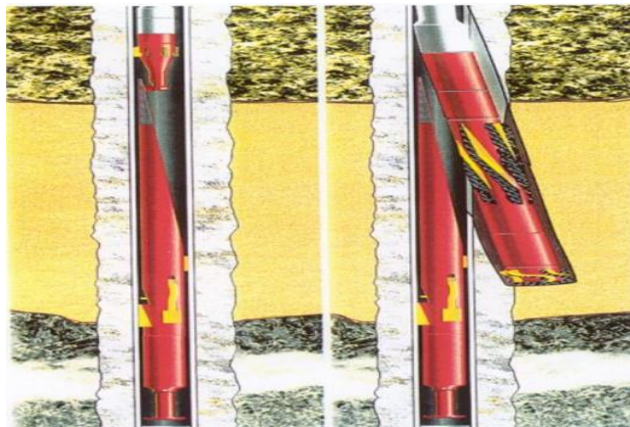


Figure II-19. Side-Track avec Whip Stock (Instrumentations en forage Sonatrach)

II.5 Présentation des équipements spéciaux

Le coincement de la tige de forage est un problème courant dans l'industrie du forage qui peut entraîner des retards importants et des coûts élevés. Il est donc crucial de mettre en œuvre des mesures de prévention efficaces avec disposition des équipements spécialisés.

II.5.1 Le liner

Une colonne perdue est un tube de forage utilisé pour renforcer un tubage existant en stabilisant une section affaiblie ou découverte. Elle s'étend du point d'installation jusqu'à une profondeur prédéterminée à l'intérieur du tubage initial.

La colonne perdue joue un rôle crucial dans la sécurisation du puits en offrant les avantages suivants :

- Renforcement du tubage existant : Elle renforce la structure du tubage initial, en particulier dans les zones fragilisées ou découvertes.
- Prévention des fuites d'effluent : Le chevauchement entre la colonne perdue et le tubage existant, généralement compris entre 50 et 150 mètres, assure une étanchéité optimale, empêchant les fuites d'effluent pendant la production.
- Stabilisation du puits : Elle stabilise le puits en consolidant les parois et en prévenant les effondrements potentiels.

L'étanchéité entre la colonne perdue et le tubage existant est primordiale pour prévenir les fuites d'effluent. Cette étanchéité peut être renforcée par l'utilisation d'un packer, un élément de garniture placé à l'extrémité supérieure de la colonne perdue (**A. Slimani, 2002**).

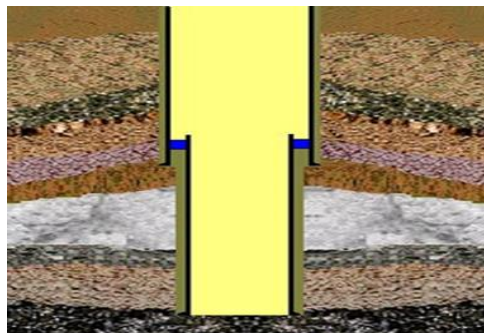


Figure II-20. Le liner

Le nombre de colonnes perdues dépend du programme, de la capacité de l'appareil et des conditions du puits. Elles peuvent être installées en simple, double ou même en nombre plus important.

Les colonnes perdues de production sont généralement descendues à l'extrémité du tubage, tandis que celles posées en cours de forage le sont à l'extrémité des tiges et sont toujours cimentées.

Pose d'une courte colonne perdue sur le fond est Possible, mais risque de compression des tubes et de mauvaise cimentation et Utilisée dans les puits fortement déviés/horizontaux (liner sur le flanc).

Renforcement d'une colonne de tubage affaiblie avec descendre une nouvelle colonne de même diamètre que le liner et raccorder au liner par une extension avec garnitures d'étanchéité (tie-back) une colonne continue du fond jusqu'à la surface (**A. Slimani, 2002**).

II.5.1.1 Avantages du liner

Le principal atout du liner réside dans sa simplicité, se traduisant par un nombre réduit de tubes. Cela se traduit par de nombreux avantages, à la fois économiques et sécuritaires, sans pour autant compromettre la qualité du travail (**A. Slimani, 2002**).

Les principaux avantages du liner sont les suivants :

- Descente rapide : Réduit les risques de coincement liés à l'arrêt de la circulation.
- Coût réduit : Moins de tubes et d'opérations nécessaires.
- Capacité de levage réduite : Facilite la manipulation et diminue les risques.
- Garniture de forage mixte : Offre une meilleure flexibilité et adaptabilité.
- Capacité de la tête de puits réduite : Simplifie l'installation et diminue les coûts.
- Temps de préparation réduit : Permet une mise en œuvre plus rapide.
- Flexibilité accrue : Meilleure adaptation aux conditions du puits.
- Réduction des pertes de circulation : Amélioration de la sécurité et de l'efficacité.
- Complétion dans le tubage précédent : Offre une solution alternative si les équipements ne passent pas dans le liner.

II.5.2 Les complétions par liner avantages et fonctionnement

Les complétions par liner ressemblent aux complétions en trou ouvert dans la mesure où un tubage doit être posé avant de forer l'intervalle de production. L'avantage d'une complétion par liner est la possibilité de changer le système de fluide de forage et d'utiliser un fluide non endommageant pour forer l'intervalle productif. Plusieurs types de complétions par liner sont couramment utilisés dans les complétions de puits. Ceux-ci inclus :

- Liner à fentes.
- Liner et crépine.
- Liner cimenté.

II.5.2.1 Liner à fentes (Slotted liner)

La complétion par liner à fentes est similaire à une complétion en trou ouvert et présente tous les principaux avantages et inconvénients discutés pour les complétions en trou ouvert. La seule différence est qu'un liner à fentes est suspendu dans l'intervalle en trou ouvert pour minimiser le décollement de la formation dans le trou de forage (Figure II 22 b) (**Holditch, S. A. 1992**).

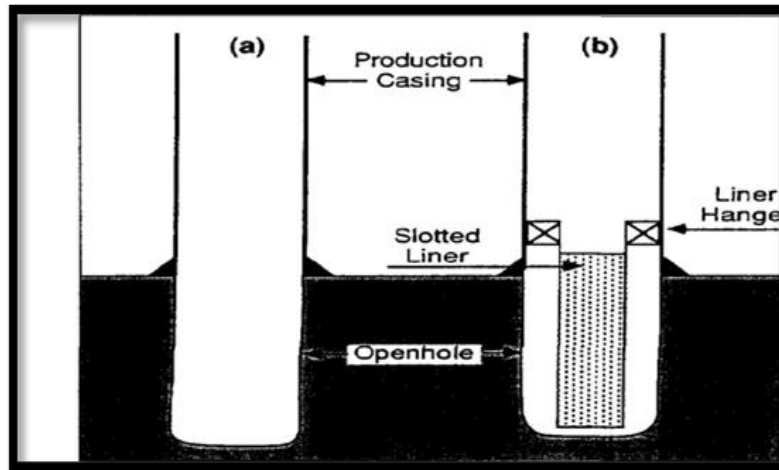


Figure II-21. Schéma de puits foré illustrant (a) une complétion en trou ouvert et (b) une complétion avec Slotted liner. (Holditch, S. A. 1992)

II.5.2.2 Liner et crépine

Une complétion par liner et crépine est similaire à la complétion par liner à fentes en ce sens qu'un ensemble écran et liner est posé dans la section en trou ouvert du puits. La différence est que de la gravel pack est parfois placée derrière l'écran (Figure II 23 a). Les avantages et les inconvénients sont les mêmes que pour les complétions en trou ouvert. La complétion par liner et crépine est principalement utilisée dans les formations non consolidées pour empêcher le mouvement des matériaux de la formation dans le puits de forage, limitant ainsi l'écoulement des fluides du réservoir (Holditch, S. A. 1992).

II.5.2.3 Liner cimenté

La complétion par liner cimenté est utilisée lorsqu'un tubage intermédiaire est posé dans un puits avant d'atteindre la profondeur totale (Figure II 23 b). Le tubage intermédiaire est souvent utilisé pour isoler des zones derrière le tubage, telles que des intervalles à basse pression qui ont tendance à provoquer des problèmes de pertes de circulation, ou pour isoler des zones telles que des argiles instables ou des couches de sel. Le tubage intermédiaire est également posé dans les zones de transition entre des intervalles à pression normale et des intervalles en géopression. Une fois le tubage posé, le poids ou la composition chimique du fluide de forage peut être modifié pour poursuivre le forage du puits.

La complétion par liner cimenté présente l'avantage de pouvoir perforer sélectivement des intervalles particuliers derrière le liner. Cette sélection permettra de contrôler à la fois la production et l'injection de fluides dans ces intervalles. Le principal inconvénient d'un liner cimenté est la difficulté d'obtenir une bonne première cimentation derrière le liner. Si une bonne cimentation est obtenue, alors une complétion par liner cimenté est très similaire à une complétion par tubage perforé (Holditch, S. A. 1992).

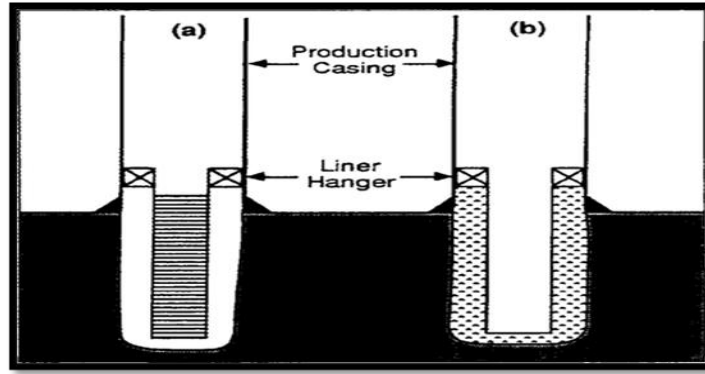


Figure II-22. Schéma de puits foré illustrant (a) une complétion avec crépine et liner et (b) une complétion avec liner cimentée (Holditch, S. A. 1992).

II.5.2.4 Complétion par tubage perforé : Technique la plus courante

La complétion par tubage perforé, illustrée à la (figure II 24 a), est la technique de complétion la plus couramment utilisée aujourd'hui. Le principal avantage de ce type de complétion est que le puits peut être foré et enregistré jusqu'à la profondeur totale avant la pose et la cimentation du tubage de production. En obtenant des carottes et des diagraphies du réservoir potentiel, on peut estimer la valeur économique de ce puits avant d'engager des fonds pour le compléter.

Un autre avantage de la complétion par tubage perforé est qu'il est plus facile d'obtenir une bonne cimentation, par rapport à une complétion par liner. Si la cimentation primaire est correctement réalisée, on peut produire et injecter sélectivement dans le réservoir et isoler des intervalles selon les besoins. La production d'une formation non consolidée peut être réalisée en effectuant un Gravel pack interne (enrobage de gravier). Enfin, la complétion par tubage perforé est assez adaptable aux complétions multiples et aux complétions alternes (**Holditch, S. A. 1992**).

II.5.2.5 Complétions simples

Une fois la décision prise de compléter un puits par une technique en trou ouvert, par liner ou par tubage perforé, il faut décider du nombre d'intervalles de production différents. La méthode la plus courante est la complétion simple, dans laquelle un seul intervalle est produit à la fois (Figure II 24 b). Une complétion simple est facile à mettre en œuvre, entraîne moins de problèmes d'exploitation et coûte moins cher que les complétions multiples. Les complétions simples sont courantes à terre où les réservoirs sont peu profonds ou très profonds. Si la formation est très peu profonde, les coûts de forage sont minimes et les complétions simples sont généralement les meilleures. Dans les puits très profonds, les complétions simples sont préférées en raison de la complexité et du coût associés aux complétions doubles ou triples dans des réservoirs à des profondeurs supérieures à 10 000 pieds (**Holditch, S. A. 1992**).

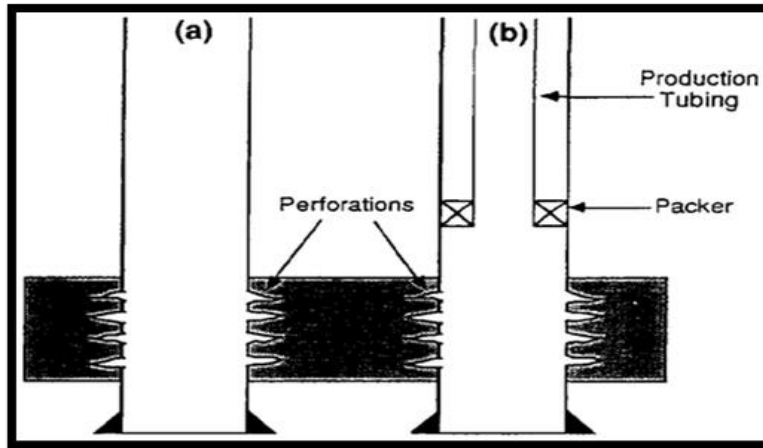


Figure II-23. (a) Une complétion par perforation (b) Une complétion simple à l'intérieur du tubage perforé. (Holditch, S. A. 1992)

II.5.3 Packer ECP

Les packers de tubage externe (ECP) et les packers annulaires de tubage (ACP) sont des packers gonflables qui font également partie intégrante de la colonne de tubage. Ils doivent être gonflés lors de l'installation de l'achèvement. Lorsqu'ils sont gonflés, ils assurent un joint annulaire entre le tubage et la formation de forage ou une colonne de tubage précédemment installée. Les packers sont conçus pour être gonflés avec du fluide (ciment, boue de forage ou eau). Comme les applications à long terme nécessitent un gonflage au ciment pour minimiser les effets néfastes sur le packer, le processus d'installation est également plus compliqué, en particulier dans les puits fortement déviés et horizontaux (Armenta, M.2007).

II.5.3.1 External annular casing packer ECP / ACP applications

Les packers annulaires de tubage (ACP) varient en taille et en type de vanne selon leur utilisation. La plupart peuvent être remplis de boue ou de ciment, mais la pression qu'ils peuvent supporter est limitée. Un remplissage excessif est une cause majeure de défaillance des packers. Deux types de packers annulaires de tubage sont illustrés dans la figure ci-dessus (ECP 2021).

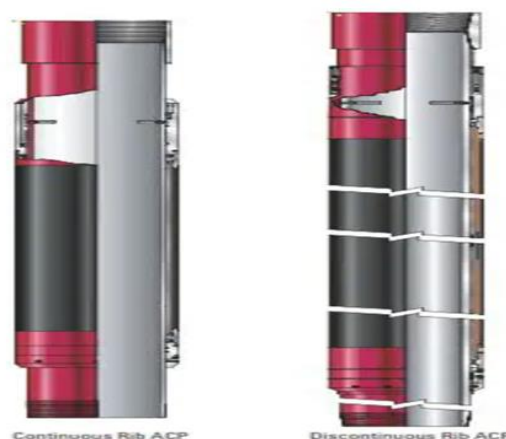


Figure II-24. Annular casing packer ACP / ECP. (ECP 2021)

CHAPITER II :Aperçu sur les mécanismes de coincement et présentation des équipements spéciaux

Packers annulaires de tubage (ECP) est utilisé pour protéger des zones de la formation contre une pression hydrostatique excessive, des fluides contaminants, ou les deux.

Cet équipement est doté d'éléments en caoutchouc expansibles qui se compactent contre la formation pour créer une barrière annulaire imperméable. Les éléments en caoutchouc centralisent également le tubage lorsqu'ils sont déployés.

Le packer de tubage externe est généralement utilisé sous les collets d'étage ou les collets de passage pour protéger la formation en dessous d'une pression hydrostatique excessive ou d'une contamination (Ils sont également utilisés pour tenter de bloquer la migration de gaz et de fluides). Les packers annulaires de tubage peuvent être installés de part et d'autre d'une formation fragile (**ECP 2021**).

Utiliser pour les liners mixtes crépinées pour séparer la partie crépinée de la partie cimentée comme notre cas.

II.5.3.2 Les avantages uniques des packers ECP

- Séparation des zones crépinées et cimentées.
- Prévention des pertes de ciment dans les zones à pertes.
- Contrôle de la pression hydrostatique.
- Prévention de la migration des gaz.
- Prévention de la production d'eau indésirable.
- Protection des formations sensibles.
- Centrage des casings dans les puits horizontaux (**ECP 2021**).

II.5.3.3 Caractéristiques du packer externe de tubage

- Mandrin monobloc continu.
- Spécifications identiques au tubage.
- Résistant au H₂S et au CO₂.
- Composants de vanne facilement remplaçables.
- Re-goupillable facilement.
- Disponible en dégagement spécial.
- Disponible à haute température.

II.5.3.4 Installation du packer

- Ne pas heurter le packer et ne pas le tirer sur le sol pendant la mise en place du packer sur le plancher de forage.
- Nettoyer les filetages des broches et des boîtes, et appliquer de la graisse d'étanchéité.
- Ne pas utiliser de pinces à l'endroit marqué lors du vissage des filetages.
- Utiliser des centreurs en haut et en bas du packer annulaire de tubage (**ECP**) pour qu'il s'adapte au tubage et pour éviter que l'élément en caoutchouc ne soit coupé par les parois du forage.
- Contrôler avec précision la pression de pose.

- Tenir un registre détaillé de l'état d'utilisation du packer (**ECP 2021**).

II.5.4 Systèmes de pilotage orientable (Rotary steerable system)

Dans de nombreuses régions du monde, les systèmes rotatifs orientables (**RSS**) ont remplacé les moteurs orientables en raison des avantages inhérents de la technologie RSS, notamment un meilleur contrôle directionnel, une tortuosité réduite du puits et des mesures complètes de diagraphie en cours de forage (**LWD**).

Depuis la fin des années 1990, les systèmes rotatifs orientables ont révolutionné le forage et redéfini les limites du forage directionnel. Le forage à portée étendue, les puits multilatéraux et le forage en eaux profondes ont atteint de nouveaux niveaux d'efficacité. Le positionnement des puits a également été amélioré, permettant l'utilisation de la navigation dans les réservoirs, ce qui donne des résultats nets à bruts exceptionnels.

Bien que les systèmes rotatifs orientables (**RSS**) présentent de nombreux avantages, ils se heurtent encore à des problèmes de taux d'accumulation limités, de poids sur le trépan et de fiabilité. En raison du dynamisme du marché, les opérateurs s'attachent à minimiser les coûts et à gagner du temps en réduisant le nombre de courses, en augmentant le taux de pénétration (**ROP**) et en réduisant la longueur de forage pour éviter les travaux directionnels dans les formations problématiques qui peuvent entraîner des problèmes de coincement/glisement et de stabilité du puits (**Al Dabyah, A. 2016**).

II.5.4.1 Forage à moteur orientable (PDM)

Auparavant, le moteur orientable constituait le principal système d'entraînement utilisé pour forer tous les puits directionnels. Le forage à moteur orientable reste une solution très efficace pour de nombreuses applications. Cependant, certaines limitations du forage à moteur orientable observées dans les applications de forage directionnel de plus en plus complexes ont été les principaux facteurs ayant motivé la mise au point de la technologie des moteurs rotatifs orientables. [Rotary steerable systems (RSS)].

II.5.4.2 Limites du moteur orientable

- Glissement/orientation pour le contrôle directionnel :
 - Faible ROP (Taux de pénétration en français)
 - Problèmes de nettoyage des trous.
 - Problèmes de couple et de traînée
- Vitesse de rotation du train de forage limitée par la flexion du moteur.
- Risque de perdre la verticalité du puits dans les formations à pendage élevée.
- Trou de calibre supérieur en mode rotatif.
- Espacement du capteur LWD par rapport au trépan.
- Les stabilisateurs des systèmes de pilotage risquent de s'accrocher à la paroi du trou, réduisant la charge sur le trépan (**Al Dabyah, A. 2016**).

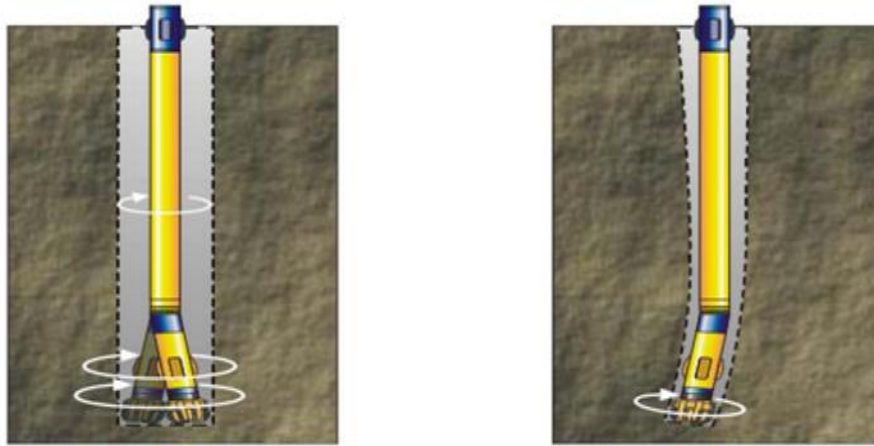


Figure II-25. Motor modes (sliding et rotation). (Al Dabyah, A. 2016)

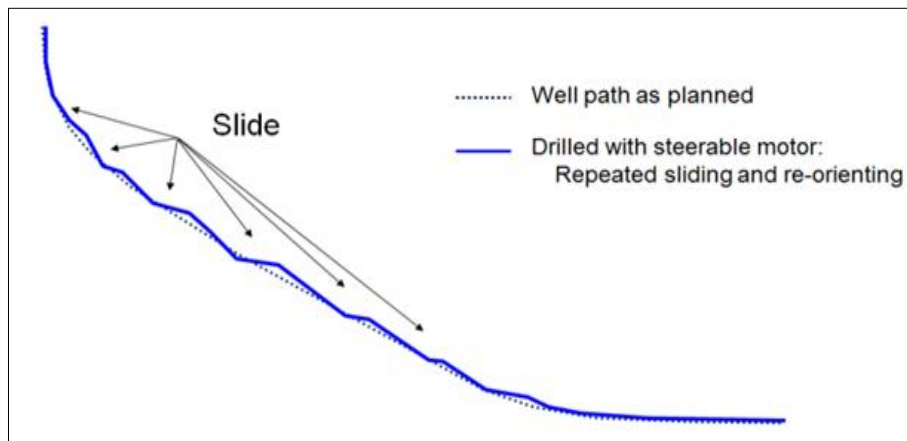


Figure II-26. Mode moteur de forage. (Al Dabyah, A. 2016)

Le forage est toujours étroitement lié au coût. C'est la principale raison pour laquelle un système rotatif orientable a été utilisé à la place d'un moteur conventionnel dans certaines applications.

II.5.4.3 Concepts des systèmes de pilotage orientable (RSS)

Les deux principales innovations des systèmes rotatifs orientables sont :

- Rotation continue du train de forage pendant le pilotage.
- Commande de pilotage hautement automatisée et modification facile des cibles directionnelles par commande en surface.

Ces deux éléments combinés offrent une multitude d'améliorations aux opérations de forage. (Al Dabyah, A. 2016)

II.5.4.4 Avantages des systèmes rotatifs orientables (RSS)

Les systèmes rotatifs orientables (**RSS**) sont un élément reconnu du processus de forage directionnel. Ils offrent à l'opérateur des avantages significatifs, notamment une meilleure qualité du trou, des taux de pénétration élevés, une réduction du couple et de la traînée.

II.5.4.5 Avantages et applications des systèmes rotatifs orientables

Les systèmes rotatifs orientables présentent de nombreux avantages tangibles. Les avantages universels les plus courants des systèmes rotatifs orientables sont les suivants :

- Forage de puits directionnels sans glissement. Le glissement avec un moteur à boue réduit généralement le taux de pénétration.
- Pas de perte de temps pour orienter le train de forage pour le glissement.
- La rotation continue du train de forage réduit les risques de coincement.
- La rotation continue permet un nettoyage constant du trou.
- La rotation permet aux capteurs azimutaux LWD d'obtenir des images complètes du puits.
- La rotation réduit du couple de frottement.
- Le factage de l'outil est contrôlé au niveau du trépan, ce qui permet un contrôle directionnel plus précis et une tortuosité moindre.
- Les systèmes rotatifs orientables permettent généralement d'obtenir un puits de calibre lisse.
- Certains capteurs LWD dans l'assemblage rotatif orientable permettent des mesures à proximité du trépan.

II.5.4.5.1 Rotation du train de forage

L'industrie s'accorde totalement sur le fait que la rotation du train de forage améliore le nettoyage du trou, en particulier pour les trous de taille inférieure à 17 ½ pouces. L'avis général dans l'industrie est que la vitesse de rotation optimale du train de forage est d'environ **120 tours** par minute (**RPM**).

On pense que la rotation du train de forage améliore le nettoyage du trou en perturbant mécaniquement le lit de débris sur le côté bas du trou. Il pourrait également y avoir des effets dus à l'inclinaison du profil de vitesse dans le puits de forage et à la création de tourbillons de Taylor. La reconnaissance de l'impact de la rotation du train de forage sur le nettoyage du trou a été l'un des facteurs qui a encouragé l'utilisation de systèmes de pilotage rotatif. (**Hughes, 2006**).

II.5.4.5.2 Nous utilisons le RSS dans les conditions suivantes

- Environnements de forage à coût élevé.
- Géométrie de puits complexe.
- Exigences de formation (ex : silurien à fort angle d'inclinaison).
- Puits à portée étendue.

II.5.4.6 Inconvénients des systèmes rotatifs orientables (RSS)

Les systèmes rotatifs orientables présentent quelques inconvénients. En voici les principaux :

- Coût quotidien élevé. Les systèmes rotatifs orientables coûtent beaucoup plus cher qu'un système de forage directionnel conventionnel.
- Coût de remplacement élevé en cas de perte dans le trou.
- La puissance rotative est fournie par la surface. Très dépendant de l'installation de forage.
- Les vitesses de rotation élevées peuvent entraîner l'usure de la garniture et du train de forage.
- Sélection de trépan limitée. (Malcore, 2010)

II.5.4.7 Processus de développement des systèmes rotatifs orientables

II.5.4.7.1 Système "Push-the-Bit"

Le système rotatif orientable (SRO) à pousser sur le trépan push the bit oriente le forage en utilisant une force hydraulique appliquée sur des patins pads pour les pousser vers l'extérieur. La direction de cette force appliquée à l'arrière des patins est contrôlée par un robinet interne permettant le passage d'une petite quantité de fluide.

- Système qui utilise la force hydraulique du fluide de forage générée par les différences de pression à travers les **patins pour les pousser vers l'extérieur**. La direction de cette force appliquée à l'arrière des patins est contrôlée par un robinet interne permettant le passage d'une petite quantité de fluide.
- Système qui utilise un manchon non rotatif avec des nervures hydrauliques pour pousser sur la formation.

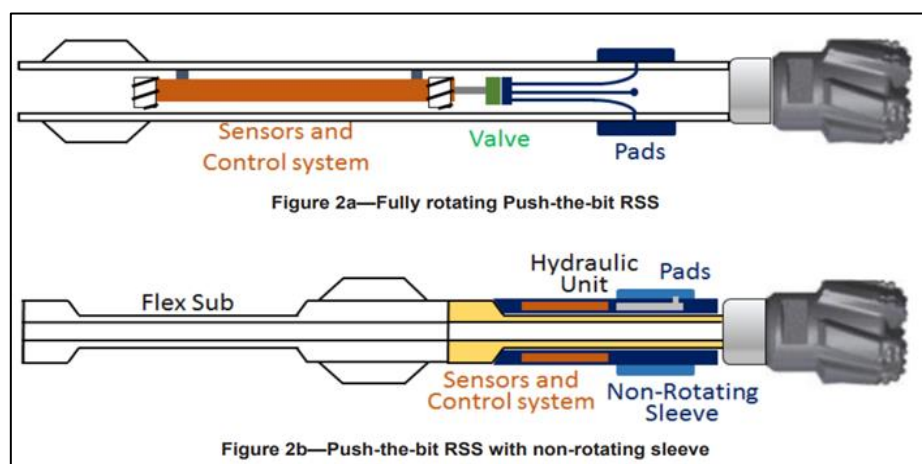


Figure II-27. Système "Push-the-Bit" (Thaiprasert, N 2016)

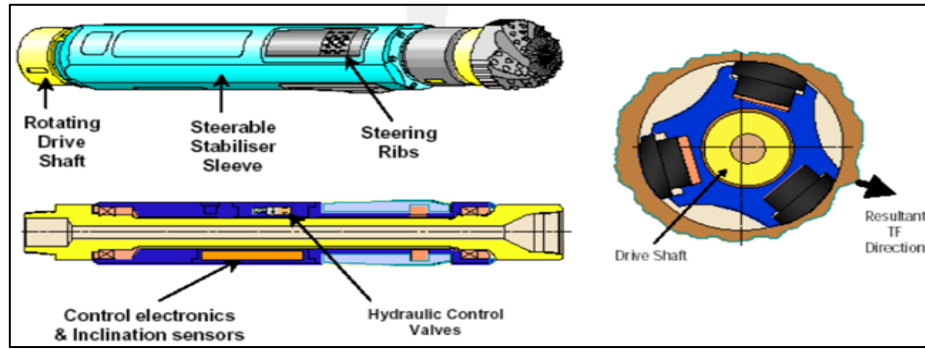


Figure II-28. Autotrack RCLS downhole steering tool system structure. (SHAN JIANG)

II.5.4.7.2 Le système RSS "Point-The-Bit"

Dispose d'un mécanisme interne pour incliner l'arbre du trépan à un angle dans la direction souhaitée afin d'obtenir le même effet que la flexion du moteur à boue tout en maintenant la rotation. Chaque fournisseur de RSS point-the-bit dispose de différents mécanismes pour y parvenir, mais les deux principes principaux sont les suivants :

- Système utilisant un collier ou un manchon non rotatif associé à un stabilisateur spécialement conçu pour saisir la formation qui sert d'ancrage au système pour connaître la direction de pointage.
- Système utilisant un système plus complexe à contre-rotation et un joint universel, Ce système est entièrement rotatif à l'extérieur de l'outil.

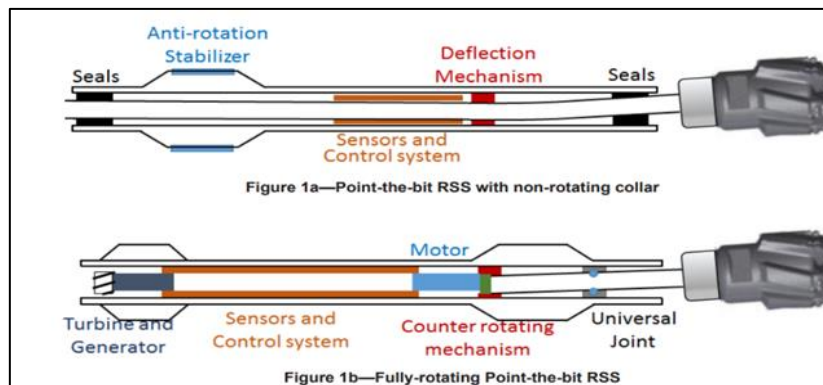


Figure II-29. Le système RSS "Point-The-Bit. (Thaiprasert, N 2016)

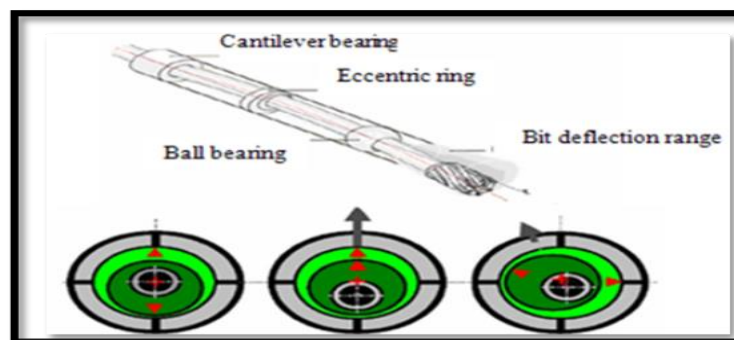


Figure II-30. Geo-Pilot rotary steering drilling system structure. (SHAN JIANG)

II.5.4.7.3 Résumé de quelques RSS typiques en ingénierie de forage pétrolier :

Le tableau si dessus montre que la plupart des outils de pilotage de forage des RSS. Les outils de pilotage de forage SRO ont connu une évolution significative ces dernières années. Le nouveau type hybride de SRO offre des avantages potentiels importants pour la construction de puits plus précis et plus économiques. Des recherches supplémentaires sont nécessaires pour optimiser les performances de ce type d'outil (Zhang, C 2016).

Tableau II-1. Architecture de contrôle typique d'un système de forage orientable en rotation (RSS). (Zhang, C 2016)

COMMON COMMERCIAL RSSs			
Company	Year	Machine Model	Type
Baker Hughes Inteq	1997	Auto-Trak RCLS	Static bias push-the-bit
Pathfinder Energy Services	2003	Pathmaker	Static bias push-the-bit
Noble Corp, NDT	2004	Express Drill	Static bias push-the-bit
TerraVici Drilling Solutions	2005	TerraVici X2	Static bias push-the-bit
Schlumberger	1998	PowerDrive SRD	Dynamic bias push-the-bit
Sinopec	2008	MRSS	Dynamic bias push-the-bit
Gyrodata Incorporated	—	Well-Guide RSS	Static bias point-the-bit
Weatherford	2005	Revolution	Static bias point-the-bit
Halliburton	2006	EZ-Pilot	Static bias point-the-bit
Halliburton	2013	Geo-Pilot Dirigo	Static bias point-the-bit
Schlumberger	2003	PowerDrive Xceed	Dynamic bias point-the-bit
Schlumberger	2011	PowerDrive Archer	The hybrid type

II.5.4.7.4 Dernière génération de technologie RSS :

Le système de pilotage rotatif hybride (RSS) est la dernière génération de technologie RSS sur le marché. Il s'agit d'un hybride des systèmes « Point the Bit » et « Push the Bit ».

Le système est capable de fournir jusqu'à 17 degrés / 100 pieds de taux de construction à partir de n'importe quelle inclinaison, ce qui n'était auparavant possible qu'avec un ensemble moteur conventionnel avec un réglage de flexion élevé (1,5 degré et plus). La nature entièrement rotative du système se traduit par un taux de pénétration global plus élevé par rapport à l'ensemble moteur conventionnel, un meilleur nettoyage du trou et une meilleure qualité du puits de forage en raison d'un trou de forage plus lisse et moins tortueux. Le système réduit également les problèmes de pose de tubage / revêtement / complétions en offrant des taux de construction élevés avec une tortuosité réduite, un état de trou amélioré et un meilleur nettoyage du trou par rapport à un puits foré par moteur.

Disposer d'un outil de système orientable rotatif pouvant fournir un taux de construction élevé permet un coup de pied plus profond à partir de la verticale, ce qui se traduit par des performances de forage vertical avant le coup de pied et des sections de courbe de rayon plus courtes forées, ce qui permet également une exposition plus précoce du réservoir et donc une plus grande capacité de drainage (Eltayeb, M. 2011).

II.5.4.7.5 Le nouveau système est un hybride :

Combinant la technologie éprouvée des RSS **push-the-bit** et **point-the-bit**. Dans un RSS push-the-bit conventionnel, des patins externes poussent contre la paroi du forage, forçant le trépan dans la direction souhaitée. Le moteur orientable classique utilise une courbure externe et le RSS point-the-bit utilise une courbure interne qui désaxe l'outil par rapport à l'axe du forage. La combinaison des deux systèmes offre une capacité de déviation (dogleg) beaucoup plus élevée que chacun d'eux pris séparément.

Le nouveau RSS est constitué d'une unité de commande électronique (control unit) fiable et d'une unité de pilotage mécanique (bias unit). Tous les composants externes tournent entièrement avec le train de forage. En mode de pilotage, l'électronique maintient une vanne rotative en position géostationnaire, détournant environ 4 à 5 % du flux de boue vers un ensemble de patins internes, qui poussent à l'intérieur d'un manchon stabilisateur au lieu de la paroi du forage. Le manchon est articulé sur un joint universel qui pivote et oriente le trépan dans la direction souhaitée. Le degré de déviation est contrôlé par une bague de butée mécanique et maintenu électroniquement dans une direction constante aussi longtemps que nécessaire.

Les essais sur le terrain ont débuté en 2008 et se sont déroulés en deux phases. Dans un premier temps, les essais se sont concentrés sur l'obtention de taux de construction plus élevés qu'auparavant. Cependant, des tests supplémentaires se sont avérés nécessaires lorsqu'il est devenu évident que le système de pilotage hybride nécessitait des forets spécialisés et une gestion de la fatigue pour les assemblages de fond de trou (BHA) (JPT staff, 2013).

II.6 Conclusion

Le coincement de la tige de forage est un problème redouté dans l'industrie du forage, pouvant engendrer des retards considérables et des coûts importants. Ce chapitre a mis en lumière les différents types de coincements, leurs causes, leurs signes précurseurs et leurs solutions.

En complément présentation des équipements spécialisés présentés dans la solution pour un forage sans complications.

CHAPTER III

Développement d'un système d'identification
des mécanismes de coincement du train des
tiges : **STUCK PIPE MECHANISME
IDENTIFICATOR**

CHAPITER III : Développement d'un système d'identification des mécanismes de coincement du train des tiges : STUCK PIPE MECHANISME IDENTIFICATOR

Un coincement de tige de forage exige une intervention rapide et appropriée, car une réaction inadéquate ou tardive risque d'aggraver considérablement la situation et d'entraîner des conséquences catastrophiques.

III.1 Déterminer le type de mécanisme de coincement

III.1.1 Étape cruciale pour une intervention efficace et une prévention durable

Comprendre le mécanisme de coincement du train des tiges est d'une importance capitale pour mener à bien une intervention efficace et durable. En effet, identifier le type précis de coincement permet aux foreurs de :

- **Définir les actions correctives adéquates** : Différents types de coincements nécessitent des approches distinctes. Un diagnostic précis oriente le choix des techniques et outils les plus appropriés pour libérer la conduite coincée.
- **Mettre en place des mesures préventives ciblées** : En comprenant les causes profondes du coincement, il devient possible d'identifier les facteurs à risque et de mettre en place des stratégies pour les minimiser lors de futures opérations de forage.

III.1.2 Crucial pour comprendre les causes

En effet, identifier le type précis de coincement de la conduite est essentiel pour comprendre les causes profondes du problème. Cette connaissance approfondie des facteurs ayant contribué au blocage permet de mettre en place des stratégies efficaces pour minimiser les risques de récurrence.

III.1.2.1 Analyse des causes du coincement

L'analyse du type de coincement offre un éclairage précieux sur les origines du problème. En identifiant les mécanismes en jeu, il devient possible de

- Déterminer les défaillances ou les erreurs de forage ayant pu conduire au coincement.
- Identifier les caractéristiques géologiques du terrain qui ont fragilisé la situation.
- Évaluer les choix de conception de l'assemblage de forage et du puits qui ont pu contribuer au problème.
- Analyser les paramètres de forage qui ont accentué le risque de coincement.

III.1.2.2 Mise en place de mesures préventives

En comprenant les causes profondes du coincement de la conduite, les foreurs peuvent mettre en place des mesures préventives ciblées pour éviter des incidents similaires dans le futur. Ces mesures peuvent inclure :

- L'adaptation des techniques de forage en fonction des conditions géologiques rencontrées.
- La sélection d'un assemblage de forage plus approprié aux caractéristiques du puits.
- L'optimisation des paramètres de forage pour minimiser les risques de coincement.
- La mise en place de procédures de surveillance plus strictes pour détecter les signes avant-coureurs de coincement.

III.2Présentation système d'identification des mécanismes de coincement du train des tiges : « Stuck Pipe Mechanisme Identificator »

Les coincements de conduites de forage constituent un problème majeur dans l'industrie pétrolière, entraînant des retards importants, des coûts supplémentaires et des risques pour la sécurité, La présente communication annonce la création d'un programme innovant baptisé "STUCK PIPE MECHANISME IDENTIFICATOR" ("SPMI" en abrégé). Ce système vise à identifier et à diagnostiquer le type de coincement du train des tiges lors des opérations de forage. SPMI s'appuie sur une approche algorithmique avancée et des techniques d'analyse de données pour fournir une évaluation précise et rapide des mécanismes.

III.2.1 Fonctionnement du système

Le système repose sur une analyse approfondie des données de forage, notamment la circulation, le mouvement de la tige et la rotation, recueillies avant et après le coincement. En combinant ces informations avec des algorithmes avancés et des modèles de simulation de forage, le logiciel établit un diagnostic précis du type de coincement survenu.

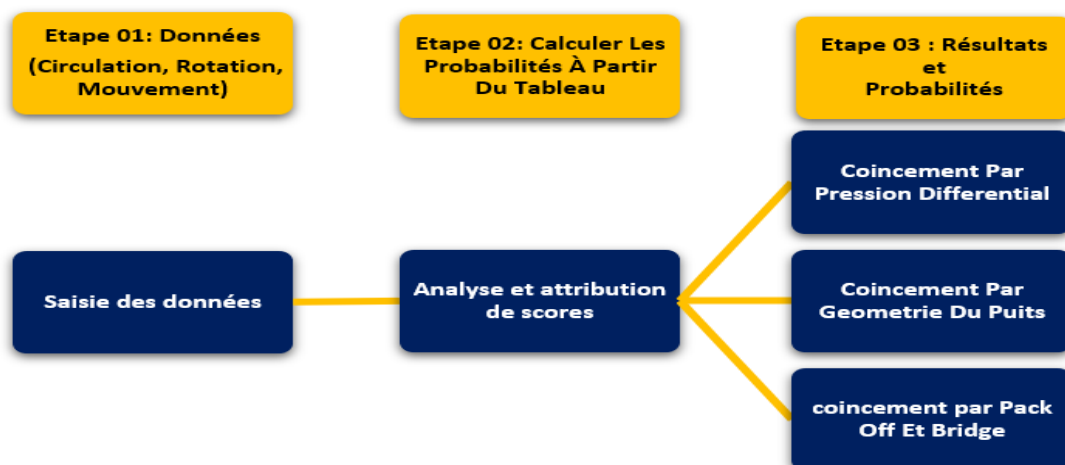


Figure III-1. Organigramme de fonctionnement de système.

III.2.1.1 Étape 1 : Saisie des données

Vous commencez par sélectionner des options qui reflètent la situation juste avant que la conduite ne se coince. Ces options peuvent concerner des paramètres de forage tels que :

- Avant Coincement : Quelle était la situation juste avant le coincement ?

Circulation : La boue de forage circulait-elle ?

Rotation : La tige tournait-elle ?

Mouvement de la tige : La tige se déplaçait-elle ? Si oui, était-elle en train de monter, de descendre ou de rester statique ?

- Après coincement : Quelle était la situation juste après le premier coincement ?

Circulation ex : La circulation est impossible, comme en témoigne l'absence de circulation de boue visible dans l'image.

Mouvement de la tige ex : La tige est immobile, indiquant un arrêt total du mouvement de la conduite.

Rotation ex : La rotation est également impossible, comme en témoigne l'absence de mouvement visible de la colonne.

What was the situation :

Before sticking ?	After sticking ?
Axial pipe movement ☐ moving up ☐ moving down ☒ axial static	Axial pipe movement ☒ can't move up or down ☐ limited movement ☐ free in one direction
Pipe rotation ☐ rotating ☒ not rotating	Pipe rotation ☒ can't rotate ☐ limited rotation ☐ free to rotate
Circulation ☒ circulating ☐ not circulating	Circulation ☐ can't circulate ☐ limited circulation ☒ free to circulate

Calculate probabilities

Figure III-2. Saisie des données

III.2.1.2 Étape 2 : Analyse et attribution de scores

En se basant sur vos sélections, le logiciel attribue des scores à différentes catégories de coincement possibles :

- Coincement par différentiel de pression.
- Coincement dû à la géométrie du puits.
- Coincement par tassement ou pont.

Le score attribué à chaque catégorie reflète la correspondance entre les conditions de forage que vous avez indiquées et les caractéristiques typiques de chaque type de coincement.

CHAPTER III :Développement d'un système d'identification des mécanismes de coincement du train des tiges : STUCK PIPE MECHANISME IDENTIFICATOR

prior to sticking			Differential	Wellbore geometry	Pack off/ bridge
	Axial pipe mvt	Moving UP	0	2	2
		Moving DOWN	0	2	1
		Axially Static	2	0	2
	Pipe Rot	Rotating	0	1	2
		Not Rotating	2	1	1
	Circulation	Circulating	1	1	2
		Not Circulating	1	1	1
after sticking	Axial pipe mvt	Cannot Move Up or Down	2	1	1
		Limited Movement	0	2	1
		Free in one of the directions	0	2	1
	Pipe Rot	Cannot rotate	2	1	1
		Limited rotation	0	2	2
		Free to rotate	0	2	0
	Circulation	Cannot circulate	0	0	2
		Limited circulation	0	1	2
		Free to circulate	2	2	0
	Total score			11	10

Figure III-3. Attribution de scores.

Le système SPMI (Stuck Pipe Mechanisme Identificator) attribue un score à chaque question à partir du tableau pour chaque mécanisme évalué. Ces scores individuels sont ensuite cumulés et divisés par le 100% de chaque type pour obtenir un score global pour chaque mécanisme, exprimé en pourcentage. Ce pourcentage représente la probabilité de chaque type.

III.2.1.3 Étape 3 : Résultats et probabilités

Une fois les scores attribués, le logiciel calcule un pourcentage de probabilité pour chaque type de coincement. Plus le score d'une catégorie est élevé, plus la probabilité que ce type de coincement soit la cause du blocage est importante.

CHAPITER III :Développement d'un système d'identification des mécanismes de coincement du train des tiges : STUCK PIPE MECHANISME IDENTIFICATOR

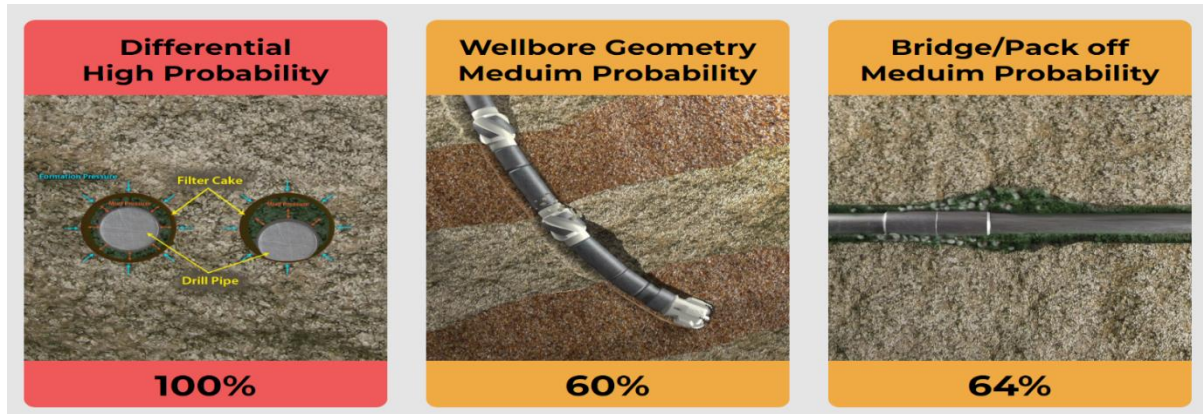


Figure III-4. Résultats et probabilités de coincement.

Figure présente l'affichage des actions initiales et des actions après décoincement du mécanisme le plus probable

Releasing a Stuck Drill String Due to Differential

Primary Actions:

1. Maximum Flow Rate: Apply the maximum possible flow rate.
2. Rotating Down: Apply maximum torque to the drill string and rotate down to the sticking depth. Torque increases the chances of freeing the tool.
3. Weight on Bit Reduction: Reduce the weight on bit to the maximum set weight.
4. Jarring Down: Jar down with maximum displacement weight. Torque can be cautiously applied during jarring down. Jarring down has a higher probability of releasing the tool compared to jarring up. Exercise patience when using a hydraulic jar, as each cycle may take around 5 minutes.

Secondary Actions :

1. Reduce Hydrostatic Pressure: Pump mud/lightened mixture to reduce hydrostatic pressure. Ensure the overall hydrostatic pressure remains sufficient to control reservoir fluids and prevent accidental influx into the wellbore.
2. Continued Jarring Down: Continue jarring down with maximum displacement weight and apply torque to the drill string.
3. Patience: Releasing the tool may take a considerable time.

Once the Tool is Released:

1. Maximum Flow Rate Circulation: Circulate at the maximum allowable rate. The flow rate should exceed the debris slip velocity for effective removal.
2. Reciprocation and Working the Tool: Perform reciprocating movements and work the drill string while cleaning the hole. Ensure you can work the tool over the full length of a bar or joint during circulation.
3. Mud Conditioning: Condition the mud before continuing drilling. Poor quality mud can lead to recurrence of differential sticking.

Figure III-5. Exemple des actions initiales et des actions après décoincement.

III.2.2 Amélioration des processus de système initial grâce à l'utilisation d'Excel

Le système initial analyse les données de circulation, de mouvement et de rotation avant et après le coincement. Cette analyse permet de classifier le coincement dans deux catégories principales :

- **Coincement par pression différentiel :** Il se produit lorsque la garniture de forage, se coince contre la paroi du puits, causé par une différence de pression entre l'intérieur et l'extérieur du puits.
- **Coincement par géométrie du puits :** Ce type de coincement survient lorsque la géométrie du puits, telle que des déviations brusques ou des formations instables, entre en contact avec l'outil de forage.
- **Coincement par accumulation des objets étrangère dans le trou (pack off and bridge) :** Ce type de coincement se produit lorsque des débris, de l'argile instable ou d'autres matériaux s'accumulent autour de l'outil de forage, le bloquant dans le puits.

CHAPITER III :Développement d'un système d'identification des mécanismes de coincement du train des tiges : STUCK PIPE MECHANISME IDENTIFICATOR

Les deux derniers mécanismes de coincement mentionnés, à savoir le coincement **Pack Off And Bridging** et le coincement **Par Géométrie Du Puits**, se subdivisent en plusieurs sous-catégories. Il est donc nécessaire de mettre en place un système **Excel** capable de déterminer le type précis de coincement si le système initial donne comme coincement par "Géométrie du Puits" ou d'un coincement par accumulation des objets étrangère dans le trou (Pack off and bridge).

Les deux cas de coincement, définies par le système initial, qui se subdivisent en plusieurs sous-catégories

III.2.2.1 Coincement par géométrie du puits

- **BHA plus rigide (STIFF assembly)** : Un BHA rigide peut accrocher lors de changements de direction brusques ou dans des sections étroites du puits.
- **Trou sous-calibré (Under guage hole)** : Un trou sous-calibré peut coincer un outil de forage plus large que le diamètre du puits.
- **Doglegs** : Des déviations brusques du puits peuvent générer des frottements excessifs et bloquer l'outil de forage.
- **Ledges** : Des saillies rocheuses dans le puits peuvent accrocher l'outil de forage.
- **Keyseats** : Des rainures dans le puits peuvent piéger l'outil de forage.
- **Formation mobile** : Des formations instables, telles que des shales gonflants, sel peuvent se déformer et bloquer l'outil de forage.

Tableau III-1. Coincement par géométrie du puit.

			STIFF Assembly	Key seats	Micro Doglegs	Ledges	Mobile Formation	Under Guage Hole
Moving	UP		0	2	0	0	2	0
	DOWN		2	0	2	2	1	2
Type of Rocks in Shakers	SOFT AND HARD		0	1	2	2	0	0
	SALT OR PLASTIC SHALE		0	0	0	0	2	0
	ABRASSIVE FORMARTION		0	0	0	0	0	2
	No signe in shakers		1	0	0	0	0	0
Doglegs Frequency in Wellbore	Yes		1	0	2	2	0	0
	No		0	1	0	0	1	1
Changes in ROP	Yes		0	0	2	2	0	0
	No		1	1	0	0	1	1
Changes in BHA	SITIF BHA		2	0	0	0	0	0
	No changes		0	1	1	1	1	0
	Tricone/PDC Or Coring		0	0	0	0	0	2
	No changes		0	1	1	1	1	0
Parameters	Sit-Down Weight	Yes	2	0	1	1	1	2
		No	0	2	1	1	1	0
	Torque	Yes	1	1	2	1	2	1
		No	1	1	0	1	0	1
	Drag	Yes	1	1	2	1	0	1
		No	1	1	0	1	2	1
	Over Pull	Yes	1	2	1	2	1	0
		No	1	0	1	0	1	2
TOTAL			12	13	16	15	14	14

CHAPITER III :Développement d'un système d'identification des mécanismes de coincement du train des tiges : STUCK PIPE MECHANISME IDENTIFICATOR

III.2.2.2 Coincement par accumulation des objets étrangère dans le trou (Pack off and bridge)

- **Dépôt de débris** : Des débris de forage ou des matériaux étrangers peuvent s'accumuler autour de l'outil de forage, le bloquant.
- **Instabilité d'argile** : Des argiles gonflantes peuvent absorber l'eau et se dilater, obstruant le passage de l'outil de forage.
- **Formation de fractures** : Des fractures dans la formation peuvent se refermer sur l'outil de forage, le coinçant.
- **Formation non consolidée** : Des formations molles ou non consolidées peuvent s'affaisser autour de l'outil de forage, le bloquant.
- **Junk dans le trou** : Des morceaux de métal, de bois ou d'autres matériaux peuvent se coincer dans l'outil de forage, le bloquant.
- **Blocs de ciment** : Des blocs de ciment tombe dans le trou peuvent bloquer l'outil de forage.
- **Ciment mou** : Du ciment mal mélangé peut se solidifier autour de l'outil de forage, le bloquant.

Tableau III-2. Coincement par accumulation des objets étrangère dans le trou (Pack off and bridge)

		Settled cuttings	Shale Instability	Unconsolidated Formation	Fractured Formation	Cement Blocks	Soft Cement	Junk in the Hole	
Moving	Up	1	2	0	0	2	0	1	
	Down	1	0	2	2	1	2	1	
Type of Rocks in Shakers	Blocky Carvings (Limestone, Sand Stone, Carbonate)	0	0	0	2	0	0	0	
	Clay Balls and/or Soft "Mushy"	0	2	0	0	0	0	0	
	Gravel, Sand, Pea Over Shale	0	0	2	0	0	0	0	
	Cement carvings	0	0	0	0	2	0	0	
	Substance As Metal, Wood, Rubber	0	0	0	0	0	0	2	
	No signe in shakers	1	0	0	0	0	1	0	
Pump Pressure	Increase	2	2	2	2	2	2	1	
	Normale	0	1	0	1	1	0	0	
ROP	High	2	0	0	0	0	0	0	
	Normale	1	1	1	1	1	1	1	
Special Actions	Pump Off	2	0	0	0	0	0		
	increase (funnel viscosity et Pv, Yp)	1	2	2	1	0	0	0	
	Rat hole is too long	0	0	0	0	2	0		
	RIH after the open hole cement job as cement balanced plug	0	0	0	0	0	2	0	
	Equipment on the rig floor falls down hole	0	0	0	0	0	0	2	
	No Action	0	0	0	0	0	0	0	
Parameters	Torque	Yes	2	2	2	2	2	2	
		No	0	0	0	0	0	0	
	Drag	Yes	2	2	2	2	1	2	
		No	0	0	0	0	0	1	0
	Over Pull	Yes	2	2	2	2	2	2	2
		No	0	0	0	0	0	0	0
	TOTAL	14	15	15	14	15	13	13	

III.2.2.3 Amélioration avec module Excel : Identification précise du mécanisme de coincement

L'amélioration majeure réside dans l'intégration d'un module Excel au système initial. Ce module exploite les données analysées par le système initial et d'autres paramètres pertinents pour affiner l'identification du mécanisme de coincement.

III.2.2.4 Fonctionnement du système d'identification du coincement avec module Excel

Le système d'identification du coincement, avec l'intégration du module Excel, fonctionne en trois étapes principales similaire aux premiers systèmes :

III.2.2.4.1Étape 1 : Saisie des données

Collecter les données des capteurs, les paramètres de forage et les observations des symptômes.

III.2.2.4.2Étape 2 : Analyse et attribution de scores

Analyser les données et les observations pour attribuer des scores pondérés à chaque type de coincement d'après deux tableaux **Tableau III 1** et **Tableau III 2**, Ces tableaux ont été créés à partir de notre analyse des signes précurseurs et des indices de chaque mécanisme décrits dans le livre "**Drilling Problems**" de **Herish W. Noree du Kirkuk Oil Training Institute**.

III.2.2.4.3Étape 3 : Affichage des résultats en pourcentage

Présenter les scores sous forme des pourcentages, identifier le type de coincement le plus probable et fournir un niveau de confiance.

Note : Dans la partie saisie des données pour l'Excel du mécanisme Pack Off et Bridge, instruction concernant le choix des réponses aux questions "Type de roches dans le shaker" et "Action spéciale". Si vous ne sélectionnez pas "**Cement carving**" dans la question "Type de roches dans le shaker", vous ne pourrez pas choisir "**Rate Hole is too long**" dans la question "Action spéciale".

Dans la partie saisie des données pour l'Excel du mécanisme géométrie du puits concernant les changements de BHA (Bottom Hole Assembly) à **Tricône/PDC or Corring**, cela signifie qu'après un changement de type de trépan (Tricône à PDC ou PDC à Tricône) ou lors de la sortie du puits un trépan usé, aussi peut également se coincer après des opérations de carottage avec un outil de carottage plus petit que le diamètre du trépan a descendue.

CHAPTER III :Développement d'un système d'identification des mécanismes de coincement du train des tiges : STUCK PIPE MECHANISME IDENTIFICATOR

Tableau III-3. Excel d'identification du mécanisme de coincement par géométrie du puits.

		STIFF Assembly	Key Seats	Micro Doglegs	Ledges	Mobile Formation	Under Gauge Hole
Pipe movement	1)- moving up	1	0	2	0	0	0
	2)- moving down	1	0	0	0	2	0
Type of Rocks in Shakers		4	1	0	0	0	0
1)- Soft and Hard 2)- Salt or Plastic Shale 3)- Abrasive Formation 4)- No signe in shakers							
Doglegs Frequency in Wellbore		2	0	1	0	0	1
1)- Yes 2)- No							
Changes in ROP		2	1	1	0	1	1
1)- Yes 2)- No							
Changes in BHA		2	0	1	1	1	0
1)- STIFF BHA 2)- No changes							
1)- Tricone/PDC Or Coring 2)- No changes		2	0	1	1	1	0
Parameters							
Torque		1	1	1	2	1	1
1)- Yes 2)- No							
Drag		2	1	1	0	1	1
1)- Yes 2)- No							
Over Pull		2	1	0	1	1	2
1)- Yes 2)- No							
Sit-Down Weight		1	2	0	1	1	2
1)- Yes 2)- No							
TOTAL SCORE		7	8	6	5	12	8
		58%	62%	38%	33%	86%	57%

Affichage des résultats en pourcentage

CHAPTER III :Développement d'un système d'identification des mécanismes de coincement du train des tiges : STUCK PIPE MECHANISME IDENTIFICATOR

Tableau III-4. Excel d'identification du mécanisme de coincement par accumulation des objets étrangère dans le trou (Pack off and bridge)

Pipe movement		Settled cuttings	Shale Instability	Unconsolidated Formation	Fractured Formation	Cement Blocks	Soft Cement	Junk in the Hole
1)- moving up	1	1	2	0	0	2	0	1
2)- moving down								
Type of Rocks in Shakers								
1)- Blocky Carvings (Limestone, Sand Stone, Carbonate)								
2)- Clay Balls and/or Soft "Mushy"	3	0	0	2	0	0	0	0
3)- Gravel, Sand, Pea Over Shale								
4)- Cement carvings								
5)- Substance As Metal, Wood, Rubber								
6)- No signe in shakers								
Pump Pressure								
1)- Increase	1	2	2	2	2	2	2	1
2)- Normale								
ROP before sticking								
1)- High	2	1	1	1	1	1	1	1
2)- Normale								
Special Actions								
1)- Pump Off								
2)- funnel viscosity, pv, yp, increase.	3	0	0	0	0	2	0	0
3)- Rat hole is too long								
4)- RIH after the open hole cement job as cement balanced plug								
5)- Equipment on the rig floor falls down hole								
6)- No Action								
Parameters								
Torque								
1)- Yes	2	0	0	0	0	0	0	0
2)- No								
Drag								
1)- Yes	1	2	2	2	2	2	1	2
2)- No								
Over Pull								
1)- Yes	1	2	2	2	2	2	2	2
2)- No								
TOTAL SCORE		8	9	9	7	11	6	7
		57%	60%	60%	50%	73%	46%	54%

III.2.3 Avantages des systèmes

L'utilisation de ce logiciel présente de nombreux avantages

Précision accrue du mécanisme de coincement : Le logiciel offre une identification plus précise du type de coincement, permettant une intervention plus efficace.

Amélioration de la sécurité : Une meilleure compréhension des causes des coincements permet de mettre en place des mesures préventives et d'améliorer la sécurité des opérations de forage.

Facilité d'utilisation : Le système est conçu pour être intuitif et facile à utiliser par le personnel de forage.

III.2.4 Exemple de coincement analyse par SPMI et Excel

III.2.4.1 Saisie des données

Before sticking ?	After sticking ?
Axial pipe movement ☒ moving up ☐ moving down ☐ axial static	Axial pipe movement ☒ can't move up or down ☐ limited movement ☐ free in one direction
Pipe rotation ☐ rotating ☒ not rotating	Pipe rotation ☒ can't rotate ☐ limited rotation ☐ free to rotate
Circulation ☒ circulating ☐ not circulating	Circulation ☒ can't circulate ☐ limited circulation ☐ free to circulate

Figure III-6. Saisie des données dans SPMI.

III.2.4.2 Affichage du score

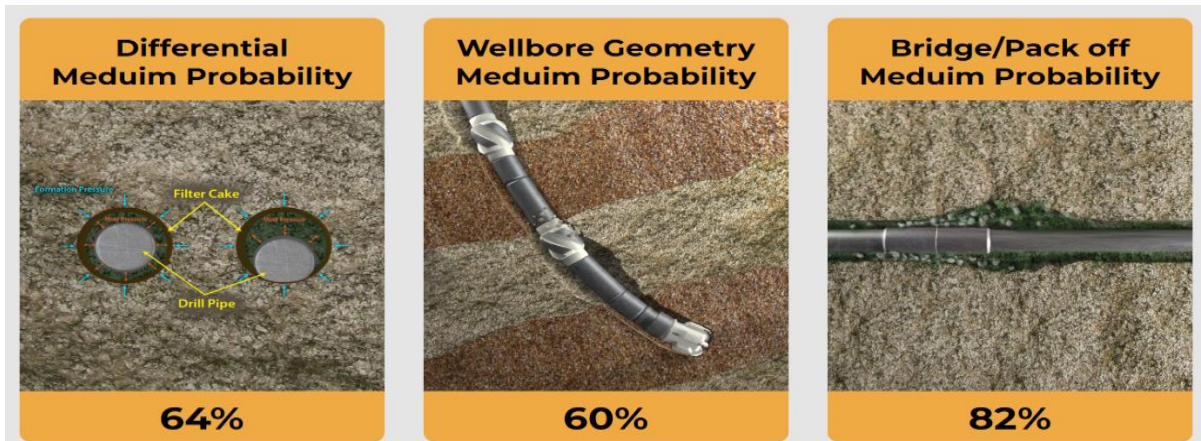


Figure III-7. Affichage du score dans SPMI.

CHAPTER III :Développement d'un système d'identification des mécanismes de coincement du train des tiges : STUCK PIPE MECHANISME IDENTIFICATOR

Tableau III-5. Saisie des données et affichage du score sur Excel de coincement par accumulation des objets étrangère dans le trou (Pack Off/Bridge).

		Settled cuttings	Shale Instability	Unconsolidated Formation	Fractured Formation	Cement Blocks	Soft Cement	Junk in the Hole
pipe movement								
1)- moving up 2)- moving down	1	1	2	0	0	2	0	1
Type of Rocks in Shakers								
1)- Blocky Carvings (Limestone, Sand Stone, Carbonate) 2)- Clay Balls and/or Soft "Mushy" 3)- Gravel, Sand, Pea Over Shale 4)- Cement carvings 5)- Substance As Metal, Wood, Rubber 6)- No signe in shakers	6	1	0	0	0	0	1	0
Pump Pressure								
1)- Increase 2)- Normale	1	2	2	2	2	2	2	1
ROP before sticking								
1)- High 2)- Normale	1	2	0	0	0	0	0	0
Special Actions								
1)- Pump Off 2)- funnel viscosity, pv, yp, increase. 3)- Rat hole is too long 4)- R/H after the open hole cement job as cement ball 5)- Equipment on the rig floor falls down hole 6)- No Action	1	2	0	0	0	0	0	0
Parameters								
Torque								
1)- Yes 2)- No	1	2	2	2	2	2	2	2
Drag								
1)- Yes 2)- No	1	2	2	2	2	2	1	2
Over Pull								
1)- Yes 2)- No	1	2	2	2	2	2	2	2
TOTAL SCORE		14	10	8	8	10	8	8
		100%	67%	53%	57%	67%	62%	62%

Résultat : Dans ce cas précis, le blocage de la colonne de forage est dû à l'accumulation de déblais.

Cette partie de chapitre a présenté un système s'appuie sur une analyse approfondie des données de forage et des paramètres opérationnels pour identifier avec précision les causes du coincement. Pour compléter le système SPMI, un module Excel a été développé pour affiner le diagnostic des cas de coincement dans les catégories "Géométrie du puits" et "Pack-off / bridge". Ce module fournit une analyse plus détaillée des mécanismes de coincement.

III.3 Analyse des coincements survenu dans le puits RHAQZH-4 et des puits adjacents dans la phase 8 " (1/2)

Ce chapitre présente une application du SPMI à deux cas de coincement de puits : le puits RHAQZH-4 et un puits adjacent. Le SPMI est utilisé pour analyser les données de forage et identifier le mécanisme de coincement. Les résultats de l'analyse sont ensuite utilisés pour bien comprendre les causes qui ont contribué au coincement et développer des solutions et des recommandations pour prévenir de futurs coincements.

III.3.1 Pourquoi la phase 8^(1/2)" ?

Le forage de puits dans la région de Berkine Ouest est souvent confronté à un problème récurrent : les coincements. Parmi les différentes phases du processus de forage, la phase 8"1/2 semble être particulièrement sujette à ce type d'incident. Cette introduction vise à explorer les raisons pour lesquelles cette phase est la plus touchée par les coincements, en s'appuyant sur les données issues de l'étude de 16 puits forés dans la région.

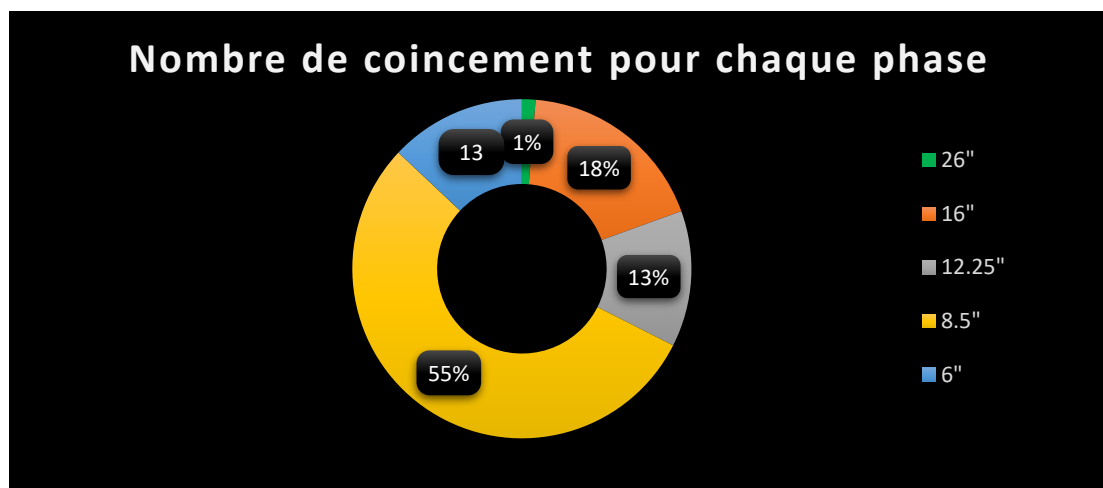


Figure III-8. Nombre de coincement pour chaque phase

III.3.1.1 Des Commentaires sur le graphe

L'analyse d'un ensemble de données provenant de 16 puits forés dans le Berkine Ouest révèle que la phase 8"1/2 présente un nombre de coincements significativement plus élevé que les autres phases. Cette observation met en évidence une corrélation claire entre cette phase spécifique et la survenue de coincements. (DDR RHAQZH-4)

III.3.2 Les statistiques des coincements survenus dans les formations de la phase 8"1/2

L'analyse des statistiques des coincements survenus dans les formations de la phase 8"1/2 a permis d'identifier les formations les plus sujettes aux coincements et confirme les causes de ces coincements.

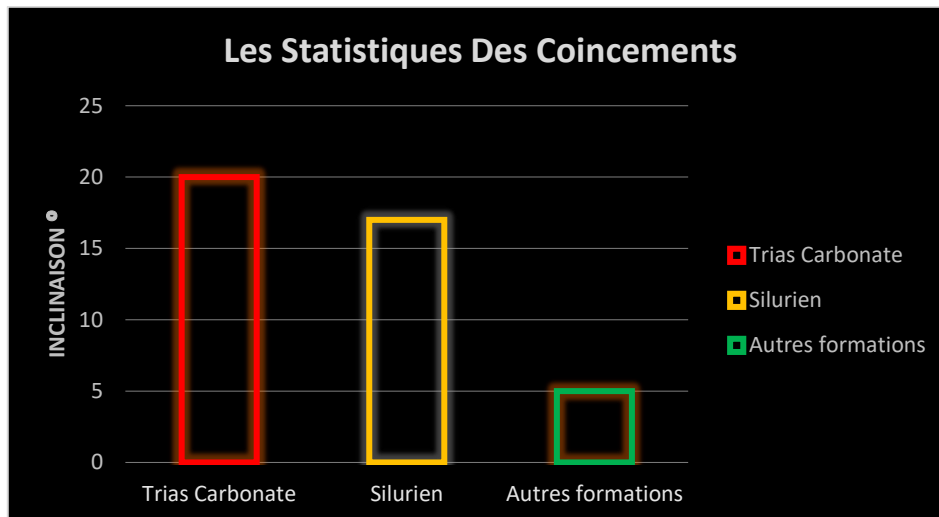


Figure III-9. Les statistiques des coincements dans les formations de la phase 8"1/2

III.3.2.1 Des commentaires sur le graphe

Analyse du graphique des coincements dans la phase 8"1/2, nous pouvons observer des différences supplémentaires dans la répartition des coincements par formation :

- Trias Carbonate : Cette formation semble être la plus affectée par les coincements, avec une concentration importante.
- Silurien : Cette formation présente également un nombre élevé de coincements.

Elles semblent moins sujettes aux coincements que les deux formations précédentes.

Le Trias Carbonate et le Silurien se distinguent comme les formations les plus à risque.

L'analyse des coincements en phase 8"1/2 a confirmé les causes identifiées et permis de cibler les formations les plus à risque.

Afin d'optimiser l'efficacité des efforts d'analyse des coincements dans la phase 8"1/2, il est crucial de focaliser les efforts sur les formations les plus susceptibles d'être affectées par ce phénomène, à savoir le Trias Carbonate et le Silurien.

III.3.3 Application de SPMI dans des cas du puits RHAQZH-4

Dans le domaine du forage pétrolier, les coincements de **train des tiges** constituent un problème majeur, entraînant des retards importants, des coûts supplémentaires et des risques pour la sécurité. Pour remédier à ces défis, nous avons développé un logiciel innovant capable d'identifier les types de coincements avec une précision accrue.

Afin de démontrer les capacités de notre logiciel, nous l'appliquerons au cas du puits RHAQZH-4, un puits ayant subi un coincement de colonne de forage. En analysant les données de forage recueillies avant et après le coincement, le logiciel permettra d'établir un diagnostic précis du type de coincement survenu et de fournir des indications précieuses pour la mise en œuvre d'actions correctives efficaces.

III.3.4 Méthodologie de travail

L'application de notre logiciel au cas du puits **RHAQZH-4** vise à :

- **Identifier le type de coincement** : Le logiciel analysera les paramètres de forage avant et après le coincement pour déterminer le type de coincement le plus probable (différentiel de pression, géométrie du puits, tassement ou pont).
- **Comprendre les causes** : En Identifiant le type de coincement survenu et en le comparant aux données de notre puits et à celles de cas similaires dans des puits avoisinants, il est possible de cerner les causes profondes du problème. Cette compréhension approfondie permet ensuite de mettre en place des mesures préventives ciblées afin d'éviter des incidents similaires à l'avenir.
- **Améliorer l'efficacité des interventions** : Un diagnostic précis du type de coincement permettra de cibler les actions correctives les plus appropriées, réduisant ainsi les temps d'arrêt et les coûts associés au coincement.

III.3.4.1 Analyse détaillée du premier cas de coincement dans le puits RHAQZH-4 :

Le train de forage étant coincé dans la formation **TRIAS Carbonate-TAGS** lors de la connexion des tiges après forage de la formation de dalle M'krata (consolidée) avec **un débit (1800 lpm)**. La circulation et les tentatives de rotation avec le **TDS** n'ont pas permis de le libérer.

Malgré l'observation d'un **cavage important** sur les tamis vibrants, des déblais de tailles importantes de l'ordre de quelques centimètres sont sorties au tamis vibrant (jusqu'à 4 cm de taille) après le pompage des bouchons Hi-Vis, Hi-Dens. Le cavage est arrivé au les efforts de libération par percussion vers le bas avec le jar de forage et par application d'un couple maximal de 26 klbft sur le train de forage se sont avérés infructueux. Une manœuvre combinée de rotation et de percussion avec un couple de **22000 lbft** n'a pas non plus permis de débloquer la situation. (**DDR RHAQZH-4**)

III.3.4.1.1 Détails du coincement avant et après premier cas

Before sticking ?	After sticking ?
Axial pipe movement ☐ moving up ☐ moving down ☒ axial static	Axial pipe movement ☒ can't move up or down ☐ limited movement ☐ free in one direction
Pipe rotation ☐ rotating ☒ not rotating	Pipe rotation ☒ can't rotate ☐ limited rotation ☐ free to rotate
Circulation ☒ circulating ☐ not circulating	Circulation ☐ can't circulate ☐ limited circulation ☒ free to circulate

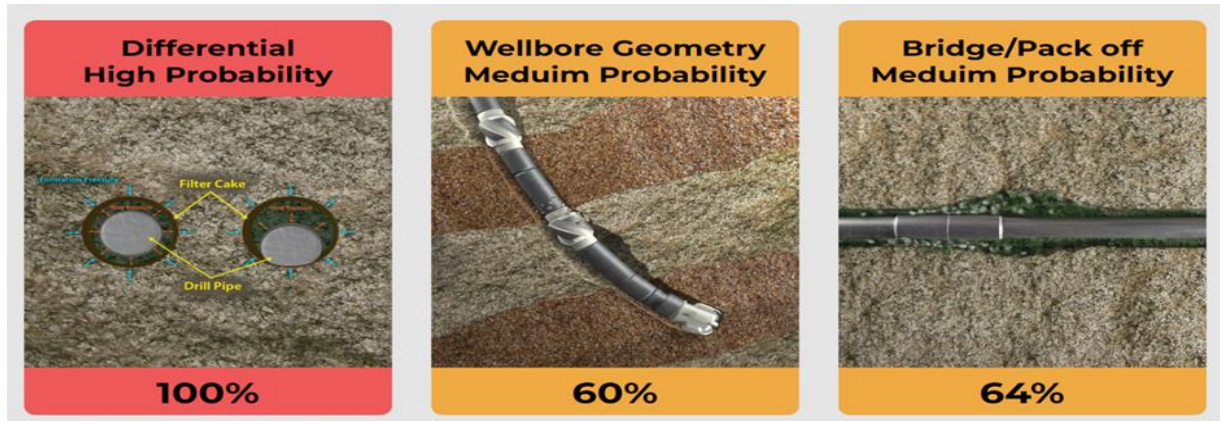
Figure III-10. Détails du coincement avant et après cas 1.

CHAPITER III :Développement d'un système d'identification des mécanismes de coincement du train des tiges : STUCK PIPE MECHANISME IDENTIFICATOR

Tableau III-6. Les caractéristiques de la boue du forage

Type de la boue	Densité (sg)	Viscosité plastique (cps)	Viscosité Fann (sec/qt)	Filtrat HT/HP (cm3/30min)
OBM	1.42	27	75	4,40

III.3.4.1.2 Résultat de coincement du train des tiges détecté dans le puits RHAQZH-4 afficher sur le SPMI :



III.3.4.1.3 Interprétation et discussion des résultats

Les observations fournies indiquent clairement que le **coincement différentiel** est le mécanisme le plus probable responsable du blocage du train de forage. Ce phénomène se produit lorsque le train de forage se coince contre la paroi du puits en raison d'un frottement excessif, entraînant une pression différentielle importante. Plusieurs facteurs peuvent contribuer à ce type de coincement, dont les suivants **mes hypothèses**.

- **Formation de cake de boue sur les parois du puits (Formation perméable)**

Dans les formations perméables, le filtrat de boue s'infiltre dans la roche, laissant derrière lui une couche de cake de boue sur la paroi du puits. Lorsque le train de forage traverse ces sections, le cake de boue agit comme une couche collante, provoquant l'adhérence du train de forage à la paroi et augmentant significativement le frottement.

- **Surpression entre pression hydrostatique et pression de pore (Formation déplétée)**

Dans les formations déplétées, la pression de pore (pression des fluides à l'intérieur de la roche) est inférieure à la pression hydrostatique exercée par la boue de forage. Cette différence de pression peut pousser le train de forage contre la paroi du puits, en particulier dans les zones où la formation est sujette à l'effondrement.

CHAPITER III :Développement d'un système d'identification des mécanismes de coincement du train des tiges : STUCK PIPE MECHANISME IDENTIFICATOR

- **Accumulation de débris dans la boue de forage (Cavage)**

Lors du cavage, l'effondrement de la formation peut introduire des fragments de roche et des débris dans la boue de forage. Cette accumulation de solides peut augmenter la viscosité et la densité de la boue, ce qui peut potentiellement conduire à une situation de surpression et contribuer au coincement différentiel.

L'élimination le cas de coincement par dépôts de débris (**pack off et bridge**), car la circulation est libre.

III.3.4.1.4 Informations provenant des puits de cette région

- **Première information :** Les formations du Trias sont connues pour présenter un risque élevé de perte de circulation, ce qui confirme leur perméabilité.
Un exemple de perte de circulation dans le puits RHQZH-1 : Forage réalisé dans la partie supérieure de la formation carbonatée du Trias (sommet du Carbonate du Trias à 2914 m). Exécution du test d'étanchéité (LOT) n°1, négatif (densité de la boue = 1,35 sg, pression maximale = 460 psi, puis chute de pression à 160 psi, perte totale de boue de 17 m3). Injection de billes anti-pertes (LCM) pour colmater la perte, sans retour de flux. Perte supplémentaire de 36 m3 de boue. Pose de 5 m3 de ciment à 2858 m, sans retour de flux, et perte de 27 m3 de boue supplémentaire.
- **Deuxième information :** Le gradient de pression du puits RHQH-1 est illustré dans ce tableau.

Tableau III-7. Présente le gradient de pression de puits RHQH-1 (FWR RHQH-1)

Profondeur m	Pression psi	Gradient psi/m	Densité
4100	1211,81		
4000	987,71	2,24	1,57
3800	650,64	1,68	1,18
3600	388,50	1,31	0,92
3200	304,42	0,21	0,15
2900	299,16	0,09	/
2500	292,13	0,09	/
2000	283,49	0,02	/
1500	275,10	0,02	/
1000	265,91	0,09	/
500	257,30	0,02	/

En remarque que les formations du Trias qui se trouvent dans l'intervalle de 2900m à 3500m sont des formations épuisées.

- **Troisième information** : En témoignent les figures fournies, qui illustrent des problèmes de cavage importants dans les tamis du puits RHAEP-1 lors du forage à travers des formations du Trias.



Figure III-12. Signe de cavage dans les tamis lors de coincement dans puits RHAEP-1.

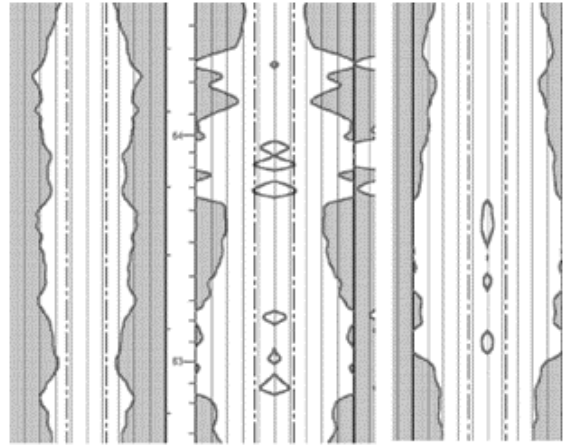


Figure III-13. Calliper de quelques profondeurs dans Trias puits RHAEP-1. (FWR RHAEP-1)

Analyse de carotte : Grès gris-blanc, très fin à fin, argileux, moyennement consolidé à friable. (RHQH3 Master Log)

III.3.4.1.5 Le Trias : un terrain propice au coincement différentiel

D'après les hypothèses fournies les informations disponibles, la formation du Trias présente un risque élevé de coincement différentiel en raison de ses caractéristiques intrinsèques :

- **Perméabilité** : Le Trias une formation perméable, permettant au filtrat de boue de pénétrer et de former du cake de boue collants sur la paroi du puits aussi un risque élevé perte de circulation.
- **Épuisement** : Le Trias souvent épuisé, ce qui signifie que la pression de pore est faible, ce qui augmentant le risque de surpression et de coincement du train de forage.
- **Tendance à l'effondrement** : Le Trias est une formation non consolidée (fragile) à friable sujet à l'effondrement et le cavage mentionne, ce qui peut introduire des débris dans la boue de forage et augmenter le risque de coincement différentiel.

III.3.4.1.6 Résumé de manifestation de premier cas de coincement

Le trias une formation épuisée et perméable et fragile, Face à un débit important, des problèmes d'effondrement (cavage) la formation peut introduire des fragments de roche et des débris dans la boue de forage. Cette accumulation de solides peut augmenter la viscosité et la densité de la boue, ce qui peut potentiellement conduire à une situation de surpression, aussi la garniture de forage en statique ce qui contribue au coincement différentiel.

III.3.4.2 Applique le système SMPIet Analyse détaillée sur un deuxième cas de coincement de puit RHAQZH-4 :

Résumé de coincement (21/12/2023) à la profondeur de **3895,0 m** dans la formation **silurien argileux** :

Le 21 décembre 2023, un incident de coincement est survenu à une profondeur de 3895m. plusieurs tentatives de de forage en glissement a été effectuée à 3895 m avec un débit de 1800 lpm, mais elle s'est soldée par un échec et des difficultés ont été rencontrées lors du forage en glissement à 3895 m, avec un blocage important jusqu'à 12 tonnes et aucune réponse de l'outil face et aucun signe de cavage n'a été observé sur les tamis vibrants et aucune perte de boue n'a été enregistrée en fond de trou par contre une inclinaison de 10° enregistrée.

Figure présente la variation du ROP et de l'hypothèse de coincement par géométrie du puits

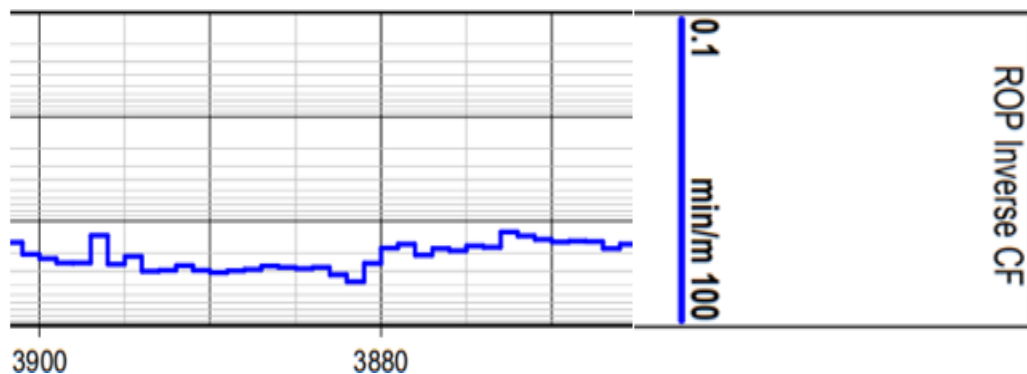


Figure III-14. Variation de ROP lors du coincement (Master Log RHAQZH-4).

Observation : Le **ROP** est presque constant, ce qui suggère que l'hypothèse de coincement par géométrie du puits peut être écartée.

Ce tableau présente les détails des conditions observées avant et après le coincement dans le cas 2 :

What was the situation :	
Before sticking ?	After sticking ?
Axial pipe movement ☒ moving up ☐ moving down ☐ axial static	Axial pipe movement ☐ can't move up or down ☒ limited movement ☐ free in one direction
Pipe rotation ☐ rotating ☒ not rotating	Pipe rotation ☒ can't rotate ☐ limited rotation ☐ free to rotate
Circulation ☒ circulating ☐ not circulating	Circulation ☐ can't circulate ☐ limited circulation ☒ free to circulate

Figure III-15. Détails du coincement avant et après cas 2

CHAPITER III :Développement d'un système d'identification des mécanismes de coincement du train des tiges : STUCK PIPE MECHANISME IDENTIFICATOR

Après la saisie des données du deuxième cas, le SPMI affiche le résultat dans cette figure suivante :

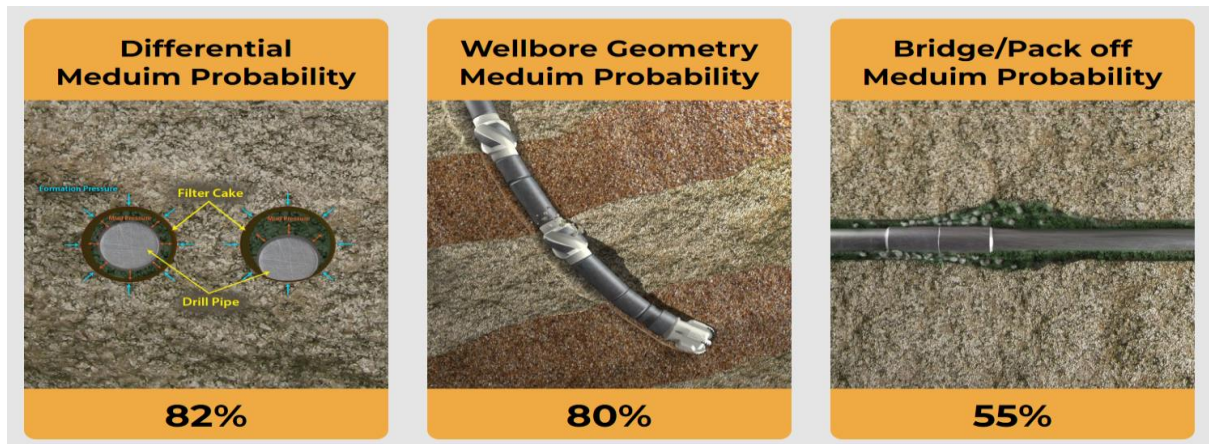


Figure III-16. Résultat de coincement du train des tiges détecté dans le puits RHAQZH-4

III.3.4.2.1 Interprétation et discussion des résultats :

Le coincement différentiel peut survenir dans diverses formations, y compris le Silurien, en particulier lorsqu'une augmentation significative de l'inclinaison (**10 degrés dans ce cas**) est rencontrée lors du forage. Ce type de coincement se produit lorsque le train de forage se bloque contre la paroi du puits en raison d'un frottement excessif, entraînant une pression différentielle importante. Plusieurs facteurs peuvent contribuer à ce phénomène dans le Silurien, notamment :

- **Surpression entre pression hydrostatique et pression de pore (mes hypothèses) :** Le Silurien peut également présenter des zones déplétées où la pression de pore est inférieure à la pression hydrostatique de la boue de forage. Cette différence de pression peut pousser le train de forage contre la paroi du puits, en particulier dans les sections inclinées, où la force de gravité s'ajoute à la pression différentielle.
- **Friction accrue en zone inclinée :** Dans les sections inclinées, le poids du train de forage exerce une force plus importante sur la paroi du puits, augmentant la surface de contact et la friction entre le train de forage et la formation. Cette friction accrue peut contribuer au coincement différentiel, surtout si d'autres facteurs comme les gâteaux de boue ou la surpression sont présents.
- **Géométrie du puits et stabilisation :** La configuration du puits, notamment la présence de courbures ou de changements brusques d'inclinaison (Dog Legs, Ledges, ...), peut également influencer le risque de coincement différentiel. Une mauvaise stabilisation du train de forage dans ces sections inclinées peut augmenter le contact avec la paroi du puits et favoriser le coincement.

III.3.4.2.2 Informations provenant des puits de cette région

- **Première information :** La formation silurienne est connue pour ses couches inclinées, également appelées pendages élevés. Ces couches présentent une inclinaison significative par rapport à l'horizontale, l'outil de forage le puits, peut suivre la pente des couches, s'éloignant ainsi de la trajectoire verticale souhaitée et les figures **Figure IV 2** et **Figure IV 3** confirme cette information.
- **Deuxième information :** Le ROP est presque constant à partir de **Figure III 14**, ce qui suggère que l'hypothèse de silurien formation hétérogène et le coincement est par géométrie du puits peut être écartée.
- **Troisième information :** Silurien contient argile grise à gris foncé, silteuse, indurée avec niveaux de grès gris blanc, localement grisâtre, très fin à fin, silico-argileux, faible à moyennement consolide. Présence de traces de Pyrite. (**RHQH3 Master Log**)

III.3.4.2.3 Le Silurien : un terrain propice au coincement différentiel dans des conditions spécifiques

Bien que l'analyse précédente se concentrait sur le Silurien peut également présenter un risque de coincement différentiel, en particulier lorsqu'il présente des caractéristiques spécifiques telles que :

- **Formation molle (formation soft) :** Le Silurien est souvent décrit comme une formation molle (faible à moyennement consolide), ce qui signifie qu'elle est plus susceptible de se déformer et de se conformer à la forme du train de forage. Cette déformation peut augmenter la surface de contact entre le train de forage et la paroi du puits, entraînant une friction accrue et un risque accru de coincement différentiel.
- **Pendage élevé (inclinaison importante) :** Un pendage élevé, une inclinaison mentionnée dans le cas présent de (**10 degrés**), peut accentuer la force de gravité agissant sur le train de forage, augmentant la pression contre la paroi du puits et le frottement. Cette situation est particulièrement dangereuse dans les formations molles comme le Silurien, où la déformation peut amplifier l'effet.

III.3.4.2.4 Résumé de manifestation de deuxième cas de coincement

Couches inclinées (des pendages élevés) de silurien, l'outil de forage le puits, a suivi la pente des couches, s'éloignant ainsi de la trajectoire verticale souhaitée (une inclinaison mentionne de 10°), le poids du train de forage exerce une force plus importante sur la paroi du puits, augmentant la surface de contact et la friction entre le train de forage et la formation. Finalement après les essais de glissement un coincement par pression différentiel survenu.

III.3.5 Résultat de coincement du train des tiges détecté dans des puits adjacent de puits RHAQZH-4 analyser par le SPMI

Tableau III-8. Liste des applications de système SPMI dans des puits adjacents

Puits	Problèmes	Type de Coincement
RHAQH-4 TP223	1-Coincement de garniture dans la cote @3260m Silurien F6 A2.	Coincement par pression différentiel
	2-Coincement de garniture dans la cote @3895m Silurien Argileux.	Coincement par pression différentiel
RHAEP-1 ENF37	1-Coincement et cisaillement de la garniture lors de la remonter pour contrôle de trou à cote @2958m Trias Carbonate (cavage).	Coincement par pression différentiel
	2-Coincement de liner 7” lors de la descente a la même cote @2958m	Coincement par géométrie du trou
	3-Coincement du liner lors de reforage de l'intervalle 3110 m à 3162m	Coincement par géométrie du trou
ELJQZH-1 ENF39	Coincement et cisaillement de la garniture lors de la remonter pour contrôle de trou à cote @ 3268m Trias Carbonate (cavage).	Coincement par pression différentiel
RHAQZH-1 ENF28	1-Dans Trias Carbonate pression descendue à 160psi. Injection de billes LCM, aucun retour, perte de 36m3 de boue.	Coincement par pression différentiel
RHAQH-5 TP202	Coincement de garniture dans la cote @3375m Trias Carbonate (cavage).	Coincement par pression différentiel
RHASQH-1 ENF13	Coincement de l'outil de diagraphie RCI pendant la diagraphie intermédiaire à 3970 m.	Coincement par géométrie du trou (micro doglegs)

III.4 Conclusion

Ce chapitre a présenté notre système d'identification du mécanisme de coincement et son application à des cas de coincement dans notre puits d'étude. En utilisant les résultats du système et les informations des puits adjacents dans la région.

CHAPTER IV

Coincement dans la phase 8"1/2 : analyse des causes et proposition des solutions

CHAPITER IV : Coincement dans la phase 8"1/2 : analyse des causes et proposition des solutions

Le forage du puits RHAQZH-4 a rencontré un incident de coincement dans la phase 8"1/2, empêchant la progression de l'opération. Cet incident a entraîné des retards importants et des coûts supplémentaires pour le projet.

IV.1 Quelles sont les causes majeures du coincement dans la région de Berkine Ouest pendant la phase 8"1/2 ?

La région de Berkine Ouest, en Algérie, est connue pour ses richesses en hydrocarbures. Les structures de Rhourde Nouss, Rhourde Hamra et El Ledjmet font partie des zones les plus prometteuses du bassin. Les premières découvertes d'hydrocarbures dans le bassin datent de 1956, et depuis, de nombreuses études et forages ont été réalisés dans les formations de TAGI, TAGS, trias carbonate, F6 du Silurien, et Quartzite el Hamra. Cependant, le forage de puits dans cette région peut s'avérer délicat en raison de la présence de formations géologiques complexes qui peuvent causer le coincement de l'outil de forage, notamment dans la phase 8"1/2.

Toutes les statistiques dans ce chapitre résultent de l'étude de 16 puits forés dans la région Berkine ouest.

IV.1.1 Quel est le mécanisme de coincement le plus communément rencontré dans la phase 8"1/2 de la région Berkine ouest ?

IV.1.1.1 Le mécanisme de pression différentielle

Le mécanisme de coincement le plus fréquent dans la région du Berkine Ouest.

D'après l'analyse de plusieurs cas de coincement dans les puits de la région du Berkine Ouest, il ressort que le mécanisme de coincement le plus fréquent est la pression différentielle et quelques cas de coincement par géométrie du puits.

IV.1.1.2 Ensuite le mécanisme de coincement par géométrie du puits

Le coincement par géométrie du puits est le deuxième mécanisme de coincement le plus fréquent dans la région du Berkine Ouest. Ce type de coincement se produit lorsque le tube de forage rencontre une obstruction ou un changement brusque de la géométrie du puits (silurien).

IV.1.2 Différences lithologiques

La phase 8"1/2 traverse deux formations aux caractéristiques distinctes : La formation Trias Carbonatés est tendre et argileuse, tandis que la Dalle de M'krata est dure et silteuse et les caractéristiques différentes des deux formations rendent le forage difficile avec les mêmes paramètres mécaniques, hydrauliques et rhéologiques.

IV.1.2.1 Le Trias carbonate

Le Trias carbonate formation rocheuse, pose des défis spécifiques lors du forage. Sa nature complexe exige une approche prudente et des mesures préventives adaptées pour minimiser les risques et assurer un forage réussi.

D'après les informations obtenues des puits adjacents (Analyse de carotte, les tests, les diagraphies,) on résulte les caractéristiques géologies.

- **Analyse de carotte** : Argile brun rouge, rarement gris verdâtre, silteuse, indurée, légèrement carbonatée par endroits, présence de traces de dolomie beige moyennement consolidé à friable. (RHQH3 Master Log)
- **Tendance à l'effondrement** : La structure fragile du Trias le rend susceptible à l'effondrement, surtout dans les zones où la pression de formation est faible. Cet effondrement peut causer des problèmes de surpression et obstruer le passage du train de forage (dépôt de débris) et augmenter les risques de pertes de circulation et le cavage important mentionné confirme ce problème.
- **Formation épuisée** : Le Trias est souvent caractérisé par un état d'épuisement, signifiant que la pression de pore à l'intérieur de la roche est inférieure à la pression hydrostatique exercée par la boue de forage cette différence de pression peut entraîner des problèmes de surpression et de coincement différentiel du train de forage.
- **Formation perméable** : La perméabilité du Trias permet au filtrat de boue de s'infiltrer dans la roche, favorisant la formation de cake de boue collants sur la paroi du puits. Ces cakes augmentent le frottement et le risque de coincement différentiel.

Aussi une perméabilité élevée sont plus vulnérables à l'effondrement car les fluides peuvent s'écouler plus facilement dans les pores et les fissures, fragilisant la structure de la roche.

IV.1.2.2 Dalle de M'krata

La Dalle de M'krata, formation géologique caractérisée par sa dureté et sa constitution silteuse, présente des défis particuliers lors du forage. Sa nature complexe exige une approche adaptée pour minimiser les risques et assurer un forage efficace.

- **Analyse de carotte** : Grès gris blanc à blanc, gris sombre, fin à moyen, quartzitique, arrondi, bien classé, **compact, dur**, avec passées d'Argile gris noir, silteuse, indurée. Traces de grain de Quartz. (D'après les informations de mud logging **RHQH3 Master Log**).
- **Formation Dure** : La dureté de la Dalle de M'krata rend le forage difficile avec les paramètres mécaniques spécifiques (débit élevé plus de 1800 lpm) qui influencent les de l'autre formation. Les forets standard peuvent s'user rapidement et ne pas fournir une pénétration adéquate, augmentant le temps de forage et les coûts.

Tableau IV-1. Les différences lithologiques entre le Trias Carbonaté et la Dalle de M'krata

Formation	Trias Carbonatés	Dalle de M'krata
Dureté	Tendre (cavage)	Dure
Composition	Argileuse	Silteuse
Perméabilité	Perméable	Imperméable
Resistance mécanique	Faible	Forte
Débit	1400 lpm ≤ Régime luminaire	1800 lpm ≥ Régime turbulent

IV.1.2.3 Les différences lithologiques entre le Trias Carbonaté et la Dalle de M'krata peuvent causer des problèmes de forage

Le forage de puits pétroliers et gaziers implique souvent la traversée de formations géologiques variées, chacune présentant ses propres caractéristiques et défis. Dans certains cas, les formations rencontrées peuvent être diamétralement opposées en termes de dureté et de composition, posant un problème majeur pour le forage simultané. C'est précisément le cas du Trias Carbonaté et de la Dalle de M'krata, deux formations distinctes qui se distinguent par leurs propriétés physiques et leurs exigences de forage.

IV.1.2.3.1 Coincement

Différences de dureté : Le Trias Carbonaté étant tendre et argileux, il a tendance à s'effondrer face aux forte débit (lors du forage de DMK), ce qui peut créer une overbalance (coincements par pression différentielle) ou bloquer le train de tiges (coincements par géométrie du trou).

Le Trias Carbonaté est plus perméable et déplétée que la Dalle de M'krata une petite différence pression, ce qui peut causer des coincements par pression différentielle de train de tiges.

IV.1.3 Déviation du trou (perte de la verticalité) du forage et risque de coincement dans les unités du Silurien

IV.1.3.1 Les formations siluriennes

Les formations du Silurien sont souvent caractérisées par des pendages importants, c'est-à-dire que les couches rocheuses sont inclinées par rapport à l'horizontale. Cette inclinaison peut causer des problèmes de déviation du forage, car le trépan a tendance à suivre la pente des couches plutôt que de progresser verticalement.

CHAPITER IV :Coincement dans la phase 8"1/2 : Analyse des causes et proposition des solutions

Ces puits de délinéation ont connu une déviation du trou incontrôlé, pouvant aller jusqu'à 10-15 degrés. (DDR RHAQZH-4)

La déviation du forage peut entraîner plusieurs conséquences néfastes, dont :

- **Coincement du train de tiges** : La déviation peut augmenter la section de friction de la colonne et les parois du trou et créer des points d'accrochage dans le trou de forage, ce qui peut entraîner le coincement du train de tiges
- **Perte de direction** : Le foret peut dévier de sa trajectoire prévue, ce qui peut rendre difficile l'atteinte de la cible.
- **Augmentation du temps de forage** : La déviation peut augmenter la longueur du trajet de forage, ce qui augmente le temps et le coût du forage.

Les changements soudains de lithologie et de dureté peuvent provoquer une déviation du foret.



Figure IV-1. Formations à forts pendages. (PowerV Schlumberger)

IV.1.3.2 Variation d'inclinaison du puits RHAQH-4 dans les formations siluriennes :

Le graphe présente l'évolution de l'inclinaison du puits RHAQH-4 en fonction de la profondeur pendant la phase 8"1/2 du forage dans la formation silurienne à tende. L'inclinaison est mesurée en degrés par rapport à la verticale.

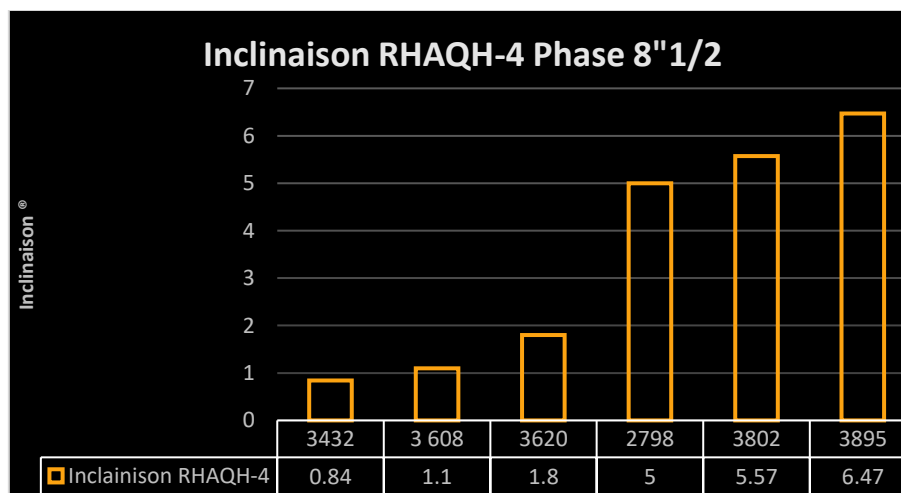


Figure IV-2. Graphe de l'inclinaison du puits RHAQH-4.

IV.1.3.2.1 Des Commentaires sur le graphe

Le graphe montre l'inclinaison du puits RHAQH-4 pendant la phase 8"1/2 du forage de la formation silurienne à tende. L'inclinaison est mesurée en degrés par rapport à la verticale.

On observe que l'inclinaison du puits augmente progressivement avec la profondeur. Cette augmentation est due à la nature de la formation silurienne, qui est une formation tendre et non stratifier. Le forage de ces roches nécessite de dévier le puits de la verticale.

IV.1.3.3 Inclinaison de certains puits face aux formations siluriennes

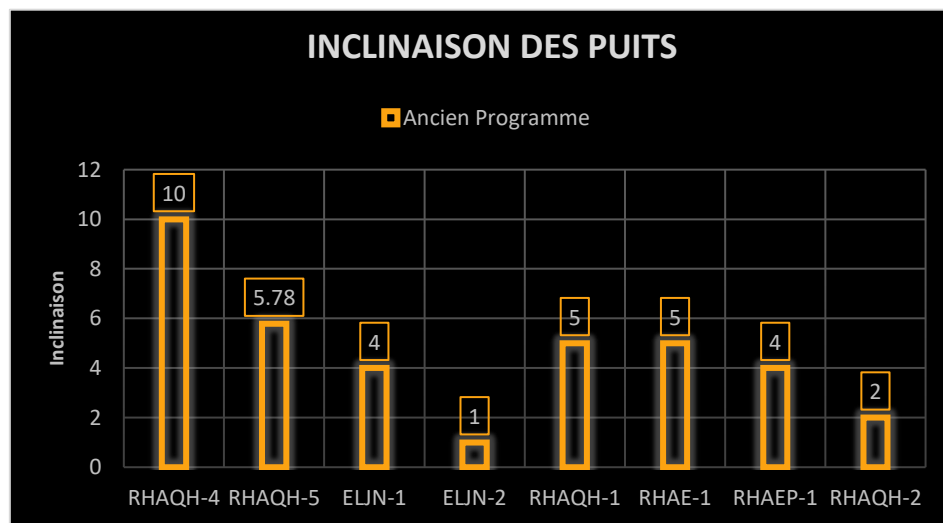


Figure IV-3. Déviation du trou (inclinaison) dans quelque puits dans la région de Berkine phase 8"1/2 dans silurien

IV.1.3.4 Exemple d'une Inclinaison dans puits RHQH-4 dans la région de Berkine phase 8"1/2 dans silurien

L'illustration représente l'inclinaison de 3 degrés du puits **RHQH-4** dans la région de Berkine, au niveau de la section **8"1/2** forée dans la formation silurienne. Cette information est extraite d'une diagraphie de puits de type **MASTER LOG**.

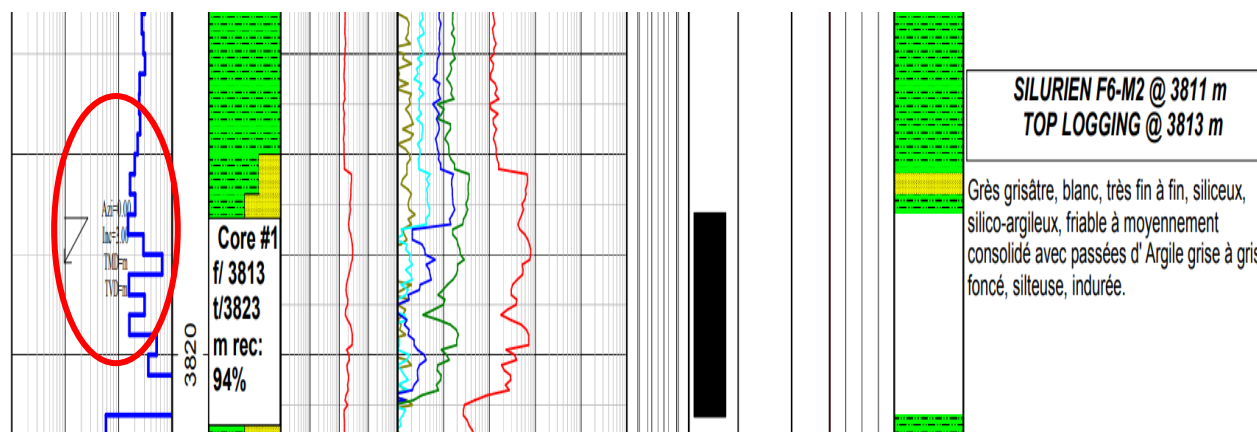


Figure IV-4. Inclinaison de 3° dans puits RHQH-4 dans la région de Berkine phase 8"1/2 dans silurien (MASTER LOG).

IV.1.4 Temps non productif générés par les différents problèmes

Le temps non productif engendré par les Problèmes recensés dans le champ de Berkine Ouest, situé en Algérie, est l'un des plus importants gisements d'hydrocarbures du pays. Son développement est crucial pour la sécurité énergétique de l'Algérie et pour la contribution du secteur pétrolier et gazier à l'économie nationale. Cependant, le champ de Berkine Ouest est confronté à un défi majeur : le temps non productif (NPT). Ce temps perdu représente un coût important pour l'exploitation et affecte la rentabilité du projet. Le graphique présenté montre la répartition des heures perdues pour chaque problème rencontré dans un échantillon de 16 puits forés dans la région de Berkine Ouest.

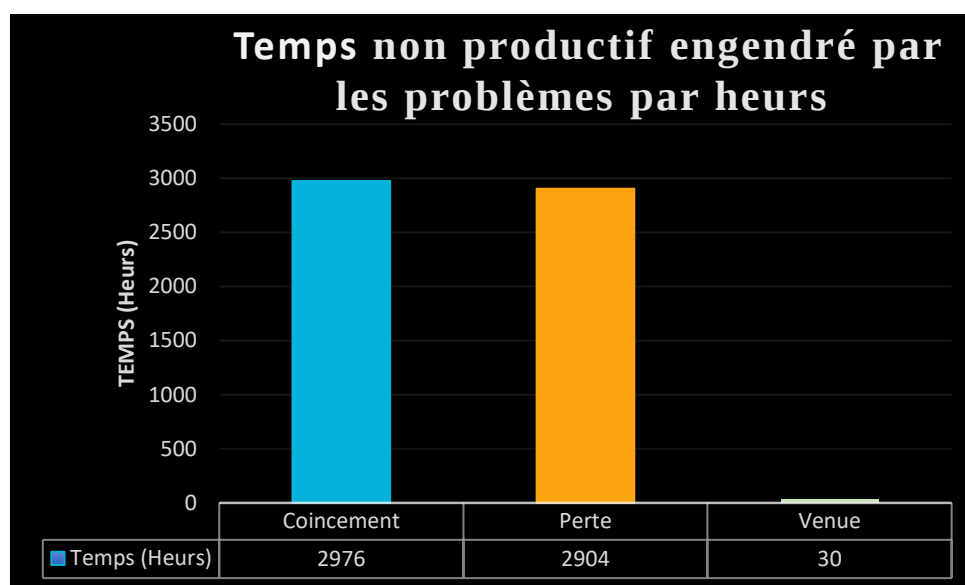


Figure IV-5. Temps non productif dans 16 puits remarques sur les problèmes rencontrés dans le champ de Berkine Ouest.

III.3.1.1 Des commentaires sur le graphe

Le phénomène le plus répétitif dans le champ de Berkine Ouest est le coincement et la perte de circulation avec un nombre d'heures non productives de 2976 heures pour coincement et 2904 heures, Ces problèmes représente donc une perte de temps et d'argent importante pour l'exploitation.

Les problèmes rencontrés dans le champ de Berkine Ouest ont un impact important sur la production.

Coincement peut avoir des conséquences importantes, tant sur le plan du temps non productif que sur les coûts engendrés. Le cas d'étude RHAQZH-4 illustre parfaitement ces impacts négatifs.

CHAPITER IV :Coincement dans la phase 8"1/2 : Analyse des causes et proposition des solutions

Tableau IV-2. Temps non productif dans puits cas d'études RHAQZH-4.

Section (Phase)	NPT (jours)	Incidents NPT	Consequences
8"1/2	31	Coincement de la garniture dans le silurien	• Battage. • Injection des agents de pontage. • Injection des bouchons d'acide. • Dévissage mécanique. • Perte de circulation (pomper LCM) • Opération de repêchage. • Side-Track (laisse un poisson BHA avec PDM de oilserve).
	33	Coincement de la garniture dans le trias carbonate	• Battage. • Injection des agents de pontage. • Injection des bouchons d'acide. • Dévissage mécanique. • Perdre un câble avec un free point Indicator tool de HESP • Opération de repêchage. • Side-Track (laisse un poisson BHA avec PDM de oilserve).

IV.2 Proposition des solutions préventives pour éviter les problèmes de coincement dans la phase 8"1/2 dans la région de Berkine Ouest

L'étude approfondie des problèmes récurrents rencontrés dans la phase 8"1/2 de la région de Berkine Ouest a permis d'identifier les causes des coincements et de proposer des solutions et des recommandations pour améliorer l'efficacité et la sécurité des opérations de forage. L'objectif principal est de minimiser le temps non productif (**NPT**) et de permettre le forage continu du puits **RHAQZH-4** jusqu'à la cible du réservoir Quartzite Hamra sans encombre.

Amélioration du forage vertical dans la région de Berkine Ouest Phase 8"1/2 : Identification des causes de coincement et propositions de solutions

Nous recommandons de mettre en œuvre un nouveau programme de forage pour le puits RHAQZH-4. Ce programme inspirera des solutions mises en œuvre par Sonatrach pour les puits RHQH-2 et RHQH-3 en 2018, qui ont souffert des problèmes similaires.

- Modification du profil du puits et des paramètres mécaniques, hydraulique et rhéologiques.
- Nouveaux équipements.

Le forage vertical dans la région de Berkine Ouest a rencontré plusieurs défis (coincement) qui définit dans le chapitre précédent, comme le montre l'étude de cas du puits RHAQH-4 et des puits adjacents. Cette situation souligne l'inefficacité de l'ancien programme de forage et la nécessité d'une nouvelle approche.

Cette introduction pour présente des solutions pour améliorer le forage vertical dans la région de Berkine Ouest, en s'appuyant sur les leçons apprises des problèmes rencontrés avec l'ancien profil.

IV.2.1 Présentation du nouveau programme

Pour pallier ces défis, un nouveau programme de puits a été conçu pour Berkine Ouest. Ce nouveau profil conserve les dimensions des phases de surface et intermédiaire, mais modifie la longueur des phases 8"1/2 et 6".

IV.2.1.1 Objectifs du nouveau profil

Le nouveau programme de forage vise à :

- Réduire les risques de coincement des outils, instabilité du trou de forage et perte de circulation.
- S'adapter aux conditions géologiques et de pression spécifique de la région de Berkine Ouest forer chaque formation avec ces paramètres adéquates.
- Améliorer les résultats du forage et la production d'hydrocarbures.
- Améliorer l'efficacité du forage en réduisant le temps de forage et les coûts.
- Forer le silurien (**des Pendage élevé**) avec RSS sans perdre la verticalité et éviter les coincements et atteindre la cible.

Le nouveau programme des puits forés verticalement à Berkine Ouest

Le nouveau profil des puits forés verticalement à Berkine Ouest a été conçu pour pallier les problèmes rencontrés avec l'ancien programme de forage. Il conserve les dimensions des phases de surface et intermédiaire, mais modifie la longueur des phases 8"1/2 et 6". Ces modifications visent à améliorer l'efficacité du forage, à réduire les risques et les coûts, et à s'adapter aux conditions spécifiques de la région. Ce nouveau profil devrait ainsi permettre d'améliorer les résultats du forage à Berkine Ouest.

IV.2.1.2 Phase 8"1/2

Objectif de cette phase est Couvrir la formation Trias Carbonaté non consolidée et le réservoir silurien à haute pression la cote de sabot de cette phase est légèrement modifié, passant de quelques mètres dans les grès de Ouargla au toit de la Dalle de M'krata pour s'adapter aux conditions géologiques des formations.

IV.2.1.2.1 Raisons du changement

- Minimiser le temps de forage de cette phase difficile.
- Réduire l'exposition du Trias carbonaté à l'écoulement turbulent de la boue de forage (et donc l'érosion).
- Forer le silurien avec RSS sans perdre la verticalité et éviter les coincements.

IV.2.1.3 Phase 6"

Le rôle de dernière phase du nouveau programme de forage est atteindre et évaluer les réservoirs objectifs de l'Ordovicien, tels que le Quartzite el Hamra et les Grès de Ouargla.

IV.2.1.3.1 Complétion liner mixte avec un packer ECP

Afin de remédier à ces problèmes, je propose l'utilisation d'un système combinant un liner mixte et un Packer ECP.

Le liner équipé d'un Packer ECP au niveau des Grès de Ouargla et sa Partie supérieure est Cimentée pour assurer l'isolation et la protection des formations sensibles.

IV.2.1.3.2 Avantages de cette complétion dans notre situation

- Prévention de la migration de gaz et le Packer ECP assure l'étanchéité entre la colonne de ciment et le liner, empêchant la migration de gaz vers l'annulaire.
- La possibilité de fracturer le Quartzite el Hamra est envisageable pour augmenter la productivité des réservoirs.
- Le Packer ECP permet de tester les formations sensibles ("barefoot test") sans les endommager et Séparation des zones productrices
- Le liner crépiné permet de séparer la zone productrice de la zone cimentée, ce qui est crucial pour l'exploitation de réservoirs superposés avec des fluides différents.
- Permet l'exploitation de plusieurs réservoirs superposés.
- Réduit le risque d'endommagement des formations lors des tests et de la production.
- La fracturation du Quartzite el Hamra peut améliorer le débit de production.

L'utilisation d'un liner mixte avec un Packer ECP offre une solution flexible et efficace pour l'exploitation de puits complexes avec des réservoirs superposés et des formations sensibles. Cette configuration permet de prévenir la migration de gaz, de protéger les formations sensibles et d'augmenter la productivité des réservoirs.

IV.2.2 Des paramètres de forage essentiels dans nouveau programme

Dans le cadre du forage du puits, il est crucial de définir et de respecter des paramètres de boue spécifiques pour optimiser les performances et garantir la sécurité de l'opération. Ce paragraphe présente quelques-uns des paramètres essentiels pris en compte dans le nouveau programme pour le forage dans la formation du Trias Carbonaté.

CHAPITER IV :Coincement dans la phase 8"1/2 : Analyse des causes et proposition des solutions

IV.2.2.1 Valeur de yield value

Dans le Trias Carbonaté, la valeur de "**yield value**" doit être maintenue entre **23** et **26 lbs/100ft²** pour minimiser l'effet de "**washing**". Cet effet peut déclencher le processus d'effondrement, ce qui est néfaste pour la production.

IV.2.2.2 Épaisseur du filtre cake

L'épaisseur du filtre cake est de 4 cm. Cette épaisseur est importante pour garantir une bonne filtration des fluides de forage et éviter la contamination de la formation et éviter le coincement par pression différentielle.

IV.2.2.3 Régime laminaire

Dans l'espace annulaire compris entre le découvert et la garniture de forage, un régime laminaire a été choisi. Ce régime permet d'éviter le phénomène d'érosion mécanique des parois, ce qui est important pour la longévité du puits.

IV.2.2.4 Combinaison rhéologie/débit

La combinaison rhéologie/débit optimale pour le Trias Carbonaté se situe dans la plage **1400-1500 l/min** pour le débit et **23-26 lbs/100ft²** pour la yield value. Cette combinaison permet de concilier les différents besoins du forage, tels que le nettoyage du trou et le contrôle de la pression.

IV.2.2.5 Paramètres de forage Trias Carbonate et DMK dans le forage du puits RHAQH-3 PHASE 8"1/2 (avec le nouveau programme)

Les deux tableaux suivants présentent les paramètres de forage détaillés pour les formations Trias Carbonate et DMK dans le forage du Puits RHAQH-3, phase 8"1/2, en utilisant le nouveau programme de forage

Tableau IV-3. Paramètres de forage trias carbonate puits RHAQH-3 phase 8"1/2. (RHQH3 Master Log)

Paramètre	Valeur	Unité
Poids sur l'outil (WOB)	3-15	Tonnes
Vitesse de rotation (RPM)	80-100	Tours per minute (rpm)
Couple (TRQ)	2200-4560	Livres-pieds (lb*ft)
Débit de boue (FR)	1380-1510	Litres par minute (l/min)
Pression de pompe (SPP)	1830-2100	Livres par pouce carré (psi)

CHAPITER IV :Coincement dans la phase 8"1/2 : Analyse des causes et proposition des solutions

Tableau IV-4. Paramètres de forage Dalle de M'Kratta puits RHAQH-3 phase 6 ". (RHQH3 Master Log)

Paramètre	Valeur	Unité
Poids sur l'outil (WOB)	7-12	Tonnes
Vitesse de rotation (RPM)	70-105	Tours per minute (rpm)
Couple (TRQ)	3200-4000	Livres-pieds (lb*ft)
Débit de boue (FR)	1540-1800	Litres par minute (l/min)
Pression de pompe (SPP)	3000-3150	Livres par pouce carré (psi)

IV.2.3 Évaluation des risques

Les formations du Trias ont montré une tendance à l'effondrement sur certains puits, posant des problèmes pour la phase de trou de 8" ½. Pour éviter cela, il est recommandé de forer la formation du Trias en écoulement laminaire en s'assurant d'un nettoyage adéquat du trou, à moins que l'effondrement ne se produise et ne devienne un problème. Dans ce cas, les débits devront être un débit plus conventionnel de ne dépasse pas **1500 lpm**.

Les puits de délinéation ont connu un déviateur de puits incontrôlé, pouvant aller jusqu'à **10-15 degrés**. Pour contrôler la verticalité, il est recommandé d'utiliser un assemblage de fond de trou (**BHA**) avec un outil de verticalité (**RSS**) avec des forets PDC pour maintenir la verticalité du puits.

La manipulation du BHA à travers le Trias ne doit pas être plus rapide qu'un stand par minute. Les réservoirs potentiels pourraient être sous pression autour ou au-dessus de la densité de boue existante, ce qui pourrait entraîner des coups de pression.

Des contrôles de débit doivent être effectués sur toutes les pauses de forage. Soyez attentifs aux augmentations de gaz de connexion qui pourraient indiquer un besoin d'augmenter la densité de la boue. Veillez à ne pas confondre le débit de connexion avec un coup de pression et à ne pas augmenter la densité de la boue inutilement.

Il est important de maintenir une densité de boue suffisante pour contrôler le puits sans augmentations excessives de la densité de boue, qui pourraient entraîner des problèmes de coincement différentiel ou une perte de retours.

On observe un nombre important d'élargissements et de coincement de tiges dans la formation des unités F6 du Silurien. Ceci est principalement attribué à un trou fortement spiralé. Les pratiques courantes de forage doivent être modifiées pour cette phase.

- Les puits de délinéation présentent un risque élevé de pertes/pertes totales si la densité de la boue est supérieure à **1,48 Sg**.
- Une inclinaison élevée de 6° a été observée dans le puits RHAQZH-1 lors du forage de la formation du Trias. Un outil de maintien de la verticalité sera utilisé pour contrôler la déviation.

IV.2.4 Différences entre les deux profils de forage

La principale différence réside dans la phase 8"1/2. La section du liner a été réduite de 2000 m à 1500 m environ après des études approfondies par les ingénieurs de Sonatrach. Cette modification vise à éviter plusieurs problèmes de forage.

Dans l'ancienne profile, le liner 7" était posé 3m dans les Grés de Ouargla. Dans le nouveau programme, il est posé au top de la Dalle de M'krata.

Le principe de la nouvelle profile est de changer le point de pose du liner 7" pour :

- Réduire le temps de forage de la phase difficile 8"1/2.
- Diminuer le temps d'exposition de la formation du Trias carbonaté à l'écoulement turbulent du fluide de forage pour éviter l'érosion du Trias carbonaté.
- Réduire le risque de coincement et perte de circulation dans les formations de trias.
- Réduire le risque de déviation et coincement dans le Silurien.
- Améliorer la stabilité du puits.

IV.2.4.1 La différence entre quelques paramètres de forage

Tableau IV-5. La différence entre les paramètres de forage de phase 8"1/2.

Propriétés	Débit (l/min)	Density (sg)	YP (lb/100ft ²)	PV	Filtrat (cm ³)	Bridging
Ancien Programme	1800-2000	1.35-1.40	10-14	32	4	Utilisé
Nouveau Programme	1400-1500	1.45	21-23	29	3	Utilisé

IV.2.5 Utilisation de système orientable rotatif (RSS) POWER V (SLB) :

Système orientable rotatif pour forage vertical : Une solution fiable et efficace pour les applications de forage vertical.

Le système orientable rotatif PowerV (PowerV RSS) permet un forage rentable tout en maintenant automatiquement et en continu un puits vertical. Ce système entièrement rotatif améliore l'efficacité du nettoyage du trou et la qualité du puits foré verticalement, réduisant ainsi le risque de runs de correction coûteux. Avec le PowerV RSS, le risque d'incidents de perte dans le trou et de coincement mécanique et différentiel est minimisé. Sa capacité de rotation élevée le rend compatible avec la configuration Power Drive vortex RSS (PowerV Schlumberger).

Le PowerV RSS orienté activement et automatiquement la trajectoire du puits vers le bas pendant le forage, quel que soit l'azimut de toute inclinaison présente. Une fois la verticalité atteinte, toute tendance à augmenter l'angle est automatiquement corrigée en fond de trou. Le pilotage automatique ne nécessite qu'une supervision minimale en surface et aucun système MWD pour fonctionner. Il n'y a pas besoin d'une supervision dédiée sur le site de forage, ce qui réduit les risques potentiels pour la santé, la sécurité et l'environnement (HSE). Si la surveillance de la direction et de l'inclinaison est essentielle, un outil MWD peut être ajouté au train de forage (BHA). Le PowerV RSS peut être adapté pour fonctionner sur presque toutes les installations de forage. Il couvre la plupart des tailles de trous et convient parfaitement aux formations dures et aux formations à fort angle d'inclinaison (**PowerV Schlumberger**).

IV.2.5.1 Avantages (POWER V)

- Maintient automatiquement le puits vertical, éliminant ainsi le risque de runs de correction coûteux.
- Nécessite une supervision ou une interaction minimale ou nulle sur le site de forage.
- Fournit une solution de forage optimale en utilisant l'alimentation en surface, l'alimentation en fond de trou ou les deux.
- Minimise le risque d'incidents de perte dans le trou et assure un nettoyage efficace du trou car tout tourne.
- Fonctionne indépendamment des systèmes MWD, si pas nécessaire. (**PowerV Schlumberger**)

IV.2.5.2 Applications ciblées : Forage vertical efficace en une seule passe.

IV.2.5.3 Caractéristiques techniques

- Pression maximale : 20 000 psi [138 MPa].
- Température maximale : 302 °F [150 °C].

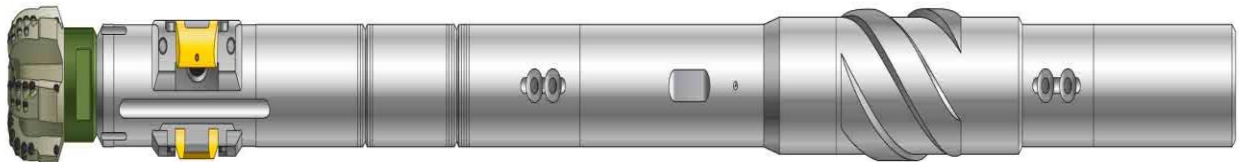


Figure IV-6. Power V (Système orientable rotative) (PowerV Schlumberger)

Dans le cas du forage dans le silurien tendre avec pendage élevé qui peut atteindre jusqu'à 15°, l'utilisation de RSS est particulièrement recommandée pour éviter les déviations et les coincements.

Meilleure qualité du trou : La rotation du train de forage permet d'obtenir un puits de calibre plus lisse, ce qui est important pour la production et la longévité du puits.

En effet, la rotation continue du train de forage permet un nettoyage constant du trou et réduit le risque de coincement. De plus, la capacité à contrôler le factage de l'outil au niveau du trépan permet un contrôle directionnel plus précis et une tortuosité moindre, ce qui est crucial dans les formations tendres.

Le programme de forage en question devrait donc impérativement utiliser des systèmes rotatifs orientables pour maximiser les chances de succès et minimiser les risques. (**PowerV Schlumberger**).

IV.2.5.4 Conception de trépan pour système "Push-the-Bit"

- Trépan plus court.
- Nécessite des plaquettes d'appui latérales plus agressives (agressive cutting).
- Jauges courtes agressives pour angle de déviation élevé.
- Jauge passive légèrement plus longue pour les problèmes de qualité du trou.

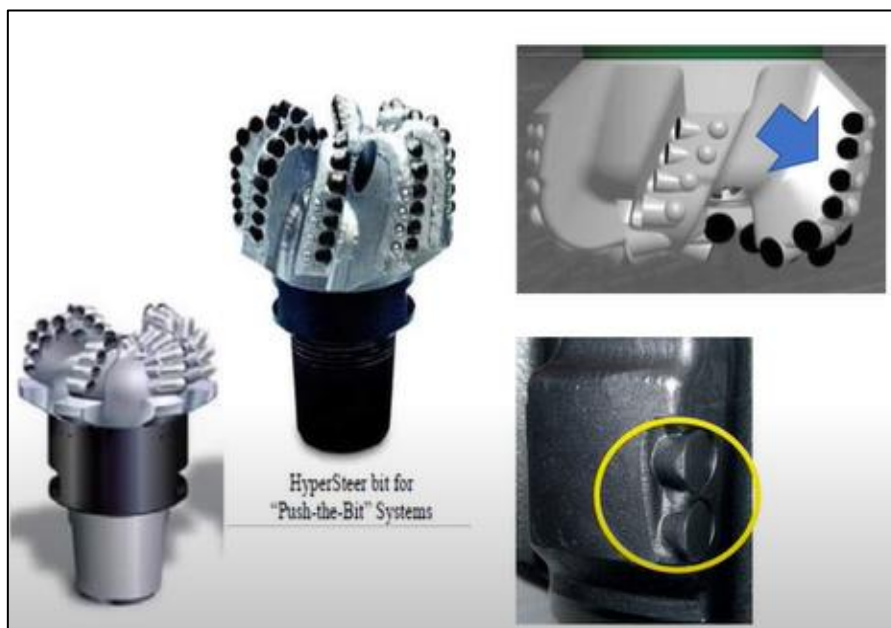


Figure IV-7. Hyper steer trépan pour système "Push-the-Bit".

IV.2.6 Si on applique le nouveau profile aux puits RHAQH-4

La différence entre les deux programmes réside dans les phases 8"1/2 et 6". L'ancien programme utilise un liner 7" plus long (1632 m) qui traverse toutes les formations du Lias Argileux jusqu'au Argile d'Azzel et se pose à 2m dans les Grés d'Ouargla. Un liner 4"1/2 est ensuite posé dans les Grés d'El Atchane sur une longueur de 261m. L'évaluation du réservoir se fait en open hole pour obtenir des mesures DST précises.

CHAPITER IV :Coincement dans la phase 8"1/2 : Analyse des causes et proposition des solutions

Le nouveau programme utilise un liner 7" plus court (environ 1358m) qui se pose au top de la Dalle de M'krata. Le liner 4"1/2 de longueur de 535m, mais la complétion peut se faire par des tubings crépines ou perforés.

Tableau IV-6. Comparaison entre les deux sections 8"1/2 et 6"

Phase	Diamètre du Liner/tubage	Longueur de La section	Formation du sabot	Formations traversées
Ancien profil	8"1/2	7"	Gr��s d'Ouargla	Lias Argileux
				TAGS
				Trias Carbonaté
				TAGI
				Silurien
				DMK
				Argiles Micro conglomératiques
				Gr��s de Oued Saret
				Argiles d'Azzel
	6"	4"1/2	Gr��s el Atchane	Gr��s d'Ouargla
Nouvel profil	8"1/2	7"	Dalle de M'KRATA	Quartzite de Hamra
				Gr��s d'El Atchane
				Lias Argileux
				TAGS
				Trias Carbonaté
	6"	4"1/2	Gr��s el Atchane	TAGI
				Silurien
				DMK
				Argiles Micro conglomératiques
				Gr��s de Oued Saret
				Argiles d'Azzel
				Gr��s de Ouargla
				Quartzite de Hamra
				Gr��s d'El Atchane

IV.2.6.1 La nouvelle architecture de puits pour minimiser les problèmes de forage

Afin de contrer les défis rencontrés lors du forage de puits verticaux, notamment les coincements différentiels, les effondrements de formation et les problèmes de nettoyage du trou, un nouveau profil de puits a été élaboré. Ce profil innovant vise à optimiser la trajectoire du puits et à minimiser les risques de complications durant le forage.

CHAPITER IV :Coincement dans la phase 8"1/2 : Analyse des causes et proposition des solutions

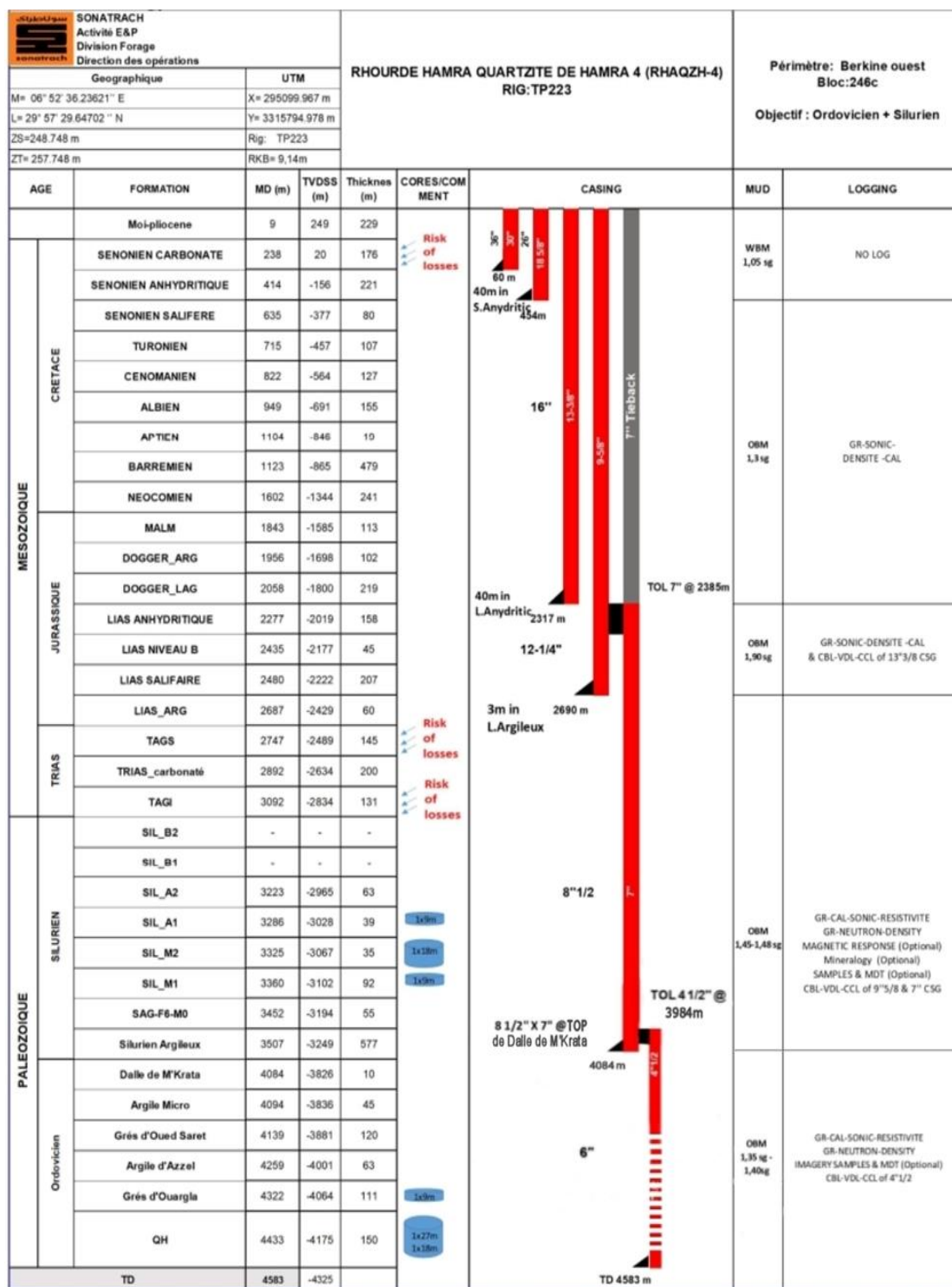


Figure IV-8. Nouveau profil de puits

IV.2.6.2 Les formules des calculs de vérification de résistance de liner 7" et liner 4" (1/2)

Pour les calculs on tient compte les efforts suivants :

- Pression d'écrasement avec un coefficient de sécurité $K_{écr} = 1,125$.
- Pression d'éclatement avec un coefficient de sécurité $K_{écl} = 1,1$.
- Charge de traction avec un coefficient de sécurité $K_{tra} = 1,750$.

IV.2.6.2.1 Calcul de la pression d'écrasement ($P_{écr}$)

La pression d'écrasement est calculée en considérant que l'espace annulaire est rempli de boue et l'intérieur de la colonne (tubage/ tige) est vide. La formule utilisée est :

$$P_{écr} = [P_{ea} - P_{int}] \times K_{écr} = \left[\frac{H \times d_b}{10.2} - 0 \right] \times K_{écr} \quad (IV.1)$$

H : la profondeur verticale.

Pour la vérification de la résistance à l'écrasement : en comparant $R_{écr}$ et $P_{écr}$

Si $R_{écr}$ est supérieur à $P_{écr}$, alors la colonne résiste mieux à l'écrasement.

IV.2.6.2.2 Calcul de la pression d'éclatement ($P_{écl}$)

Vérifier si la résistance de la colonne (tubage/ tige) est suffisante pour supporter la pression interne du fluide (généralement de la boue de forage ou du ciment). La formule utilisée est :

$$P_{écl} = [P_{int} - P_{ea}] \times K_{écl} = \left[\frac{H \times d_b}{10.2} - 0 \right] \times K_{écl} \quad (IV.2)$$

Pour la vérification de la résistance à l'éclatement : en comparant $R_{écl}$ et $P_{écl}$.

Si $R_{écl}$ est supérieur à $P_{écl}$, alors la colonne résiste mieux à l'éclatement.

IV.2.6.2.3 Calcul de résistance à la traction (T_{tr})

Vérifier si le tubage a une résistance suffisante pour supporter les charges de traction auxquelles il sera soumis pendant le forage.

On devise la valeur de la résistance à la traction (T_{tr}) donnée par le formulaire du foreur sur le poids apparent de la colonne (tubage/ tige) (G) qu'on multiplie fois la gravité $g = 9,81 \text{ m/s}^2$ et comparer cette valeur avec K_{tra} , si le rapport est supérieur à K_{tra} , alors la colonne résiste mieux à la traction.

$$\frac{T_{trac}}{G \times g} \quad (IV.3)$$

$$G = G_{air} \times f \quad (IV.4)$$

f : le facteur de flottabilité qui est calculé comme suit :

CHAPITER IV :Coincement dans la phase 8"1/2 : Analyse des causes et proposition des solutions

$$f = 1 - \frac{d_b}{d_a} \quad (IV.5)$$

d_a : densité de l'acier qui est égale à 7,85.

G_{air} : poids du casing en air. Calculé par la formule suivante :

$$G_{air} = G_u \times L \quad (IV.6)$$

G_u : poids unitaire de la colonne (tubage / tige).

L : longueur totale.

IV.2.6.3 Les résultats des calculs détaillés la vérification de résistance de liner 7"

Les résultats des calculs détaillés la vérification de résistance de liner 7" pour le puits RHAQZH-4, utilisation des formules : (IV.1) (IV.2) (IV.3) (IV.4) (IV.5) (IV.6)

Tableau IV-7. Vérification de la résistance du tubage 7" aux efforts d'écrasement, d'éclatement et de traction.

Facteur de flottabilité	Longueur du liner (m)	Poids unitaire du casing (Kg/m)	Poids du casing en air (Kg)
0.811	1699	47.58	80838.42
La résistance à l'écrasement ($R_{écr}$) [Bar]	La résistance à l'éclatement ($R_{écl}$) [Bar]	La résistance à la traction (T_{tr}) [10 ⁴ N]	
743	859	456	
La pression d'écrasement ($P_{écr}$) [Bar]	La pression d'éclatement ($P_{écl}$) [Bar]	Le poids apparent (G) [Kg]	
666.81	651.99	65559.95	

IV.2.6.3.1 Discussion des résultats :

$$R_{écr} > P_{écr} \quad \text{et} \quad R_{écl} > P_{écl} \quad \text{et} \quad \frac{T_{trac}}{G \times g} > K_{trac}$$

Les calculs effectués permettent de s'assurer que la colonne 7" présente une résistance adéquate aux contraintes mécaniques auxquelles elle sera soumise (l'écrasement, et à l'éclatement, et à la traction).

IV.2.6.4 Les résultats des calculs détaillés la vérification de résistance de liner 4" 1/2

Les résultats des calculs détaillés la vérification de résistance de liner 4"1/2 pour le puits RHAQZH-4, utilisation des formules : (IV.1) (IV.2) (IV.3) (IV.4) (IV.5) (IV.6)

CHAPITER IV :Coincement dans la phase 8"1/2 : Analyse des causes et proposition des solutions

Tableau IV-8. Vérification de la résistance du tubage 4" 1/2 aux efforts d'écrasement, d'éclatement et de traction.

Facteur de flottabilité	Longueur du liner (m)	Poids unitaire du casing (Kg/m)	Poids du casing en air (Kg)
0.822	599	20,09	12033.91
La résistance à l'écrasement ($R_{écr}$) [Bar]	La résistance à l'éclatement ($R_{écl}$) [Bar]	La résistance à la traction (T_{tr}) [10^4 N]	
737	855	188	
La pression d'écrasement ($P_{écr}$) [Bar]	La pression d'éclatement ($P_{écl}$) [Bar]	Le poids apparent (G) [Kg]	
707.65	691.93	9891.87	

IV.2.6.4.1 Discussion des résultats :

$$R_{écr} > P_{écr} \quad \text{et} \quad R_{écl} > P_{écl} \quad \text{et} \quad \frac{T_{trac}}{G \times g} > K_{trac}$$

Les calculs effectués permettent de s'assurer que la colonne 4" 1/2 présente une résistance adéquate aux contraintes mécaniques auxquelles elle sera soumise (l'écrasement, et à l'éclatement, et à la traction).

IV.2.6.5 Les formules des calculs de cimentation

IV.2.6.5.1 Le volume du laitier pour le liner 7

$$V_L = V_1 + V_2 + V_3 + V_4 \quad (IV.7)$$

V_1 : Volume de l'espace annulaire trou/tubage (7") entre le fond et le sabot de casing 9^{5/8}.

V_2 : Volume de l'espace annulaire liner/tubage entre sabot jusqu'au top du liner.

V_3 : Volume de l'espace annulaire DP/tubage entre top du liner jusqu'au top du ciment.

V_4 : Volume intérieur enter le sabot jusqu'au landing collar.

N.B : le volume du trou est généralement supérieur à celui du trépan d'où les volumes V_1 doit être majorés par un coefficient de majoration qui dépend de la formation

Calcul de V_1 :

$$V_1 = COH/casing7" \times H_1 \times (K_m) \quad (IV.8)$$

$COH/casing$: représente le volume unitaire open-hole/casing 7".

K_m : représente coefficient de majoration qui est pour notre cas $K_m = 1.25$ (25%).

CHAPITER IV :Coincement dans la phase 8"1/2 : Analyse des causes et proposition des solutions

H₁ : représente la hauteur entre le fond et le sabot de casing 9⁵/₈, qui est égale à 1395m

Calcul de V₂ :

$$V_2 = C_{\text{casing } 7'' / \text{casing } 9''5/8} \times H_2 \quad (\text{IV.9})$$

C casing 7'' / casing 9''5/8 : représente le volume unitaire entre le tubage 7'' et le tubage 9''5/8

H₂ : représente la hauteur entre le sabot du tubage 9''5/8 et le top liner 7'', qui est égale à 305m.

Calcul de V₃ :

$$V_3 = C_{\text{Dp } 5'' / \text{casing } 9''5/8} \times H_3 \quad (\text{IV.10})$$

C Dp 5'' / casing 9''5/8 : représente le volume unitaire entre le tubage 9''5/8 et la tige 5''.

H₃ : représente la hauteur entre top du liner jusqu'au top du ciment, qui est égale à 50 m.

Calcul de V₄ :

$$V_4 = C_{\text{casing } 7''} \times H_4 \quad (\text{IV.11})$$

C casing 7'' : représente le volume unitaire du tubage 7''.

H₄ : représente la hauteur entre landing collar jusqu'au sabot du tubage 7, qui est égale à 28.5m.

IV.2.6.5.2 Le volume du laitier pour le liner 4"1/2

$$V_L = V_1 + V_2 + V_3 \quad (\text{IV.12})$$

V₁ : Volume de l'espace annulaire trou/tubage (4"1/2) entre le packer ECP et le sabot du tubage 7''.

V₂ : Volume de l'espace annulaire liner/tubage entre sabot jusqu'au top du liner.

V₃ : Volume de l'espace annulaire DP/tubage entre top du liner jusqu'au top du ciment.

N.B : le volume du trou est généralement supérieur à celui du trépan d'où les volumes V₁ doit être majorés par un coefficient de majoration qui dépend de la formation.

Calcul de V₁ :

$$V_1 = COH / \text{casing } 4''1/2 \times H_1 \times (K_m) \quad (\text{IV.13})$$

COH/casing 4"1/2 : représente le volume unitaire open-hole/casing.

K_m : représente coefficient de majoration qui est pour notre cas K_m = 1.25 (25%).

H₁ : représente la hauteur entre le Packer ECP et le sabot 7 qui est égale à 230.78m.

CHAPITER IV :Coincement dans la phase 8"1/2 : Analyse des causes et proposition des solutions

Calcul de V2 :

$$V2= C \text{ casing } 4\frac{1}{2}/\text{casing } 7" \times H2 \quad (IV.14)$$

C casing 4"1/2/casing 7" : représente le volume unitaire entre casing 4.5"-casing 7"

H2 : représente la hauteur sabot 7"- top liner, qui est égale à 100 m

Calcul de V3 :

$$V3= C \text{ Dp } 3 \text{ " } 1/2/\text{casing } 7 \text{ " } \times H3 \quad (IV.15)$$

C Dp 3 " 1/2/casing 7 " : représente le volume unitaire entre casing 7"-drill pipe 3"1/2.

H3 : représente la hauteur entre top du liner jusqu'au top du ciment. Qui est égale à 50m.

IV.2.6.5.3 Calcul de la quantité de ciment et le volume d'eau douce utilisée

La densité du laitier utilisé est $d_L = 1,9$ de classe G.

D'après le formulaire du foreur

Tableau IV-9. Le volume d'eau douce nécessaire pour 100 Kg de ciment et le volume du laitier obtenu pour 100 Kg de ciment

La densité du laitier	Le volume d'eau douce (L/100Kg)	Le volume du laitier (L/100Kg)
1,9	44,1	75,8

IV.2.6.5.3.1 La quantité de ciment : Q_c

$$Q_c = \frac{V_L \times 100}{75.8}. \quad (IV.16)$$

IV.2.6.5.3.2 Le volume d'eau douce : V_E

$$V_E = \frac{Q_c \times 44.1}{100} \quad (IV.17)$$

IV.2.6.5.4 Calcul de volume total de chasse : V_{ch}

Le volume nécessaire pour déplacer le ciment vers sa place dans l'espace annulaire

IV.2.6.5.4.1 Le volume de chasse pour cimentation du liner 7 "

$$V_{ch} = V_{int} (DP 5") + V_{int} (Casing 7") - V_{Spacer} \quad (IV.18)$$

V_{Spacer} : représente le volume de spacer, $V_{Spacer} = 5 \text{ m}^3$

$V_{int} (DP 5")$: représente le volume intérieur des tiges 5", il est calculé comme suit :

CHAPITER IV :Coincement dans la phase 8"1/2 : Analyse des causes et proposition des solutions

$$V_{int} (DP 5") = C_{DP 5"} \times H_{DP 5"} \quad (IV.19)$$

H_{DP 5"} : représente la longueur totale des tiges 5" depuis top de liner jusqu'à X-O.

$$H_{DP 5"} = 2385m$$

V_{int} (Casing 7") : représente le volume intérieur du tubage 7", il est calculé comme suit :

$$V_{int} (Casing 7") = C_{Casing 7"} \times H_{Casing 7"} \quad (IV.20)$$

H_{Casing 7"} : représente la longueur du tubage 7" entre le landing collar et le top du liner.

$$H_{Casing 7"} = 1670.5m$$

IV.2.6.5.4.2 Le volume de chasse pour cimentation du liner 4"1/2

$$V_{ch} = V_{int} (DP 3"1/2) + V_{int} (Casing 41/2") - V_{Spacer} \quad (IV.21)$$

V_{Spacer} : représente le volume de spacer, $V_{Spacer} = 2 m^3$

V_{int} (DP 3"1/2) : représente le volume intérieur des tiges 3"1/2, il est calculé comme suit :

$$V_{int} (DP 3"1/2) = C_{DP 3" 1/2} \times H_{DP 3"1/2} \quad (IV.22)$$

H_{DP 3"1/2} : représente la longueur totale des tiges 3"1/2 depuis top de liner jusqu'à X-O.

$$H_{DP 3"1/2} = 3984m$$

V_{int} (Casing 4"1/2) : représente le volume intérieur du tubage 4"1/2, il est calculé comme suit :

$$V_{int} (Casing 4"1/2) = C_{Casing 4"1/2} \times H_{Casing 4"1/2} \quad (IV.23)$$

H_{Casing 4"1/2} : représente la longueur du tubage 4"1/2 entre le landing collar et le top du liner.

$$H_{Casing 4"1/2} = 330.78m$$

CHAPITER IV :Coincement dans la phase 8"1/2 : Analyse des causes et proposition des solutions

IV.2.6.6 Les résultats des calculs détaillés la cimentation de liner 7" puits RHAQZH-4

Les résultats des calculs détaillés la cimentation de liner 7" pour le puits RHAQZH-4, utilisation des formules suivantes : (IV.7) (IV.8) (IV.9) (IV.10) (IV.11) (IV.16) (IV.17) (IV.18) (IV.19) (IV.12)

Tableau IV-10. Les résultats des calculs nécessaire pour la cimentation du liner 7".

Volume V1 [Liter]	Volume V2 [Liter]	Volume V3 [Liter]	Volume V4 [Liter]
20576.25	3684.4	1180	536.37
Volume de laitier (VL) [Liter]			
25977.02			
Quantité de ciment QC [Tones]		Volume d'eau douce VE [m³]	
34.27		15.113	
V Spacer [m³]	Vint (DP 5") [m³]		Vint (Casing 7") [m³]
5	21.393		31.439
Volume de chasse (Vch) [m³]			
47.832			

IV.2.6.7 Calculs détaillés la cimentation de liner 4"1/2 pour le puits RHAQZH-4

Les résultats des calculs détaillés la cimentation de liner 4(1/2)", utilisation des formules suivantes : (IV.12) (IV.13) (IV.14) (IV.15) (IV.16) (IV.17) (IV.21) (IV.22) (IV.23)

Tableau IV-11. Les résultats des calculs nécessaire pour la cimentation du liner 4"1/2.

Volume V1 [Liter]	Volume V2 [Liter]	Volume V3 [Liter]
2307.8	856	612
Volume de laitier (VL) [Liter]		
3775.8		
Quantité de ciment QC [Tones]		Volume d'eau douce VE [m ³]
4.981		2.197
V Spacer [m ³]	Vint (DP 3.5") [m ³]	Vint (Casing 4"1/2) [m ³]
2	15.218	2.576
Volume de chasse (Vch) [m ³]		
15.794		

IV.3 Est-ce que le nouveau programme de forage est plus efficace que l'ancien ?

Afin de valider l'efficacité du nouveau programme de puits, une comparaison a été effectuée entre des échantillons représentatifs de l'ancienne et de la nouvelle approche. Cette comparaison s'est basée sur plusieurs critères :

IV.3.1 Impact de nouveau programme sur la problématique du coincement

Le diagramme présenté montre une comparaison entre les puits forés selon l'ancienne et la nouvelle programmation. On remarque que le problème de coincement est présent dans tous les puits de l'ancienne programmation, tandis qu'il est absent dans les puits forés avec la nouvelle programmation.

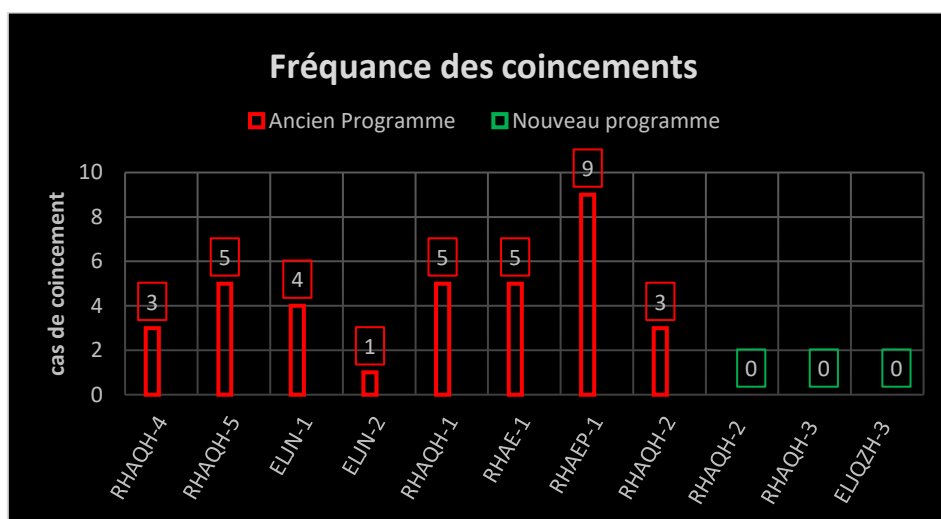


Figure IV-9. Résultats des coincements dans les puits forés selon l'ancienne et la nouvelle programmation.

IV.3.1.1 Des commentaires sur le graphe

Les coincements sont nettement plus fréquents dans les puits forés avec l'ancien programme (RHAQH-4, RHAQH-5, etc.) que dans ceux forés avec le nouveau programme (RHAQH-2, RHAQH-3 et ELJQZH).

La nouvelle programmation semble avoir un effet significatif sur la réduction des coincements, avec une fréquence quasi inexistante dans les puits forés avec cette méthode. Impact positif : La réduction des coincements peut avoir un impact positif sur la sécurité, les coûts et la production des opérations de forage.

IV.3.2 Impact de nouveau programme sur la problématique de la perte de circulation

Le diagramme présenté montre une comparaison entre les puits forés selon l'ancienne et la nouvelle programmation. On remarque que le problème de perte de circulation est présent dans

tous les puits de l'ancienne programmation, tandis qu'il est presque absent dans les puits forés avec la nouvelle programmation.

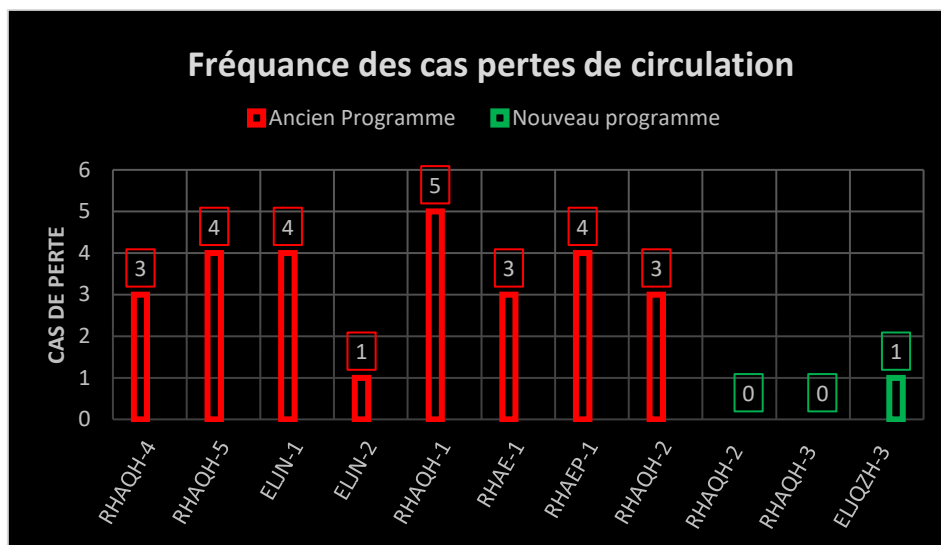


Figure IV-10. Résultats des pertes de circulation dans les puits forés selon l'ancienne et la nouvelle programmation

IV.3.2.1 Des commentaires sur le graphe

La fréquence des pertes de circulation est généralement plus élevée dans les anciens programmes (RHAQH-4, RHAQH-5, RHAQ-1, RHAEP-1, ELJN-1, ELJN-2) que dans les nouveaux programmes (ELJQZH-2, RHAQH-3, ELJQZH-3).

Ces résultats suggèrent que les nouveaux programmes sont plus efficaces pour prévenir les pertes de circulation que les anciens programmes. Cela pourrait être dû à des améliorations apportées à la conception des programmes ou à la mise en œuvre de nouvelles technologies.

IV.3.3 Impact de nouveau programme sur la problématique de cavage

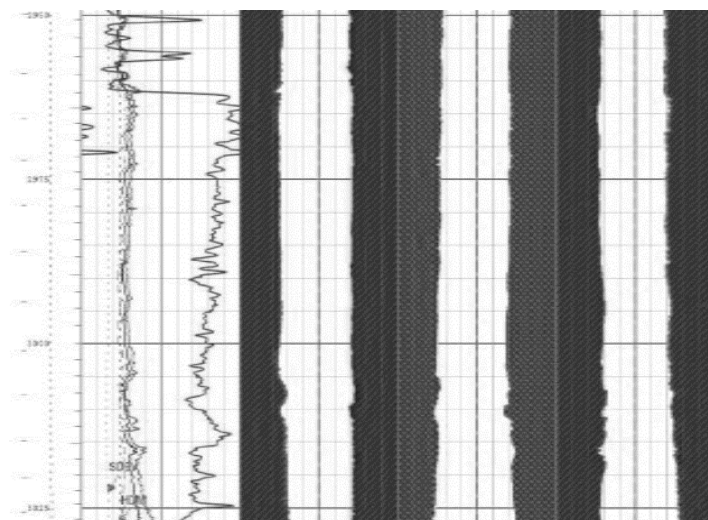


Figure IV-11. L'état de trou au niveau du trias carbonaté RHAQZH-3.

IV.3.3.1 Paramètres de fluide et Paramètres de forage

Tableau IV-12. L'état de trou au niveau du TAGS, Trias Carbonate puits RHAQH-3.

Formation	État du trou
TAGS	Homogènes, pas de cavage, pas de perte de circulation
TRIAS Carbonate	Homogènes, pas de cavage, pas de perte de circulation

IV.3.4 Impact de nouveau programme sur la problématique de la déviation dans le silurien

L'objectif de cette étude est d'évaluer l'impact du nouveau programme sur la problématique de la déviation dans le Silurien.

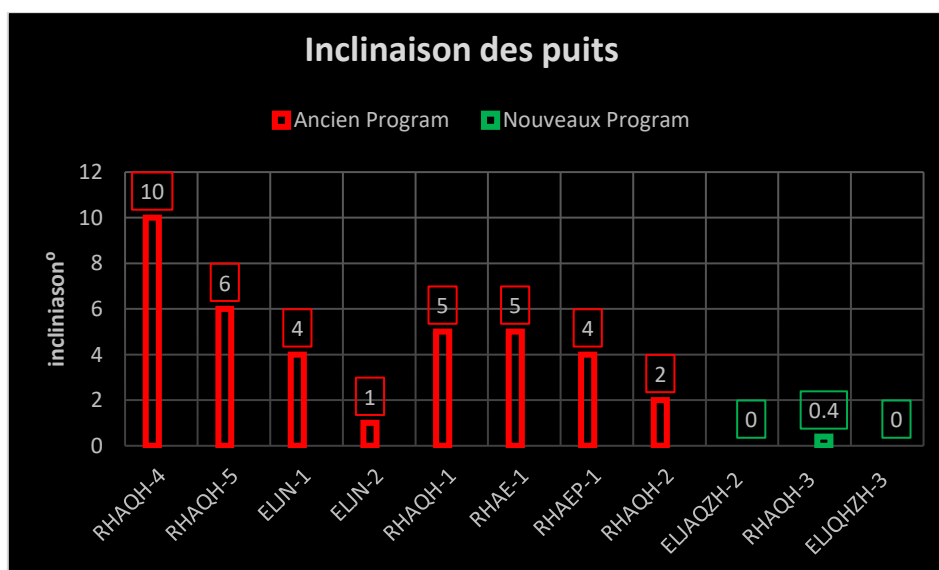


Figure IV-12. L'inclinaison des puits dans le Silurien

IV.3.4.1 Des commentaires sur le graphe

D'après le graphique que vous avez envoyé, voici quelques observations que l'on peut faire comparaison entre l'ancien et le nouveau programme :

Le graphique montre une nette différence d'inclinaison entre l'ancien programme et le nouveau programme utilisant le RSS dans le Silurien.

L'inclinaison est beaucoup plus faible avec le nouveau programme qu'avec l'ancien.

- Cela signifie que le nouveau programme permet de forer des puits plus verticaux, ce qui est important pour plusieurs raisons :
- Cela permet d'atteindre la cible plus facilement et avec plus de précision.

CHAPITER IV :Coincement dans la phase 8"1/2 : Analyse des causes et proposition des solutions

- Cela réduit le risque de complications lors du forage, telles que des collisions avec d'autres formations géologiques.

IV.4 Etude économiques : Est-ce que ces solutions de nouveau programme sont rentables économiquement ?

Les opérations forage de la phase 8"1/2 dans deux puits un avec nouveau programme et un avec ancien programme

Tableau IV-13. Les opérations forage de la phase 8"1/2 dans puits RHAEP-1

Les Opération Ancien Programme Puits RHAEP-1	Fréquences
PDM	UTILISER
POISSON	2
BOUCHON DE CIMENT	2
SIDE-TRACK ET REPECHAGE	2
PERTE DE CIRCULATION	2

Tableau IV-14. Les opérations forage de la phase 8"1/2 dans puits RHAQH-3

Les Opération Ancien Programme Puits RHAQH-3	Fréquences
RSS	UTILISER
POISSON	0
BOUCHON DE CIMENT	0
SIDE-TRACK ET REPECHAGE	0
PERTE DE CIRCULATION	0

IV.4.1 Comparaison des performances de forage entre l'ancienne et la nouvelle programmation analyse approfondie

Ce rapport présente une analyse comparative approfondie des performances de forage entre l'ancienne et la nouvelle programmation, en mettant en évidence les avantages économiques et opérationnels de la nouvelle approche.

IV.4.1.1 Problèmes rencontrés avec l'ancienne programmation dans puit RHAEP-1 :

L'utilisation de l'ancienne architecture dans le forage du puits a entraîné des défis majeurs, notamment :

Deux incidents de coincement : Ces événements ont nécessité des opérations de repêchage et d'injection de bouchons, entraînant des retards importants.

Deux déviations de trajectoire (Sidetrack) : Ces déviations ont laissé deux poissons (segments de foreuse) au fond du puits, augmentant les coûts et la complexité de l'opération.

CHAPITER IV :Coincement dans la phase 8"1/2 : Analyse des causes et proposition des solutions

Pertes de circulation : Des pertes de circulation fréquentes ont entraîné des temps d'arrêt non productifs (NPT) considérables.

IV.4.1.2 Conséquences de l'ancienne programmation

La combinaison de ces problèmes a eu un impact significatif sur la durée et le coût du forage du puits, comme suit :

Durée de forage prolongée : Le forage a duré **445** jours, soit plus du double de la durée prévue.

Coût total cumulé élevé : Le coût total cumulé du forage a atteint **20** millions de dollars, bien au-dessus des estimations initiales.

Coût journalier élevé : Le coût journalier moyen du forage s'est élevé à **45 000 \$**, reflétant les inefficacités et les retards importants.

Abandonnement : mise en place de bouchons d'abandon en ciment. (Sans production)

IV.4.1.3 Avantages de la nouvelle programmation dans puit RHAQH-3

L'adoption de la nouvelle programmation a permis de surmonter les défis rencontrés avec l'ancienne approche et d'améliorer considérablement les performances de forage :

Absence de temps d'arrêt non productifs (NPT) : Contrairement à l'ancienne architecture, la nouvelle approche n'a généré aucun NPT, maximisant le temps de forage productif.

Forage sans déviation de trajectoire (Side-Track) : La nouvelle architecture a permis de forer le puits sans déviation, évitant les pertes de poissons et les complications associées.

Réduction des pertes de circulation : La nouvelle approche a minimisé les pertes de circulation, réduisant les retards et les coûts.

IV.4.1.4 Impact de la nouvelle programmation

Les avantages de la nouvelle programmation se sont traduits par des améliorations remarquables en termes de durée et de coût du forage :

Durée de forage réduite : Le forage a été achevé en **170 jours**, soit environ 63 % plus rapidement qu'avec l'ancienne architecture.

Coût total cumulé inférieur : Le coût total cumulé du forage s'est établi à 8 millions de dollars, soit 60 % moins que l'ancienne approche.

Coût journalier optimisé : Le coût journalier moyen du forage s'est stabilisé à **47 000 \$**, reflétant une meilleure efficacité et une réduction des coûts.

En conclusion, l'adoption de la nouvelle programmation s'avère être une stratégie efficace pour optimiser les performances de forage, réduisant les coûts et améliorant la rentabilité des opérations.

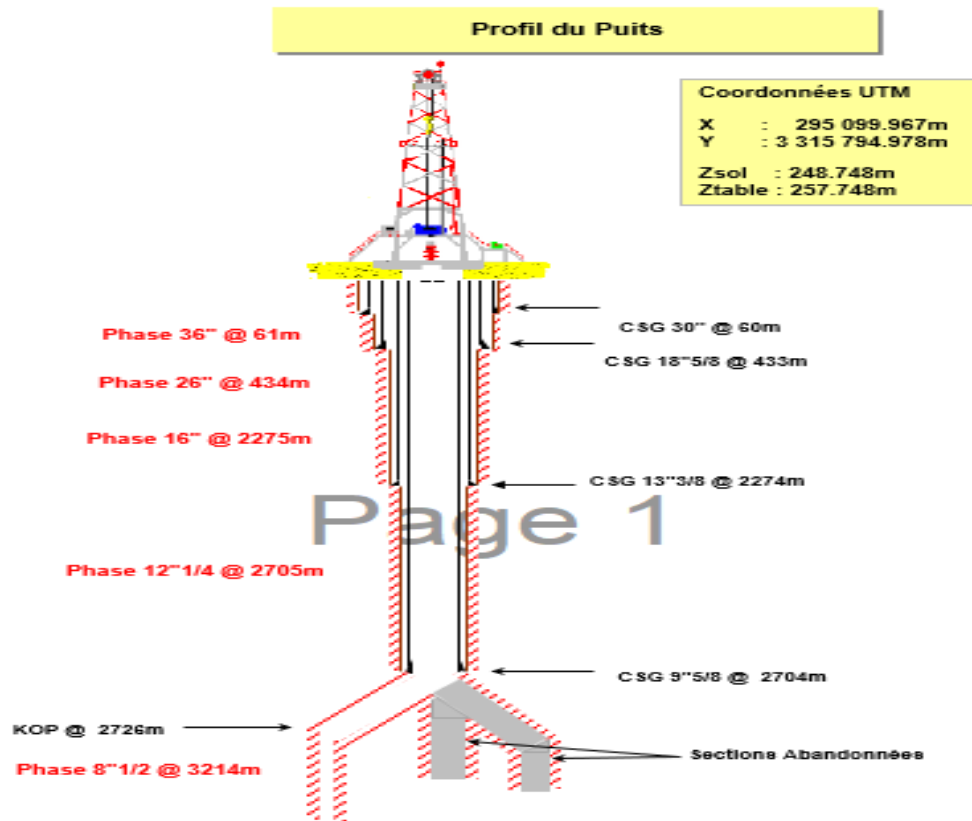


Figure IV-13. Etat du puits RHAQZH-4.

IV.5 Conclusion

L'analyse approfondie des coincements rencontrés dans la phase 8"1/2 a révélé leurs origines et leurs causes, permettant ainsi de mettre en place une nouvelle programmation de forage optimisée.

Cette nouvelle approche, intégrant des paramètres mécaniques, hydrauliques et rhéologiques ainsi que de nouveaux équipements, a fait preuve d'une performance et d'une rentabilité nettement supérieures par rapport à la programmation antérieure.

Conclusion générale

Conclusion générale

Ce travail s'inscrit dans la recherche de solutions face à un problème majeur et récurrent dans le domaine du forage, les coincements de train de tiges. Ce phénomène, fréquent à l'échelle mondiale et particulièrement en Algérie, représente un risque important pour la sécurité et l'efficacité des opérations.

L'objectif principal de ce travail est de contribuer à la résolution du problème des coincements de train de tiges. Pour ce faire, un système innovant appelé "STUCK PIPE MECHANISME IDENTIFICATOR" a été élaboré avec un Excel. SPMI s'appuie sur des techniques d'analyse de données pour identifier et diagnostiquer avec précision et rapidité les différents types de coincements permet une prise de décision rapide et efficace pour la résolution du problème, minimise les temps d'arrêt des opérations de forage et contribue à une meilleure efficacité.

L'identification précise du type de coincement de tuyau est cruciale pour une résolution efficace et rapide du problème. Cependant, dans des situations stressantes et urgentes, il peut être difficile pour le personnel de forage de déterminer le type exact de coincement avec précision et rapidité, ce qui peut mener à des réactions inappropriées et aggraver la situation.

Ce système a été appliqué à deux cas de coincement dans des formations siluriennes et triasiques carbonatées de la phase 8"1/2, qui sont les plus affectées par une fréquence élevée de coincement. Les résultats de SMPI ont été utilisés pour formuler des hypothèses sur la nature de ces formations qui causent les coincements. Après analyse des informations des puits adjacents, permet d'identifier la cause du coincement et son origine. Ensuite des solutions préventives adéquates ont été proposées pour ces problèmes.

Une nouvelle programmation du système de forage, intégrant des changements stratégiques et de nouvelles technologies, vise à réduire les coincements de train de tiges, les modifications clés incluent l'optimisation des dimensions des tubages, adaptation des paramètres mécaniques, hydrauliques et rhéologiques aux spécificités de chaque formation et l'intégration des technologies RSS et ECP.

L'analyse comparative met en lumière la supériorité incontestable de la nouvelle programmation en matière de performance et d'économie dans le domaine du forage.

En effet, cette approche innovante se distingue par l'absence de temps d'arrêt non productif (NPT), l'élimination des déviations de trajectoire et la réduction des coincements. Ces avancées majeures se traduisent par une diminution considérable de la durée et du coût des opérations de forage. L'adoption de la nouvelle programmation s'impose comme un choix stratégique pour les projets futurs. Elle permet d'optimiser les performances en termes de rapidité et de précision, tout en accroissant la rentabilité globale des opérations de forage.

Conclusion générale

Sur la base des conclusions de notre étude, nous formulons les recommandations suivantes pour les travaux futurs :

Prêter une attention particulière lors du forage de la formation TAGS, en raison du risque de pertes de boues.

TAGS : Les volumes doivent être étroitement surveillés pour déceler tout signe de perte ou de coup de pression.

- Les puits de délinéation montrent des pertes importantes dans la formation triasique (une formation appauvrie). Il faut donc être très attentif lors du forage de cette formation et s'assurer qu'il y a suffisamment de quantités et de types de matériaux de colmatage des pertes (LCM) sur le site. Il faut disposer de matériaux de grande taille.
- Les puits de délinéation présentent un risque élevé de pertes/pertes totales si la densité de la boue est supérieure à 1,48 Sg.

Le Trias carbonaté : est une formation non consolidée. Il est important de surveiller l'effondrement sur les tamis vibrants après le forage des formations du Trias. D'autres indicateurs clés sont un couple excessif et des phénomènes de stick-slip pendant le forage, ainsi qu'une difficulté élevée à remonter le train de forage hors du trou. Le poids de la boue, la rhéologie et/ou les conditions de forage devront peut-être être ajustés pour compenser l'effondrement des formations du Trias.

- Forer les formations du Trias jusqu'au sommet de la formation Silurien B2 avec des paramètres contrôlés et un débit réduit (1400 lpm) pour maintenir un écoulement laminaire. Le régime de rotation (RPM) devra être limité à 80-100 tr/m ; la WOB (Weight on Bit - poids sur le trépan) à 10T pour maîtriser le foret.
- Maintenir la limite d'écoulement de la boue à au moins 22 lb/100 ft².
- Le cake de filtration HP/HT doit être inférieur à 4 cm d'épaisseur.
- Manœuvre face au Trias, ne doit pas être plus rapide qu'un stand par minute.
- Utiliser en permanence un agent de pontage (**bridging agent**) pour éviter l'effondrement de la formation du Trias en améliorant le cake de forage, la concentration recommandée étant le carbonate de calcium. Plus de détails sur les agents de pontage (**bridging agent**) seront inclus dans un programme de fluides séparé.

Silurien : Pour contrôler la verticalité dans le silurien, il est recommandé d'utiliser un assemblage de fond de trou (BHA) avec un outil de verticalité (RSS).

On observe un nombre important d'élargissements et de blocages de tiges dans la formation des unités **F6 du Silurien**. Ceci est principalement attribué à un trou fortement spiralé. Les pratiques courantes de forage doivent être modifiées pour cette phase.

Un nombre important de coincement dans la formation du silurien en générale à cause des pendages élevée dans ces formations.

Conclusion générale

Pour les argiles réactive dans la formation Silurien : Possibilité de gonflement des argiles pendant le forage de **Silurien argileux** ; Pour éviter le gonflement en doit :

- Utilisé une boue à base huile pour minimiser la réaction des argiles avec eau.
- Réducteur de filtrat par ajout carboxyméthyle cellulose (**CMC**).

Il est important de maintenir une densité de boue suffisante pour contrôler le puits sans augmentations excessives de la densité de boue, qui pourraient entraîner des problèmes de collage différentiel ou une perte de retours.

Les réservoirs potentiels pourraient être sous pression autour ou au-dessus de la densité de boue existante, ce qui pourrait entraîner des coups de pression.

Intégration de données réelles pour une meilleure identification et prédiction des coincements, L'enrichissement de notre système STUCK PIPE MECHANISME IDENTIFICATOR (SPMI) avec des données réelles provenant de cas de coincements passés, en tenant compte de la variété des types de coincements et de leurs caractéristiques spécifiques, pourrait apporter des améliorations notables en termes de précision d'identification et de capacité prédictive.

Bibliographies

Al Dabyah, A., Biscaro, E, & Mayer, H. (2016, September). *New generation of rotary steerable system enables higher BUR and performance*. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition (p. D011S014R003). SPE.

Armenta, M., Al-Ghamdi, Al-Hajji, A. (2007, March). *Applications of mechanical external casing packers*. In SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference (pp. SPE-105380). SPE.

A. Slimani (2002, Décembre). *Slotted Liner*, Division Forage Département Formation.

DrillingFormulas.Com (October 17, 2011). *Applied Drilling Calculations*, Oil Field Knowledge, Stuck Pipe. (DF,2011)

Eltayeb, M., Heydari, M. R., Nasrumminallah, M., Bugni, M., Edwards, J. E., Frigui, M., ... & Al Habsy, H. (2011, October). *Drilling optimization using new directional drilling technology*. In SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition (pp. SPE-148462). SPE.

Harish's. Noree (2015) *Drilling Problems Prepared* (Kirkuk oil training institute).

Hughes, B. (2006). *Baker Hughes Drilling Fluids Reference Manual*. Baker Hughes.

Holditch, S. A. (1992). *Well Completions*: Part 9. Production Engineering Methods.

JPT staff, (2013). *Hybrid rotary steerable system delivers higher build rates and smoother holes*. Journal of Petroleum Technology, 65(04), 32-34.

Malcore, E., & Murray, B. (2010, November). *Do You Really Need That Rotary Steerable? An Evaluation of Applications and Comparisons with High Performance Mud Motors*. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference (pp. SPE-137648). SPE.

SHAN JIANG (2001), Submitted to the Office of Graduate and Professional Studies of Texas.

Thaiprasert, N, Pensook, T., Tangcharoen, N., & Pattanapong, K. (2016, November). *Drilling performance improvement with rotary steerable system RSS for shallow soft formation in the Gulf of Thailand*. In International Petroleum Technology Conference (p. D011S012R002). IPTC.

Zhang, C., Zou, W, & Cheng, N. (2016, August). *Overview of rotary steerable system and its control methods*. In 2016 IEEE international conference on mechatronics and automation (pp. 1559-1565). IEEE.

Documents techniques et Spécifiques de forage

- *Drilling Program (RHAQZH-4) RIG: TP 223.*
- *External Casing Packer ECP (2021) Applications & Mechanism. (ECP 2021)*
- *Final well report RHQH-1(FWR RHQH-1).*
- *Final well report RHAEP-1(FWR RHAEP-1).*
- *Instrumentations en Forage Sonatrach.*
- *Gossi Amor (Octobre ,2015) ING13 Mémoire Sonatrach.*
- *PowerV Schlumberger.*
- *Mud Engineer (Photo filtre cake EMEC).*
- *Rapport implantation RHAQZH-4.*
- *RHQH3 MASTER LOG 10m TO 5010 m.*
- *Sonatrach Daily drilling reports RHAQZH-4. (DDR RHAQZH-4)*

ABBREVIATION

Abréviations	Explication
RHAQH	Rhoude Hamra quartzite Hamra
BHA	Désigne l'assemblage de fond de trou, qui est la partie inférieure du train de tiges de forage (Bottom hole Assembly)
Jar down/up	Désigne une technique de percussion utilisée pour libérer un BHA coincé
Torque	Désigne la force de rotation appliquée au train de tiges.
Back Ream	Aléser en retour
ROP	Rate of penetration (Vitesse d'avancement)
RSS	Rotary Steerable System
DMK	Dalle De M'krata
ECP	External Casing Packer
YP	Yield point
DST	Drill stem test
HALL	Halliburton
DP	Drill pipe
DC	Drill Collar
TOF	Top Of Fish
MD	Measured Depth
KOP	Kick of point
Std	STANDS (longueur des tiges)
TDS	Top Drive System
Hi-Vis	High viscosity
Hi-Dens	High densité
FPIT	Free Point Indicator Tool
PDM	Positive Displacement Motor
SPOT	Bouchon a injecté
TAGI	Trias Argilo Gréseux Inférieur
TAGS	Trias Argilo Gréseux Supérieur
LCM	Lost Circulation Material
MWD	Measurement While Drilling
Dog leg	Désigne la courbure du puits
Terme	Explication
NPT	Temps non productive
PDC	Polycrystalline Diamond Compact (Diamant compact polycristallin) : Un type de foret très dur utilisé pour percer des formations rocheuses difficiles.
POOH	Pull Out of Hole (Sortir du trou) : Action de remonter le train de tiges et le foret hors du trou de forage.

HP/HT	Haute pression, haute température : Conditions extrêmes de pression et de température souvent rencontrées dans les forages profonds.
RPM	Rotation Per Minute (Tours par minute) : Vitesse de rotation du train de tiges et du foret
SPMI	Stuck pipe mécanisme identifier
CMC	Carboxyméthyle cellulose
FR	Flow rate
TRQ	Torque

Termes	Explication
Pack Off et Bridge	Blocage de Colonnes par Accumulation de Matière Étrangère Dans le Trou (Pack Off et Bridge.
Stick-slip	Coincement lors de glissement.
Wiper trip	Opération de forage en descendant et en remontant le train de sonde pour vérifier stabilité du trou.
Junk	Déchet (or) Ferraille (for scrap metal) : Matériaux indésirables présents dans le trou de forage, tels que des débris de roche, des morceaux de métal ou de la boue contaminée.
Rat Hole	Vide au-dessus de sabot de tubage : Espace annulaire entre le sabot de tubage et le fond du trou.
Shakers	Tamis vibrant : Équipement utilisé pour séparer les solides de la boue de forage.
Mud logger	Technicien de surveillance de forages : Spécialiste chargé de surveiller les paramètres de la boue de forage et de consigner les données pertinentes.
Swabbing	Technique de nettoyage du trou de forage en y descendant et en remontant un outil spécifique appelé swab.

Société de service	Définition
EMEC	La société égyptienne d'ingénierie et de produits chimiques de forage (EMEC) est une société régionale de services de fluides de forage desservant le Moyen-Orient, l'Afrique et au-delà.
HESP	Est une entreprise de prestation de services, dans laquelle l'ENSP détient 51% des actions, et 49% pour Haliburton. Elle a pour principale activité, la réalisation d'opérations de diagraphies (Logging), dans les puits pétroliers en cours de forage et en production.
OILSERV	Une société fondée sur une éthique sans compromis et leader des services intégrés aux champs pétrolifères dans la région du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord.

ANNEXES

I. Les Caractéristiques du matériel tubulaire et les volumes unitaires

Tableau 1. Les Caractéristiques du matériel tubulaire

	Poids		Grade	Filetage
	Lb /ft	Kg /m		
Casing 9"5/8	53.5	79.61	P110	New Vam
Casing 7"	32	47,62	P110	New Vam
Liner Plein 4"1/2	13.5	20,088	P110	New Vam
Liner crépiné 4"1/2	13.5	20,088	N80	New Vam
DP 3.5"	13.3	19,80	S135	IF
DP 5"	19.5	29.02	S135	IF

Tableau 2. Les volumes unitaires.

Tubulaire	Volumes Unitaires (L/m)
CASING 9"5/8 (C casing 9"5/8)	36,91
CASING 7" (C casing 7")	18,82
CASING 4"1/2 (C casing 4"1/2)	7,79
DP 5" (C Dp 5")	8,97
DP 3"1/2 (C Dp 3"1/2)	3,82
CASING 9"5/8- DP 5" (C Dp 5"/casing 9"5/8)	23,6
CASING 7"- DP 3"1/2 (C Dp 3"1/2/casing 7")	12,24
CASING 9"5/8 - CASING 7" (C casing 7"/ casing 9"5/8)	12,08
CASING 7"- CASING 4"1/2 (C casing 4"1/2/casing 7")	8,56
Open Hole 8"1/2 -CASING 7" (COH/casing7")	11,8
Open Hole 6" -CASING 4"1/2 (COH/casing4"1/2)	8

II. Outils Utilisés

HTML (HyperText Markup Language) : C'est la brique de base des pages web. On l'imagine comme le squelette de votre site. Il utilise des balises (des mots-clés entourés de chevrons < et >) pour définir la structure du contenu de votre page, comme les titres, paragraphes, images, etc.



CSS (Cascading Style Sheets) : C'est le styliste de votre site web ! Le CSS permet de mettre en forme le contenu HTML. Il définit l'apparence visuelle des éléments de votre page, comme les couleurs, les polices de caractères, les marges et la disposition.



JavaScript (JS) : C'est le langage qui donne vie à votre site web. C'est un langage de programmation qui permet d'ajouter de l'interactivité à vos pages. Imaginez-le comme le cerveau qui contrôle les animations, les réactions aux clics et autres éléments dynamiques.



JavaScript

Excel : C'est un logiciel de la suite bureautique Office de Microsoft et permet la création de tableaux, de calculs automatisés, de plannings, de graphiques et de bases de données. On appelle ce genre de logiciel un "tableur".

Excel permet de créer facilement des tableaux de toutes sortes, et d'y intégrer des calculs. Les valeurs du tableau se mettront donc à jour automatiquement en fonction de vos saisies et calculs. Les comptables l'utilisent beaucoup. Vous pouvez également vous en servir pour calculer un budget, faire un devis.

Excel permet également de générer de jolis graphiques (à bâtons, en camembert...) pour mieux visualiser les valeurs et les interpréter.



Excel

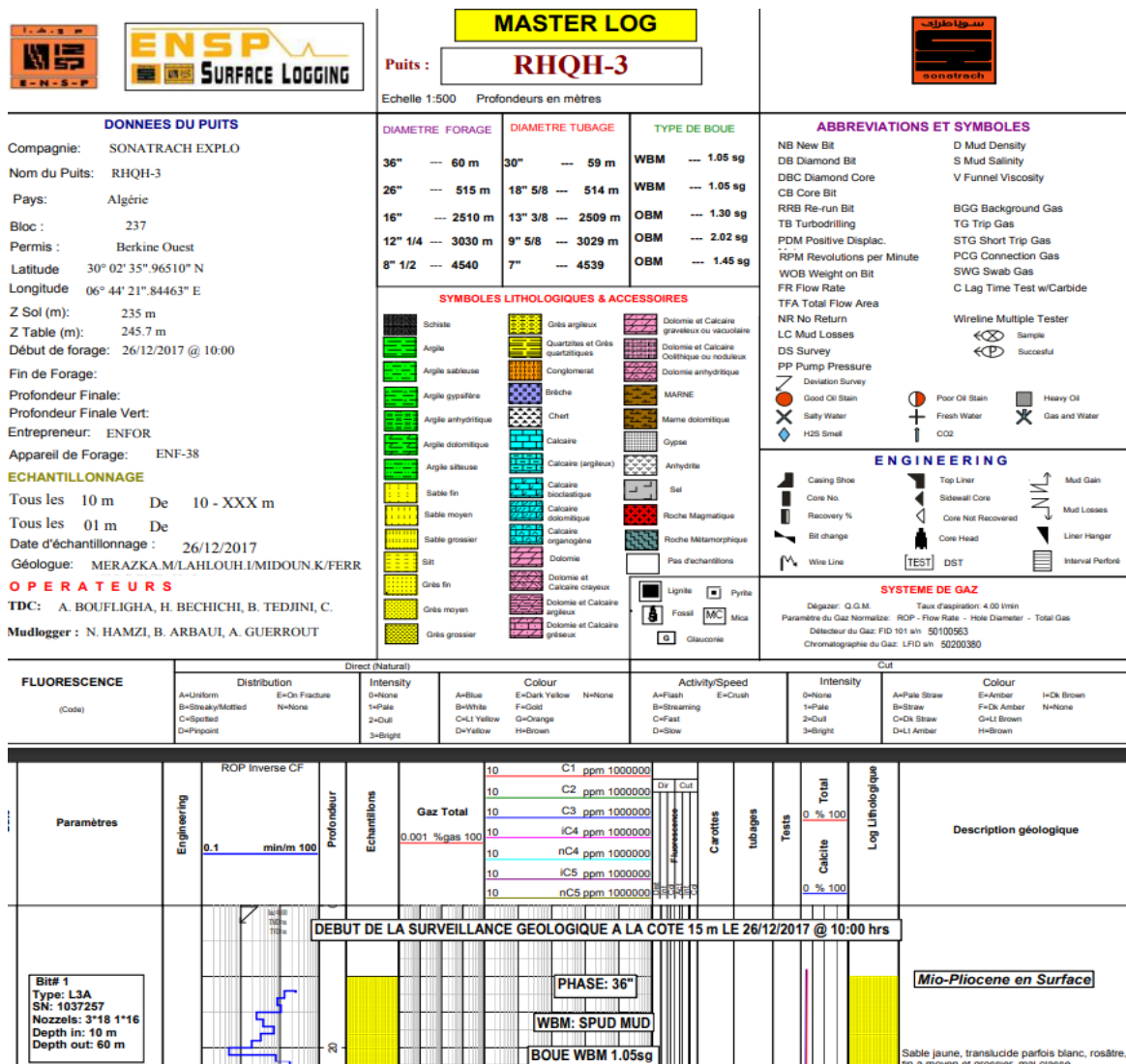


Figure 01 : Exemple de master log RHQH-3

PERSONNEL DATA												
COMPANY		NO	HOURS	NAMES			COMPANY		NO	HOURS	NAMES	
EMEC SC		2	0,00	B.MAMMAR, B.BOUKEROUCHE			SONATRACH SH DDO		3	0,00	A.BRAHIM MED, A.O.BENZEID, A.BOUTE	
OPERATIONS SUMMARY												
FROM-TO	HRS	PHASE	CODE	SUB	DESCRIPTION	FROM-TO	NPT	NPT Det	NPT Co	NPT Div	Op Co	BILL
00:00-01:00	1,00	8.5"	08 N	D	REPAIR ON MP2 * Change check valve,piston,liner & seals * Rotate & Circulate drill string while repair	3 893,0-3 893,0	RREP	PUMP	ENTP	SH/FOR	ENTP	NR
01:00-04:00	3,00	8.5"	02 P	E	DRILLING 8"1/2 HOLE SECTION WITH OILSERV DIRECTIONAL BHA * Q= 1600-1800lpm, SPP= 2900-3700psi, WOB= 3-12T, RPM=100-110tr/min, TQ=2-13Klb*ft * Motor Specs: OilServ 6"3/4 New LS PDM: SN"CW-1778587-2, 7/8 Lobes, 3.3 stages,Bend 1.5", Rev= 0.038 rev/lit) * MWD sensor to Bit =18,03m. * ROP(m/h) WC WOC (Daily/Cumul) (1,60//1,10) (1,80//2,36) * Drill with rotary mode f/3893m t/3895m , Rotary mode: 100% * Take Check shot survey: MD=3876m; TVD=3873.7m ; Inc=6,47° ; Az=189.87°, DLS=1.99°, Vs= -6.21m * Try to slide drill @3895m with Q= 1800lpm -Without Success- * Difficulty to slide drill @3895m, Got hanging till 12T & No tool face response. * String got stuck While try to slide@3895m (Got Severe hanging till 12T) & No tool face response. * No cavings on shakers, No downhole mud losses recorded * Treat Active mud system continuously with bridging agent & filtrate loss reducer OILYTROL & NM-Shield	3 893,0-3 895,0				ENTP	T1	

Figure 02 : Exemple de DDR RHAQZH-4

RIG - TP 223

KERUI JC70D 2000 HP
AFFECTATION / FORAGE



RIG OVERVIEW

Starting date	2013
Revamping date	/
Depth rating	29527' / 9000 m

MAST / ACCESSORIES

Type	KERUI JJ585/47.5 K 1
Height	157' / 47.8 m
GNC	680 tonne / 1 500000 lbs
StaticHookLoad	589 tonne / 1 300 000 lbs
Crown block	KERUI - TC675-2
	750 tonne / 1 600000 lbs
Hook	BJ 5500 tonne
Traveling block	OIL WELL
	650 tonne / 1 400000 lbs

SUBSTRUCTURE

Type	KERUI
ClearHeight	35' / 10.6 m
Casing load	589 tonne / 1 300 000 lbs
SetbackLoad	362 tonne / 800 000 lbs

DRAWWORKS

Type	KERUI JC70D
Drilling line	1-1/2"
Auxiliarybrake	BAYLOR 7040W
Traction motor	GE-752 ARB2

MUD PUMP

Type	2 x BOMCO F-1600L
Max input power	1600 HP
Traction motor	YONGE YZ08 (752)

TOP DRIVE / SWIVEL

Type	BENTEC
Capacity	500 tonne
Swivel	N-OIL WEL P-500

BLOW OUT EQUIPEMENT

Annular	Cameron 13 5/8"-10000 psi
Single rams	3 x Cameron 13 5/8" 10M psi
Double rams	/
Accumulator unit	Sara TC220 with 22 bottles of 3000 psi



ROTARY TABLE

Type	KERUI ZP-375
Opening size	37" 1/2
Traction motor	YONGE YZ08 (752)
Staticload	589 tonne / 1 300 000 lbs
RPM	300 tr/min

POWER SYSTEM

Main power	4 x CAT 3512 C
emergency	CAT 3508
Generator	4 x KATO
SCR System	TSC

STORAGE

Mud tank	7 tanks 478 m3 / 3010 BBL
Water tank	3 tanks 240 m3 / 1510 BBL
Fuel tank	2 tanks 126 m3 / 793 BBL

SOLIDS CONTROL

Shale shaker	3 x Derrick -FLC 514
Dessilter	Derrick 20x4"
Desander	Derrick 3x10"
Degaser	Derrick vacu-Flo 1200

Figure 03 : Spécifications techniques de l'appareil de forage Tp223