

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

Université KASDI MERBAH OUARGLA

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

Département : Forage et Mécanique des chantiers pétroliers



Mémoire

MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Forage professionnel.

Présenté Par :

BEN BOUSSAD Melissa, ABIDISAAD Haibetelhak, BOUDERBALA Zakaria

Thème :

**STATISTIQUE ET RESOLUTION DES PROBLEMES DE
COINCEMENT DANS LE RESERVOIR D'EL ATCHANE DU
CHAMP DE BENKAHLA OUED M'YA SUD ALGERIE**

Soutenu publiquement le : 10/06/2024

Devant le jury :

Dr. FENAZI BILEL

Président

UKMO

Dr. CHELGHAM FATIHA

Examinatrice

UKMO

Dr. MECIBAH ILYES

Encadrant

UKMO

Année Universitaire : 2023/2024

Remerciements

*Nous tenons à remercier en premier lieu **DIEU** le tout puissant Qui a fait que ce travail soit terminé.*

En achevant ce modeste travail, nous remercions vivement notre promoteur Chargé du suivi de notre travail

Dr. MECIBEH ILYES

Pour ces encouragements, ses conseils et sa disponibilité.

Nous tenons à remercier Monsieur Le Doyen du département d'Hydrocarbures, Energies Renouvelables et la Science de la Terre et de l'Univers

Mr. Abd El Madjid Doubbi

*Nous tenons aussi à remercier **SONATRACH** et **ENAFOR** pour nous avoir*

Accueilli dans leurs services et pour les dispositions qu'ils ont prises

Pour nous faciliter le travail

*Nous adressons, avec tous nos respects, nos remerciements à tous les travailleurs de **SONATRACH**, **NABORS** ainsi que **ENAFOR**, spécialement*

Monsieur Amor Bachir

Pour l'accueil qu'il nous a réservé, son aide précieuse et ses conseils.

Nous remercions également nos professeurs, nos parents et nos amis

Et toutes les personnes

Qui nous ont aidés de près ou de loin à la réalisation de ce travail.



Je dédie ce travail

A ma chère maman grâce à ses tendres encouragements, son grand sacrifice et soutien,

Je tiens aussi à remercier ma grand-mère cette brave femme qui a été à mes côtés à tous moments.

A ma sœur qui est l'unique personne qui m'a aidé sans attendre de retour.

A Jugurtha qui a été comme un frère pour moi.

A mon amie Mounia.

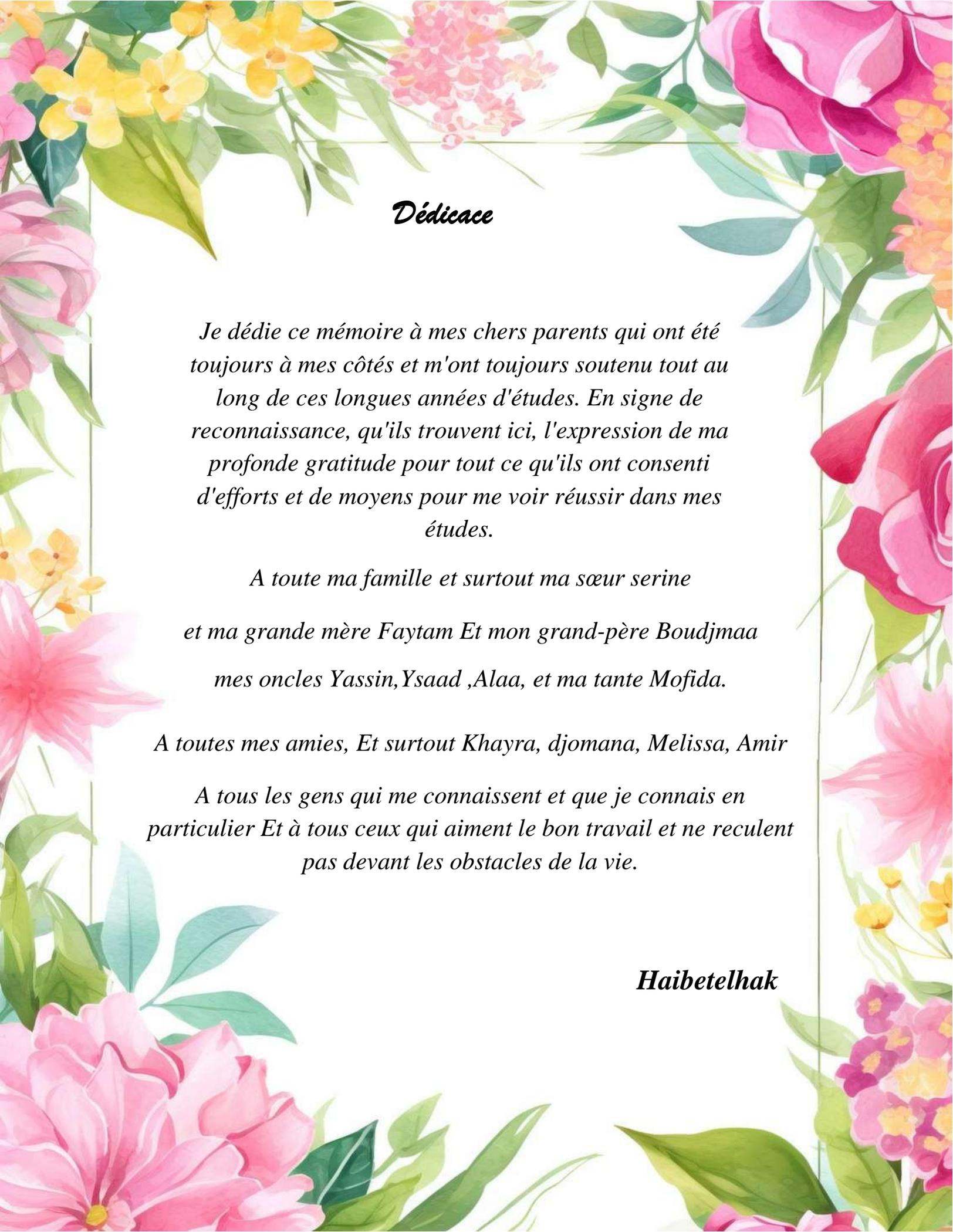
A une formidable femme Madame

KHALDI SAMIRA

A Monsieur Amor Bachir qui nous a aidé à réaliser ce projet d'étude.

A toutes personnes que j'aime et qui m'aiment.

Melissa



Dédicace

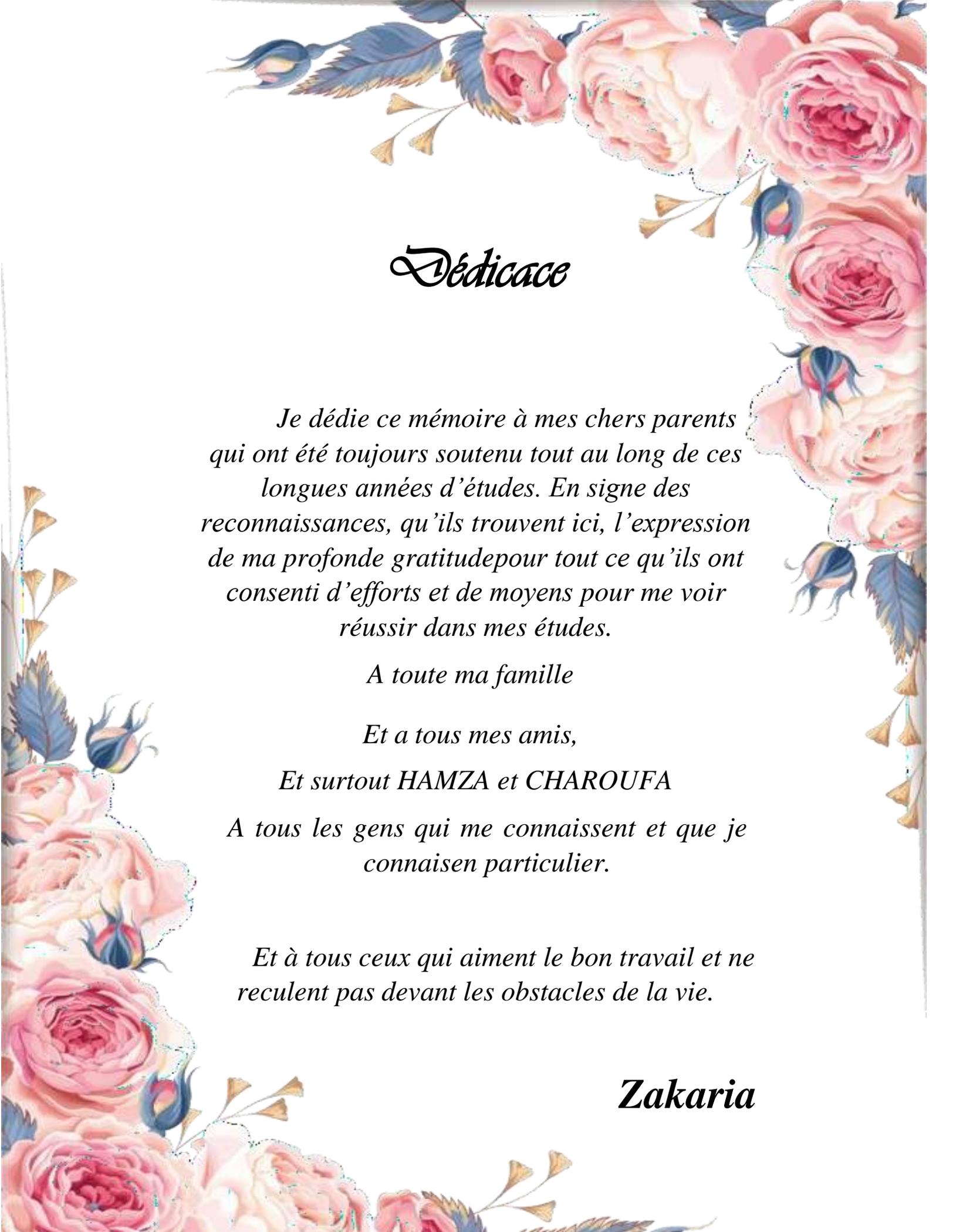
Je dédie ce mémoire à mes chers parents qui ont été toujours à mes côtés et m'ont toujours soutenu tout au long de ces longues années d'études. En signe de reconnaissance, qu'ils trouvent ici, l'expression de ma profonde gratitude pour tout ce qu'ils ont consenti d'efforts et de moyens pour me voir réussir dans mes études.

A toute ma famille et surtout ma sœur serine et ma grande mère Faytam Et mon grand-père Boudjmaa mes oncles Yassin, Ysaad ,Alaa, et ma tante Mofida.

A toutes mes amies, Et surtout Khayra, djomana, Melissa, Amir

A tous les gens qui me connaissent et que je connais en particulier Et à tous ceux qui aiment le bon travail et ne reculent pas devant les obstacles de la vie.

Haibetelhak



Dédicace

*Je dédie ce mémoire à mes chers parents
qui ont été toujours soutenu tout au long de ces
longues années d'études. En signe des
reconnaisances, qu'ils trouvent ici, l'expression
de ma profonde gratitude pour tout ce qu'ils ont
consenti d'efforts et de moyens pour me voir
réussir dans mes études.*

A toute ma famille

Et a tous mes amis,

Et surtout HAMZA et CHAROUFA

*A tous les gens qui me connaissent et que je
connaisen particulier.*

*Et à tous ceux qui aiment le bon travail et ne
reculent pas devant les obstacles de la vie.*

Zakaria

الملخص

الهدف من عمليات الحفر هو الوصول إلى الخزان بأقل تكلفة وبأمان، وفي أسرع وقت ممكن. قد تواجه عمليات الحفر العديد من المشاكل، خاصة في تكوينات الطين، مثل انسداد أنابيب الحفر أو تلفها جزئيًا أو كليًا، وانحشار رأس الحفر نتيجة انتفاخ الطبقات الطينية، الالتصاق بواسطة فارق الضغط: مما يؤدي إلى فقدان الوقت والمال. حل هذه المشكلات يتطلب عمليات خاصة مثل الجذب والضرب وحقن المحاليل الحمضية، وفي حالة عدم النجاح يتعين تغيير مسار الحفر كحل نهائي

الكلمات المفتاحية: احصائيات، بن كحلة، التصاق، فرق الضغط، الاصطياد، الجذب والضرب

Résumé :

L'objectif des opérations de forage est d'accéder au réservoir au moindre coût et en toute sécurité, le plus rapidement possible. Les opérations de forage peuvent être confrontées à de nombreux problèmes, en particulier dans les paramètres de boue, telles que le blocage ou l'endommagement partiel ou complet des tiges de forage, et fissuration de l'outil de forage la suite de ballonnements des couches de boue.

Le coincement par pression différentiel entraîne une perte de temps et d'argent. La résolution de ces problèmes nécessite des processus spéciaux tels que l'attraction, la multiplication et l'injection de solutions acides, et en cas d'échec, le chemin de forage doit être modifié en tant que solution finale.

Mots clé : Statistique, Benkahla, réservoir d'El Atchane, coincement, pression différentielle, battage, repêchage.

Abstract :

The goal of drilling operations is to reach the reservoir at the lowest cost, safely, and as quickly as possible. Drilling operations can face many issues, especially in mud formations, such as clogged or partially or completely damaged drill pipes, drill head jamming due to swelling of the mud layers and sticking by a differential pressure, leads to a loss of time and money. Solving these issues requires special operations such as pulling, beating, injecting acidic solutions, and, if unsuccessful, rerouting the drill as a final solution.

Key Word : Statistics, Benkahla, El Atchane reservoir, stuck, differential pressure, jarring, fishing.

Liste des abréviations

Abréviation	Signification
m	Mètre (longueur)
Km	Kilomètre (longueur)
WOB	Weight On Bit (t)
WOH	Weight On Hole (t)
T	Tonne
Lb.ft	Pied-livre
Psi	Unité de pression (P)
TDS	Top drive system
m³	Unité de volume (V)
L	Litre
Amp	Unité du torque
Sg	Specific gravity
POOH	Pull out open hole
RPM	Revolutions per minute (rpm)
SPP	Stand pipe pressure
OBM	Oil Based Mud
D	Densité
Lbs/ft²	Unité du yield point
"	Inch (pouce)
DP	Drill pipe (tige)
HWDP	Heavy weight drill pipe
DC	Drill collar
TD	Total depth (m)
MD	Measured depth (m)
Dex	Diamètre extérieur
HI-Vis	High viscosity
V	Volume
WOBL	Poids sur l'outil libre (t)
WOBF	Poids de la garniture durant le forage (t)
Q	Le débit (l/min)
V	Flux du vecteur vitesse
A	Superficie transversale du vecteur

Liste des figures

Chapitre I

Figure I. 1: Situation géographique du bassin d’Oued M’ya. 2
Figure I. 2: Stratigraphie de la zone. 2
Figure I. 3: Situation géographique de gisement Benkahla. 4
Figure I. 4: Frontières du champ Benkahla. 4
Figure I. 5: Bloc 438 des champs pétroliers de Hassi R’mel au Nord-ouest et de Hassi Messaoud au Sud-est. 5
Figure I. 6: Stratigraphie du gisement de Benkahla. 7

Chapitre II

Figure II. 1: Trou de serrure. 9
Figure II. 2: Un reamer. 9
Figure II. 3: Coincement par gauge. 10
Figure II. 4: Les dog legs. 11
Figure II. 5: Ferrailles dans l’outil. 12
Figure II. 6: Coincement par déchets. 12
Figure II. 7: Déformation des casings cause du collapse. 13
Figure II. 8: Coincement par blocks de ciments. 14
Figure II. 9: Coincement par Green ciment. 15
Figure II. 10: Boue de forage. 17
Figure II. 11: Cake. 17
Figure II. 12: Coincement par pression différentielle. 18
Figure II. 13: Coincement cause de formations non consolidées. 19
Figure II. 14: Formation mobile. 20
Figure II. 15: Formation feuilletée. 20
Figure II. 16: Hole cleaning. 21
Figure II. 17: Coincement par l’instabilité de formation d’argiles gonflantes. 22
Figure II. 18: Coincement par pression tectonique. 23
Figure II. 19: Coincement cause des instabilités des parois du puits. 24
Figure II. 20: Tige de forage. 26
Figure II. 21: Drill collar spiralée. 27
Figure II. 22: HWDP. 27
Figure II. 23: Stabilisateurs. 28
Figure II. 24: Tricône. 28
Figure II. 25: Marteau fond du trou. 29

Figure II. 26: Trillâmes.	29
Figure II. 27: PDC.	29
Figure II. 28: Aléreur.	29
Figure II. 29: Ensemble de jarres.	31
Figure II. 30: Composants d la jarre.	31
Figure II. 31: Coulisser.	31
Figure II. 32: Over shot fishing tool.	34
Figure II. 33: Fishing spear.	34
Figure II. 34: Magnetic fishing tool.	34
Figure II. 35: Outils de repêchage.	35
Figure II. 36: Déviation.	35
Figure II. 37: Side track.	35

Chapitre III

Figure III. 1: Localisation du puits OKS 61.	36
Figure III. 2: Programme forage puits OKS 61.	38
Figure III. 3: Paramètres de forage OKS 61.	40
Figure III. 4: WOB.	40
Figure III. 5: Paramètre de forage RPM.	40
Figure III. 6: Débit OKS 61.	41
Figure III. 7: Programme d'avancement puits OKS 27.	43
Figure III. 8: Drilling program well OKS 27.	44
Figure III. 9: Pression OKS 27 phase 6"	45
Figure III. 10: WOB OKS 27.	45
Figure III. 11: Débit OKS 27.	45
Figure III. 12: Paramètre de forage RPM.	46
Figure III. 13: Fiche technique OKS 28.	49
Figure III. 14: Paramètres de forage OKS 28.	50
Figure III. 15: Paramètres de forage BKHE 5.	52
Figure III. 16: Graphique des barres représentant le coincement champ Benkahla.	55
Figure III. 17: Causes des coincements dans la phase 6" champ Benkahla.	56

Liste des tableaux

Chapitre II

Tableau II. 1: Grade des DP.....	26
---	----

Chapitre III

Tableau III. 1: Informations puits OKS 61.....	36
Tableau III. 2: Programme phase 6".....	37
Tableau III. 3: Programme boue de forage puits OKS 61.....	38
Tableau III. 4: Paramètres de forage OKS 61.....	41
Tableau III. 5: Informations puits OKS 27.....	43
Tableau III. 6: Paramètres de forage OKS 27.....	46
Tableau III. 7: Informations puits OKS 28.....	48
Tableau III. 8: Paramètres de forage OKS 28.....	50
Tableau III. 9: Informations puits BKHE 5.....	51
Tableau III. 10: Paramètres de forage BKHE 5.....	52
Tableau III. 11: Informations puits BKRE 6.....	52
Tableau III. 12: Fiche technique puits BKHR2 ET BKHR4.....	54
Tableau III. 13: Le temp productive et non productive.....	57

Remerciements

Dédicace

Résumé

Liste des abréviations

Liste des figures

Liste des tableaux

INTRODUCTION GENERALE

Chapitre I Cadre géologique de la zone d'étude

I.1	INTRODUCTION	1
I.2	OUED M'YA	1
I.2.1	Situation géographique du bassin d'Oued M'ya	1
I.2.2	Stratigraphie de bassin d'Oued M'ya	3
I.2.2.1	Réservoirs de Oued M'ya	3
I.2.2.2	Les réservoirs secondaires	3
I.3	CHAMP DE BENKAHLA	4
I.3.1	Cadre géologique du champ de Benkahla	4
I.3.2	Stratigraphie du gisement de Benkahla	5
I.3.2.1	Le paléozoïque	5
I.3.2.2	Le mésozoïque	6
I.3.2.3	Le cénozoïque	6

Chapitre II Généralités sur les coincements et traitements

II.1	COINCEMENT	8
II.1.1	Définition	8
II.1.2	Causes des coincements	8
II.1.3	Types des coincements	8
II.1.3.1	Coincements mécaniques	8
II.1.3.1.1	Trou de serrure (KEY SETTING).....	8
II.1.3.1.2	Puits sous Duse	10
II.1.3.1.3	Ledges et dog legs	11
II.1.3.1.4	Déchets et ferrailles dans le puits	12
II.1.3.1.5	Collapse	13
II.1.3.1.6	Blocks de ciments	14
II.1.3.1.7	Ciment tendre	15
II.1.3.2	Coincement par pression différentielle	16
II.1.3.3	Coincement dus à l'instabilité des parois du puits	19
II.1.3.3.1	Formations non consolidées (les éboulements).....	19
II.1.3.3.2	Formations mobiles (Argiles fluentes).....	19
II.1.3.3.3	Formations fracturées ou feuilletées	20

II.1.3.3.4	Sédimentation des déblais ou mauvais nettoyage du puits	21
II.1.3.3.5	Formations réactives	22
II.1.3.3.6	Formations soumises à des contraintes tectoniques	23
II.1.3.3.7	Formations de schiste sur-pressées	23
II.1.3.3.8	Formations de schiste naturellement sur- pressées	24
II.2	TRAITEMENT DES COINCEMENTS	30
II.2.1	Coincement en forage	30
II.2.2	Coincement en manœuvre	30
II.2.2.1	Battage	30
II.2.2.1.1	Définition	30
II.2.2.1.2	Principe de fonctionnement	30
II.2.2.2	Formation non stable	32
II.2.2.2.1	Formation salifère	32
II.2.2.2.2	Formation argileux-gonflante	32
II.2.2.3	Bouchons d'acide	32
II.2.2.4	Le Back Off (dévissage).....	32
II.2.2.4.1	Définition	32
II.2.2.4.2	Type des Back Off	33
II.2.2.5	Repêchage (Fishing).....	33
II.2.2.6	Side Track	35

Chapitre III Etude de cas

III.1	INTRODUCTION	36
III.2	ETUDES DES PUITES	36
III.2.1	OKS 61	36
III.2.1.1	Situation géographique du puits OKS 61	36
III.2.1.2	Programme du forage puits OKS 61	37
III.2.1.3	Coincement	39
III.2.1.4	Méthodes de décoincement	42
III.2.1.5	Interprétation	43
III.2.2	OKS 27	43
III.2.2.1	Programme puits OKS 27	43
III.2.2.2	Programme forage	43
III.2.2.3	Coincement	44
III.2.2.4	Interprétation	48
III.2.3	OKS 28	48
III.2.3.1	Programme puits OKS 28	49
III.2.3.2	Coincements	49
III.2.3.3	Procédures de décoincement	50
III.2.3.4	Interprétation	51
III.2.4	BKHE-5	51
III.2.4.1	Coincements	51
III.2.4.2	Interprétation	52

III.2.5 BKRE-6	52
III.2.5.1 Coincements	53
III.2.5.2 Interprétation	53
III.2.6 BKRE2 + BKRE 4	54
III.2.6.1 Interprétation	55
III.3 INTERPRETATION GENERALE DES COINCEMENTS DANS LA ZONE DE BENKAHLA	55
III.3.1 Cause du coincement	56
Conclusion et Recommandation	
Bibliographie	

INTRODUCTION GENERALE

L'objectif d'un forage est d'atteindre le réservoir de manière rapide et économique tout en tenant compte des aspects économiques et sécuritaires. Cela nécessite l'utilisation des techniques les plus adaptées, ainsi qu'une bonne connaissance du matériel, des paramètres de forage et de la géologie des terrains à forer.

Malgré les précautions prises lors de la réalisation d'un forage, plusieurs problèmes peuvent survenir. Les coincements sont des problèmes majeurs qui peuvent entraver la poursuite du forage. Ils entraînent souvent une perte de temps et d'argent considérable, qui n'est pas prise en compte dans le programme prévisionnel.

Les objectifs de notre étude sont de comprendre les coincements et leurs causes afin de les éviter et d'améliorer le temps de forage en proposant des remarques et recommandations concernant les équipements et les techniques de forage.

Notre étude porte sur Statistique et résolution des problèmes de coincement dans le réservoir degrés D'el Atchane du champ de Benkahla cas des puits : OKS 26, OKS 27, OKS 28, BKHE 5, BKRE 6, BKRE 2 et BKRE 4.

Le travail est organisé en trois chapitres :

- ❖ Le premier chapitre présente une synthèse bibliographique qui englobe le cadre géologique de la zone d'étude
- ❖ Le deuxième chapitre présente des généralités sur les coincements et leurs traitements.
- ❖ Le troisième chapitre présente les résultats obtenus avec leur discussion Etude de cas.

Chapitre I

Cadre géologique de la zone d'étude

I.1 INTRODUCTION :

L'Algérie est un pays qui est situé au nord d'Afrique avec une vue sur la mer Méditerranéenne. L'Algérie est le plus grand pays d'Afrique avec une superficie de **2 381 741km²**. Subdivisée entre le Nord et le sud [1].

- Plaines littorales et chaînes côtières (le Tell).
- Atlas tellien central et haut plateaux.
- Atlas saharien.
- Sahara.

Le sud d'Algérie le Sahara qui consiste 80% de la superficie d'Algérie. La plateforme saharienne de notre région d'étude située au sud de l'Algérie Alpine, on trouve :

- Les bassins de Tindouf et de Reggane.
- Bassins de Béchar.
- Le bassin d'Ahnet Timimoune.
- Et les bassins de Mouydir et de l'Aguemour-oued M'ya.

I.2 Oued M'ya :

I.2.1 Situation géographique du bassin d'Oued M'ya :

Le bassin d'Oued M'ya se situe dans la plateforme saharienne algérienne (**Figure I.1**), couvre une superficie de **5300km²**, il se situe dans la province centrale, limité en nord par la zone haute de Djemaa Touggourt, au sud par le bassin de Mouydir, à l'Est par le haut structural D'Amguid-El Bioud-Hassi Messaoud et l'Ouest par la route d'Allal [2].

Les parallèles 31°15' et 33°00' limitent respectivement ensemble au sud et au nord, les Méridiens 6°15' et 3°30' limitent l'Est et l'Ouest. Il englobe les blocs : 438, 425, 422, 437, 436, 3178, 420, 419, 418, 417 et 416 qui appartiennent au district IV de la SONATRACH.1 Connue par son potentiel d'hydrocarbures (pétrole et gaz naturel).

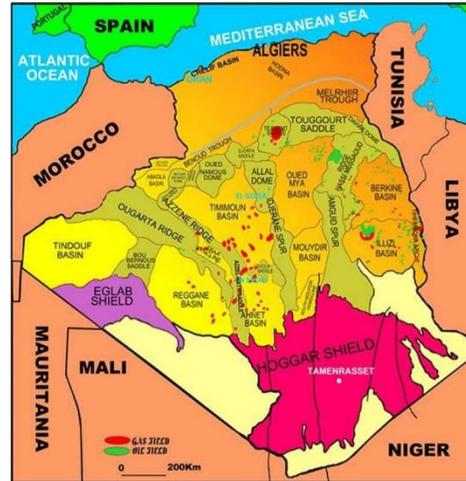


Figure I. 1: Situation géographique du bassin d'Oued M'ya.

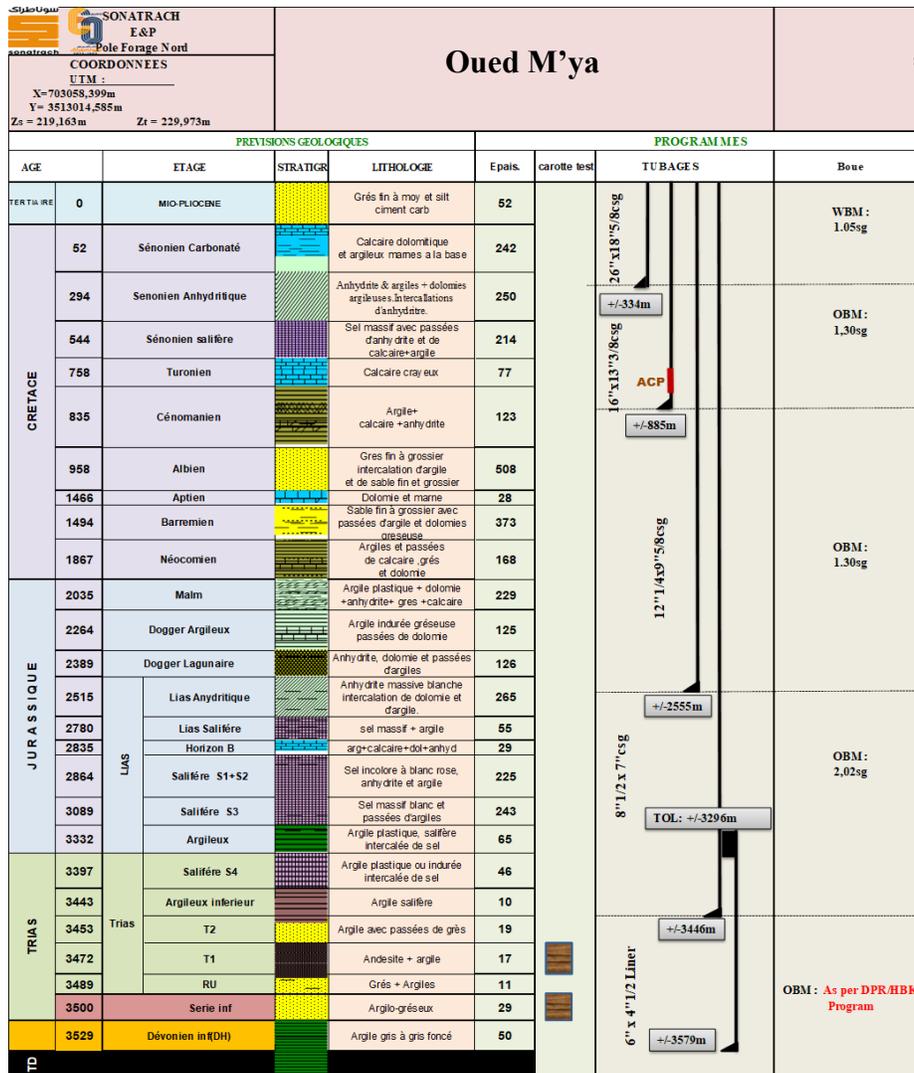


Figure I. 2: Stratigraphie de la zone.

I.2.2 Stratigraphie de bassin d'Oued M'ya :

I.2.2.1 Réservoirs de Oued M'ya :

Le bassin d'Oued M'ya contient plusieurs réservoirs principaux et secondaires (**Figure I.2**) :

Réservoirs principaux

1. Les grés fluviatiles du trias incluent [3] :
 - La série inférieure.
 - L'unité T1.
 - L'unité T2.
2. Les grés quartzites de Hamra (ordovicien).

I.2.2.2 Les réservoirs secondaires

Consistent en :

1. Les grés du Dévonien inférieur.
2. Les grés quartzitiques de l'ordovicien (dalle de M'Kratta, grés de l'Oued Saret, grésde Ouargla et grés d'El Atchane).
3. Les grés du Cambrien.
4. Les grés et carbonates du Moscovien (Carbonifère) au NO du bassin.
5. Les carbonates du jurassique au NE.

- **Bassin d'Oued M'ya :**

Le bassin d'Oued M'ya contient trois champs principaux qui se présentent en :

- a. Haoud Berkaoui.
- b. Guellala.
- c. Et Benkahla.

Notre champ d'étude se consiste en gisement de Benkahla.

I.3 Champ de Benkahla :

I.3.1 Cadre géologique du champ de Benkahla

Le gisement de Benkahla est situé dans la région appelée Gara Krime dans la wilaya de Ouargla avec une superficie de 83.5km^2 , à 80 km de Hassi Messaoud et 20 km au sud de gisement de Guellala et de même distance de Haoud Berkaoui. (**Figure I.3**)

Le champ de Benkahla se situe dans la dépression d'Oued M'ya dans la zone inférieure ; limité par le nord par le gisement de Guellala et Haoud Berkaoui, le sud El Guassi, par l'est Hassi Messaoud et par l'ouest Hassi R'mel (**Figure I.4**) [2].

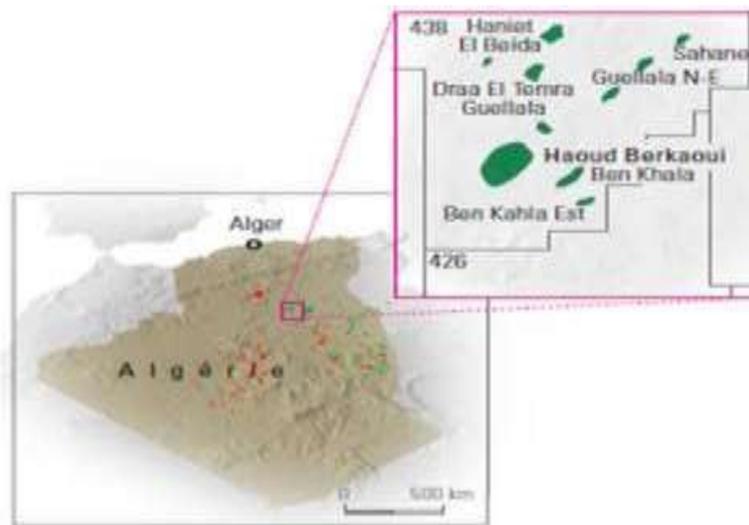


Figure I. 3: Situation géographique de gisement Benkahla.



Figure I. 4: Frontières du champ Benkahla.

- **Bloc 438 :**

Le bloc 438 est une zone correspond à la partie occidentale du bassin triasique en Algérie. Elle est considérée en tant que la zone la plus étudiée. Elle se trouve entre les champs pétroliers de Hassi R'mel au Nord-ouest et de Hassi Messaoud au Sud-est. (**Figure I.5**)

La dimension de ce bloc s'étend sur environ 400 Km d'est en ouest (longitude) et 300 Km du nord au sud (latitude) et occupe ainsi une superficie totale de 120.000km².

Le réservoir sur cette zone se trouve à une profondeur d'environ 3400 jusqu'à 4000 m. il est constitué de plusieurs structures mal structurées, néanmoins il Ya des structures de ce bloc qui sont exploitées, tels que : Haoud Berkaoui, Guellala et Benkahla situés dans la série inférieure [4].

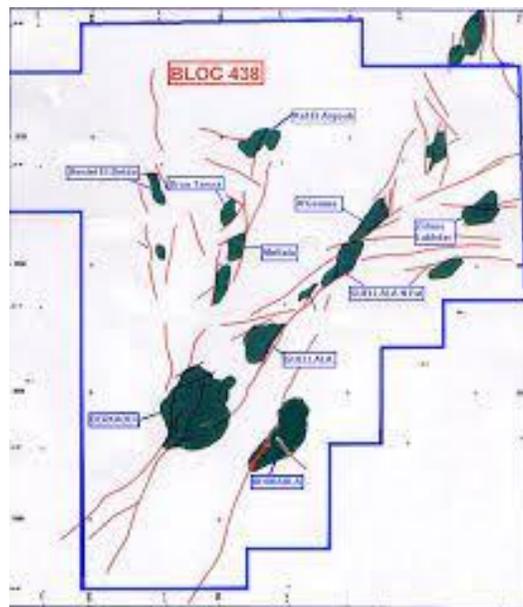


Figure I. 5: Bloc 438 des champs pétroliers de Hassi R'mel au Nord-ouest et de Hassi Messaoud au Sud-est.

I.3.2 Stratigraphie du gisement de Benkahla :

I.3.2.1 Le paléozoïque :

Le paléozoïque est un intermédiaire entre le précambrien et le mésozoïque, elle est constituée de si systèmes : cambrien, ordovicien, silurien, dévonien, carbonifère et permien.

- Le cambrien :** c'est le premier système construit du paléozoïque c'est-à-dire le plus ancien. Constitué par un ensemble gréseux quartique.
- L'Ordovicien :** le deuxième système constitué d'alternance de formations gréseuses et argileuses. Constitué de dépôts placés de bas en haut : argile d'El Guassi, grés d'El

Atchane, quartzites de Hamra, Grés de l'Oued Saret, argile micro-conglomératiques, Dalle M'Kratta.

Notre étude de cas se fait sur le coincement dans le réservoir d'El Atchane ;

- **Grés d'El Atchane** : font partie des dépôts du l'ordovicien, c'est un gré fin moyen ; une roche sédimentaire détritique de grains de sables de taille de 0.063mm à 2mm consolidés.
- c. **Le silurien** : troisième système du paléozoïque, roche mère argiles noire à graptolite hautement radioactives.
- d. **Le dévonien inférieur** : argilo-gréseux. C'est la couche la plus récente [3].

I.3.2.2 Le mésozoïque :

Constitué de :

- Le Trias : une formation argilo-gréseuse plus un Trias salifère S4.
- Le jurassique : constitué d'argilo-gréseux.
- Le crétacé : 1900 m d'épaisseur, sa partie supérieure est constituée de sédiments. Halogènes d'origine marine et lagunaire.

I.3.2.3 Le cénozoïque :

Cet étage est incomplet, il est caractérisé par des dépôts continentaux des grés et de sables, avec une faible épaisseur (8 à 36m).

L'étude de la zone d'étude nous permet de bien connaître le type de la formation au quelle nous Sous traitons.

ÈRE	SYST	ÉTAGES	DESCRIPTION	EPAISSEUR
CENO-ZOIQUE		MIO-PLIOCÈNE <i>discordance alpine</i>	Sable, grès et argile	0 à 60 m
	C R É T A C É	SÉNONIEN	CARBONATÉ	Calcaire dolomitique et marne
ANHYDRITIQUE			Anhydrite massive, calcaire, dolomie, argile et marne	
SALIFÈRE			Sel massif, anhydrite et argile	
TURONIEN		Calcaire crayeux		
CÉNOMANIEN		Argile grise, anhydrite blanche, dolomie et marne	300 à 900 m	
ALBIEN		Grès fins à moyen à intercalations d'argile brun-rouge et de sable grossier à la base		
APTIEN		Dolomie et marne	10 à 30 m	
BARRÉMIEN		Sable fin à très grossier Passées de dolomie Calcaire et marne	600 à 1300 m	
NÉOCOMIEN		Grès fins à moyen Passées d'argile et d'anhydrite, lignite		
M E S O Z O I Q U E		DOGGER	MALM	Argile silteuse à intercalations de dolomie, de calcaire et de marne
	ARGILEUX		Argile indurée	
	LAGUNAIRE		Anhydrite et dolomie Passées d'argile silteuse	
	L I A S	ANHYDRITIQUE	Anhydrite massive blanche, intercalations de dolomie et argile	700 à 900 m
		SALIFÈRE	Sel massif incolore à rosé avec intercalations d'argile plastique	
		HORIZON "B"	Marne, argile dolomitique	
		S1 + S2	Sel massif incolore à rosé avec intercalations d'argile plastique	
		S3	Sel massif incolore avec intercalations d'argile plastique	
	ARGILES SUPÉRIEURES	Argile plastique salifère		
	T R I A S	S4	Argile brun-rouge parfois salifère	100 à 250 m
		ARGILES INFÉRIEURES	Argile silteuse	
		T2	Grès fin argilo-silteux	
		T1	Grès argileux	
ROCHES ÉRUPTIVES		Andésite altérée		
SÉRIE INFÉRIEURE <i>discordance hercynienne</i>		Grès fin à moyen		
	GOTHLANDIEN	Argile noire grès fin à moyen	300 à 900 m	

Figure I. 6: Stratigraphie du gisement de Benkahla.

Chapitre II

**Généralités sur les coincements et
traitements**

Le forage est une opération très coûteuse et délicate, entraînant à plusieurs obstacles parmi ses dernières le coincement.

II.1 Coincement :

II.1.1 Définition :

Le coincement est une immobilisation et la suspension forcée ou involontaire d'un objet ou d'une partie du corps, plus particulièrement en forage pétrolier, est défini par l'immobilisation de la garniture ou l'outil de forage est dû à plusieurs causes mécaniques ou géologiques.

Le coincement représente un problème majeur lors de l'opération de forage. Il cause une perte de temps, argent, matériels ou dans d'autres cas un abandon totale du puits.

Ce problème de coincement doit être remis en état le plus vite possible et arrangé afin d'éliminer ou minimiser les pertes et les dégâts.

II.1.2 Causes des coincements :

Le coincement de la garniture est souvent lié à des erreurs opérationnelles et humaines (manque de formations ou changement d'équipe c'est à dire manque de communication) ou erreur de conception du programme de puits.

Le coincement est dû à plusieurs causes :

- La pression différentielle.
- Les types de formations forées.
- Les matériels utilisés.
- Eboulement des parois du puits.

II.1.3 Types des coincements :

Toutes ces causes de coincements sont classées par catégories [5] :

II.1.3.1 Coincements mécaniques :

Le coincement mécanique avec une autre appellation le coincement sec est causé par plusieurs facteurs tels que :

II.1.3.1.1 Trou de serrure (KEY SETTING):

Ce phénomène est causé par la rotation des tiges de forage contre les parois du puits lors de la déviation créant un trou creusé (**Figure II.1**), il apparaît beaucoup plus en forage dévié et dirigé après le forage avec des tensions et torsions élevées [6].

Après la remonté de l'outil un coincement se réalise.

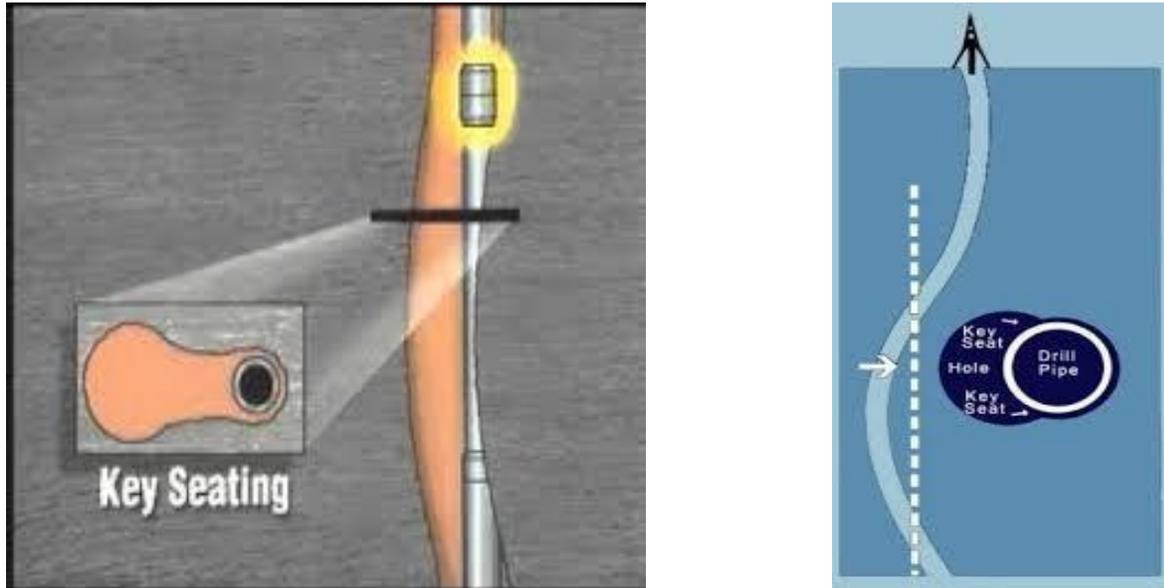


Figure II. 1: Trou de serrure.

➤ **Causes du trou de serrure :**

- Le degré des dog-legs élevé.
- Tension et torsion de forage élevées.
- Des longues heures de forage son alésé les zones des dog-legs (reaming back).

➤ **Signes des trous de serrures :**

- Apparaissent lors de la remonté (POOH).
- Descente possible.
- Augmentation de la tension sur la BHA au niveau du trou de serrure.
- Circulation non stable [5].

➤ **Préventifs :**

- Utiliser un reamer (**Figure II.2**) dans les zones à grand dog legs.
- Effectuer des forages court afin de minimiser les trous de serrure.
- Forer avec des degrés de tension pas trop élevés [7].



Figure II. 2: Un reamer.

II.1.3.1.2 Puits sous Duse :

Ce phénomène peut apparaître lors du forage d'une formation dure et abrasive.

L'outil se stabilise et le diamètre du trou devient plus petit. Puis quand la nouvelle BHA descend dans le puits cette dernière avec le nouvel outil se coince au niveau de cette formation [8].

(Figure II.3)

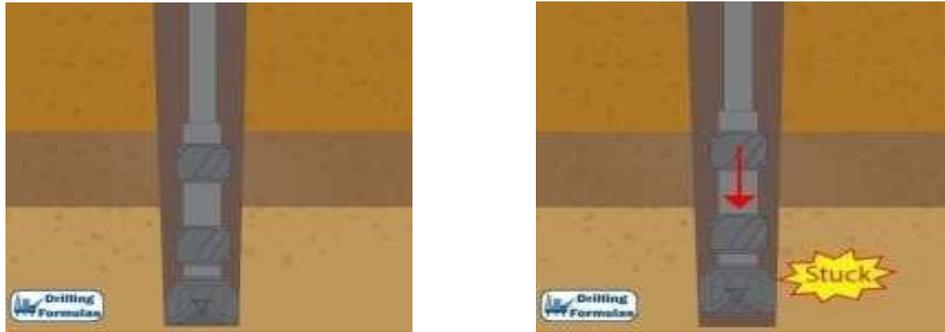


Figure II. 3: Coincement par gauge.

➤ **Causes :**

- Forage dans des formations dures et abrasives.
- Positionnement de l'outil de forage et les stabiliseurs dans la zone de formation dure.
- Après carottage.

➤ **Signes :**

- Apparaît lors de la descente dans le trou RIH.
- Augmentation du poids posé soudainement.
- Coincement de l'outil de forage.

➤ **Préventifs :**

- Ne pas augmenter le poids afin de dépasser les zones dures.
- Forer avec des vitesses contrôlées.
- Laisser au moins 2 stands (6 drill pipes) au-dessus du top de carottage.

II.1.3.1.3 Ledges et dog legs :

- **Ledge** : Il apparaît lors du forage des formations molles, dures et des formations naturellement fracturées. Les stabiliseurs dans la garniture portent facilement des formations molles et fracturées cependant les formations dures reste toujours dans le fond c'est-à-dire le diamètre du trou ne change pas. S'il existe beaucoup dans le puits donc la garniture de forage se coince.
- **Dog leg** : un changement dans la trajectoire du forage (des déviations). (**Figure II.4**)

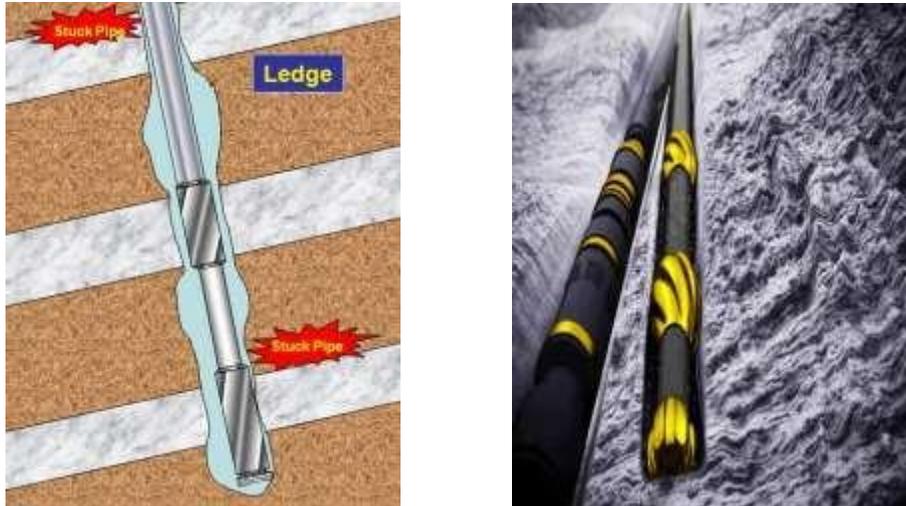


Figure II. 4: Les dog legs.

➤ Causes :

- Forage dans des formations molles, dures et naturellement fracturées.
- Les analyses de boue de forage incorrecte (Mud logging).
- Formations naturellement fracturées.
- Forage avec une garniture non conforme.

➤ Signes :

- Augmentation de force de traction.
- Circulation normale.

➤ Préventifs :

- Faire des logs pour savoir le type des formations.
- Vitesse de rotation non élevée.
- Minimiser les azimuts et le degré d'inclinaison.

II.1.3.1.4 Déchets et ferrailles dans le puits :

Le coincement dans ce cas se fait à cause des retomber des déchets de la surface ou des ferrailles d'outils ou équipements dans le puits [6]. (**Figure II.5**) (**Figure II.6**)

➤ **Causes :**

- Le mauvais nettoyage de la plateforme d'appareil de forage.
- Table de rotation non couverte.
- Ferrailles d'équipements au fond.

➤ **Signes :**

- Avoir des corps étrangers au niveau des tamis vibrant.
- Voir des déchets tomber dans le puits.
- Un torque anormal.

➤ **Préventifs :**

- Le bon nettoyage de la plateforme.
- Couverture de la table de rotation.
- Vérification du bon nettoyage du puits avant la descente.



Figure II. 5: Ferrailles dans l'outil.



Figure II. 6: Coincement par déchets.

II.1.3.1.5 Collapse :

Le collapse est une pression exercée sur le casing ou les tiges de forage de l'extérieur vers l'intérieur qui a pour conséquence la déformation de ses derniers et l'écrasement [5]. (**Figure II.7**)

➤ **Causes :**

- Le mauvais choix des tubages et du casing. Ne pas vérifier les spécifications.
- Apparaît lors des tests dans l'annulaire.
- La pression hydrostatique de la boue de forage inférieure par rapport à la pression de l'espace annulaire.

➤ **Signes :**

- Déformation de la garniture ou du casing.
- Log CALIPER indique le collapse.

➤ **Préventifs :**

- Bien vérifié les spécifiques des tubages et des casings.
- Bonne cimentation du casing.
- Cimenter le plus haut possible.



Figure II. 7: Déformation des casings cause du collapse.

II.1.3.1.6 Blocks de ciments :

Le coincement est dû au retomber du ciment dur instable du sabot, les squeeze ou les plugs de ciment qui entourent l'outil de forage et la BHA.

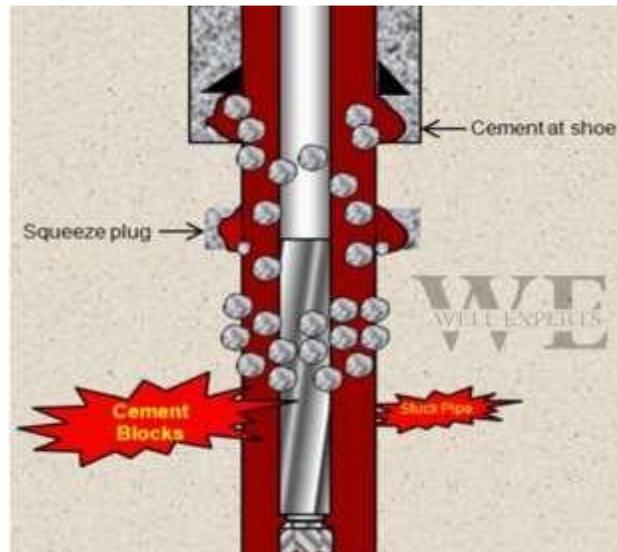


Figure II. 8: Coincement par blocks de ciments.

➤ **Causes :**

- L'instabilité du ciment du sabot, squeeze et plugs du ciment. (**Figure II.8**)

➤ **Signes :**

- Circulation arrêtée.
- Les déblais de ciments apparaissent au niveau des tamis vibrants.
- Augmentation du torque soudainement.

➤ **Préventifs :**

- Laisser bien sécher le ciment.
- Nettoyer le puits du ciment avant le forage.
- Minimiser la vitesse de la descente au niveau des squeeze, les plugs et les sabots.
- Arrêter à 100 ft au-dessus du top ciment calculé et circuler [5].

II.1.3.1.7 Ciment tendre :

Le forage dans une formation contenant du ciment qui est encore mou cause le coincement de la garniture après que ce ciment entour l'outil et la garniture et se sèche rapidement.

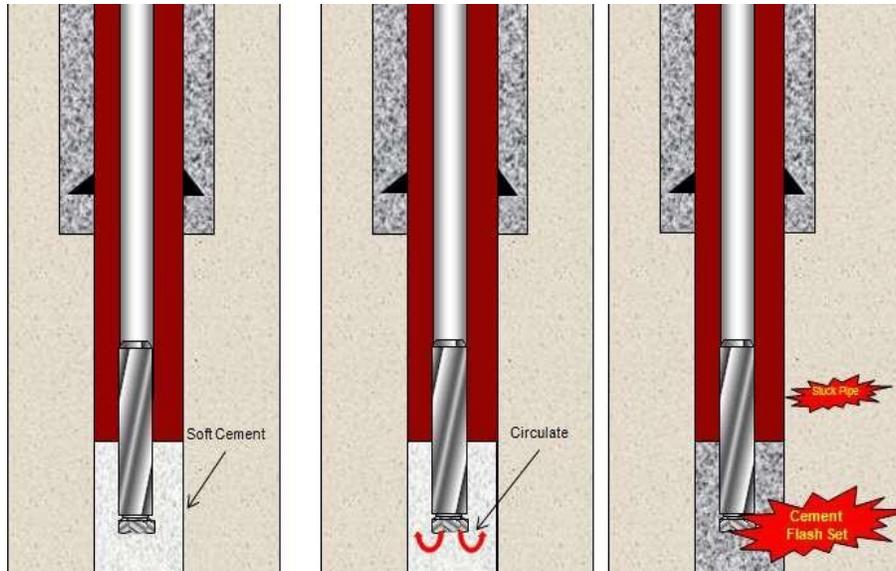


Figure II. 9: Coincement par Green cement.

➤ Causes :

- Forage dans un ciment mou. (**Figure II.9**)
- La pression de pompage est très élevée.

➤ Signes :

- Augmentation du torque.
- Circulation arrêtée.
- Rotation arrêtée.
- Forage dans des profondeurs déjà cimentées.

➤ Préventifs :

- Attendre jusqu'au le séchage total du ciment.
- Diminuer la vitesse de rotation au niveau des profondeurs cimentées (sabots, plugs, squeeze).
- Arrêter à 100 ft au-dessus du top ciment calculé et circuler.

II.1.3.2 Coincement par pression différentielle :

Le coincement par pression différentielle se fait au niveau des formations perméables.

Il Apparaît sous forme d'attraction de la garniture de forage vers les parois du puits par une force d'attraction.

Cette force est créé par l'instabilité de la pression hydrostatique du fluide de forage en contact avec les parois de la formation perméable (pression pores) [8].

Quand la pression hydrostatique est supérieure à la pression pores, une différence de pression se crée et elle est appelée « l'overbalance ». (**Figure II.12**)

$$P_h > P_{\text{pore}} = \text{overbalance}$$

➤ Causes de la pression différentielle :

- Garniture de forage en contact avec les parois de la formation perméable.
- Une formation perméable.
- Durée d'arrêt élevée ou une vitesse d'avancement très petite (ROP).
- Epaisseur du mud cake très élevée.

✚ Boue de forage :

La boue de forage avec une autre appellation « **fluide de forage** », est un mélange de matières constitué d'une phase liquide et/ou gazeux contenant en suspension d'autres additifs minéraux ou organiques (polymères, argiles) dont les proportions sont ajustées selon la géologie du sous-sol. (**Figure II.10**)

• Fonctions de la boue de forage :

- Assurer la remontée des déblais du fond du puits jusqu'à la surface.
- Maintenir les déblais en suspensions lors d'un arrêt de circulation.
- Refroidissement et lubrification de l'outil et de train de sonde.
- Le maintien des parois de puits.
- Contrôler la pression souterraine.
- Limiter la corrosion des tiges de forage, des tubages et des produits tubulaires [1].

- Calcule de la pression hydrostatique de la boue de forage :

$$\text{Hydrostatic Pressure (psi)} = 0.052 \times \text{Depth (ft)} \times \text{Fluid Density (lb.m / gal)} \dots (1)$$

Où :

$$\text{Pression hydrostatique (bars)} = \frac{Z*d}{10.2} \dots (2)$$

Un petit changement dans les caractéristiques physiques ou chimiques de la boue de forage entraîne à plusieurs dégâts parmi eux le coincement.



Figure II. 10: Boue de forage.

🚧 Cake :

La création du cake (**Figure II.11**) se fait au niveau des formations perméables où la boue de forage se propage dans les pores de cette formation perméable le liquide traverse la roche appelé le filtrat, et les solides ne traverse pas la formation poreuse et perméable en créant un cake.

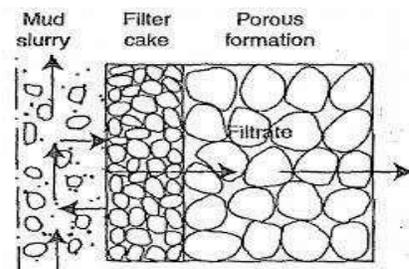


Figure II. 11: Cake.

Une grande épaisseur de cake nous cause un coincement ; il engendre une pression différentielle autour de la garniture qui pousse la tige de forage vers les parois du puits.

➤ **Signes :**

- Rotation arrêter.
- La formation perméable apparait dans le trou ouvert.
- Les pertes de circulation.
- L'over pull [6].

➤ **Préventifs :**

- Traitements des LGS.
- Minimiser les LGS.
- Minimiser les pertes de circulation.
- Bien faire le design du puits.
- Contrôler le poids minimal de la boue de forage.
- Minimiser le contact de la BHA avec les parois du puits en minimisant les longueurs des tiges descendues.

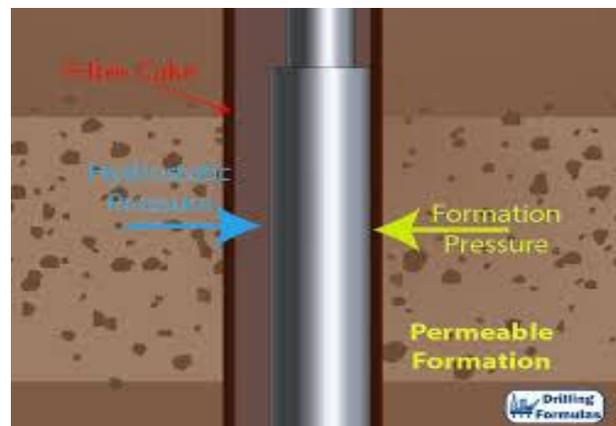
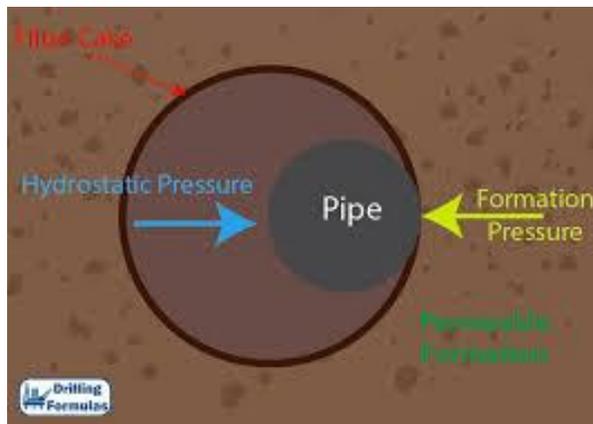


Figure II. 12: Coincement par pression différentielle.

II.1.3.3 Coincement dus à l'instabilité des parois du puits :

II.1.3.3.1 Formations non consolidées : (les éboulements)

Le coincement dans ce cas est dû à l'instabilité des formations non consolidées à cause des liaisons faibles entre ses particules et l'absence du cake sur les parois du puits tels que : le sable, gravier, etc [5].

Lors du forage ses formations tombent sur l'outil et la BHA causant le coincement. (**Figure II.13**)



Figure II. 13: Coincement cause de formations non consolidées.

➤ Préventifs :

- Créé un cake entourant ces formations non consolidées.
- Minimiser la circulation au niveau de ses formations.
- Utilisation de la méthode 10/10 forer 10 mètres attente 10 minutes [5].

II.1.3.3.2 Formations mobiles :(Argiles fluentes)

Le coincement est dû en générale dans le forage des formations du sel ou le schiste argileux. Ces formations se comportent d'une façon plastique le résultat de la compression de ces dernières par les pressions surchargées, le diamètre se réduit ce qui justifie le coincement de la garniture et l'outil de forage. (**Figure II.14**)

➤ Causes :

- Forage dans des formations de Sel ou schiste argileux.
- Les pressions surchargées.

➤ Signes :

- Anomalie dans la circulation.
- Coincement du la garniture au niveau de Cette formation du Sel ou le schiste argileux.

➤ **Préventifs :**

- Utiliser une boue de forage appropriée (boue salée saturée).
- Une densité de boue suffisante [5].

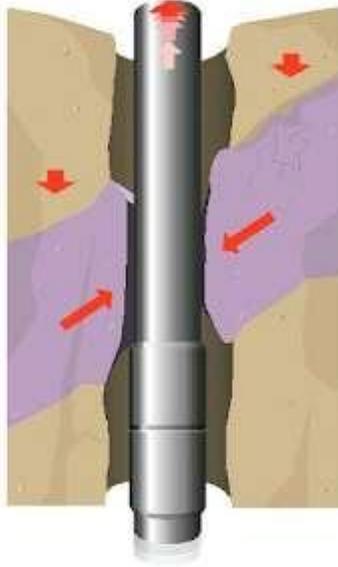


Figure II. 14: Formation mobile.

II.1.3.3 Formations fracturées ou feuilletées :

Le cas des formations fracturées naturellement, lors du forage ou la manœuvre dans des formations fracturées naturellement, les déblais tombent sur la garniture ou l'outil de forage l'accumulation de ses déblais cause le coincement. (**Figure II.15**)

➤ **Cause :**

- Forage des formations fracturées naturellement.

➤ **Signes :**

- Perte de boue de forage
- Apparitions des Cutting dans les tamis vibrants.

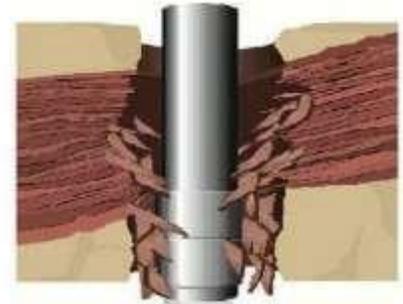


Figure II. 15: Formation feuilletée.

➤ **Préventifs :**

- Diminuer la vitesse d'avancement dans les formations endommagées.
- Minimiser les vibrations [6].

II.1.3.3.4 Sédimentation des déblais ou mauvais nettoyage du puits :

Lors du forage la boue de forage nettoie le puits des déblais et les cutting par un système de circulation fermé. Dans certain cas Ya un mauvais nettoyage du puits donc les sédiments s'accumule dans le puits et la BHA se coincent. Ce cas est fameux dans les forages horizontaux.

➤ **Causes :**

- Mauvais nettoyage du puits.
- Paramètres de boue non-conforts.
- Temps de circulation réduit.

➤ **Signes :**

- Pression des pompes instable.
- La présence des LGS.
- Difficulté de l'orientation du Tool Face.

➤ **Préventifs :**

- Bonne préparation des paramètres de boue
- Utilisations des DC spiralées.
- Temps de circulation approprié.

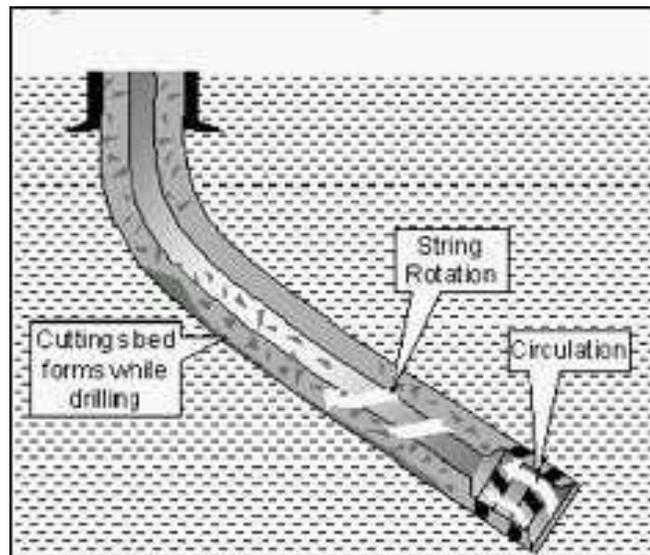


Figure II. 16: Hole cleaning.

II.1.3.3.5 Formations réactives :

Cause de l'instabilité des formations en schiste qui se casse et tombe dans le trou. Ces déblais de schiste qui tombent absorbent l'eau contenue dans la boue de forage et gonflent ce qui provoque le coincement de la garniture. (**Figure II.17**)

➤ **Causes :**

- Utilisation de la boue à base d'eau dans des formations d'argiles gonflantes.

➤ **Signes :**

- Apparition des particules d'argiles hydratées en tamis vibrants.
- Augmentation du torque.

➤ **Actions préventives :**

- Utilisé un fluide de forage adéquat.
- Ajouter du sel pour éliminer la réaction entre la boue de forage et l'argile pour la boue à base d'eau (WBM) [6].

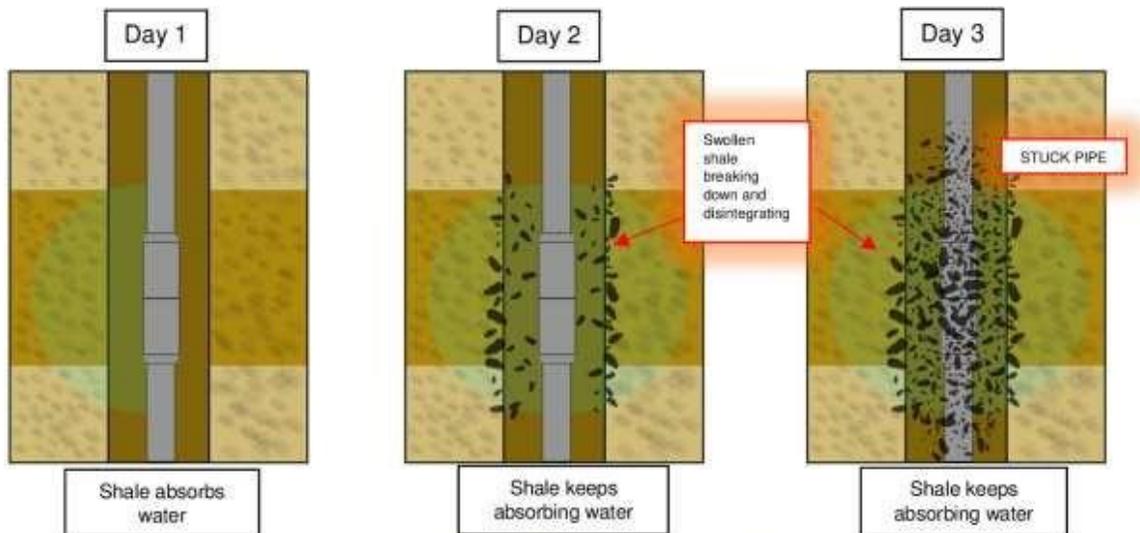


Figure 10. Shale Instability causing Stuck Pipe.

Figure II. 17: Coincement par l'instabilité de formation d'argiles gonflantes.

II.1.3.3.6 Formations soumises à des contraintes tectoniques :

Les formations soumises à des contraintes tectoniques causent l'instabilité du puits lors du forage de ses formations hautement pressées. Ce phénomène apparait lors de la grande différence de pression entre la pression hydrostatique de la boue de forage et la pression de formation forée. (Régions montagneuses) (**Figure II.18**)

➤ **Signes :**

- Cavage.
- Circulation arrêtée.
- Augmentation du torque.

➤ **Actions préventives :**

- Forage en petites section.
- Forage en horizontale lors de l'apparition des problèmes.

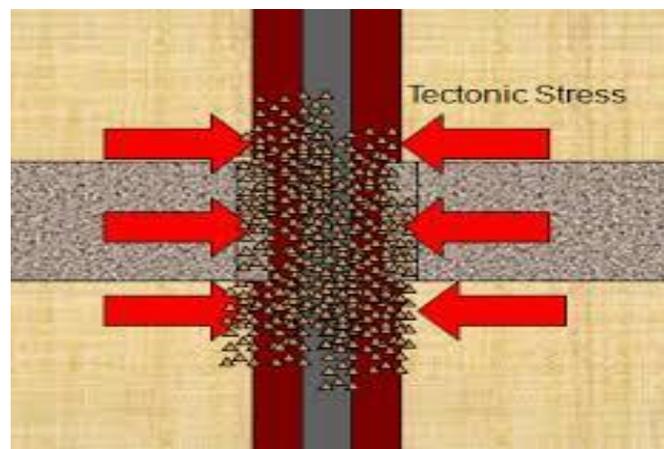


Figure II. 18: Coincement par pression tectonique.

II.1.3.3.7 Formations de schiste sur-pressées :

Lors de l'exposition de ses formations pour plusieurs jours à une boue de forage d'une pression hydrostatique constantes, ses argiles absorbent cette boue de forage et cette pression hydrostatique devient la pression interne de ses dernières.

La pression d'argiles devient plus élevée que celle du puits d'où le coincement (collapse).

➤ **Causes :**

- Forage avec une boue à base d'eau.
- Forage avec une Ph constante pour une longue durée.

➤ **Signes :**

- Circulation arrêtée.
- Augmentation du torque.
- Diminution du diamètre du trou.

➤ **Actions préventives :**

- Ne pas forer avec une boue à base d'eau.
- Bien nettoyer le puits.
- Ne pas garder une Ph constante pour très longtemps.

II.1.3.3.8 Formations de schiste naturellement sur- pressées :

La pression des pores de formation est plus élevée que la pression hydrostatique de la boue de forage, ce qui provoque la pression du collapse (**Figure II.19**)



Figure II. 19: Coincement cause des instabilités des parois du puits.

Le facteur le plus souvent causant le coincement est le changement dans les paramètres de forage :

▪ **Paramètres de forage [9] :**

1. **WOB** (weight on bit) : c'est le poids posé sur l'outil de forage y compris les drill pipes ; les drill collar HWDP et les joints ; représente un effort longitudinal de compression sur l'axe de l'outil de forage

$$\mathbf{WOB= WOBL- WOBF}$$

2. **ROP** (rate of penetration) : c'est la vitesse d'avancement de l'outil de forage il est mesurer en (m/h).

3. **RPM** (révolution per minute) : c'est le nombre de rotation d'outil par une minute sur l'axe de garniture lors du, dépend de WOB. Elle croit en fonction de la dureté de formation et le torque.
4. **Pression** : la pression est définie comme la force exercée sur la côte verticale elle est mesurée en **psi**
5. **Débit** : c'est la quantité d'une grandeur qui traverse une surface.

$$Q = vA(m^3/H)$$

6. **Torque** : correspond au couple de rotation effectif transmit par la garniture à l'outil. Il est mesuré à l'aide d'un système hydraulique (variation de pression en fonction de tension).
7. **La densité (d)** : c'est le rapport de la masse volumique à la masse volumique d'un autre corps.
8. **Yield point** : la contrainte au-delà de laquelle un matériau devient plastique.
9. **NPT** : (No Productive Time) c'est le temps perdu ou le temps d'arrêt des opérations lors du forage cause des coincement, venue, maintenance, etc... Il est mesuré en heure (H).
10. **Coefficient de corrélation** : Le coefficient de corrélation de Pearson, noté r, mesure l'intensité de la corrélation entre deux variables x et y. Il est calculé en utilisant la formule suivante :

$$r = \Sigma xy / (\sqrt{(\Sigma x^2 * \Sigma y^2)})$$

Où Σxy est la somme des produits des écarts à la moyenne des deux variables.

Il varie entre -1 et 1 :

- Si $r = 0$ pas de relation linéaire.
- Si r approche de -1 il y'a une relation négative.
- Si r approche de 1 il y'a une relation positive entre les variables.

- **BHA** :

- 1) **Drill pipes** :

Un tube cylindrique permettant la transmission de la rotation de la table de rotation ou le top drive vers l'outil de forage et l'injection de boue dans le puits.

C'est un tube qui est fabriqué d'acier de haute résistance et faible allié contre l'usure et la corrosion [10].

Les drill pipes sont classé en :

a) Classe :

- Classe N new pipe : le plus dure et le plus nouveau.
- Classe P premium : vient en dessous du classe N vécue à des usures.
- Classe C : fin de vie pipe très utilisée.

b) Longueur :

- Range-1 : 18 to 22 ft (5,48 – 6,71 m)
- Range-2: 27 to 30 ft (8,23-9,15m) (Most Common)
- Range-3 : 38 to 45 ft (11,58-13,72m)

c) Size :

- From 2 3/8” to 6 5/8” (Dext)

d) Poids :

- Poids des extrémités : poids du corps de la tige.
- Poids nominal : poids de la tige plus les connexions.
- Poids ajusté : le poids par pied de la tige avec le refoulement sans joints.
- Poids approximatif : le poids moyen de tige grade II avec les joints.

e) Grade :

Tableau II. 1: Grade des DP.

Grade API	Min yield stress (PSI)	Minimum tensile stress (PSI)
D	55.000	95.000
E	75.000	100.000
X	95.000	105.000
G	105.000	115.000
S	135.000	145.000



Figure II. 20: Tige de forage.

2) Drill collars :

Sont des tubes cylindriques plus lourds et plus épais que les tiges de forage utilisé afin de poser le poids sur l'outil et le guider [11].

Il existe plusieurs types :

- Masses tige classique.
- Masse tiges à rétreints.
- Masses tiges à extrémités soudés.
- Masses tiges à partie centrale surdimensionné.
- Masses tiges carrées.
- Masses tiges spiralées. (**Figure II.21**)
- Masses tiges amagnétiques.



Figure II. 21: Drill collar spiralée.

3) HWDP :

Ce sont des drill pipes plus dure, fabriqué afin de résistée la haute pression et la haute température et plus flexible que les drill collars. Ils font la transition entre les tiges et les masses tiges avec une épaisseur qui va de 3" 1/2 jusqu'à 6" 5/8 [10]. (**Figure II.22**)

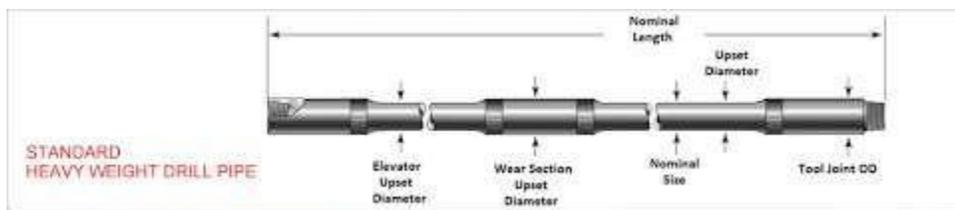


Figure II. 22: HWDP.

4) **Les stabilisateurs** : contrôler la stabilité du puits et la déviation [10] (**Figure II.23**)



Figure II. 23: Stabilisateurs.

5) **Les outils de forage** :

Il existe plusieurs types d'outils de forage [12] :

- **Tricônes** : le tricône est couramment utilisé dans des formations tendres à durs. Il s'effectue généralement au forage à base de la boue.

Il existe deux familles de tricône : (**Figure II.24**)

- A dents acier pour les formations moyennement tendres à moyennement dures.
- A picots pour les formations moyennement dures à très durs.



Figure II. 24: Tricône.

Marteaux fond de trou :

Fixé au bout du train de tige pour la technique de marteau fond de trou et lie la sondeuse au train de tige pour le marteau hors du trou. (Figure II.25)

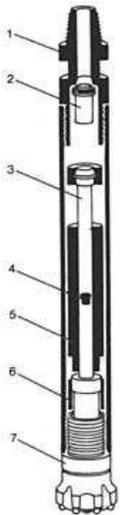


Figure II. 25: Marteau fond du trou.

Trillâmes :

Se fixe au bout du marteau fond du trou ou bien au bout de train de tige pour le marteau hors de Trou c'est un outil de conception robuste pour qu'il puisse attaquer la roche et persister longtemps (Figure II.26)



Figure II. 26: Trillâmes.

Outils PDC :

Figure II. 27: PDC.

Aléseurs :

Figure II. 28: Aléreur.

Le coincement est un problème survenu lors du forage avec des différents paramètres, ce phénomène est dû à plusieurs raisons dicté au paravent.

Pour cela il existe des techniques afin d'éliminer le coincement.

II.2 Traitement des coincements

Le traitement des coincements se fait en plusieurs méthodes selon le cas et la gravité du coincement.

II.2.1 Coincement en forage :

Le traitement est comme suit :

- **L'over pull :**

Une opération de tirage seulement pour libérer la garniture, en appliquant une tension supplémentaire sur la garniture de forage sans dépasser la yield point.

II.2.2 Coincement en manœuvre :

En générale le coincement en manœuvre se présente cause de la pression différentielle. Les signes du coincement sont l'arrêt de circulation telle que la rotation.

Afin de libérer la garniture de forage :

On fait un travail de garniture [1].

II.2.2.1 Battage :

Des fois la rotation vers le bas ne fait pas solution donc on fait appel à une autre technique ;
« **Le battage** »

II.2.2.1.1 Définition :

L'opération de battage se fait à l'aide des coulisses de battage

La jarre (les coulisses) est un marteau hydraulique, qui fait des coups, c'est un outil qui est doté d'une structure fermée, d'une performance fiable, d'une facilité d'ajustement et d'utilisation dans les champs pétrolifères, l'exploration géologique et l'exploitation de forage [13].

II.2.2.1.2 Principe de fonctionnement :

« Coulisse de battage (**Figure II.29**) pour puits de forage comprenant un châssis renfermant une chambre hydraulique, un piston monté dans la chambre hydraulique de façon à pouvoir se déplacer entre une première position et une seconde position ; un élément de battage monté de manière mobile dans le châssis et un système de désaccouplement pour désengager l'élément de battage ; et dans laquelle une force de traction exercée sur l'élément de battage déplace le piston de la première position vers la seconde position à l'intérieur de la chambre hydraulique en s'opposant à la résistance du fluide. » [14].

Dans le cylindre et de stocker l'Énergie en relevant l'outil de forage.

Lorsque la perceuse fixée sur le dessus du pot de pêche super est relevée, un temps suffisant est prévu pour que la perceuse stocke l'énergie en raison de l'action d'amortissement entre le piston conique (**Figure II.31**) et le corps d'étanchéité dans le corps sous pression du pot de pêche super. Lorsque le piston conique se déplace pour libérer l'alésage, la perceuse doit attirer et produire soudainement une charge dynamique vers le haut, ainsi que le déchargement instantané de la haute huile hydraulique. La surface de travail fiable est conçue dans la structure du produit pour garantir une force de secousse importante pour le poisson coincé (outil de forage).

Afin de faire une rotation pour l'outil de forage dans le trou inférieur et une circulation pour le fluide. » [14] (**Figure II.30**)

Faut frapper dans un point neutre où ce point est contre le mouvement où le coincement est apparût afin de libérer la garniture.



Figure II. 29: Ensemble de jarres.

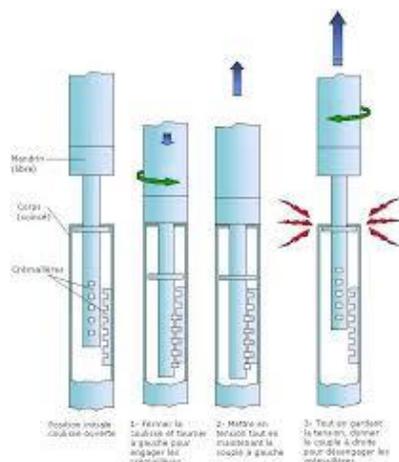


Figure II. 30: Composants d la jarre.

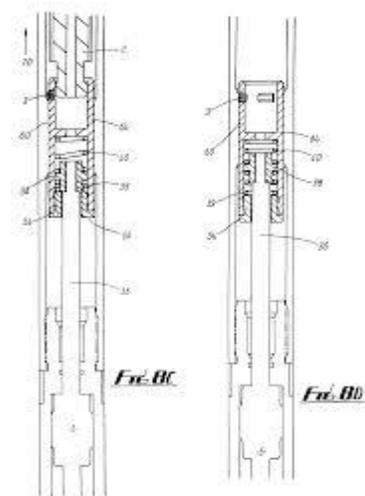


Figure II. 31: Coulisse.

Jarrer sans circulation brusquement avec un tonnage vers le haut ou vers le bas selon le point du coincement et son trajet si le coincement est guidé vers le bas donc on jarre vers le haut, et si le coincement se situe vers le haut, on jarre vers le bas afin de libérer la BHA coincée.

La jarre frappe en deux points dans deux temps différents. La jarre se fait en :

- Sans Circulation.
- Circulation : circulation avec une pression légère.
- En torque : rotation de la garniture avec un troque élevé et battage vers le bas.

II.2.2.2 Formation non stable :

Dans le cas où le coincement est à cause de la **formation non stable** cause de densité instable :

II.2.2.2.1 Formation salifère :

- Ajouter de l'eau.
- Laisser agir un moment.
- Libérer la garniture.

II.2.2.2.2 Formation argileux-gonflante :

- Ajouter des bouchons d'acides.

II.2.2.3 Bouchons d'acide :

Dans le cas d'une formation argileux-gonflante le traitement peut s'effectuer à l'aide d'un bouchon d'acide injecté au niveau du point du coincement.

Cet acide fait fragiliser le cake présent à l'alentour de la garniture de forage coincée.

Le volume d'acide injecté se fait évacuer par l'espace annulaire. Si l'opération d'injection ne fait pas solution on ajoute un autre bouchon [14].

II.2.2.4 Le Back Off : (dévissage)

II.2.2.4.1 Définition :

Le Back Off est l'opération de dévissage de la garniture coincée, le Back Off vise à récupérer le maximum de la BHA coincée au fond du puits, en appliquant un couple inverse et en faisant exploser une charge explosive à l'intérieur d'une connexion filetée sélectionnée [13].

II.2.2.4.2 Type des Back Off :

II.2.2.4.2.1 Le Back Off mécanique :

Le Back Off mécanique se fait en plusieurs techniques [15] :

✚ **Back Off mécanique simple** : dévissage de la garniture après application d'un couple à gauche, le point de dévissage est incertain.

➤ **Procédures :**

- Poser une partie du poids de la garniture coincée, garder 20 tonnes pour poser sur les cales et attacher leurs poignées ensemble,
- Appliquer du couple à gauche avec les cales et poursuivre si nécessaire avec les clés de forage, il faut du poids sur les cales pour appliquer le torque. Attention le dévissage peut se produire à quelques longueurs de la surface.
- Dévisser et enlever la tige de surface, (le cas échéant ajuster avec une tige courte),
- Visser la tige d'entraînement et bloquer au torque maximum possible.
- Récupérer la tension et procéder au blocage de la garniture à droite.

✚ **Back Off mécanique avec une garniture à gauche** : ce n'est pas la plus fiable cause de son besoin de d'autres outils pas seulement le couple à gauche tels que : l'overshot, les coulisses etc.....

✚ **Back Off mécanique avec inverseur de rotation** : c'est un dévissage successif avec rotation de droite à gauche.

II.2.2.4.2.2 Back Off électrique :(explosif)

Le décoincement se fait avec une sonde explosive appelée « string shot » dans le puits avec une charge explosive que l'on fait détonner à hauteur du filetage d'un joint grâce aux vibrations causées par l'explosion.

Cette opération se fait avec une unité de logging (câble et outil magnétique), le point où les graphes changent donc c'est le point de coincement (the free point Indicator FPI) [15].

II.2.2.5 Repêchage : (Fishing)

C'est la récupération maximale de la garniture coincée qui reste dans le fond. En utilisant dans matériaux de repêchage [13].

a. Les composants de la garniture de repêchage [3] :

- Drill collars.
- Drill pipes.
- Outils de repêchage OverShot : Top Sab, le corps, le guide. (**Figure II.32**)
- Fishing spear. (**Figure II.33**)
- Outils de repêchage Magnétiques. (**Figure II.34**)
- Coulisses hydrauliques et mécanique.

**Figure II. 32:** Over shot fishing.**Figure II. 33:** Fishing spear.**Figure II. 34:** Magnetic fishing tool.

L'Overshot permet la prise sûre du poisson.

➤ Procédures :

- Tourner l'overshot vers la droite tout en le descendant, le grapple se détend pendant l'engagement du poisson, lui permettant de s'engager, guidé par le bottom guide.
- Rotation arrêtée, la tension exercée vers le haut permet de contacter le grapple dans les guides du corps et d'assurer une prise ferme du poisson par sa dentelure intérieure.

- Phase de relâche, un choc net vers le bas positionne la partie la plus large des guides du corps face au grapple, relâchant la prise.
- Une rotation vers la droite combinée à une remontée lente de l'overshot libère le grapple du poison.

b. Les outils de repêchages : (Figure II.35)



Die collar



Taper Tap



Washover skirted junk mill



Impression block

Figure II. 35: Outils de repêchage.

II.2.2.6 Side Track :

Le Side Track est une solution qui est faite après l'échec des opérations du Back Off, tirage, battage et le Fishing. (**Figure II.37**)

La procédure consiste à abandonner le puits en cimentant la partie coincée à une certaine profondeur, puis dévier le puits (**Figure II.36**) en lui changeant le trajet par une fenêtre, en calculant l'angle de déviation, l'Azimut etc [13].



Figure II. 36: Déviation.

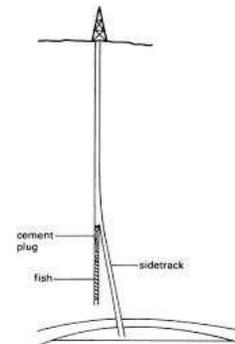


Figure II. 37: Side track.

Chapitre III

Etude de cas

III.1 INTRODUCTION :

Notre étude de cas se trouve dans la zone de Benkahla Oued M'ya Ouargla Algérie pour but de faire des statistiques et une étude sur le coincement, son type, ses causes et la résolution de ces coincements, au niveau de la phase 6" (réservoir) des grés d'Al Atchane.

Cette étude a été faite sur les puits suivants : OKS 61, OKS 27, OKS 28, BKRE-6, BKHE-5 BKRE 2 et BKRE 4.

On fait des études sur plusieurs puits afin de définir la cause de ses coincements.

Selon les statistiques qu'on a trouvé la cause de ses coincements c'est un coincement technique.

Durant notre stage au sein de la société nationale SONATRACH- division Forage Hassi Messaoud Algérie, on a pu assister à plusieurs cas de coincements ce qui nous a permet de faire des statistiques et des résolutions sur le problème du coincement.

III.2 Etudes des puits :

III.2.1 OKS 61 :

Tableau III. 1: Informations puits OKS 61.

Puits	Situation géographique	Rig company	Start date	Côte	TD	Reservoir pressure
OKS 61	Haoud Berkaoui Site Benkahla	TP 139	30/08/2023	Vertical	3577m	3058 psi

III.2.1.1 Situation géographique du puits OKS 61 :

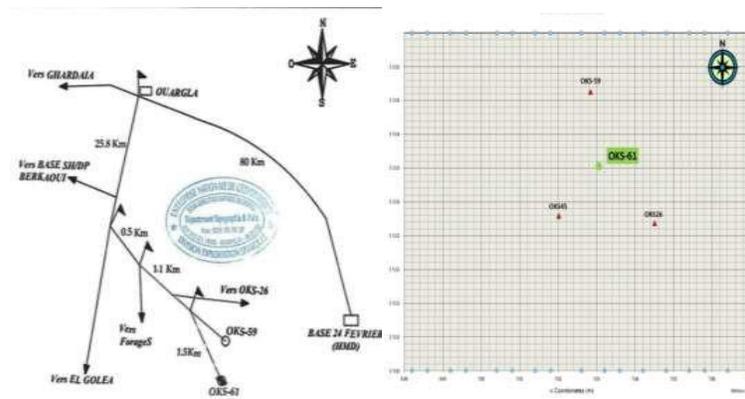


Figure III. 1: Localisation du puits OKS 61.

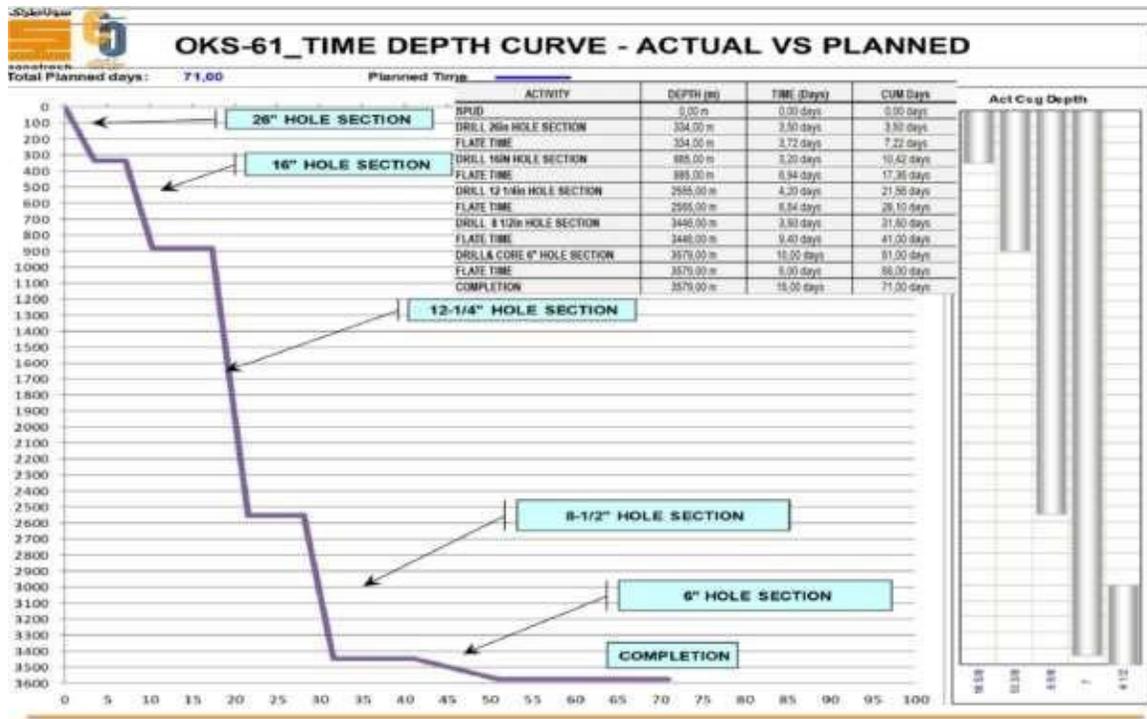
III.2.1.2 Programme du forage puits OKS 61 :

Le programme du forage était comme suit [16] :

- Forage de la phase 26" dans la formation Sénonien Carbonate, MD= 329 m.
- Casing 18" 5/8 K55 87.5# BTC.
- Forage la phase 16" WOB= 7-15t, RPM= 80-110trs/mn T, Q= 2800lpm, P=1600psi, MD= 883m, formation top : Sénonien Anhydritic.
- Casing 13"3/8 68# N80 BTC.
- Forage phase 12"1/4 Q=2600-2700lpm, SPP= 1500-2000 psi, RPM= 80-140, WOB= 08-5000lb-ft, formation: Albien (958m), Aptian (1463m), Barremian (1491m), Néocomien (1863m), Malm (2035m), Dogger Argileux (2266m), Dogger Lagunaire (2388m), Lias Anydritique (2514m), MD= 2565m.
- Casing 9"5/8 47# P110 BTC.
- Forage phase 8"1/2 Q= 1800lpm, P= 2600psi, RPM= 50trs/mn, WOB= 2-3t. formation : Lias Anydritique, Lias Salifère (2781m), Horizon B (2838m), Salifère S1+S2 (2865m), Lias Salifère S3 (3092m), Lias Argileux (3329m), Trias Salifère S4 (3392m), Trias Argileux inférieur (3438m), MD=3443m
- Casing 7" 32# P110 BTC.
- Forage phase 6" WOB = 4-6t, RPM= 60-80trs/mn, TQ= 2.5-5.3 Klbs.ft, Q= 800lpm, P= 2300psi. Formation : Argileux inférieur (3438m), Trias T2 (3450m), Dévonian. MD=3580m

Tableau III. 2: Programme phase 6".

Phase	Boue	Densité	Yield point	LGS
6"	OBM	1.52 sg	10-12 lbs/ft ²	< 5



14

Figure III. 2: Programme forage puits OKS 61.

Tableau III. 3: Programme boue de forage puits OKS 61.

Diamètre du puits	26"	16"	12"1/4	8"1/2	6"
Profondeur	00-334	334-885	885-2555	2555-3446	3446-3579
Longueur	334	551	170	891	133
Casing size	18" 5/8	13" 3/8	9"5/8	CSG 7"	Liner 4"1/2
Top cement	Surface	Surface	+/- 685	2355	3296
Mud type	Fresh water-gel	Avoil DS.IE.70	Avoil DS.IE.85	Avoil DS.IE.90	Non Damaging Avoil DE.IS.95
Mud weight	1.05-1.08	1.30	1.30	2.02	To be confirmed SH/DP HBK

Plastic viscosity	ALAP	ALAP	ALAP	ALAP	ALAP
Yield point	50	18-24	18-14	14-12	12-10
Ratio oil/water	-	70/30	80/20	90/10	95/05
HP/HT Filtrante	-	<10	<4	<4	<4
API Filtrante	<20 before run casing	-	-	-	-
PH	12		-	-	-
Alkalinity Mud Pm	0.6-1.0	2.0-3.0	2.0-3.0	2.5-3.0	2.5
Alkalinity Mud Pf	0.1-0.15	-	-	-	-
Alkalinity Mud Mf	0.2-0.4	-	-	-	-
Electric stability	-	> 600	>900	>1000	>1000
LGS	<5	<5	<5	<5	<5
MBT (Kg/m³)	70-80		-	-	-

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

$$Ph = \frac{3448 \cdot 1.39}{10.2} = 469.87 \text{ bars.}$$

III.2.1.3 Coincement :

- **Profondeur de coincement** : A la phase 6" le coincement est apparu à la profondeur 3477m lors du **POOH** (pull out open hole).
- **Signe de coincement** : circulation arrêtée.

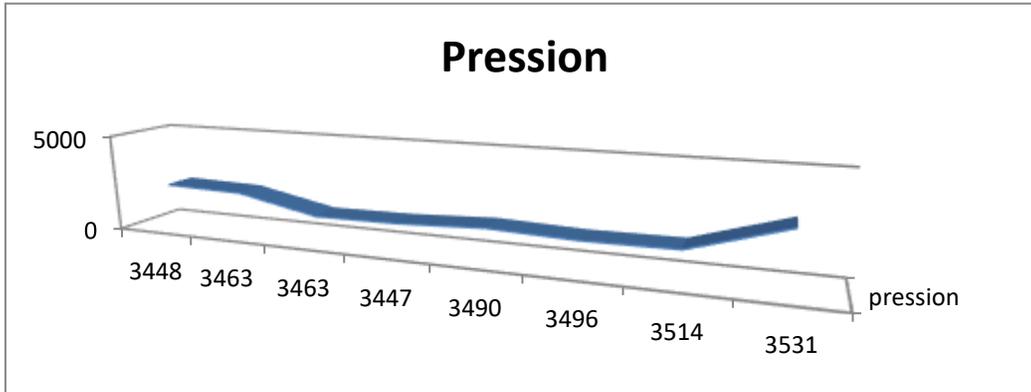


Figure III. 3: Paramètres de forage OKS 61.

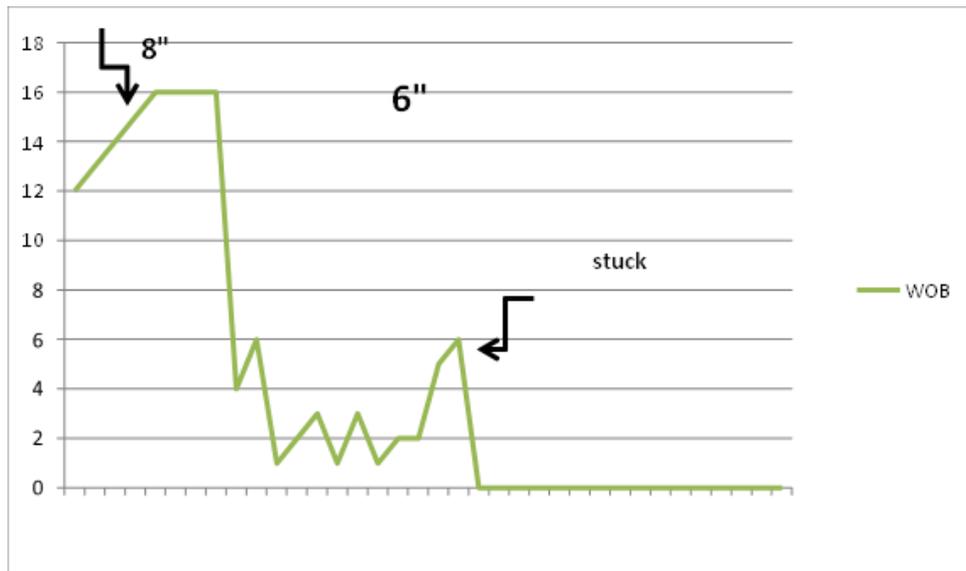


Figure III. 4: WOB.

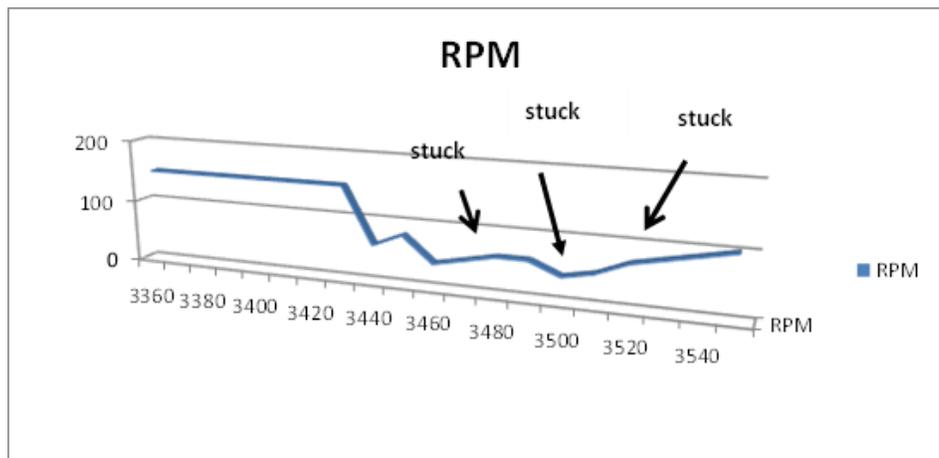


Figure III. 5: Paramètre de forage RPM.

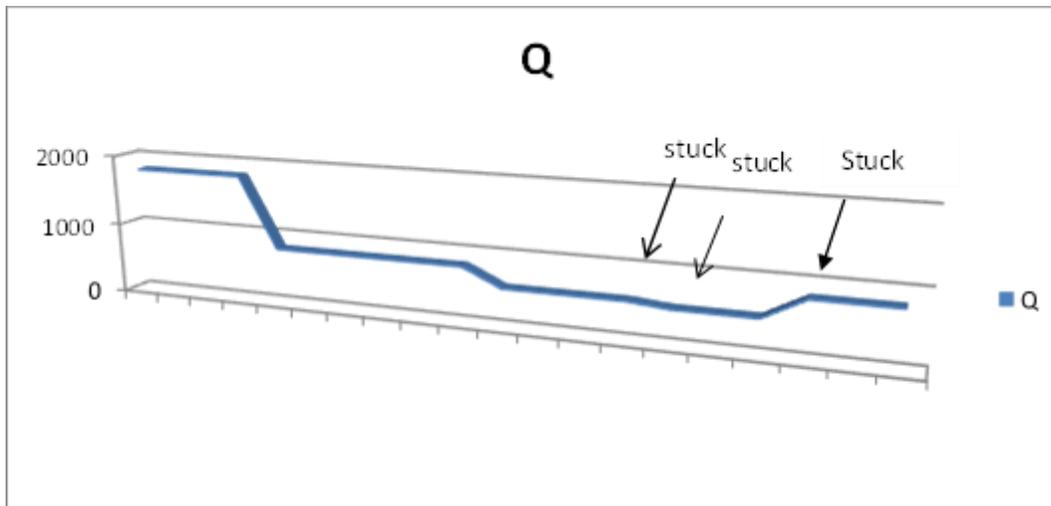


Figure III. 6: Débit OKS 61.

Tableau III. 4: Paramètres de forage OKS 61.

Profondeur (m)	WOB (t)	RPM (trs/min)	Q (lpm)	P (psi)	D (sg)	ROP (m/h)	Torque (Klbs)
3363 (8'')	12-16	150	1800	3100-3400		27,69/12.54	8
3463 (6'') Carottage 01	01-03	40-60	550	1350	1.34-1.35		2-3.5
3490 Carottage 02	01-03	40-60	550	1600	1.48		2-3.5
3463 Forage	04-06	60-80	550	2300	1.34-1.35	2.65/2.14	2.7-5.3
Stuck							
3514 Carottage 04	1-3	40-70	500	1500			2-4
Stuck							
3500 Side track	2-5	60-100	800	2950		3	2-4
Stuck							

➤ **Interprétation :**

WOB= 04-06t : point de coincement

WOB=01-03t : 2^{ème} point de coincement

WOB= 02-05t : 3^{ème} point du coincement

Variation de point du coincement en fonction de WOB on a eu **(02)** coincements

1. Signe négatif : On constat que le coincement à la côte 3448m sur l'intervalle de 04-06t
2. Signe positif : on a constaté qu'il n'ya pas de coincement après la diminution du WOB 01-03t.

RPM=60-80 tr/min : point de coincement

A partir de 40tr/min -50tr/min : on remarque que la situation va bien.

Le flow Q= 800l/m, P1 = 2300 psi et P2= 3300psi

D1= 1.32-1.43 sg d2= 1.45sg

D'après les valeurs de la densité on a remarqué que la densité ma faut que ça soit 1.32 sg.

III.2.1.4 Méthodes de décoincement :

Dans ce cas ils ont essayé [17] :

- De récupérer la circulation avec une pression 1000psi mais l'intervention **a échoué**.
- Puis faire un reaming et back reaming même chose **pas de succès**. (Remonté vers le haut et descente vers le bas).
- Après ses méthodes de résolution utilisée on a perdu totalement la rotation en entendant un bruit au niveau du TDS lors de la rotation.
- On applique un torque de 6000lb*ft et une pression de P=200 psi et on jar vers le bas afin de libérer la garniture vers le haut (**Pas de succès**).
- On jar vers le haut plusieurs fois en espérant de libérer.
- Pas de succès avec le jar.
- On fait un travail de garniture en haut et en bas entre 50t et 130t pas de succès.

Tous ses essaies non pas fonctionner donc on fait appel au **Back off mécanique** (dévisage de la garniture pour la récupération maximale). Avec:

WOB= 84t, DP & HWDP weight= 56t, DC weight= 13t, TDS weight= 15t. Élévation du torque de 10000 à 12000 lb.ft et setting weight de 10t de 71t à 15t étape par étape avec manœuvre de garniture en haut et en bas.

- Manœuvre de garniture du haut en bas plusieurs fois avec 82t à 93t (+10%).
- On tire la garniture jusqu'à WOH= 93t. on visse graduellement jusqu'à 9000 lbs.ft avec tirage inversé (torque max est à 10000lb.ft)
- Torque libéré à 9000lb.ft et WOH chute à 76t il a perdu 8t lors du Fishing.
- Jarring vers le haut pas de succès

- On fait un Fishing avec circulation puis Jarring vers le haut pour décoincer la garniture

III.2.1.5 Interprétation :

Possibilité de : mauvais nettoyage de puits ou cavage.

III.2.2 OKS 27 :

Tableau III. 5: Informations puits OKS 27.

Puits	Situation géographique	Rig company	Start date	Reservoir pressure	Depth	Côte
OKS 27	Haoud Berkaoui	TP 184	2013	3800 psi	3525m	Puits vertical

III.2.2.1 Programme puits OKS 27 :

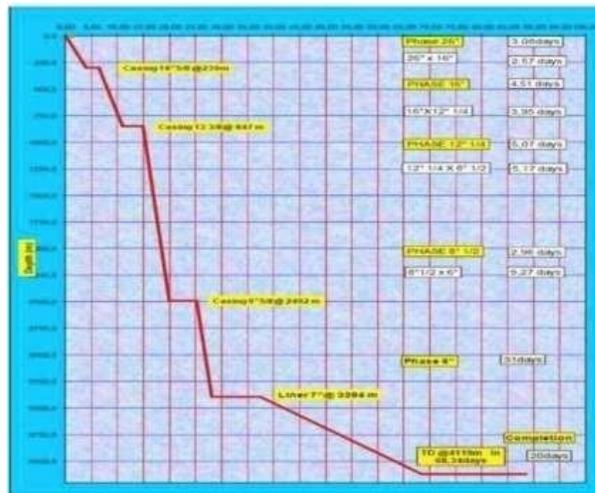


Figure III. 7: Programme d’avancement puits OKS 27.

III.2.2.2 Programme forage : (Figure III.7)

- Phase 26": WOB = 7- 16T; RPM=70-90 tr/mn; Q= 850 lpm; MD= 306m
- Casing 18" 5/8 K55 87.5#
- Phase 16": WOB= 4-8 T; RPM= 50-90 tr/mn; Q= 2600 lpm; SPP=1200psi. MD= 827m
- Casing 13"3/8 68# N80 BTC.
- Phase 12" 1/4: WOB= 5-20 T, RPM=50-180 tr/mn, Q=3000 l/mn, SPP =2600 psi, MD= 2 490m.
- Casing 9"5/8 : CSG 47# P110 BTC.
- Phase 8" 1/2: WOB= 10-18T, RPM=60-200 tr/mn, Q=1800 l/mn, SPP=3100psi, MD= 3 386m.
- Casing 7" : CSG 32# P110 BTC [18].

- Phase 6" : WOB= 2-7t Q=800 lpm RPM =80-100 tr/min SPP= 2600 psi, MD= 4 125m.

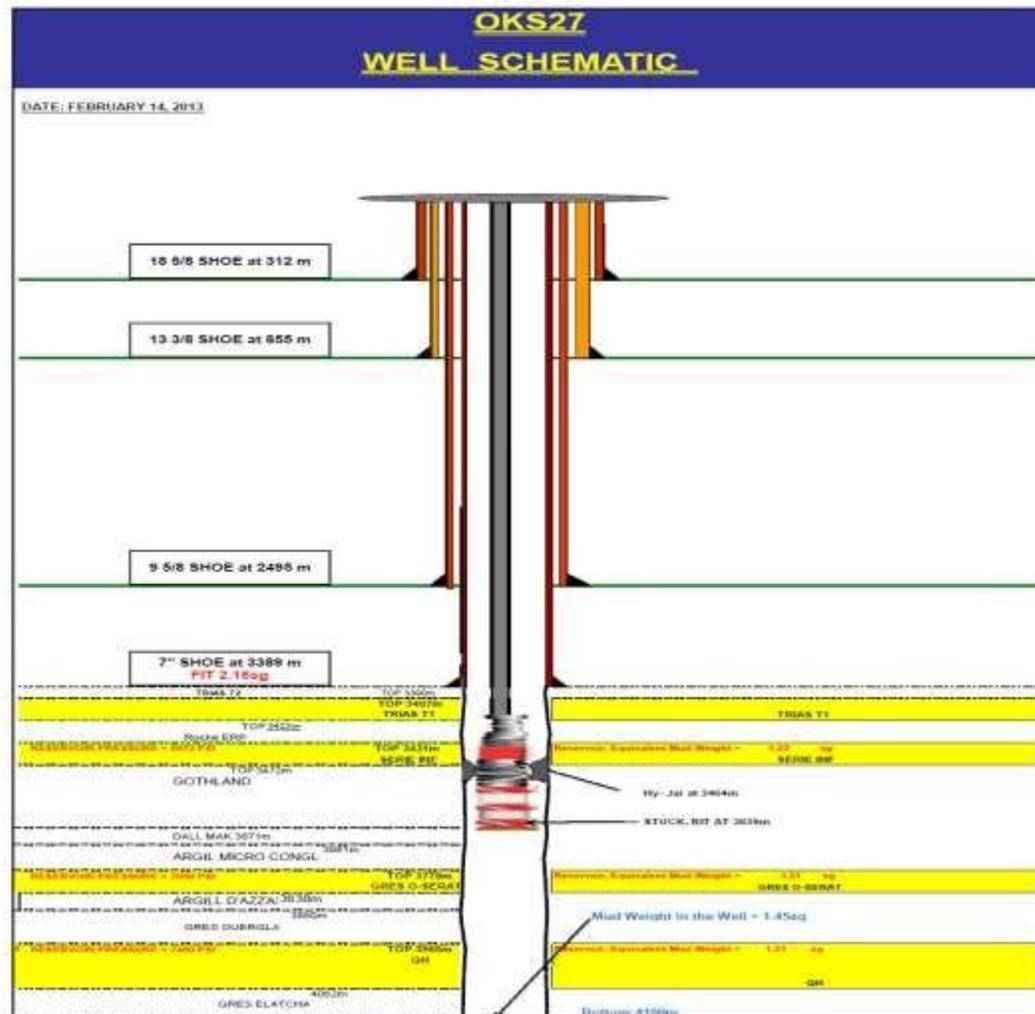


Figure III. 8: Drilling program well OKS 27.

III.2.2.3 Coincement :

QUARTZITES HAMRA,

- **Coincement N°1** : produit à la profondeur 3639m lors de l'ajout d'une longueur et après 20 min de filling Inside string. La BHA est en face du réservoir Série-INF.

➤ Signes :

- Circulation existante.
- Rotation perdue.
- Mouvement perdu.

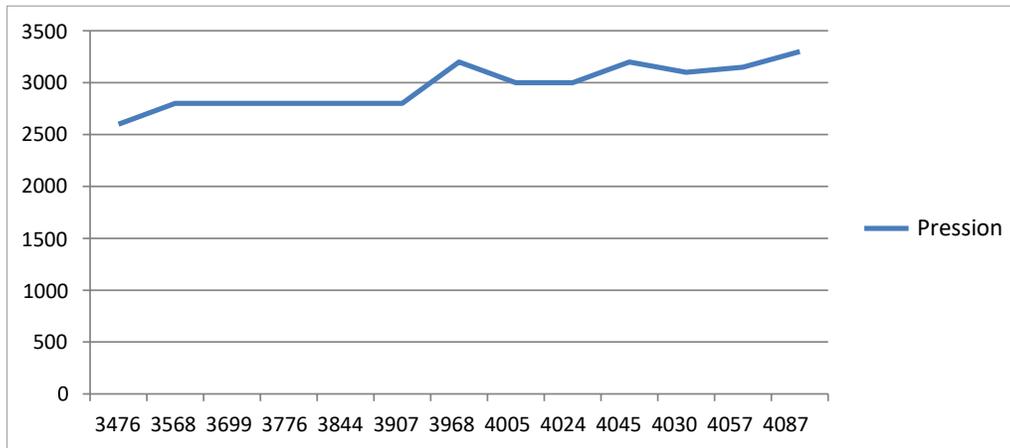


Figure III. 9: Pression OKS 27 phase 6".

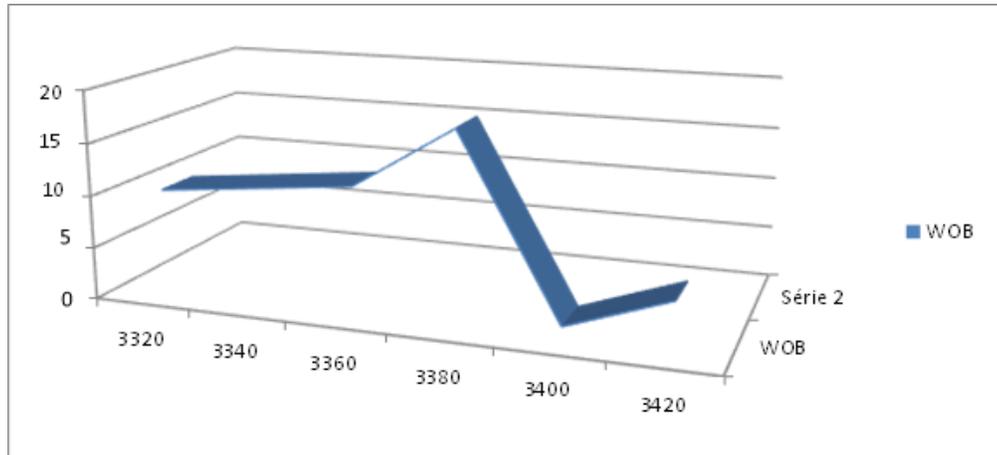


Figure III. 10: WOB OKS 27.

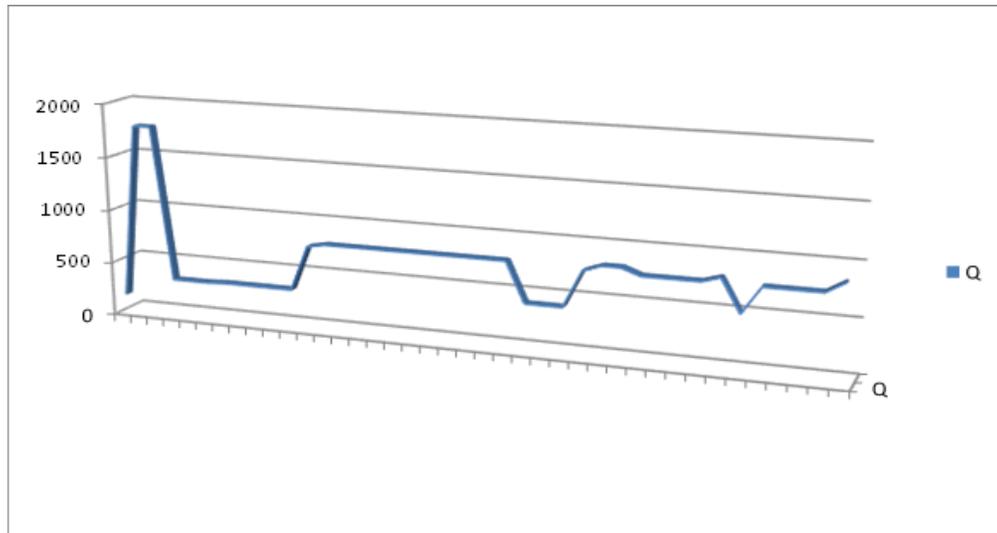


Figure III. 11: Débit OKS 27.

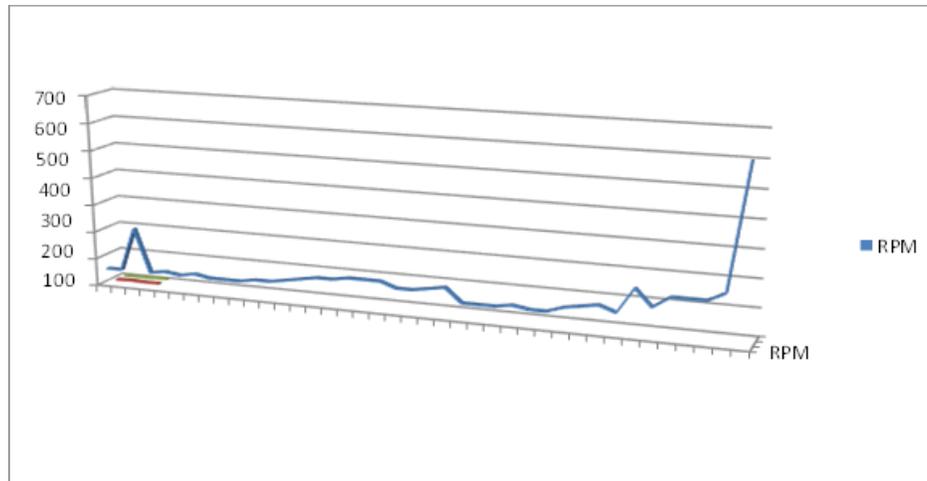


Figure III. 12: Paramètre de forage RPM.

Tableau III. 6: Paramètres de forage OKS 27.

Profondeur (m)	WOB (t)	Q (lpm)	RPM (trs/min)	P (psi)	ROP (m/h)	D (sg)
3368 8"1/2		800		3300	2.63	1.45
3349	10-18	1800	60-220	3400	13.09-22.65	
3392 Core 01	1-2	370	60-68	1200	2.53-3.08	
3430	3-6	370	60-70	1250	0.84-1.83	
3439 Core 02	1-4	380	60-70	1300	2.07	
3461	1-5	380	60-70	1300	2.31-2.16	
3568	2-7	800	80-100	2600	5.26-5.26	
3568	4-9	830	90-110	2800	5.46	
3639	Stuck					
3699	4-9	830	90-110	2800	2.71	
3776	2-9	830	90-110	2800	2.08-4.18	
3778 Core 03	1-6	460	60-90	1550	0.44	
3844 Forage	5-7	800	70-95	2800	2.63	
3849	1-3	860	60	3400	2.57	
3907	5-7	800	80-100	2800	2.17	
3959	5-7	800	80-100	2800	0.88-2.17	
3968	4-6	850	170-190	3200	1.00	
3977	4-6	850	170-190	3200	0.74-0.92	
3990 Core 07	3-5	550	110-130	2100	0.81	

3996 Forage	3-7	800	180-190	3000	0.55	
4005	1-4	800	40-70	3000	0.93	
4024	3-5	800	150-180	3000	0.62	
4030	3-5	800	150-190	3100	0.66	
4045	4-6	800	180-195	3200	0.20	
4047	3-5	800	150-190	3100	0.80	
4057	3-6	800	150-190	3200	0.96	
4058	1-5	900	620	3800	1.25	
4100	1-5	900	620	3800	1.36	

Pression hydrostatique face au réservoir :

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

$$Ph = \frac{3431 \cdot 1.45}{10.2} = 487.74 \text{ bars.}$$

➤ Procédures de décoincement :

- Jarring vers le haut (échec)
- Work string up 135t avec circulation 700lpm Pr= 2200 psi poids de garniture 72t et d= 1.45sg
- Pompage d'un bouchon d'acide 4m³ d= 0.94 avec travail de garniture 140t-50t et rotation avec limite torque 400 amp. (Échec)
- Work string up and down 140t-50t avec circulation pas de rotation (échec)
- Back Off mécanique : récupération de 3" ½ DP à 1118m.
- Top Fish à 1120m
- Back off mécanique : récupération du poids avant coincement 76t
- Descente avec fishing BHA with 4" ¾ screwing sub
- Continuer la descente avec fishing BHA to TOP fish 3381m.
- Poser 2^{ème} bouchon tensio-actif 2.5m³ au fond d=0.92sg, sans résultat.
- Évacuer le bouchon tension actif et continuer jarring up (60cm progress).
- Battage vers le bas et tenter de reprendre la circulation pression=1500-2000psi, faible retour en surface ensuite il est augmenté progressivement.
- Tentative de décoincement pour 3 7 jours pas de succès.
- Utilisation du side track à la profondeur 3390m.
- Récupération du forage dans la phase 6" après 6 jours avec d= 1.45 sg, côte finale 4125m [19].

- **Coincement N°2** : coincement des outils de logging à la phase 6" à MD= 3870m.

➤ **Procédure du décoinement :**

- Reaming and back reaming décoinement avec succès.
- Descente du train de logging coincement à MD= 3962m décoinement avec travail de puits.
- Coincement pour la 3eme fois à 3389m échec de décoinement.
- Travail du train échec
- Fishing échec
- Battage échec
- Travail du train 125t **échec**
- Descente avec Overshot et pris le poisson et récupéré la circulation. **Succès** [19].

III.2.2.4 Interprétation :

Coincement cause de la pression différentielle.

III.2.3 OKS 28 :

Tableau III. 7: Informations puits OKS 28.

Puits	Situation géographique	Rig company	Start date	Pression réservoir	Profondeur	Côte
OKS 28	Haoud Berkaoui Zone Benkahla	TP 184	01/03/2014	2800 psi	3 520 m	Vertical

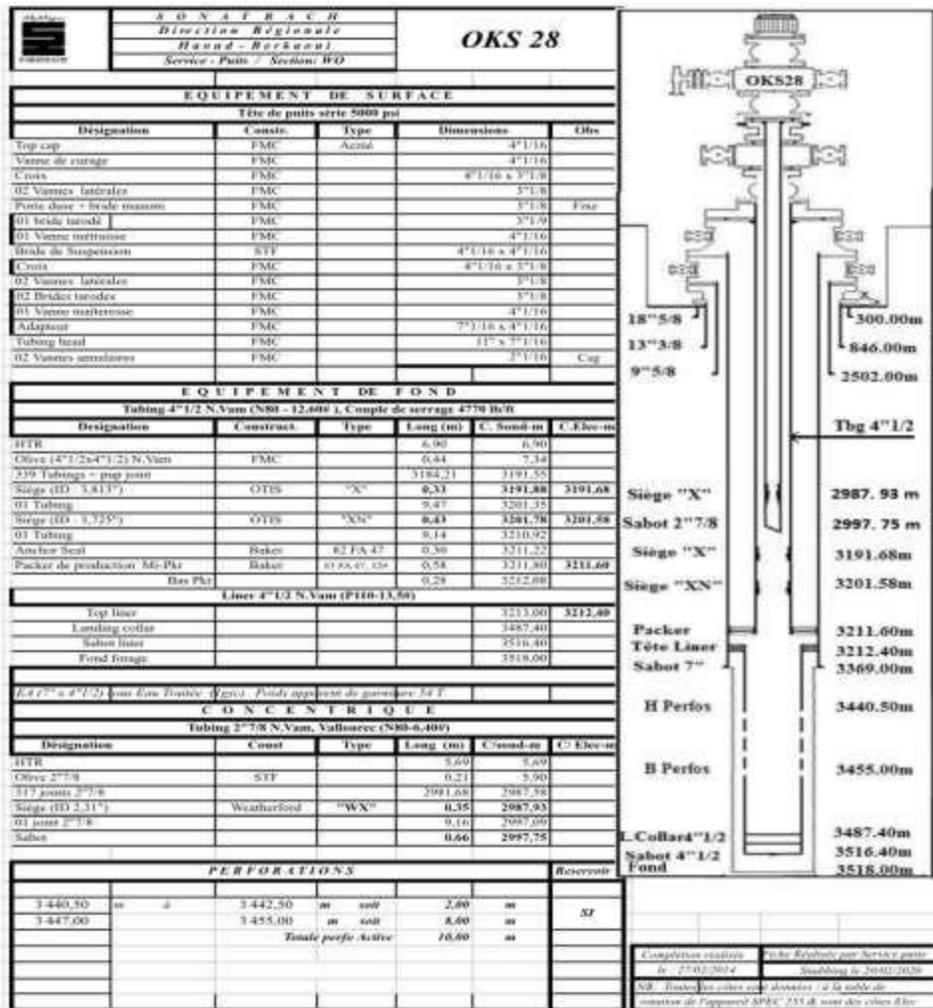


Figure III. 13: Fiche technique OKS 28.

III.2.3.1 Programme puits OKS 28 :

- Forage des phases selon le programme 26", Csg 18" 5/8 CASING K55 87.5#, 16", Csg 13"3/8 N80 68# BTC, 12"1/4, Csg 9"5/8, 8"1/2, Csg 7", 6" [20].

III.2.3.2 Coincements :

Dans ce puits plusieurs coincements sont apparus :

- Phase 16" : coincement à la profondeur 685m formation : Sen. Salifère
- Phase 12" ¼ : coincement lors de la manœuvre de la garniture lors de la connections des drill pipes à la profondeur 1462m ; Formation Barremian.
- Phase 8"1/2 : coincement de la garniture à la profondeur 2725m.
- Phase 6" : coincement à MD=3347m.

Ce qui nous intéresse c'est la phase 6".

- Coincement des outils de Logging à la profondeur 3347m à la formation : Série Inférieure. Après l’insertion des outils de Logging la garniture de ce dernier à coincer. LOG GR-CALIPER-SONIC-RESESTIVITY à MD= 3457m coincé à MD=3447m. (Série inférieure)

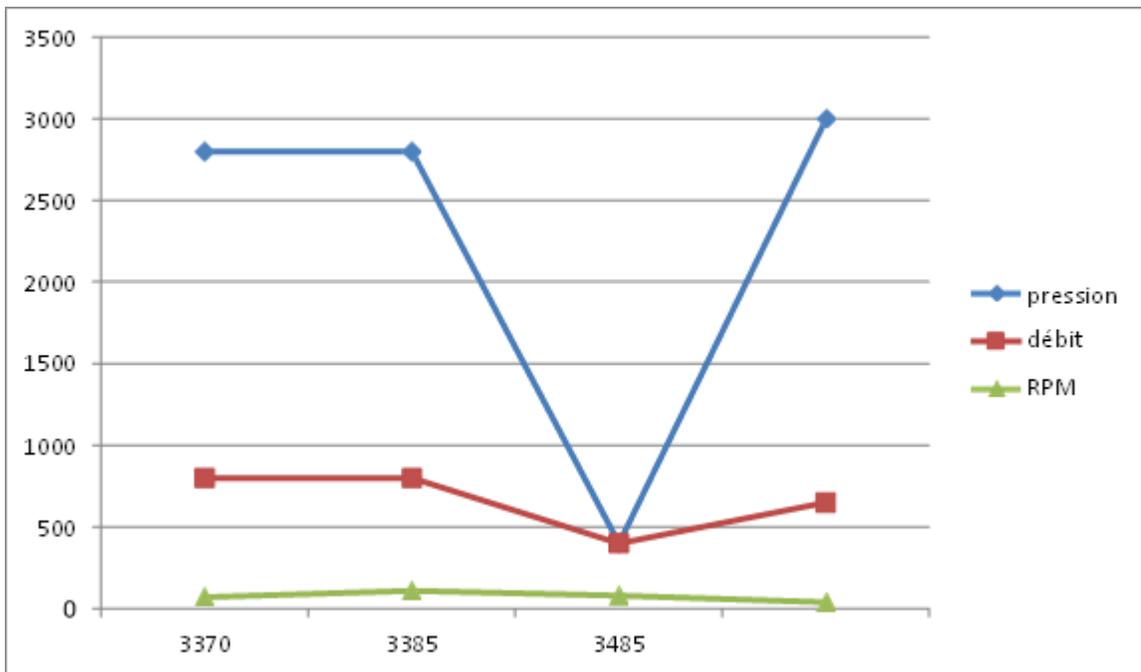


Figure III. 14: Paramètres de forage OKS 28.

Tableau III. 8: Paramètres de forage OKS 28.

Profondeur (m)	Densité boue (sg)	WOB	ROP (m/h)
3370		2-7t	8.57
3385		4-10t	17.31
3344		Stuck	

III.2.3.3 Procédures de décoincement :

- Essayer de libérer la garniture en travaillant sur le train de logging coincement à 3347m (**aucun progrès**).
- Couper et récupérer le câble du log
- Fishing 31.67m Dex = 3"5/8, top fish à 3415m, bottom fish = 3447m.train de fishing overshot 5"1/2, spiral grapple 3"5/8 +4"3/4 Bumper sub +4"3/4 fishing jar + 03 DC 4"3/4
- Essayer d’attraper le poisson, poisson marqué à 3488m.
- Récupération du Fishing.
- Reaming à 3356m.

- Travail du train en Open Hole
- Circulation pour nettoyer le top Fish à 3486m
- Flow check [21].

III.2.3.4 Interprétation :

Coincement cause de la pression différentielle.

III.2.4 BKHE-5 :

Tableau III. 9: Informations puits BKHE 5.

Puits	Situation géographique	Start date	Rig company	Reservoir pressure	Depth	Côte
BKHE 5	Haoud Berkaoui Benkahla	14/01/2016	TP 216	3000psi	3530 m	Vertical

III.2.4.1 Coincements :

Coincement au niveau de :

- **Phase 26"** : Pr= 50psi, WOB= 4-15t, RPM=40-90tr/mn, Q= 650l/mn, lithologie : Sénonien carbonate. Coincement à 185m.
 - **Procédures de décoincement :**
 - Pomper un bouchon HI-Vis V= 20m³
 - Over pull dans les premiers essayages
 - Tirage avec 150t et 190t **échec**.
 - Pomper 20m³de HI-Vis **pas de résultat**.
 - Appliquer un over-pull de 220t et un HI-Vis de 20m³ **succès** [22].
- **Phase 12"1/4** : coincement de la garniture lors de la remonter à MD= 890m. Lithologie : 80% grés, 20% schiste argileux.
 - **Procédures du décoincement :**
 - Battage vers le bas
 - Garniture libérer **succès** [22].

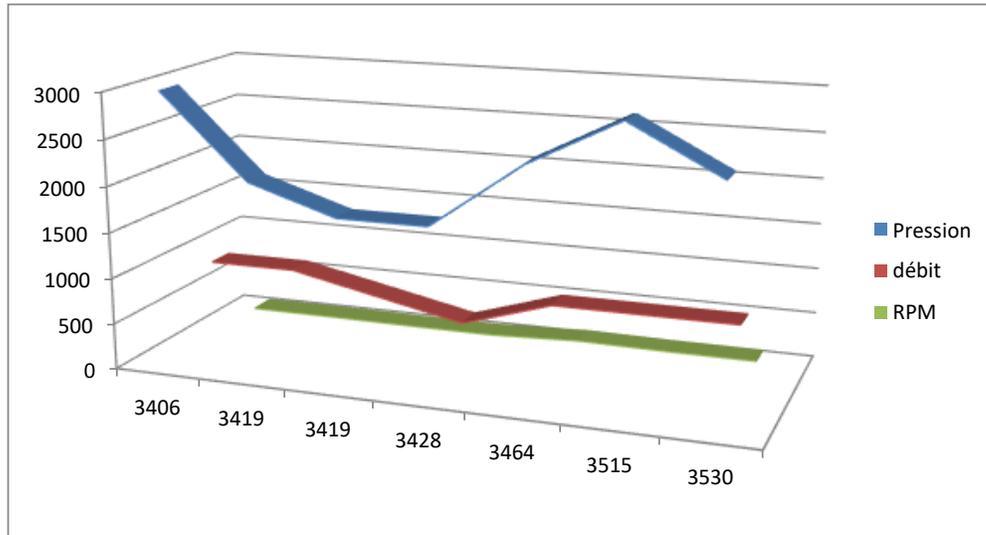


Figure III. 15: Paramètres de forage BKHE 5.

Tableau III. 10: Paramètres de forage BKHE 5.

Profondeur (m)	Densité boue (sg)	WOB	ROP (m/h)
3406	-	4-7t	8.07
3515	-	7-11t	3.50

III.2.4.2 Interprétation :

Coincement cause d’instabilité de formation.

III.2.5 BKRE-6 :

Tableau III. 11: Informations puits BKRE 6.

Puits	Situation géographique	Start date	Rig company	Reservoir pressure	Depth	Côte
BKRE 6	Haoud Berkaoui	04/01/2018	TP 184	2700psi	3399 m	Vertical

Forage jusqu’à la phase 6" avec d boue = 1.48 sg.

III.2.5.1 Coincements :**I. Coincement de la garniture à TD= 3487m série inférieur phase 6"**✓ **Méthode de décoincement [23] :**

- Faire un travail de garniture et pompage de bouchon d'acide (échec).
- Fishing :
 - Back off mécanique à 3452m
 - Battage
 - Pompage 03 bouchons d'acide + travail de BHA

} (échecs)

Récupération d'une partie du fish après plusieurs tentatives.

- Nouvel top Fish à 3447m.
- Side Track ST1 à 3408m jusqu'à 3585m.
- Logging fin de trou.

II. Coincement à 3440 -3530 m coincements de garniture de Logging GR/SONIC (Φ max Tools cal=6").

- ✓ **Méthode de décoincement** : en battage vers le haut avec augmentation de la densité de boue $d=1.55\text{sg}$

III. Coincement en remonter lors de la connexion de la tige carrée coincement de la garniture.✓ **Signe :**

- Pas de rotation.
- Pas de translation.

✓ **Méthode de décoincement :**

- Battage vers le bas
- Augmentation de densité $d= 1.58\text{sg}$
- Battage vers le bas et vers le haut.
- Pompage 02 bouchons d'acide et travail de garniture
- Fishing
- Side Track ST2

III.2.5.2 Interprétation :

- Hypothèse du Premier coincement cause de l'instabilité des parois du puits d'où l'augmentation de la densité de 1.48 à 1.58 sg.
- Après le 3ème coincement cette hypothèse a été éliminer le regard est détourné vers les caractéristiques pétro physiques du puits. Ce coincement est dû à la pression différentielle

causé par l'augmentation de la densité, perméabilité de la formation et l'immobilisation de la BHA.

- Le décroisement se fait par réduction de la pression hydrostatique.

III.2.6 BKRE2 + BKRE 4 :

Caractéristiques du réservoir (Trias / Série inférieur) :

Le **Tableau III.12** montre les caractéristiques géologiques du réservoir (résultats des tests) des puits offset BKRE-2 et BKRE-4 [24] + [25].

Tableau III. 12: Fiche technique puits BKHR2 ET BKHR4.

OFF set well N°1 BKRE-2		Distant du puits actuel 1.2Km			OFF set well N°2 BKRE-4		Distant du puits actuel 1.8Km		
Top Formation	Côte [m]	Pression [psi]	Mobilité [md/cp]	Pr [sg]	Top Formation	Côte [m]	Pression [psi]	Mobilité [md/cp]	Pr [sg]
Trias T2 de 3406 -3419.5					Trias T2 de 3417-3450				
Trias T1 de 3419-3449.5	3435			dry test	Trias T1 de 3450-3453				
	3447,5			Dry test					
Roches éruptives de 3449-3478.5				Mort Terrains	Roches éruptives de 3453-3467m	3457,8	6670,46	0.01	Tight
						3456,5	6641	0.01	Tight
						3457,48	7361,21	0.01	Tight
	3484,00			dry test	Série inférieure de 3467-3505m	3474,7	7398,65	0.01	Tight
	3489,30	5051,31	1,5	1,018		3480,5	7411,32	0.01	Tight
	3490,30	5051,39	1,4	1,018		3484,8	7421,23	0.01	Tight
	3491,00	5051,36	1,7	1,018		3491,4	3091,41	0.01	Tight
	3493,00	5051,39	2	1,017		3493,69	3512,19	0.01	Tight
	3498,00	5051,40	1,9	1,016		3496,19	3513,86	14,46	0,722

Série inférieure de 3478-3547.5	3499,50	5051,57	1,1	1,015	3499,65	3548,19	94,01	0,728
	3501,80	5051,48	2	1,015	3501,46	3548,23	152,7	0,728
	3504,50	5054,24	1,1	1,015	3505,28	3551,07	145,53	0,728
	3506,50	5051,57	1,4	1,013	3505,28	3551,13	100,97	0,728
	3517,50	4848,00	0,01	Dry test	--	--	--	--
	3518,50	2108,66	0,01	Dry test				
	3519,50	4810,58	0,02	Dry test				
	3520,80	4869,54						

III.2.6.1 Interprétation :

Coincement cause de la pression différentielle cause de l'augmentation de la densité de boue.

III.3 Interprétation générale des coincements dans la zone de Benkahla :

Après études et selon le graphique des barres on a trouvé que la plupart des coincements dans le champ du Benkahla arrive dans la phase réservoir 6".

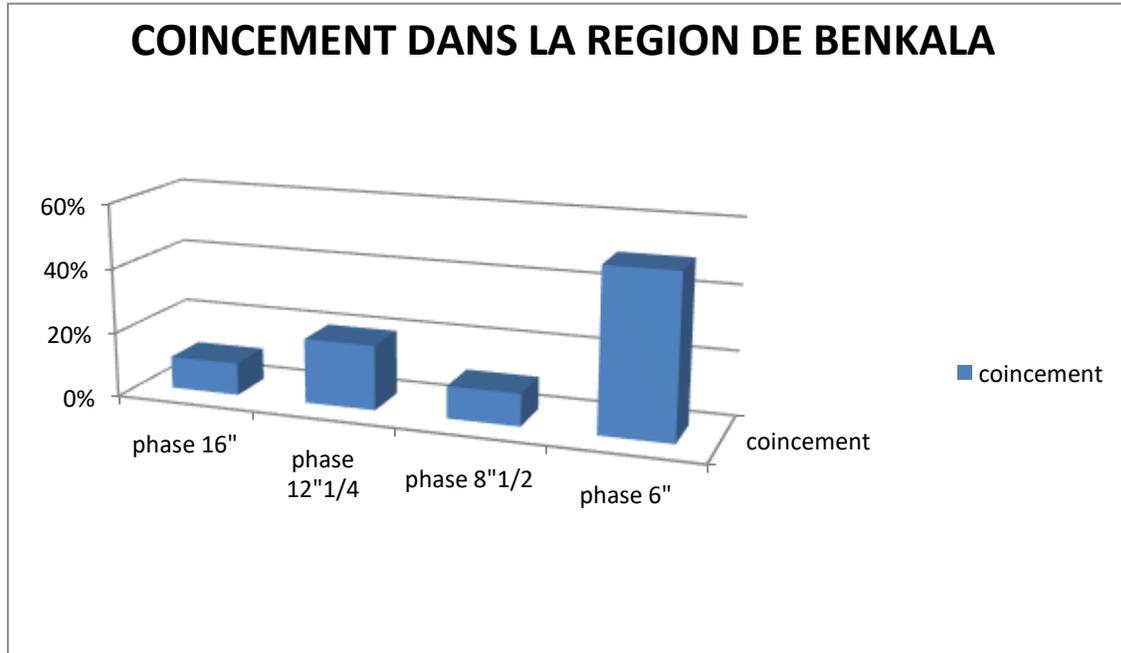


Figure III. 16: Graphique des barres représentant le coincement champ Benkahla.

III.3.1 Cause du coincement :

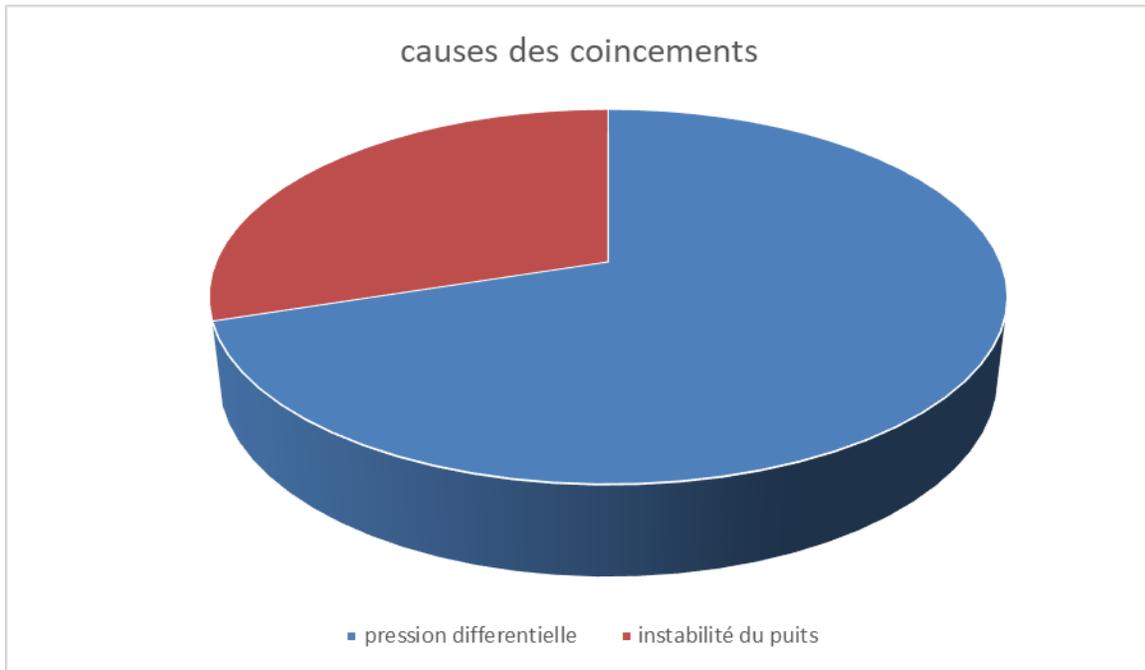


Figure III. 17: Causes des coincements dans la phase 6" champ Benkahla.

Et Après les études statiques la cause principale du coincement de la plupart des puits de la région de Benkahla est due à la pression différentielle.

Pour cela la précision dans le programme de forage et la compétence de l'équipe de forage doivent être un nécessaire.

Les paramètres de forage doivent être suivi et très bien contrôler afin d'éviter le problème de coincement et les pertes économiques.

🚧 NPT : (No Productive Time)

Il est défini comme le temps perdu lors des opérations de forage (maintenance, intervention sur puits (logging), obstacles (venue, perte, coincement, etc...), changement d'équipe...causant l'arrêt du forage.

Le NPT n'est pas une valeur fixe, sa valeur est référenciée à l'expérience de l'équipe à gérer les situations.

Les pertes d'NPT sont facturées sur le Contractor.

Les entreprises de forage visent toujours à minimiser les NPT afin de minimiser les pertes et les coûts.

Selon nos puits étudier :

Tableau III. 13: Le temp productive et non productive.

Puits	OKS 61	OKS 27	OKS 28	BKHE 5	BKRE6
Année	2023	2012	2013	2017	2016
Time operation (jour)	168	261	131	152	89
Productive time (heure)	3204	458.75	125.1	80.75	160.75
Waiting on order (heure)	-	-	12.75	-	-
Waiting on service company crew and equipement (heure)	59	61.75	75	4.5	78
Lost circulation (heure)	-	-	-	-	-
Fising (heure)	284	368	144	-	304
Work on stuck (heure)	150	420	160.5	-	460
Mud condition (heure)	-	-	-	2.50	-
Waiting o water (heure)	-	-	-	-	-
Waiting on mud maerials (heure)	-	-	2.50	-	-
Others (heure)	9.03	5.25	23.5	6.75	7.50
Rig repair (heure)	8.75	11	-	1.75	6.25
Logging (heure)	72	70	40.2	47	68
Ream and wash down hole (heure)	14.75	12.75	30.75	16.75	13.25

✚ Impact du problème du coincement sur l'économie :

Le domaine pétrolier est la base de l'économie algérienne ainsi que l'économie mondiale ; l'Etat et les sociétés nationaux et internationaux mettent un grand investissement sur les opérations du forage, production et raffinage du pétrole, l'apparition d'un problème dans ces dernières causes des grandes pertes du temps et plus important « **perte d'argent** ».

Les sociétés pétrolières mettent un budget annuel du 20 million de dollars sur les opérations de forage, environ 15% du chiffre est perdu lors des NPT tel que les coincements. Plusieurs programmes sont mis en œuvre afin de minimiser les NPT :

- ✓ Entretien et maintenance des équipements.
- ✓ Faire des logging afin de bien connaître la terre.
- ✓ Utilisé des nouvelles techniques afin de bien communiquer et faire des décisions rapides.

Conclusion

Le problème le plus démotivant pour un foreur est le coincement de la garniture du forage dans le puits cause de plusieurs éléments perturbants diminuant la productivité.

Après nos études des statistiques des puits OKS 61, OKS 27, OKS 28, BKHE 5, BKRE 6 BKRE 2 et BKRE 4. On a résolu que le plus grand pourcentage des coincements dans le champ de Benkahla s'apparue en général dans le réservoir la phase 6" et la cause principale est due au coincement par pression différentielle.

L'enregistrement des paramètres de forage en cours de leurs réalisations nous a permis d'avoir une idée sur le comportement de la BHA au moins dans la formation.

Pour l'optimisation de coincement on a choisi (04) puits : OKS 61, OKS 27, OKS 28 et BKHE 5 et on a fait le jumelage de BKHRE 4 et BKHRE 2 avec les autres puits en étudiant les paramètres au niveau de la formation du réservoir grès d'El Atchane, on a remarqué plusieurs coincements vus à la profondeur géologique de cet intervalle qui est composé par des grès d'El Atchane, Quartzite Hamra.

L'étude corrélatrice de cet intervalle en fonction de WOB, RPM, flow a relevé les résultats suivants :

- La relation négative avec WOB dans les (04) puits et des coincements avec l'augmentation de WOB.
- La variation de cette formation avec le flow est compliquée :
 1. Débit 500l/min jusqu'à 600l/min pour diminuer la pression
 2. Pour la densité, nous devons l'utiliser ou la déterminer par rapport à la pression de réservoir pour que la pression hydrostatique soit égale ou légèrement supérieure à la pression du fond.

$$\mathbf{P_h \Rightarrow P_f}$$

- Variation du coincement ne dépend pas de la variation du RPM mais n'arrête pas la rotation à long terme.

Recommandation :

- Il est important d'avoir le bon type de boue.
- Circulation avant l'ajout simple avec rotation légère.
- Pompage des bouchons hauts viscosité pour évacuer les Cutting.
- Minimiser le NPT.
- Utiliser des outils résultants des petits Cutting (outil imprégné).
- Bonne sélection des BHA :
 - Eviter des DC surdimensionnés et utiliser les drill collars spiralés.
 - Minimiser l'utilisation du drill collars en les remplaçant par les HWDP.
 - Ajouter des stabiliseurs si possibles.
 - Pendant l'ajout simple laisser la garniture sur colle avec petite rotation
 - Etablir une bonne communication avec toute l'équipe de forage.

Bibliographie

- [1] Rapports puits SONATRACH division-forage.
- [2] B. BERGUIGA, F. ACHOUR, « Etude et résolution d'un coincement par pression différentielle, cas de puits OKS 27 sur le Champ de Benkahla », Mémoire de fin d'étude master, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2014.
- [3] N. MEBROUKI, « Etude géologique et diagraphique de la série triasique et zone de Benkahla : le modèle géologique du gisement », Mémoire de fin d'étude master, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2015.
- [4] A. SALHI, A. NAILI, « Stimulation par acidification matricielle sur le champ de Benkahla de la région de Haoud Berkine (HBK) », Mémoire de fin d'étude master, école polytechnique ALGER, 2017.
- [5] C. BOWES, R. PROCTER, Drillers Stuck pipe Handbook, 1997.
- [6] Sugar Land Learning Center, « Stuck Pipe Prevention Self-Learning Course », Décembre 1999.
- [7] R. F. MITCHELL, et S. Z. MISKA, « Fundamentals of Drilling Engineering », 2011.
- [8] M. E. HOSSAIN et M. R. ISLAM, « Drilling Engineering Problems and Solutions ». 2018.
- [9] M. S. TOUMI, « Contribution à la suppression du phénomène stick slip et à la construction d'un observateur de dimension infinie en forage pétrolier », Thèse de doctorat de l'Université Paris-Saclay et de l'université de Carthage préparée à l'université d'evry val d'essonne et l'Ecole Polytechnique de Tunisie, 2017.
- [10] A. SLIMANI et M. DADDOU « Module M1 », Formation JDF, Département Formation, Division forage, Mars 2004.
- [11] M. DADDOU, « FORMATION D'INGENIEURS FORAGE », Formation JDF, 19 decembre-06.
- [12] A. AMADOU. « Contribution à la surveillance d'un processus de forage pétrolier », Thèse de doctorat, ParisTech-Institut de sciences et technologies, 2010.
- [13] NGUYEN J.P., Livre techniques d'exploitation pétrolière, 1993.
- [14] A.S. GUENAOUI et I. KETTACHE, « Déviation après un coincement causé par le gonflement d'une formation argileuse », Mémoire de fin d'étude master, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2017.
- [15] T. GUIROUD, « Etudes des coincements dans la Phase (16") dans le champ d'Oued Mya (cas Puits SLB-1) », Mémoire de fin d'étude master, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2017.

- [16] Fiche du puits de développement OKS-61 Sonatrach, 2023.
- [17] Operation summary report well OKS-61 Sonatrach, 2023.
- [18] Fiche du puits de développement OKS-27 Sonatrach, 2012.
- [19] Operation summary report well OKS-27 Sonatrach, 2012.
- [20] Fiche du puits de développement OKS-28 Sonatrach, 2013.
- [21] Operation summary report well OKS-28 Sonatrach, 2013.
- [22] Operation summary report well BKHE-5 Sonatrach, 2017.
- [23] Operation summary report well BKRE-6 Sonatrach, 2016.
- [24] Fiche du puits de développement BKRE-2 Sonatrach.
- [25] Fiche du puits de développement BKRE-4 Sonatrach, 2015.