

N° d'ordre :
N° de série :

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE KASDI MERBEH OUARGLA

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



Département de Forage et MCP

Mémoire de fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme Master

Spécialité : Hydrocarbure

Option : Forage

Présenté par :

BENCHAIBA Djalal, DJEBAILI Khaled

Thème

Etude et analyse des problèmes rencontrés pendant la
réalisation de la technique UBD dans le champ du
Hassi Messaoud

Soutenu le **15/06/2019**

Devant le jury composé de :

Président :	Mr. HADJI SAAD Nadir	Univ. OUARGLA
Examineur:	Mr. KHELIFA Cherif	Univ. OUARGLA
Encadreur :	Dr. MECIBAH Ilyes	Univ. OUARGLA
Co-encadreur:	Mr. BARI Mohamed Abdo	Univ. OUARGLA

2018 - 2019

Résumé

Ce mémoire de fin d'étude est réservée à étudier les problèmes rencontrés pendant la réalisation de forage en underbalance dans la formation de réservoir Cambrien R_a, R_i, R_{2ab} , au niveau du champ de Hassi Messaoud. L'analyse des données de triez (13) puits forés horizontalement du Cambrien montre que le problème hole cleaning est le plus fréquent dans le forage underbalance. Ce problème est plus fréquent dans la formation de réservoir cambrien R_a est obtenu lorsque cette formation se décompose facilement et produise de gros débris qui ne peuvent être transportés par le brut nitrifié en raison de la faible viscosité du ce dernier. Le problème de high torque est plus important dans la formation de réservoir cambrien R_i lorsqu'elle est dure et abrasive qui influe directement sur la durée de vie des outils de forage (cone left in hole problem) et l'augmentation de la température du fond de puits à cause des frottement excessive . Hole instability est plus apparu dans la formation de réservoir cambrien R_{2ab} . L'indice NPT du cone left in hole, high température, DDV failure et hole instability est plus important par rapport aux autre problèmes.

Mots clés :

Underbalance, Cambrien R_a, R_i, R_{2ab} , problèmes, NPT, Hassi Messaoud, plus fréquent, réservoir.

Abstract

This final thesis is reserved to study the problems encountered during underbalance drilling in the Cambrian reservoir formation R_a, R_i , and R_{2ab} , at Hassi Messaoud field. Analysis of the sorting data (13) horizontally drilled Cambrian wells shows that the hole-cleaning problem is most common in underbalance drilling. This problem is more frequent in the formation of the Cambrian reservoir R_a and is obtained when this formation decomposes easily and produces large cutting that cannot be transported by the nitrified crude due to the low viscosity of the latter. The problem of high torque is more significant in the formation of the R_i Cambrian reservoir when it is hard and abrasive which directly influences the life of the drilling tools (cone left in hole problem) and the increase in the temperature of the bottom of the well due to excessive friction. Hole instability has appeared more in the formation of Cambrian R_{2ab} reservoir. The NPT index of cone left in the hole, high temperature, DDV failure and hole instability is higher in comparison to other problems.

Key words: Underbalance, Cambrien R_a, R_i, R_{2ab} , problem, NPT, Hassi Messaoud, reservoir, most common.



REMERCIEMENT

Nous tenons à exprimer notre gratitude et remerciements, tout d'abord, au Dieu le Tout Puissant qui nous a donné la force, le courage et la patience pour effectuer ce travail.

Nous remercions chaleureusement notre promoteur

*le Docteur **MESSIBAH ILYASS***

*Pour avoir accepté de diriger notre travail, pour son aide précieuse, sa disponibilité et ses conseils. Nous remercions aussi Monsieur, **BARI MOHAMED ABDO** pour toute la documentation qui il nous a fournie et pour ses conseils et orientations.*

Nous n'oublierons pas de remercier nos enseignants du département des Hydrocarbure, pour les efforts qu'ils ont fournis durant notre cursus afin de nous amener jusqu'au bout de la formation.

Enfin merci à tous ceux qui nous aidé de près ou de loin durant toutes nos études, en particuliers nos familles.

Djalal & Khaled





Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A celui qui a été toujours la source d'inspiration
et de courage...merci **PERE**.

A celle qui a inséré le goût de la vie et le sens de
la responsabilité...merci **MERE**.

A mes chers frères **Farès, Abd alhak, Mohamed**

A ma moitié **Rayenne**

A mes oncles et ses familles

A toute la famille **BENCHAIBA** de proche et de loin

*A mon très chère binôme **KHALED** et sa famille*

A tous mes amis *sans exception*

DJALAL





Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A celui qui a été toujours la source d'inspiration
et de courage...merci **PERE**.

A celle qui a inséré le goût de la vie et le sens de
la responsabilité...merci **MERE**.

A mes chers frères **Oussama, Abla, Kawther, Douaa**

A mes oncles et ses familles

A toute la famille **DJEBAILI ET RIHANI** de proche et de loin

*A mon très chère binôme **DJALAL** et sa famille*

A tous mes amis *sans exception*

KHALED



Résumé	
Sommaire	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Nomenclatures	
Introduction générale	01
Chapitre I : Généralité sur le forage Underbalance	
I.1. Introduction	02
I.2. Historique de forage en UBD	02
I.3. Principe de forage en underbalance UBD	03
I.4. Les avantages et les inconvénients de l'UBD	03
I.5. Objectives du forage en UBD	04
I.5.1. Maximiser la production.....	04
I.5.2. Minimisation des Problèmes de forage	04
I.6. Critères d'un puits non apte à être fore en UBD	04
I.7. Critères d'un puits apte à être fore en UBD	04
I.8. La sélection de fluide de forage (Drilling Fluid Selection)	05
I.8.1. Systèmes d'injection.....	05
A. Injection par drill pipe	05
B. Injection par l'annulaire	05
I.8.2. Débit de circulation optimum	06
I.9. Système de forage.....	07
I.10. Equipement spécifique de l'UBD	07
I.10.1. Equipement de surface :	07
A. Equipement d'injection du gaz (Azote à membranes)	07
B. Equipement de prévention des éruptions	10
C. Equipements de séparation	13
I.10.2. Equipement de fond	15
I.11. Conclusion	17

Chapitre II : Conduite du forage Underbalance

II.1. Introduction	18
II.2. Conduite du forage en UBD	18
II.3. Notion d'Operating Window.....	18
II.4. Détermination des paramètres d'injection	19
II.4.1. Essai sans production	21
II.4.2. Essai avec production.....	21
II.5. Contrôle de Drawdown	22
II.6. Procédures relatives aux opérations UBD	23
II.6.1. Manœuvre de la garniture	23
II.6.2. Ajouts de simple ou de longueur.....	24
II.6.3. Procédure de Flow test	25
II.6.4. Neutralisation du puits	25
II.7. Conclusion	26

Chapitre III : Les problèmes rencontrés pendant le forage en UBD

III.1. Introduction.....	27
III.2. L'instabilité des parois de puits	27
III.2.1. Causes de l'instabilité des parois de puits	27
III.2.2. Indices d'instabilité des puits de forage	28
III.3. Problème de MWD	28
III.3.1. MWD conventionnel pendant le forage underbalance	28
III.3.2. Electromagnétique MWD	29
III.4. Problème d'érosion et de corrosion	29
III.4.1. Les conséquences de ce phénomène	30
III.4.2. Les facteurs qui influencent sur ce processus	30
III.5. Vibration de train de tige (drill string vibration)	30
III.6. Vibration de la BHA	30
III.7. Risque d'incendie au fond du puits.....	31
III.8. Waters inflow (venue d'eau de formation)	31
III.9. Le nettoyage de puits	31

III.9.1. L'effet de la viscosité de la boue et le débit d'injection	32
III.9.2. Effet du rapport gaz/liquide (GOR)	33
III.9.3. L'angle d'inclinaison	33
III.9.4. Effet de la densité des déblais	33
III.9.5. Effet d'augmentation de température sur le nettoyage de puits	34
III.10. Conclusion	35

Chapitre IV : Etude et analyse des problèmes rencontrés pendant le forage

Underbalance

IV.1. Introduction	36
IV.2. Cadre géographique et géologiques des champs de HMD	36
IV.3. Présentation des puits foré en UBD.....	37
IV.4. Les problèmes rencontrés dans ces puits	38
IV.5. Etude et analyse des données.....	38
IV.5.1. Les problèmes les plus fréquents dans chaque puits	38
IV.5.2. Détermination le problème majeur dans tous les puits	45
IV.5.3. Détermination le problème le plus fréquent dans chaque formation de réservoir.....	45
IV.5.4. Distribution NPT de chaque problème	47
A) Dans chaque puits	47
B) Dans tous les puits	53
IV.5.5. Comparaison entre NPT total et NPT des problèmes	54
Conclusion et recommandation	56
Références bibliographique	

Fig. I.1. Injection par drill pipe	05
Fig. I.2. Injection par l'annulaire	06
Fig. I.3. BHP en fonction de débit de circulation	07
Fig.I.4. Compresseurs	08
Fig.I.5. Unité de production d'azote	08
Fig. I.6. Booster	09
Fig. I.7. Low pressure booster	09
Fig. I.8. High pressure booster.....	10
Fig. I.9. Têtes rotatives passive.....	11
Fig. I.10. Têtes rotatives	11
Fig. I.11. Choix de RCH en fonction de pression statique et dynamique.....	11
Fig. I.12. UBD Choke manifold	12
Fig. I.13. Séparateur horizontal	13
Fig. I.14. Séparateur vertical.....	14
Fig. I.15. Module d'échantillonnage géologique.....	14
Fig. I.16. Flapper float valve.....	16
Fig. I.17. Plunger floats valve.....	16
Fig. I.18. Downhole Deployment Valve (DDV)	17
Fig. II.1. Operating Window.....	19
Fig. II.2. Essai sans production.....	21
Fig. II.3. Essai avec production	22
Fig. III.1. Electromagnétique MWD.....	29
Fig. III.2. L'évolution de %O ₂ avec P _R	31
Fig. III.3. Concentration des cutting en fonction du débit d'injection.....	32
Fig.III.4. Concentration des cutting en fonction du GOR	33
Fig. III.5. Concentration des cutting en fonction de la densité des déblais	34
Fig.III.6. Concentration des cutting en fonction de la temperature du fond.....	35
Fig. IV.1. Présentation des problèmes en fonction de Nbr de répétions MDZ 563.....	39

Fig. IV.2. Présentation des problèmes en fonction de Nbr de répétions MDZ 602.....	39
Fig. IV.3. Présentation des problèmes en fonction de Nbr de répétions MDZ 622.....	40
Fig. IV.4. Présentation des problèmes en fonction de Nbr de répétions MDZ 713.....	40
Fig. IV.5. Présentation des problèmes en fonction de Nbr de répétions OMPZ 36	41
Fig. IV.6. Présentation des problèmes en fonction de Nbr de répétions OMPZ 82	41
Fig. IV.7. Présentation des problèmes en fonction de Nbr de répétions OMOZ 22.....	42
Fig. IV.8. Présentation des problèmes en fonction de Nbr de répétions OMOZ 833.....	42
Fig. IV.9. Présentation des problèmes en fonction de Nbr de répétions OMOZ 44.....	43
Fig. IV.10. Présentation des problèmes en fonction de Nbr de répétions OMNZ 83.....	43
Fig. IV.11. Présentation des problèmes en fonction de Nbr de répétions OMKZ 601	44
Fig. IV.12. Présentation des problèmes en fonction de Nbr de répétions ONIZ 502.....	44
Fig. IV.13. Le problème majeur dans tous les puits	45
Fig. IV.14. Le problème le plus fréquent dans R_a	45
Fig. IV.15. Le problème le plus fréquent dans R_i	46
Fig. IV.16. Le problème le plus fréquent dans R_{2ab}	46
Fig. IV.17. Distribution NPT du MDZ 713	47
Fig. IV.18. Distribution NPT du MDZ 563	48
Fig. IV.19. Distribution NPT du MDZ 602	48
Fig. IV.20. Distribution NPT du MDZ 622	49
Fig. IV.21. Distribution NPT de l'OMKZ 601	49
Fig. IV.22. Distribution NPT de l'OMPZ 82.....	50
Fig. IV.23. Distribution NPT de l'OMPZ 36.....	50
Fig. IV.24. Distribution NPT de l'OMOZ 833	51
Fig. IV.25. Distribution NPT de l'OMOZ 44	51
Fig. IV.26. Distribution NPT de l'OMOZ 22	52
Fig. IV.27. Distribution NPT de l'OMNZ 83	52
Fig. IV.28. Distribution NPT de l'ONIZ 502	53
Fig. IV.29. Distribution NPT dans tous les puits.....	53
Fig. IV.30. Présentation du NPT total et NPT des problèmes	54
Fig. IV.31. Présentation du problèmes NPT total et NPT	55
Fig. IV.32. Présentation du NPT total et NPT des problèmes	55

Tab. I.1. Les avantages et les inconvénients de l'UBD	03
Tab.III.1. Causes de l'instabilité des parois de puits.....	27
Tab.III.2. Indices d'instabilité des puits de forage.....	28
Tab. IV.1. Caractéristiques des huiles condition de fond	36
Tab. IV.2. Propriétés du Réservoir par Lithozone	37
Tab. IV.3. Puits foré en UBD	37
Tab. IV.4. Présentation du NPT total et NPT des problèmes	54

BHP: Bottom Hole Pressure.

BHA: Bottom Hole Assembly.

BHCP: Bottom Hole Circulation Pressure.

BOP: Blow Out Prevention.

CC: Coup par minute

CTD: coiled tubing drilling.

DD: Draw Down.

DDV:Downhole Deployment Valve.

DST: Drill Sting Test;

ECD: Equivalent-Circulating Density.

EM.MWD: Electromagnétique. Measurement-While-Drilling.

ESD: Emergency Shut Down.

GOR: Gaze Oil Ratio.

HMD: Hassi Messaoud.

KOP: Kick off –Point.

MWD: Measurement-While-Drilling.

NPT: No Productive Time.

NPU: N₂ Production Unite.

NRV: No Return Valve.

OBD: Over Balanced Drilling.

PDM: Positive Displacement Motor.

PSI: Pounds Square Inch.

PWD: Pressure While Drilling.

RCH:Rotating Control Head.

UBD: Under Balanced Drilling.

WHP: Well Head Pressure.

Introduction générale

Dans le but d'améliorer l'exploitation des réservoirs pétroliers, avec un prix de revient minimum plusieurs techniques et équipements ont été développés selon les besoins et les difficultés rencontrées durant le forage.

La technique de forage en underbalance, connu communément sous l'abréviation « UBD », a connu un développement le plus spectaculaire dans le domaine de l'industrie pétrolière. Durant la dernière décennie, le besoin d'utilisation de cette méthode en Algérie est devenu primordial.

L'objectif principal de son utilisation est d'empêcher l'endommagement du réservoir par invasion du filtrat du fluide de forage, donc elle permet de préserver la productivité maximale du réservoir. Cette technique est recommandée dans les réservoirs à faibles potentiels, elle est utilisée dans des zones déplétés du champ de Hassi Messaoud.

L'objectif de ce travail est de déterminer les problèmes rencontrés pendant la réalisation de cette technique dans le champ de Hassi Messaoud.

A cet effet, nous allons concentrer notre contribution sur l'étude et l'analyse des données de treize (13) puits forés en UBD au niveau de la phase 6 pouce dans ce champ, on essayant de comprendre et d'expliquer les causes, les conséquences, ainsi que les solutions adaptés.

Le travail est organisé en quatre chapitres : le premier chapitre est consacré aux généralités sur l'underbalance. Le deuxième chapitre vise un aperçu sur la conduite du forage en underbalance. Le troisième chapitre s'intéresse à donner quelques problèmes théoriques liés au forage en UBD. Le quatrième chapitre est réservé à une étude sur les puits forés en underbalance, nous permettra de faire une analyse sur des problèmes apparus dans ces puits. On termine l'étude par une conclusion et quelques recommandations pratiques à appliquer aux conditions particulières du champ de Hassi Messaoud.

Chapitre I

Généralité sur le forage Underbalance

I.1.Introduction

Le forage en overbalance (OBD) également connu sous le nom de forage conventionnel est réalisé avec un fluide de forage exerçant une pression hydrostatique (P_h) supérieure à la pression de gisement (P_g). Puisque, la pression hydrostatique exercée par le fluide de forage est plus grande que la pression de formation (pore), le filtrat envahi les pores de la roche réservoir endommageant ainsi la perméabilité, qui influe sur la productivité de ces réservoirs.

Le forage en underbalance (UBD) est réalisé avec un fluide de forage exerçant une pression hydrostatique (P_h) inférieure à la pression de gisement, avec une perméabilité suffisante les fluides de formation entrent dans le puits. Par conséquent, des équipements spéciaux devront être prévus pour l'acheminement et la séparation de la production en surface. Le forage en underbalance (UBD) constitue donc une solution aux problèmes liés au forage conventionnel.

L'objectif de ce chapitre est de décrire quelques notions générales pour mieux comprendre l'utilité d'un forage en underbalance. Et de présenter les considérations générales pour la sélection d'un fluide dans ce forage. Pour arrive à la fin de définir le système de forage et les équipements liés à cette technique.

I.2.Historique de forage en UBD

Le concept du forage avec un fluide, dont la pression de circulation est inférieure à celle de réservoir a été fait breveter la première fois aux Etats-Unis en 1866. Les premières applications utilisaient l'air comprimé pour forer le trou. L'évolution de la technologie au cours des années, permet d'introduire d'autres fluides tels que la mousse et le fluide aéré (gazéifié) pour des conditions de forage spécifiques. La technique appelée « flow drilling » a été développée la première fois au Sud de Texas, puis elle est devenue mondiale avec des exploits au Canada, en Australie et en Chine. Elle a été principalement utilisée pour le développement des champs à pression épuisée. Pendant les années quatre-vingt-dix, l'UBD avait été appliqué avec succès dans des opérations de forage en offshore et à travers l'Europe.

Actuellement, underbalance drilling est le développement le plus passionnant dans le secteur de forage. En même temps que la technique de forage horizontal et multilatéral, il tient la valeur énorme pour forer des puits plus rentables. [1]

I.3.Principe de forage en underbalance UBD

Le principe de forage en underbalance consiste à maintenir la pression de fond inférieure à celle du réservoir selon une Δp (drawdown) désirée durant toute l'opération de forage et même au cours des manœuvres. On définit le drawdown comme la différence entre la pression du gisement et la pression du fond d'un puits, exprimé en pourcentage par rapport à la pression de gisement.

$$(P_g - P_f) * 100 / P_g \dots\dots\dots (I.1). [2]$$

$$P_f = P_h + \Delta P_a \dots\dots\dots (I.2)$$

Tel que :

P_g : la pression de gisement.

P_f : la pression de fond.

P_h : la pression hydrostatique.

ΔP_a : les pertes de charges annulaires.

I.4.Les avantages et les inconvénients de l'UBD

Les avantages et les inconvénients de l'UBD sont résumés dans le tableau 1.

Tab. I.1. Les avantages et les inconvénients de l'UBD

Avantages	Inconvénients
<ol style="list-style-type: none"> 1. Augmentation de la vitesse de pénétration de l'outil. 2. Réduction d'endommagement de la formation. 3. Elimination de coincement différentiel. 4. Elimination du risque de perte de circulation. 5. Amélioration de la durée de vie de l'outil. 6. Acquisition des données de réservoir en temps réel. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Stabilité des parois. 2. Compatibilité avec MWD. 3. Augmentation le coût de forage selon le système utilisé 4. Drainage par gravité dans les puits horizontaux. 5. Discontinuité dans les conditions de l'underbalance. 6. Augmentation du torque et des frictions.

I.5. Objectives du forage en UBD

Les deux principaux objectifs de l'UBD peuvent être subdivisés comme suit :

- Maximiser la production.
- Minimiser les problèmes de forage.

I.5.1. Maximiser la production, est réalisé par :

1. Réduction ou élimination de l'endommagement de la formation.
2. Produire des zones marginalisées.
3. Elimination de la stimulation et DST.

I.5.2. Minimisation des Problèmes de forage, par :

1. Diminution de la probabilité de coincement différentiel.
2. Diminution des pertes de circulation.
3. Augmentation des vitesses d'avancement.
4. Augmentation de la durée de vie des outils de forage.
5. Réduction de l'ECD (Equivalent Circulating Density). [3]

I.6. Critères d'un puits non apte à être fore en UBD

Un puits ne peut pas être candidat au forage en UBD pour les causes suivantes :

- Faibles connaissances de la formation à forer.
- Formation contenant des argiles gonflantes.
- Problème de stabilité du puits.
- Formation contenant le H₂S.
- Puits peu profond.

I.7. Critères d'un puits apte à être fore en UBD

Pour qu'un puits puisse être candidat au forage en underbalance il faut qu'il remplisse les conditions suivantes :

- Formations fracturées.
- Réservoirs déplétés.
- Zones hétérogènes.
- Formations dures.
- Zones sujettes aux endommagements.
- Zones à risques de coincement par pression différentielle.
- Zones à pertes de circulations sévères. [4]

I.8. La sélection de fluide de forage (Drilling Fluid Selection)

Le système liquide choisi pour un projet particulier de l'UBD dépend du BHP désiré, de sa compatibilité avec le fluide produit, de la tolérance d'afflux d'eau, du nettoyage de trou et du coût et des considérations environnementales. [5]

I.8.1. Systèmes d'injection

A. Injection par drill pipe

Le gaz comprimé est injecté via la colonne montante (stand pipe manifold) où il se mélange avec le liquide (Fig. I.1). [6]

➤ Les avantages de cette méthode

- Pas d'équipement spécial exigé dans le puits. L'usage des valves anti-retour (NRV) est obligatoire pour prévenir les retours de boue (back flow) à l'intérieur des tiges.
- Les débits de gaz utilisés sont normalement inférieurs à ceux utilisés dans les autres méthodes.
- Une meilleure chute de pression sur le fond (drawdown) peut être atteinte avec cette méthode.

➤ Les inconvénients de ce système

- Le besoin d'arrêter l'injection du gaz et de purger toute pression piégée dans les tiges à chaque connexion. Cela provoque généralement une augmentation de la pression de fond et la possibilité de basculer en overbalance.
- L'usage de MWD est seulement possible jusqu'à 20% de gaz par volume de boue.

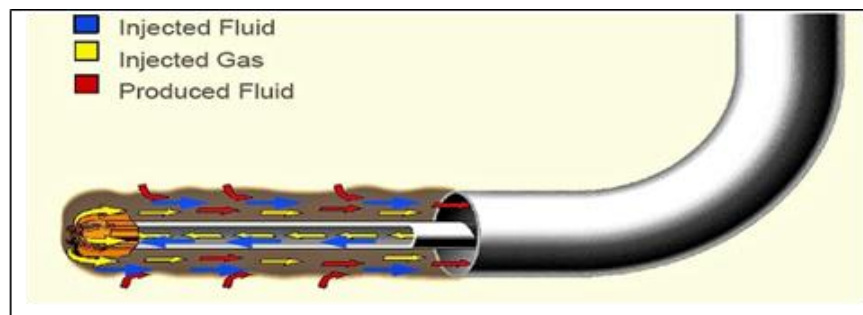


Fig. I.1. Injection par drill pipe

B. Injection par l'annulaire

L'injection par l'annulaire est très utilisée en Mer du Nord. Pour un nouveau puits, le liner doit être ancré juste au-dessus de la formation cible. Le liner est alors prolongé en surface par le biais d'un tie back et suspendu à un tubing hanger spécial. Le gaz est injecté dans

l'espace annulaire pour abaisser la pression hydrostatique requise pendant l'opération du forage (Fig. I.2). [4]

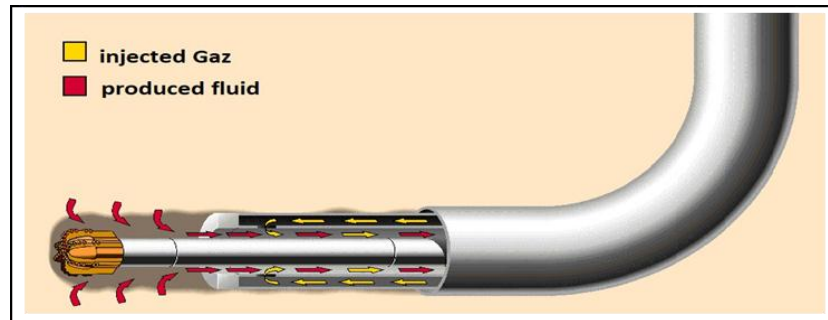


Fig. I.2. Injection par l'annulaire

➤ **Les avantages de cette méthode**

- La continuité dans l'injection d'azote même pendant les connexions.
- Une meilleure qualité du signal du MWD, vu qu'une seule phase est pompée à l'intérieur des tiges.
- La réduction du phénomène du slugging en surface.

➤ **Les inconvénients de l'injection par l'annulaire**

- Les restrictions dans la géométrie du puits.
- Un tubing head spéciale est requis.
- Une augmentation du coût de l'opération UBD.
- Une augmentation du temps de mobilisation de l'appareil.
- Les volumes d'azote utilisés sont importants.

I.8.2. Débit de circulation optimum

Pour empêcher l'accumulation des déblais à l'intérieur des puits, le débit de circulation est un facteur prédominant. Cependant, un débit excessif présente des inconvénients :

- Augmentation du coût pour le fluide supplémentaire.
- Utilisation abusive des pompes.
- Augmentation des pertes de charge le long de l'annulaire.
- Consommation excessive d'énergie. [7]

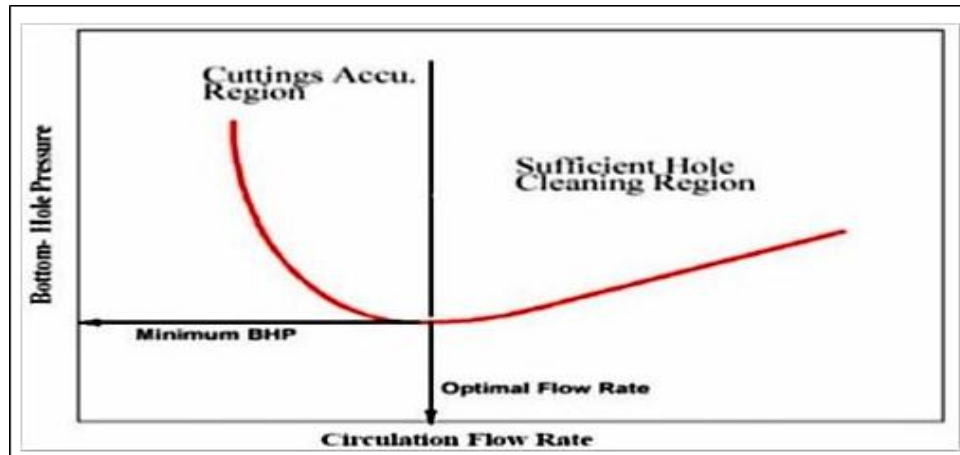


Fig. I.3. BHP en fonction de débit de circulation

I.9. Système de forage

Le forage est réalisé soit par :

- Appareil de forage conventionnel.
- Unité de coiled tubing drilling (CTD).
- Unité de snubbing.

Le choix du système de forage dépend de trois facteurs :

- Diamètre de trou.
- La vitesse de pénétration dans la formation.
- La trajectoire du puits.

Par exemple, si le diamètre de trou projeté est de 6" ou plus, alors les tiges de forage sont recommandées. Pour des diamètres inférieurs l'utilisation de coiled tubing est à considérer. Jusqu'à maintenant le forage avec le coiled tubing est limité du fait du diamètre même du coiled tubing qui est de l'ordre de 2" à 2 7/8".

I.10. Equipement spéciaux de l'UBD

I.10.1. Equipement de surface

A. Equipement d'injection du gaz (Azote à membranes)

Les équipements d'injection de gaz pour le forage underbalance est composé de différents éléments. Pour les opérations de forage underbalance, les mêmes compresseurs et surpresseurs (booster) sont utilisés, et pour un système de génération d'azote, une unité de génération d'azote est ajoutée.

a) Compresseurs d'air

En générale il y aura 3 compresseurs sur chantier (2 fonctionnels, le troisième en réserve), pour comprimer l'air de la pression atmosphérique à une pression de 300psi (Fig. I.4). [8]



Fig. I.4. Compresseurs

b) Refroidisseur et filtre d'air

L'air venant des compresseurs, à une température plus élevée à la température ambiante, est entré dans le refroidisseur d'air, où il se refroidi, filtré et déshumidifié afin d'obtenir un air sec qui sera dirigé vers le générateur de N₂. [4]

c) Unité de production d'azote (NPU)

Un générateur d'azote est un système de filtration. Il utilise de petites membranes pour filtrer l'air. L'oxygène est rejeté dans l'atmosphère et l'azote est comprimé à la pression d'injection. Une NPU produira normalement un maximum de 1500 scft/min d'azote à travers le système de membrane.

Un des problèmes associés à la génération d'azote est celui de sa pureté. En général un taux de 95% d'azote et 5% oxygène sera délivré. Bien que cela soit une quantité résiduelle d'oxygène insuffisante pour causer une explosion, cette quantité suffit pour corroder les équipements de forage (Fig. I.5). [2]



Fig. I.5. Unité de production d'azote

d) Booster

Deux types de booster sont normalement utilisés pour l'UBD :

Les booster basse pression (**low pressure booster**) et les booster haute pression (**high pressure booster**). Les surpresseurs à basse pression renforcent l'efficacité de l'appareil du générateur d'azote de 165 psi à environ 1800 psi (Fig. I.6). [9]



Fig.I.6. Booster

e) Low pressure booster

Est normalement composés d'un booster de deux cylindres, à simple ou à deux étages, double effet, avec pistons alternatifs, à refroidissement intermédiaire et refroidissement final (Fig.I.7).



Fig.I.7. Low pressure booster

f) High pressure booster

Est normalement un booster à simple cylindre, double effet, alternatif, refroidi par air. Le booster haute pression a besoin d'une pression d'entrée de 1400 psi et peut augmenter jusqu'à une pression de 4000 psi (Fig. I.8). [8]



Fig. I.8. High pressure booster

g) La pompe de refoulement

La pompe qui refoule l'azote vers le puits, a les caractéristiques suivantes :

- Diamètre du piston : 3"
- Course du piston : 5"
- Débit : 348 l/min.
- Pression max : 2300 psi. [4]

B. Equipement de prévention des éruptions

a) Système de forage conventionnel

L'empilage BOP conventionnel est conservé pendant les opérations d'underbalance. Une tête de contrôle rotative et une flow line principale avec des vannes de fermeture électronique (ESD) sont installées sur le stack conventionnel.

b) La tête rotative (RCH)

La technologie de la tête rotative est devenue un élément clef dans beaucoup de programmes de forage. Ce système est appelé une tête de contrôle rotative (Rotating Control Head) plus communément connu sous l'abréviation RCH car l'élément d'étanchéité tourne en même temps que les tiges de forage pendant que son logement (bol en acier) avec un ensemble de roulement contrôle le débit. Il y a deux types de têtes de contrôle rotatives : passive et active.

➤ Têtes rotatives passives

Elles assurent l'étanchéité de la garniture sur les tiges grâce à la pression du puits en surface. Plus la pression dans le puits est élevée, meilleure est l'étanchéité (Fig. I.9).

➤ **Têtes rotatives actives**

Elles utilisent la pression variable d'un circuit hydraulique pour assurer l'étanchéité autour des tiges de forage. A cas de dégradation de l'élément ou de montées de pression annulaire, la pression hydraulique de commande peut être augmentée à son tour pour assurer l'étanchéité (Fig. I.10).



Fig. I.9. Têtes rotatives passive

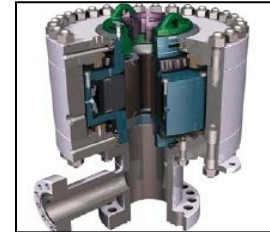


Fig. I.10. Têtes rotative active

La clé pour faire le bon choix de RCH pour chaque opération de forage underbalance particulière est l'examen attentif et la planification préalable des conditions possibles du puits, qui sont :

- Les débits prévus.
- Les pressions attendues.
- Le type de rotation de la conduite à effectuer à travers le système de RCH.
- Le critère de sélection des RCH est principalement basé sur les pressions statiques et dynamiques attendues (Fig.11). [10]

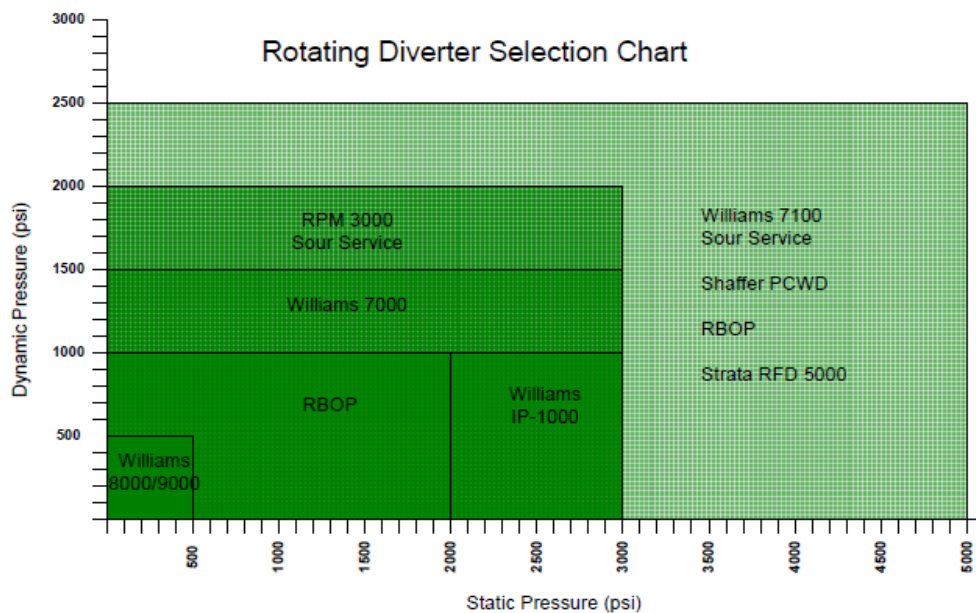


Fig. I.11. Choix de RCH en fonction de pression statique et dynamique

c) Vanne de fermeture d'urgence ESD (Emergency Shut Down)

C'est une vanne hydraulique située à la sortie latérale de l'Underbalance Mud Cross. Cette vanne de sécurité est utilisée en cas de problèmes tels que :

- Le changement de la garniture.
- Une fuite au niveau des équipements de sécurité puits.
- En cas de détection d'un gaz toxique (H_2S).

d) Flow line principale

Elle est située à la sortie de la tête rotative. Elle est normalement utilisée pendant toute la durée des opérations underbalance.

e) Flow line secondaire

La flow line secondaire n'est utilisée que comme secours de la flow line principale. Elle est généralement située entre les BOP's simple et double. Il est à noter que cette flow line est équipée d'une ESD. [9]

f) UBD Choke manifold

Choke et stand pipe manifolds sont tous des éléments importants de toute opération de forage underbalance et jouent un rôle intégral dans le processus global d'amélioration de la sécurité impliqué dans toutes les opérations de l'UBD.

UBD choke manifold doit être conçu pour traiter les volumes maximaux attendus du puits, équipé de deux chokes (l'un hydraulique et l'autre manuel) (Fig. I.12). [8]



Fig. I.12. UBD Choke manifold

C. Equipements de séparation

Dans toutes les opérations d'UBD, le système de séparation à utiliser doit être adapté aux fluides du réservoir prévu. Le système de séparation doit être conçu pour traiter les fluides et les gaz d'afflux attendus, et il doit être capable de séparer le fluide de forage du débit de retour afin qu'il puisse être pompé à nouveau dans le puits.

a) Séparateur horizontal

Les solides se déposent principalement dans le premier compartiment d'où ils peuvent être évacués par une pompe de transfert de solides. Le liquide passe au-dessus de la plaque de séparation dans le deuxième compartiment où une séparation supplémentaire des solides a lieu et où les liquides commencent à se séparer en raison de leur différence de densité et de leur temps de séjour. Le liquide déborde vers le troisième compartiment où la séparation est terminée. Le composant eau et l'hydrocarbure liquide sont évacués à différents niveaux du troisième compartiment.

Le séparateur doit être équipé de soupapes de sécurité de pression de taille adéquate et d'une soupape d'arrêt d'urgence déclenchée en cas de niveau de liquide ou de pression élevée et/ou basse. Il doit être équipé de sight glasses pour indiquer le niveau du liquide et observer le niveau des solides (Fig. I.13). [9]

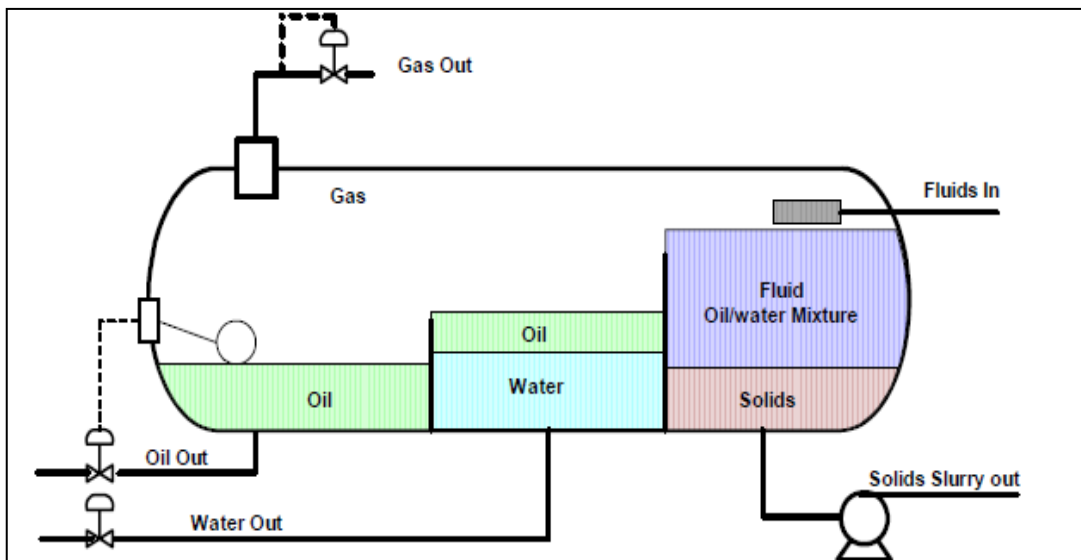


Fig. I.13. Séparateur horizontal

b) Séparateur vertical

Dans un séparateur vertical, les solides se déposent principalement au fond de la cuve, d'où ils peuvent être extraits. Le reste des liquides et des gaz sont séparés par leurs différences de densité avec le gaz en haut, l'huile au milieu et l'eau en bas sur les solides. Le composant eau et l'hydrocarbure liquide sont rejetés à différents niveaux de la cuve.

L'avantage des séparateurs verticaux est leur encombrement réduit et leur meilleure capacité de traitement des gaz (Fig. I.14).

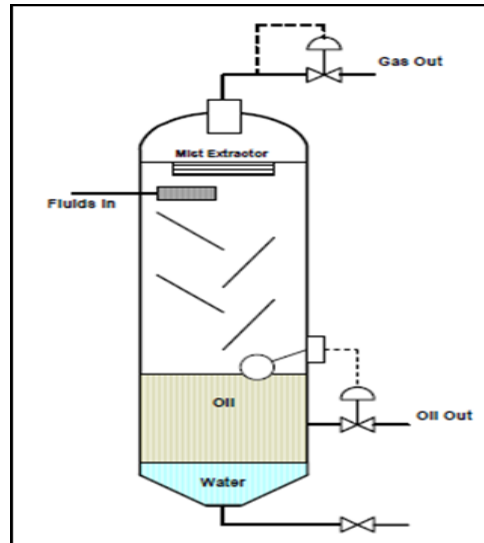


Fig. I.14. Séparateur vertical

c) Module d'échantillonnage géologique

Ce module se trouve en amont du séparateur. Il permet l'échantillonnage en continu des fluides et des déblais dans un système de séparation pressurisé et fermé. Cela assure un suivi géologique des formations forées et permet de plus de contrôler l'état du nettoyage du trou (Fig. I.15). [8]



Fig. I.15. Module d'échantillonnage géologique

I.10.2. Equipement de fond

a) Les moteurs de fond

Il existe deux types du moteur de fond, sont :

➤ Moteurs volumétrique (hydraulique ou à déplacements positifs) PDM

Dérivent de la pompe à moineau (pompe à cavité progressive), ses éléments principaux sont :

- Le rotor : pièce hélicoïdale en acier inoxydable.
- Le stator : élastomère moulé en forme d'hélice interne avec une spire supplémentaire par rapport au rotor.

Le rotor et le stator correspondent étroitement et engendrent des cavités étanches les unes des autres.

Quand le fluide de forage est pompé à travers le moteur, une montée de pression apparaît entraînant la rotation du stator et permettant le passage du fluide dans la cavité voisine. Le fluide progresse alors de cavité en cavité entraînant ainsi une rotation régulière du rotor.

La vitesse de rotation est proportionnelle au débit à travers le moteur.

Ils sont caractérisés par le nombre de circonvolutions du rotor et du stator, dits lobes, dont le stator doit posséder un lobe de plus que le rotor, ils existent plusieurs modèles tels que : 1/2, 3/4, 5/6, 7/8 et 9/10 lobes.

➤ Turbo foreuses :

Entraine directement l'outil de forage. Les turbo foreuses sont de type multi-étage à écoulement axiale, chaque étage comprend un stator à ailettes (aubages) de distribution de la boue sur un rotor identique qui transforme l'écoulement en couple moteur.

Il existe deux types :

- Les turbo foreuses de déviation à un design court.
- Les turbo foreuses d'avancement sont plus longues.

Les turbines de déviations délivrent :

- Des puissances très importantes (2 à 3 fois supérieures de celles de PDM).
- Des vitesses de rotation très élevées : de 300 à 1800 rpm.
- Résistent à des températures très élevées.

b) Measurement-While-Drilling (MWD)

Bien que de nombreuses mesures soient effectuées pendant le forage, le terme MWD est plus communément utilisé pour faire référence aux mesures prises en fond de puits avec un dispositif électromécanique situé dans l'ensemble fond de puits (BHA).

Tous les systèmes MWD ont généralement trois sous-composantes principales dont les caractéristiques varient configurations : un système d'alimentation, un capteur directionnel et un système de télémétrie.

➤ **Systèmes d'alimentation**

Les systèmes d'alimentation en MWD peuvent généralement être classés en deux types : les batteries et les turbines.

➤ **Systèmes de télémétrie**

Pour transmettre les données à la surface, la télémétrie par impulsions de boue est la méthode standard dans les systèmes MWD. [11]

c) Vannes anti routeur

Des vannes anti routeur sont nécessaires pour les forages underbalance afin d'éviter l'afflux de fluides du réservoir à l'intérieur du train de tiges lors des manœuvres. Il y a deux types :

- Flapper float valve (Fig.I.16).
- Plunger floats valve (Fig.I.17).



Fig.I.16. Flapper float valve



Fig. I.17.Plunger floats valve

En général, deux vannes anti routeur sont installées juste au-dessus du BHA et une autre vanne est installée au-dessus du l'outil de forage. [10]

d) Downhole Deployment Valve (DDV)

La majorité des incidents de contrôle de puits se produisent pendant les opérations de tripping après le forage jusqu'à la profondeur d'intérêt. DDV permet d'assurer la sécurité des opérations, la connexion et la déconnexion rapide des tiges ou du BHA sous pression.

Le placement de la vanne doit être déterminé pendant la phase de planification. L'opérateur doit prendre en considération les particularités de chaque projet pour la sélection de la profondeur d'emplacement de la vanne (Fig. I.18). [9]

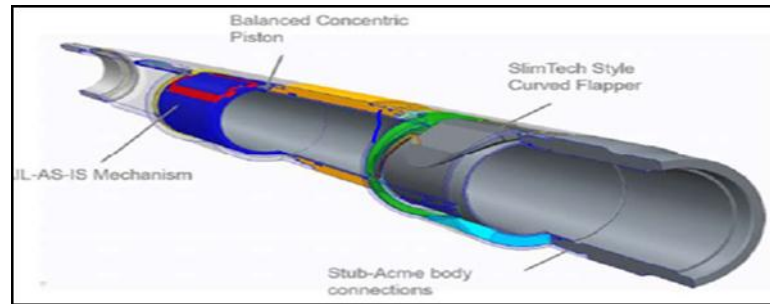


Fig.I.18. Downhole Deployment Valve (DDV)

I.11. Conclusion

Le forage underbalance est une technique reste toujours en développement, il permet de minimiser plusieurs problèmes rencontrés au cours de forage conventionnel par l'utilisation des équipements spéciaux et supplémentaire avec un fluide de forage biphasique (crude+N₂). L'objectif principal de forage en UBD est de maximiser la production ultime et minimiser les problèmes pendant le forage, mais avec un coût plus cher que le forage OBM.

Chapitre II

Conduite du forage Underbalance

II.1. Introduction

En underbalance drilling, la pression de fond doit être inférieure à celle du réservoir, et généralement cette différence est exprimée en pourcentage, ce que on l'appelle soutirage (Drawdown).

Ce chapitre mis l'accent sur une analyse approfondie sur les notions d'Operating Window. La détermination des paramètres d'injection, le contrôle de Drawdown. Et on termine par l'exposition des procédures relatives aux opérations UBD.

II.2. Conduite du forage en UBD

Le forage en UBD du drain horizontal a fait l'objet d'une étude de faisabilité, et d'un programme de réalisation établi en fonction des caractéristiques du réservoir et de fluide qu'il contient. Le choix de fluide de forage est une étape importante dans ce programme, un fluide bi phasique en azote à membrane et brut de formation a été choisi pour des raisons suivantes :

- Eviter l'incompatibilité entre fluide de forage et fluide de réservoir.
- Disponibilité de l'azote et sa propriété « inerte ».
- Eviter les problèmes de séparation en surface. [7]

II.3. Notion d'Operating Window

La pression de fond doit être limitée par deux valeurs, la pression de réservoir représente la valeur maximale, tant que la valeur minimale est en fonction de drawdown (stabilité des parois), débit d'injection et de pression de service de l'équipement de surface.

Deux autres limites viennent s'ajouter :

- Le débit maximum que support le moteur.
- La vitesse minimale de liquide (brut) afin d'assurer le nettoyage de trou.

Afin de voir cette operating window, on représente les quatre limites précédentes dans un graphe (pression de circulation de fond en fonction de débit d'azote) (Fig.II.1). [8]

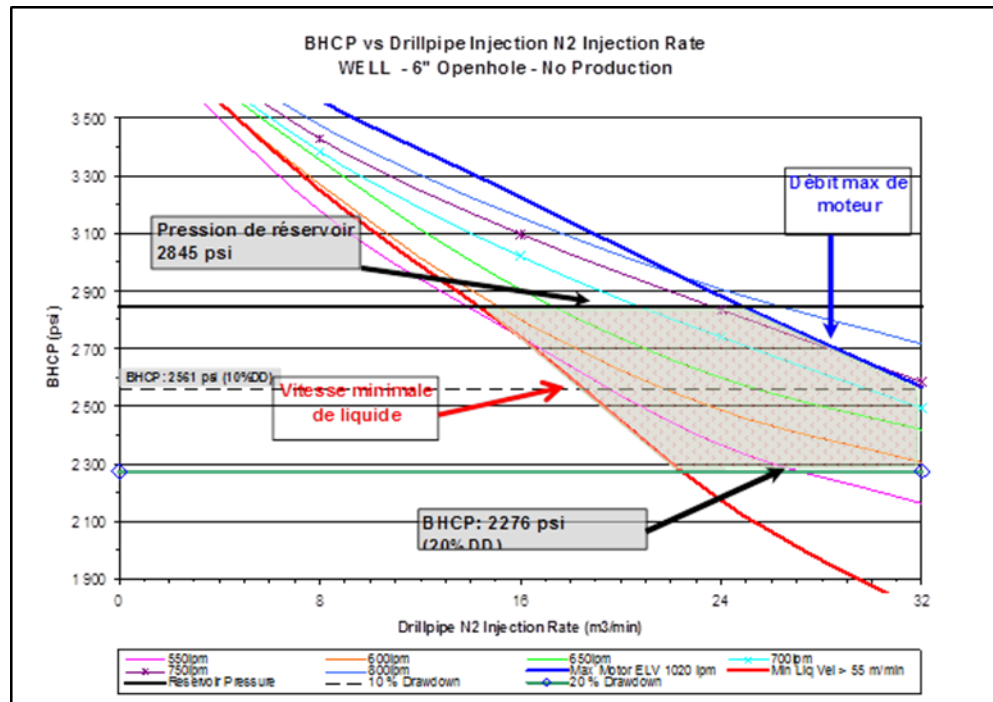


Fig. II.1. Operating Window

II.4. Détermination des paramètres d'injection

On doit déterminer les paramètres d'injection, c'est à dire la proportion de brut et d'azote à injecter, tenant compte de l'effluent qui vient de réservoir. On doit trouver un modèle de régime multiphasique dont les objectifs sont les suivants :

- Optimiser le système de fluide de forage.
- Créer un régime d'écoulement qui permet d'assurer les conditions d'underbalance à tout moment.
- Assurer un meilleur nettoyage du trou à forer.
- Maîtriser les pressions en tête d'annulaire (WHP) en surface.
- Sélection des équipements en amont et en aval.
- Sélection des propriétés des fluides.
- Sélection du taux de fluide à injecter, et les débits requis pour les équipements de la BHA.
- Optimiser le système pour avoir un régime régulier d'un fluide dispersé, et éviter le régime slug et mist de toute la longueur de l'annulaire. [12]

Les proportions optimales de fluide de forage sont déterminées à l'aide d'un logiciel appelé WellFlo. On fait introduire les données suivantes :

➤ Data input**a) Le Réservoir**

- La pression.
- La température. Et son gradient.
- GOR.
- Propriétés des fluides.
- Porosité, perméabilité, densité, ...etc.
- Débit estimatif de l'efflux.

b) Le puits

- Dimensions des tubages.
- KOP.
- Trajectoire de puits (inclinaison, azimute, profondeur...).
- Diamètre et la longueur de trou.

c) Le fluide de forage

- Propriétés physico-chimiques (composition chimique, densité, viscosité).
- Débits initiaux et pressions initiales.

d) La technique d'injection

- Drill pipe.
- Par l'annulaire.

e) La garniture, BHA, équipements de fond et de surface

- Composition de la garniture.
- Dimensions de chaque élément.
- Perte de charge dans l'outil, moteur, clapets, circuit de surface. EM-MWD etc.

f) Le model /algorithme utilisé

Après cette sélection et introduction de toutes ces données, le logiciel calcule et nous donne les résultats suivants :

➤ Data output

- Pressions de circulation (BHCP et WHP).
- Drawdown.
- Vitesse de fluide.
- Equivalent Circulating Density (ECD).

- Modèle de débit (bulles dispersées, mist, slug. etc.).[13]

Dans un premier lieu, on considère qu'il n'y a pas de production, et on détermine le modèle.

II.4.1. Essai sans production

Elle consiste à maintenir constant le débit de brut 800lpm en faisant varier le débit d'azote de 8 à 40 sm³/ min, et on répète cette opération avec les débits de bruts suivants : 850, 900 lpm.

On représente les résultats (pression de circulation de fond en fonction de débits d'azote pour chaque débit de brut. Ajoutant les quatre limites de l'operating window. [7]

On a le graphe suivant :

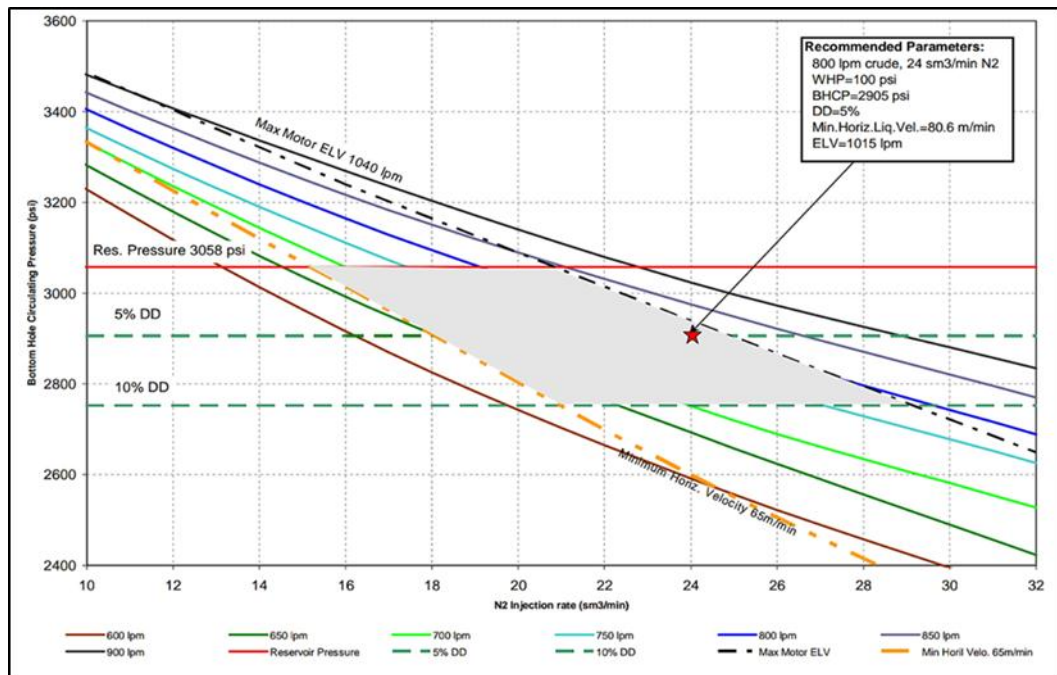


Fig. II.2.Essai sans production

II.4.2. Essai avec production

De la même manière précédente, on fixe un débit de brut constant 800 lpm et on fait varier le débit d'azote de 8 sm³/min, 16, 24, 32 et 40 sm³/min. on note les pressions de fonds et d'autres paramètres. On répète l'opération avec les débits de bruts suivants : 850, 900 lpm (Fig. II.3). [8]

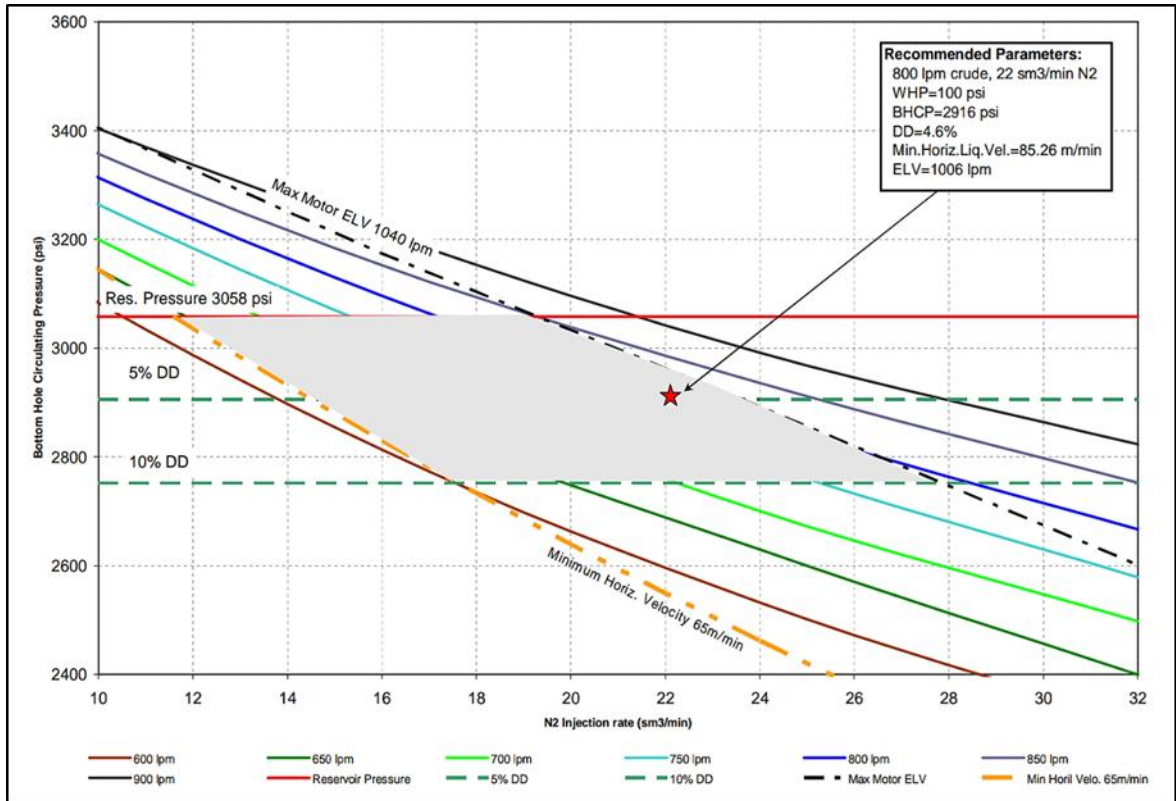


Fig. II.3.Essai avec production

II.5. Contrôle de Drawdown

Un "Bottom hole pressure recorder" (PWD) sera incorporé dans la BHA en raison de l'annulation de l'opération DST d'une part, et du besoin de vérification des résultats de simulation d'autre part. Le PWD permet aussi d'enrichir la base de données pour une utilisation dans le futur.

En cas de non utilisation de se recorder, le seul moyen de contrôle de la pression du fond serait le résultat du software. L'augmentation ou la diminution de la pression de fond est en fonction de :

- Débit d'azote.
- Débit de brut.
- Pression en tête d'annulaire (WHP) agir sur la duse de Manifold (UBD). [13]

II.6. Procédures relatives aux opérations UBD

II.6.1. Manœuvre de la garniture

L'objectif de ces procédures propres au forage avec injection par l'intérieur des DP est de maintenir les conditions "at balance" ou bien légèrement "underbalance" durant les opérations de remontée ou descente de la garniture de forage et lors des ajouts.

Les manœuvres seront effectuées après avoir laissé le puits s'équilibrer par sa propre pression.

Elles seront faites avec stripping à travers le RBOP. Pour extraire la BHA le bearing assembly sera dégagé, et le BOP annulaire sera utilisé pour stripper le reste de la garniture (si le puits est stable il pourra être ouvert après extraction du bearing assembly).

Avant chaque reprise de fond, bien circuler pour s'assurer de la stabilité du mélange injecté avant de commencer le forage.

➤ Remontée

Une fois la côte de remontée atteinte :

- Pomper un bouchon high vis, et circuler 1^{1/2} Bottom up en vue d'un bon nettoyage de fond. Utiliser le "sample catcher" au niveau du manifold UBD pour s'assurer de l'efficacité du nettoyage.
- By passer le N₂ et continuer le pompage de brut jusqu'à remplir l'intérieur toute la garniture.
- Remonter au sabot (reaming out des points de frottements difficiles).
- Remonter jusqu'au hang off sub de l'EMMWD ou son équivalent.
- Assurer que les float valves en bas de la garniture tiennent. Récupération du câble et de l'outil EMMWD (ou son équivalent).
- Continuer la remontée.

Prendre la valeur de la pression annulaire une fois la garniture à 1000 m. Le puits s'équilibrera par sa propre pression en cours de remontée.

Si ce n'est pas le cas à cause, notamment, d'un GOR élevé, et que la pression dans l'annulaire n'est pas nulle, pomper le volume nécessaire à l'équilibre du puits par l'intérieur de la garniture.

- Remonter l'outil au-dessus des blind rams et les fermer, s'en assurer visuellement, et contrôle de la pression en tête.
- Changer BHA et/ou outil de forage. [14]

NB : Les remontées se feront sans remplissage. Les pressions exercées ne doivent en aucun cas conduire à la neutralisation du puits qui sera laissé s'équilibrer par sa propre pression.

➤ **Descente**

- Le puits est supposé « at balance » avant la manœuvre de descente de la garniture, et les blind rams sont fermées. Si une pression est affichée au niveau de l'annulaire, pomper le brut à travers l'annulaire pour l'annuler, dans ce cas prendre la valeur de la pression en tête de l'annulaire et calculer la hauteur équivalente en fluide.
- Ouvrir les blind rams et commencer la manœuvre de descente.
- Pomper 05 à 06 m³ à l'intérieur de la garniture.
- Installer le bearing assembly de la tête rotative à la côte ~2500 m.
- Continuer la descente à la côte nécessaire à l'installation de l'antenne d'EMMWD ou son équivalent.
- Installer le hang off sub.
- Engager le latch down tool et tester le signal après avoir atteint le fond.
- Laisser en place l'antenne Déconnecter le wire line landing tool et récupérer le câble.
- Continuer la descente, et confirmer les résultats de la BHP avec l'outil de transmission utilisé (remplissage de la garniture toutes les 20 longueurs). [7]

II.6.2. Ajouts de simple ou de longueur

Après forage de la tige ou de la longueur, continuer à circuler et ramoner la garniture

- By passer le N₂ et pomper 2,5 m³ de brut.
- Arrêter la pompe de forage.
- Ouvrir la vanne de purge vers le séparateur jusqu'à avoir du fluide dans le séparateur (Alignement du circuit pour purge du N₂).
- Avoir la vanne de N₂ fermée, la vanne de purge vers séparateur ouverte, et la vanne de purge atmosphérique ouverte avant l'ajout.
- Confirmer la purge et arrêter les pompes de forage.
- Faire l'ajout une fois la pression au stand pipe nulle.
- Reprendre la circulation, avant la reprise avoir la vanne de purge vers le séparateur et la vanne de purge atmosphérique fermée.
- Commencer l'injection de brut à moitié débit de forage.
- Reprendre l'injection du N₂ à l'intérieur de la garniture, la vanne de N₂ doit être ouverte et la vanne by pass fermée.
- Faire chuter la pression à la duse à sa valeur durant le forage.

- Augmenter le débit de brut à la valeur utilisée en cours de forage pour éviter les conditions overbalance et assurer un bon nettoyage. Après avoir établi les paramètres de circulation, les comparer à ceux avant l'ajout.
- Descendre au fond, orienter le moteur et reprendre le forage. [14]

II.6.3. Procédure de Flow test

- Pomper un bouchon High-Vis et circuler après atteinte de la cote du test.
- Remonter outil au sabot 7" avec stripping comme mentionné dans la procédure jointe ci-dessus.
- Mettre en marche le package de production d'azote et faire chuter le débit de brut par paliers de 200 l/mn. Pour chaque palier circuler pendant 20 mn.

Si pas de production, continuer la remontée selon la procédure habituelle (le flow test étant programmé avant la manœuvre de remontée).

Si production, laisser le puits débiter pendant 01 heure le temps de relever les débits stables par l'opérateur du tank farm. Ce débit servira au modeling pour l'estimation de la pression du réservoir. [8]

II.6.4. Neutralisation du puits

Cette procédure est appliquée en cas de décision de neutraliser le puits avant la manœuvre de remontée, suite à un éventuel problème. Cette décision est du ressort du Maître d'œuvre.

- Circuler avec le brut en vue de dégager les cutting du fond.
- Arrêter l'injection des deux phases et by passé l'azote vers le séparateur.
- Fermer la vanne ESD et la vanne manuelle se trouvant juste avant ESD.
- Assurer que les équipements UBD sont isolés.
- Neutraliser le puits en utilisant les duses du manifold Rig, le contrôle du puits se fera en un seul cycle (évacuation du gaz par injection du fluide de neutralisation).
- Pomper le volume de liquide nécessaire pour la neutralisation du puits.

$V = \text{volume intérieur de la garniture} + \text{volume de l'open hole avec une légère} \dots$	(II.1)
--	---------------

- Manœuvrer la garniture en strippant à travers le RBOP jusqu'au sabot, après s'être assuré que la garniture est pleine de liquide.
- Continuer le pompage du volume nécessaire au remplissage du reste de l'annulaire.
- Confirmer la neutralisation du puits (pression annulaire et en tête des tiges).

- Ouvrir les vannes ESD et manuelle se trouvant juste avant, une fois le puits est neutralisé.
- Déterminer le niveau du fluide en utilisant l'écho mètre.
- Ouvrir le choke line pour dégager toute faible pression, et ouvrir le RBOP.
- Remonter avec remplissage toutes les 10 longueurs (volume acier majoré de 25%).
- Fermer le puits une fois l'outil au jour.

NB : L'espace annulaire 9"5/8 x 7" sera rempli en cours de la neutralisation en raison de la suppression des clapets anti-retour au niveau de la Circulating Sub. [13]

II.7. Conclusion

Pendant le forage en UBD la pression du fond est liée par deux valeurs principales sont : la pression de réservoir et le drawdown. Puis il faut bien déterminer les paramètres d'injection des fluides (brute/azote) pour plusieurs objectifs ; l'optimisation du système du fluide de forage et le contrôle de drawdown.

Enfin, les procédures relatives aux opérations UBD sont plus compliquées que dans le forage en OBD.

Chapitre III

Les problèmes rencontrés pendant le
forage en UBD

III.1. Introduction

Le forage en UBD permet de réduire plusieurs problèmes rencontrés pendant le forage conventionnel, d'autre part cette technique plus chère et nécessite des équipements spéciaux avec une équipe bien qualifiée.

Dans ce chapitre on va essayer de présenter quelques problèmes rencontrés lors de la réalisation des forages en UBD avec leurs causes, signes et conséquences. Puis connaître la nature de ces problèmes pour améliorer l'application du forage underbalance.

III.2. L'instabilité des parois de puits

L'instabilité des parois de puits est l'un des principaux problèmes rencontrés par les ingénieurs pendant le forage.

Les causes de l'instabilité des parois de puits de forage sont souvent classées en deux catégories : les causes mécaniques (par exemple, la rupture de la roche autour du trou en raison de contraintes élevées, d'une faible résistance de la roche ou de pratiques de forage inappropriées) et les causes chimiques qui découlent d'une interaction dommageable entre la roche, généralement du schiste argileux, et le fluide de forage. Souvent, les cas d'instabilité sur le terrain sont le résultat d'une combinaison de facteurs chimiques et mécaniques.

Ce problème peut entraîner de graves complications et dans certains cas, des problèmes opérationnels coûteux. La demande croissante d'analyses de stabilité des parois de puits pendant la phase de planification d'un champ résulte de considérations économiques et de l'utilisation croissante de puits déviés et horizontaux. [15]

III.2.1. Causes de l'instabilité des parois de puits

L'instabilité des parois de puits est habituellement causée par une combinaison de facteurs qui peuvent être généralement classés comme étant d'origine contrôlée ou incontrôlable (naturelle). Ces facteurs sont présentés dans le tableau suivant:

Tab. III.1. Causes de l'instabilité des parois de puits

Causes de l'instabilité des parois de puits	
Facteurs incontrôlables (naturels)	Facteurs contrôlables
Formations naturellement fracturées ou fissurées	Pression au fond du trou (densité de la boue)
Formations soumises à une contrainte tectonique	Inclinaison et azimut du puits
Contraintes in-situ élevées	Pressions transitoires sur les pores
Formations mobiles	Interaction physico-chimique (roches-fluides)
Formations non consolidées	Vibrations de drill string

/	Érosion
/	Temperature

III.2.2. Indices d'instabilité des puits de forage

Une liste des indices d'instabilité du puits de forage qui sont principalement causés par l'effondrement ou la convergence du puits de forage pendant le forage, complétion ou la production d'un puits est présentée au tableau suivant : [16]

Tab. III.2. Indices d'instabilité des puits de forage

Indices d'instabilité des puits de forage	
Indices directs	Indices indirects
Cavage	Torque important
Eboulement	Augmentation des pressions de circulation
Volume excessif de déblais	Coincement
Volume de ciment important	Vibrations de drill string très important
/	Des dog legs excessifs

III.3. Problème de MWD

III.3.1. MWD conventionnel pendant le forage underbalance

La technique la plus courante pour la transmission des données MWD utilise le fluide de forage pompé à travers le train de tiges comme moyen de transmission. La télémétrie par impulsions de boue transmet les données à la surface en modifiant l'écoulement de boue dans la conduite de forage de manière à ce qu'il y ait des changements de la pression du fluide en surface. Il implique le fonctionnement séquentiel d'un mécanisme de fond de trou pour varier ou moduler sélectivement la pression dynamique dans le train de forage et envoyer ainsi les données en temps réel recueillies par les capteurs de fond de trou.

Cette variation de la pression dynamique est détectée à la surface où elle est démodulée en L'intensité du signal à la surface dépend de nombreux facteurs, y compris les propriétés de la boue, l'agencement du train de tiges de forage, le débit, l'intensité du signal généré à l'outil, la fréquence de télémétrie et bien d'autres. Mesures et paramètres réels à partir des capteurs fond de trou. Lorsque l'injection de gaz dans le train de tiges de forage est sélectionnée pour le forage UBD, ces petites impulsions de pression doivent être transmises dans un milieu fluide compressible. [17]

La transmission des impulsions de pression dans un environnement fluide compressible est difficile et l'expérience acquise jusqu'à présent indique que les systèmes de télémétrie à

impulsions de boue sont les mieux adaptés aux scénarios avec un pourcentage de gaz maximal de 20 % (en volume au niveau du tube de mesure). Ce rapport peut être étendu quelque peu en fonction de la profondeur du puits, du profil, du fluide en phase liquide, de l'ensemble train de tiges de forage /trou de fond, de la pression de pompage et des débits. Mais pour l'injection de gaz dans un train de forage, la technologie d'impulsion de pression MWD est problématique.

III.3.2. Electromagnétique MWD

La télémétrie électromagnétique transmet les données à la surface en pulsant des ondes de basse fréquence à travers la terre. Il y a essentiellement deux façons de le faire : une qui induit un champ électrique axialement symétrique autour du tube de forage et une autre qui conduit le courant directement d'une partie du tube de forage à une autre. Le premier est appelé « Imag » et le second « Emag ». L'EMWD est limité par la profondeur, le signal ne peut transmettre qu'une distance limitée. L'outil est également limité par la résistivité de la formation (Fig.III.1). [18]

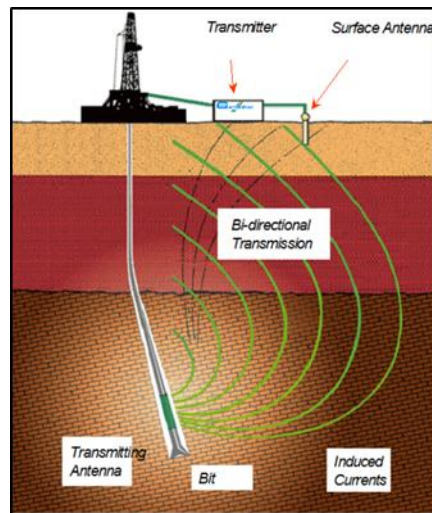


Fig. III.1. Electromagnétique MWD

III.4. Problème d'érosion et de corrosion

L'érosion est la perte graduelle de la matière, sous l'effet d'un agent érodant. Dans notre cas l'agent est le fluide multiphasique composé de particules solides (grès de réservoir), de liquide et de gaz. Les particules solides frappent sur la surface externe des tiges de forage au niveau de Tool Joint, et arrachent une quantité de matière en réduisant le diamètre de la tige. Au niveau de manifold, les grès ont tendance à siffler la duse. [19]

III.4.1. Les conséquences de ce phénomène

- Endommagement des tiges de forage.
- Endommagement de manifold.
- Fuite de fluide.

La corrosion est la destruction de métal sous l'action du milieu environnant, par un processus physico-chimique.

III.4.2. Les facteurs qui influencent sur ce processus

- Quantité d'eau présente.
- Conductivité de l'électrolyte.
- PH.
- Température.
- Oxygène.
- Débit de circulation.

Pour réduire le taux de corrosion /érosion, il faut faire une bonne sélection de matériel qui doit être compatible avec les paramètres suivants :

- Abrasivité de solide.
- Concentration des solides transportés.
- Densité des solides transportés
- Forme et taille des solides transportés.
- Vitesse d'écoulement.
- Régime d'écoulement.

III.5. Vibration de train de tige (drill string vibration)

La vibration de la colonne de forage pose un problème plus important dans les puits forés en UBD que dans les puits forés en OBD. Comme il y a moins de liquide (ou aucun) liquide dans le puits de forage pour amortir les vibrations, la force exercée sur les outils de fond de puits sensibles peut être plus importante, ce qui entraîne une incidence plus élevée de dommages ou une durée de vie plus courte que prévue. [17]

III.6. Vibration de la BHA

Comme c'est le cas pour le train de tiges de forage, un fluide de forage gazeux ou biphasé peut entraîner une augmentation des vibrations au niveau de l'ensemble fond de trou et du trépan. Canadian Fracmaster (Cox. 1996) a rapporté des données sur les vibrations enregistrées au cours d'opérations de forage par CT avec écoulement en

deux phases. Le forage avec du brouillard ou des fluides avec un rapport élevé peut provoquer des vibrations excessives au BHA et endommager le fond du puits. Les vibrations pourraient être réduites en augmentant les rapports de liquide.

III.7. Risque d'incendie au fond du puits

Pendant le forage en underbalance, lorsque on injecte de l'azote dans le puits il ne faut pas que le pourcentage de l'oxygène dépasse les 12%, sinon on risque d'avoir un éclatement au fond de puits, le pourcentage de l'oxygène dépend aussi avec la pression de refoulement selon l'expression suivante :

$$\%O_2 = 13.39 - \log(\text{Pr}) \dots \dots \dots \text{(III.1)}$$

Pr : la pression de refoulement. [16]

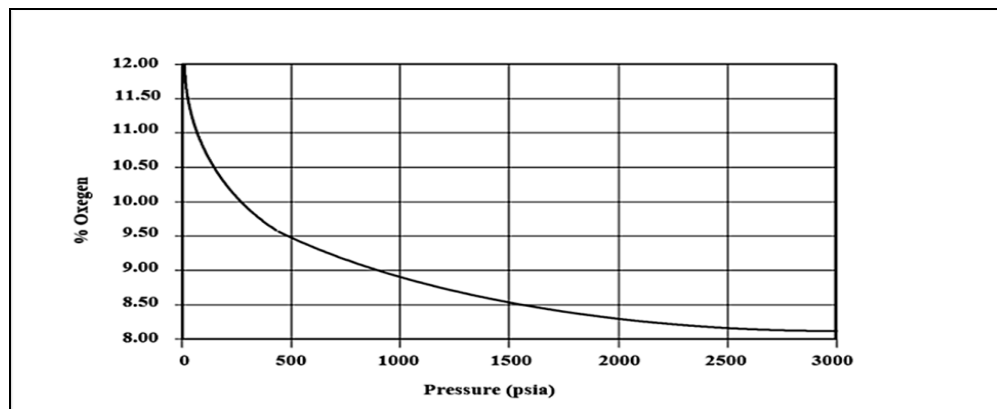


Fig. III.2. L'évolution de %O₂ avec P_R

III.8. Waters inflow (venue d'eau de formation)

Il peut causer des problèmes sévères. Si le débit est assez important le puits sera en Overbalance. Lifting un puits qui produit de l'eau avec un débit important est presque impossible. Au cours de forage avec du gaz, l'eau de la formation peut humidifier les déblais au fond, en les encourageant de se coller entre eux et de s'accumuler sur la garniture de forage et sur les abords du puits. Ça se produit très probablement au sommet des masses tiges DC, où il y'a une restriction du diamètre de la garniture, ce qui mène à une baisse soudaine de la vitesse d'écoulement dans l'espace annulaire. [18]

III.9. Le nettoyage de puits

Le nettoyage des puits est l'un des principaux facteurs affectant sur le coût, le temps et la qualité des puits verticaux, directionnels et horizontaux. Un mauvais nettoyage des puits peut entraîner des problèmes de forage coûteux, tels que des problèmes de coincement, collage, usure prématurée des trépan, fracturer des formations et un torque élevé.

Permet les facteurs qui influent sur le nettoyage des puits :

III.9.1. L'effet de la viscosité de la boue et le débit d'injection

Les résultats du nettoyage des puits illustrés à la figure (III.3) révèlent que le profil de concentration des déblais dans l'espace annulaire diminue que le débit de boue augmente avec une viscosité constante.

Bien qu'il n'y ait pas de différence significative dans les performances de nettoyage des puits pendant la circulation, que ce soit à faible ou à fort débit lorsque la viscosité de la boue augmente.

Ceci montre donc que l'augmentation de la viscosité de la boue du fluide circulant dans les forages underbalance fournit une meilleure performance de nettoyage des puits.

Un mauvais nettoyage des puits s'est produit lorsque le débit de boue injectée était de $0,3 \text{ m}^3/\text{s}$ alors qu'un nettoyage efficace a eu lieu à haut débit.

Une concentration des déblais dans l'espace annulaire de 10 %, qui illustre l'efficacité du nettoyage des puits, a été injectée à un débit de $1,6 \text{ m}^3/\text{s}$ et une viscosité appropriée de 43,1cp.

Lors d'un forage underbalance, pour une température de fond donnée, le fluide en circulation a une viscosité appropriée et soit circulé à un débit très élevé pour assurer une performance efficace de nettoyage des puits. [20]

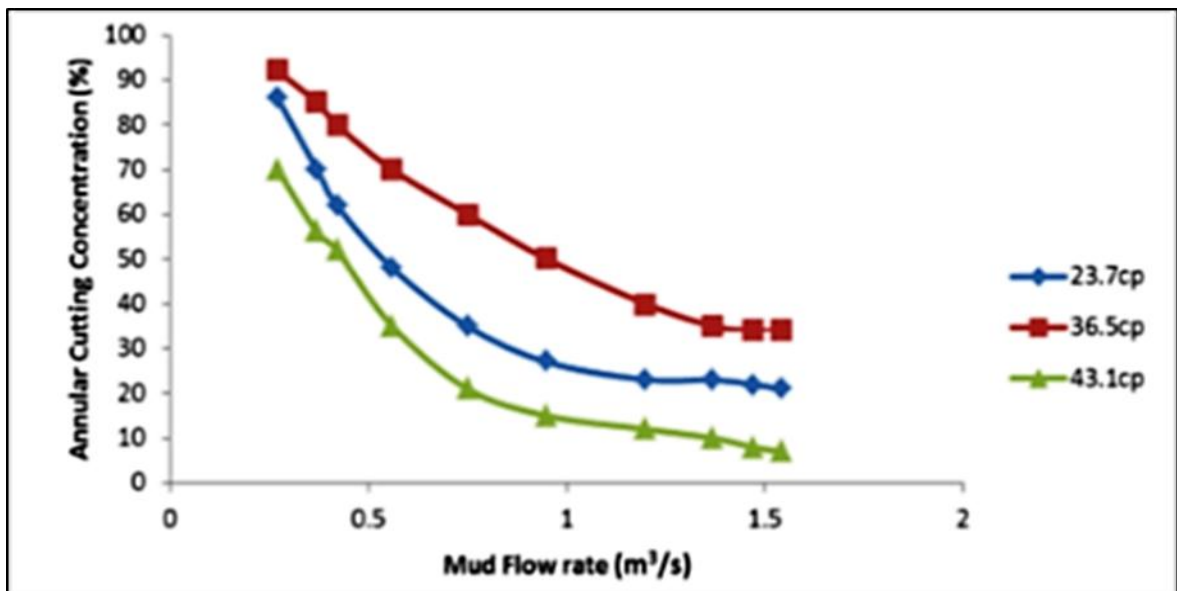


Fig. III.3. Concentration des cutting en fonction du débit d'injection

III.9.2. Effet du rapport gaz/liquide (GOR) :

La figure (III.4) montre qu'à un GOR constant, l'augmentation du débit de boue entraîne une diminution de la concentration des déblais dans l'espace annulaire. De plus, le profil de concentration des déblais diminue régulièrement quand le GOR augmente.

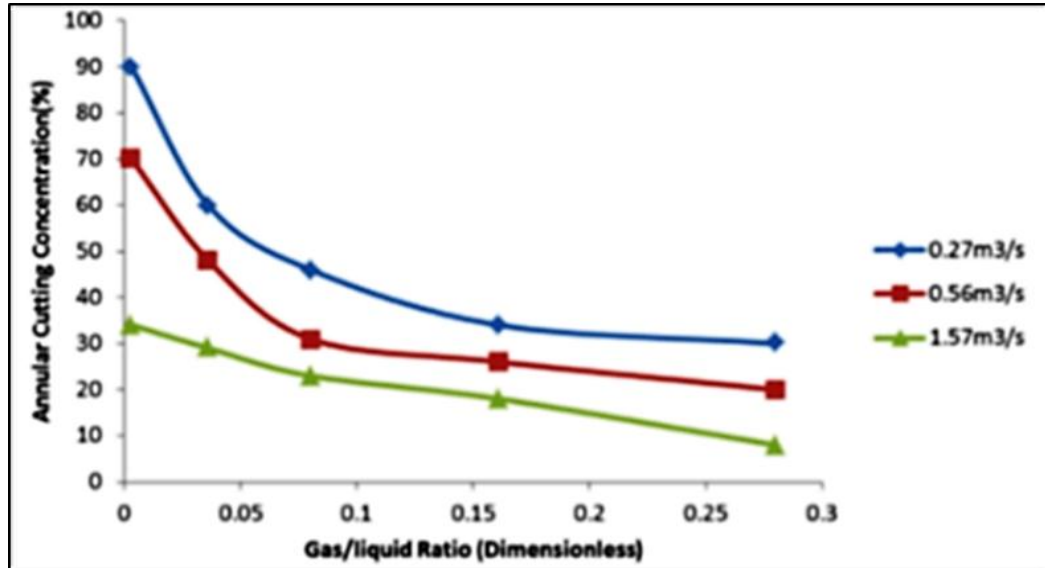


Fig.III.4. Concentration des Fig. III.4. cutting en fonction du GOR

III.9.3. L'angle d'inclinaison

Pour les boues à haute et basse viscosité, l'augmentation de l'inclinaison par rapport à la verticale a exigé une augmentation de la vitesse annulaire pour enlever les déblais. La concentration maximale a été trouvée dans angles supérieurs à 45°. [21]

III.9.4. Effet de la densité des déblais :

La figure (III.5) montre le profil de concentration des déblais dans l'espace annulaire en raison du transport des déblais de différentes densités.

Ainsi, pour obtenir un nettoyage efficace des puits, l'effet cumulatif de la flottabilité et des forces de levage fournies par la boue en circulation doit être supérieur à l'effet gravitationnel dû au transport des déblais. La figure 6 montre une diminution constante de la concentration des déblais dans l'espace annulaire que le débit augmente pour les boues transportant des déblais d'une densité de 1,20 kg/m³. De plus, il n'y a pas de diminution significative de la concentration des déblais en raison du transport des déblais ayant des densités de 2,13 kg/m³ et de 2,54 kg/m³ malgré l'augmentation du débit de boue.

Le résultat obtenu montre que, comparativement, les performances de nettoyage des puits sont les plus efficaces lors du transport des déblais ayant densité 1,20 kg/m³.

Ceci indique qu'il est nécessaire d'injecter de la boue à un débit supérieur à $1,6 \text{ m}^3/\text{s}$ pour obtenir de meilleures performances de nettoyage des puits. Cependant, on a observé que l'augmentation de la densité des déblais à débit constant entraîne une diminution de la performance de nettoyage des puits. [20]

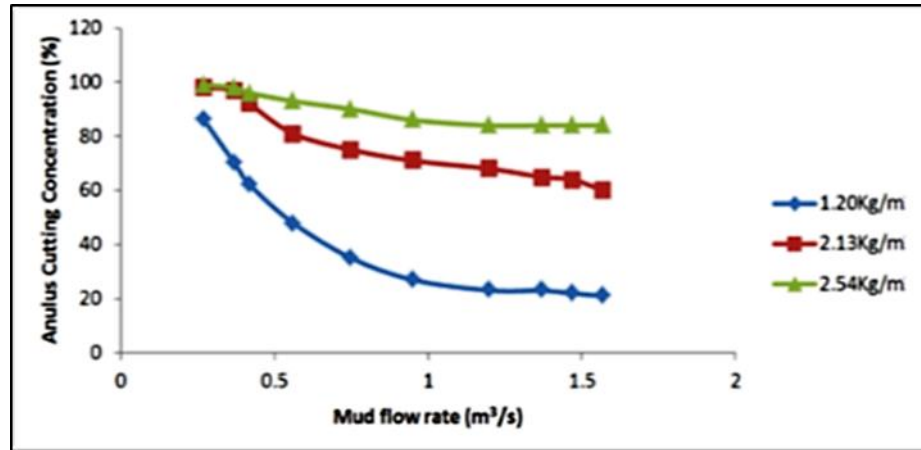


Fig. III.5. Concentration des cutting en fonction de la densité des déblais

III.9.5. Effet d'augmentation de température sur le nettoyage de puits

A débit constant, l'augmentation de la température du fond de puits entraîne une augmentation de la concentration des déblais dans l'espace annulaire. L'augmentation de la température au-dessus de la température (26°C) a causé une augmentation de 42 % et 21,6 % de la concentration des déblais dans l'espace annulaire au débit de $0,3 \text{ m}^3/\text{s}$ et $1,6 \text{ m}^3/\text{s}$ respectivement.

On conclut, que l'augmentation de la température du fond de puits entraîne une augmentation de la quantité des déblais dans l'espace annulaire à débit constant, le régime d'écoulement détermine significativement la quantité des déblais dans l'espace annulaire déposée à une température donnée. Plus le débit est élevé, plus la quantité des déblais déposés à une température donnée est faible. Ainsi, l'effet du régime d'écoulement l'emporte sur l'effet de la température du fond de puits dans des conditions d'écoulement turbulent. Ceci est dû au fait qu'en cas d'écoulement turbulent, le frottement est réduit. Par conséquent, la vitesse annulaire a augmenté le nombre des déblais en suspension. Il a amélioré aussi le nettoyage des puits.

La figure (III.6) a montré que l'augmentation de la température du fond de puits entraîne une mauvaise performance de nettoyage à débit de boue constant.

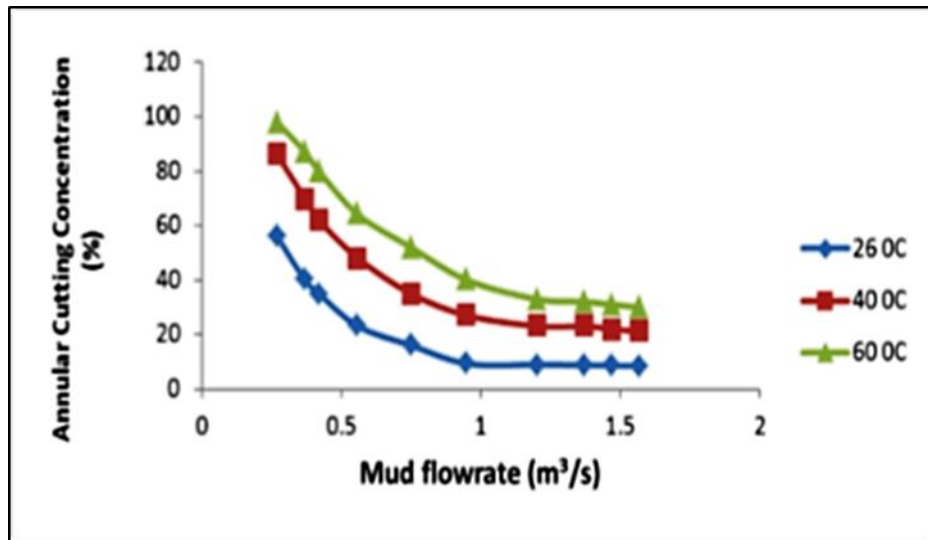


Fig.III.6. Concentration des cutting en fonction de la température du fond

De tout ce qui a précédé, on retiendra que pour avoir un bon nettoyage du trou, il faut choisir un débit optimal et optimiser les paramètres précédents, sans affectation de la pression de fond du trou, on n'augmente pas les pertes par friction et éviter la création des problèmes de stabilité du puits.

III.10. Conclusion

Les problèmes rencontrés durant la réalisation de forage en underbalance subdivisent en deux catégories : problèmes au niveau des équipements et d'autres géologiques. Dans le chapitre suivant on va essayer de décrire des explications approfondis sur les deux catégories.

Chapitre IV

Etude et analyse des problèmes rencontrés
pendant le forage Underbalance

IV.1. Introduction

Dans ce chapitre on va essayer d'étudier les puits forés en UBD dans le champ de HMD. L'objectif de cette étude est de déterminer les problèmes rencontrés pendant la réalisation de cette opération dans ces puits.

Nous procéderons, dans un premier point à la détermination du problème le plus fréquent dans le forage underbalance, puis l'analyse de ces problèmes par rapport à la formation réservoir afin de connaître le problème majeur de chaque formation.

Pour arriver à la fin de déterminer l'influence de ces problèmes sur l'NPT de ces puits et la relation entre l'NPT total et l'NPT en cas de problèmes dans quelques puits.

IV.2. Cadre géographique et géologiques des champs de HMD

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Géologiquement il est limité :

- A l'Ouest par la dépression d'Oude M'ya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djammaa-Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhoudé El Baguel et la dépression de Ghadames.

Les paramètres du réservoir sont donnés aux tableaux 4 et 5. [22]

Tab. IV.1. Caractéristiques des huiles condition de fond

Densité moyenne de l'huile (sg)	0.8
Pression de Gisement P_g (Kgf/cm ²)	120 - 400
GOR initial (m ³ /m ³)	219
Température du Réservoir (°C)	118
Saturation initiale en huile (%)	80 - 95
Epaisseur Totale du réservoir (m)	60 - 150
Epaisseur utile du réservoir (m)	30- 90
La viscosité (Cp)	0,2

Tab. IV.2. Propriétés du Réservoir par Lithozone

	R_i	R_a	R_2	R_3
K min (md)	0.3	2	1	-
K moyennes (md)	1	15	2.5	<1
K max (md)	2	100	7	
Φ min (fraction)	0.06	0.06		
Φ moyenne (fraction)	0.07	0.08	0.1	0.11
Φ max (fraction)	0.08	0.1		
Vsh moyenne (%)	15	7	20	30
Swi (fraction)	0.17	0.10	0.17	0.17

IV.3. Présentation des puits foré en UBD

Triez (13) puits forés horizontalement du Cambrien ont été utilisés pour faire cette étude. Les puits sont présentés au tableau 6. [23]

Tab. IV.3. Puits foré en UBD

Puits	Location	X	Y	Reservoir formation	Type
MDZ 563	Hassi Messaoud	784067.8191	3511161.2644	Cambrien R_a	Horizontal
MDZ 713	Hassi Messaoud	775 498.514	3 509 037.751	Cambrien R_a	Horizontal
MDZ 622	Hassi Messaoud	811,739.50	113,286.93	Cambrien R_i	Horizontal
MDZ 602	Hassi Messaoud	812, 325.78	113, 624.46	Cambrien R_i	Horizontal
OMPZ 253	Hassi Messaoud	822,380.82	136,837.78	Cambrien R_{2ab}	Horizontal
OMPZ 36	Hassi Messaoud	823,186.9	137,448.76	Cambrien R_{2ab}	Horizontal
OMPZ 82	Hassi Messaoud	830,404.41	132,193.11	Cambrien R_a	Horizontal
OMOZ 22	Hassi Messaoud	812,517.72	132,806.52	Cambrien R_a	Horizontal

OMOZ 833	Hassi Messaoud	/	/	Cambrien R_a	Horizontal
OMOZ 44	Hassi Messaoud	815 239 .88	35 298 .95	Cambrien R_a	Horizontal
ONIZ 502	Hassi Messaoud	835 669.037	140 710.704	Cambrien R_a	Horizontal
OMNZ 83	Hassi Messaoud	/	/	Cambrien R_a	Horizontal
OMKZ 601	Hassi Messaoud	816,438.52	145881.83	Cambrien R_{2ab}	Horizontal

IV.4. Les problèmes rencontrés dans ces puits

1. Nettoyage du puits.
2. Augmentation de la température.
3. Instabilité des parois du puits.
4. Stuck pipe.
5. High torque.
6. Cones left in hole.
7. EMWD signal lost. [13]

IV.5. Etude et analyse des données

IV.5.1. Les problèmes les plus fréquents dans chaque puits

Puits MDZ 563

La figure (IV.1) montre que hole cleaning représente le problème le plus fréquent valant 7 fois dans ce puits, tandis que high torque, stuck pipe, high temperature, signal EMWD lost, hole instability représentent les valeurs de 4, 3, 2, 2,1 respectivement. En plus les problèmes DDV failure et cone left in hole ne ressortent pas dans ce puits.

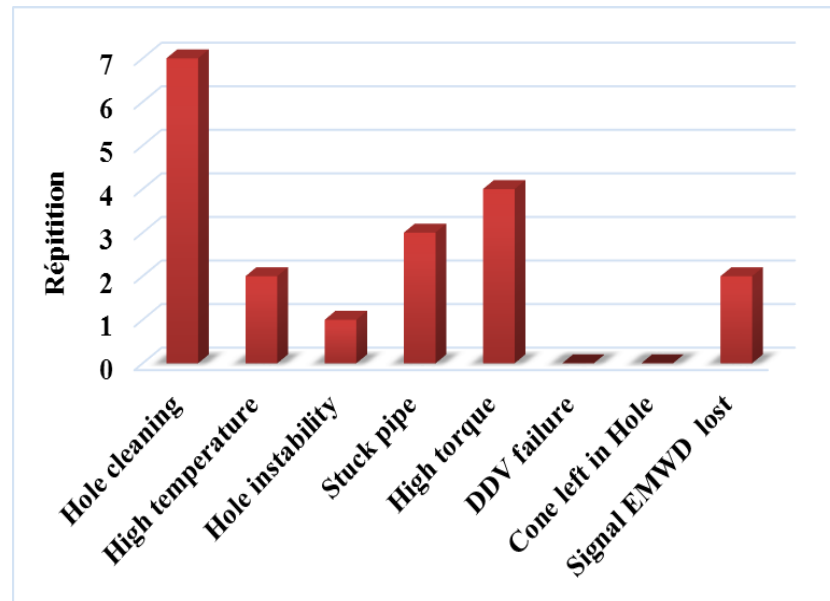


Fig. IV.1. Présentation des problèmes en fonction de Nbr de répétitions MDZ 563

Puits MDZ 602

Une prédominance de high torque avec une valeur de répétition de 6 fois, suivi des problèmes de signal EMWD lost, cone left in hole 4,3. Stuck pipe, hole cleaning, high temperature, apparu 2 fois, DDV failure répété seulement une fois. Tandis que le problème de hole instability n’est pas apparu (Fig. IV.2).

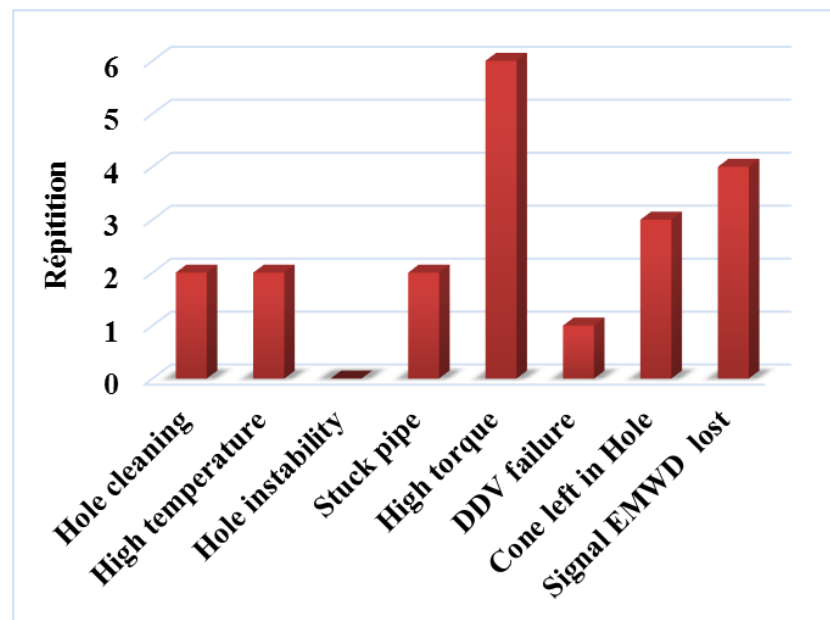


Fig. IV.2. Présentation des problèmes en fonction de Nbr de répétitions MDZ 602

Puits MDZ 622

Dans ce puits on remarque que la répétition des problèmes de high temperature, high torque, hole cleaning, cone left in hole, signal EMWD lost est grande, traduit successivement par les valeurs 6,4,3,3,3. Tandis que stuck pipe apparu 2 fois. Sachant que les problèmes de hole instability et DDV failure n'existent pas dans ce puits (Fig. IV.3).

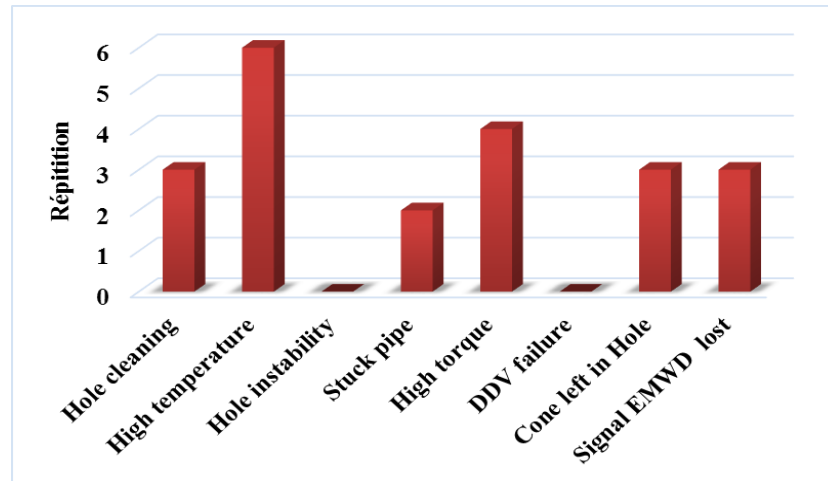


Fig. IV.3. Présentation des problèmes en fonction de Nbr de répétitions MDZ 622

Puits MDZ 713

La figure (IV.4) montre qu'il y a une prédominance de hole cleaning avec une valeur de répétition de 10 fois, suivi de problèmes de high torque et signal EMWD lost 5 fois. Stuck pipe, hole instability, high temperature, DDV failure représentent les valeurs de 3, 2, 1,1 respectivement. Tandis que le problème de cone left in hole n'est pas apparu.

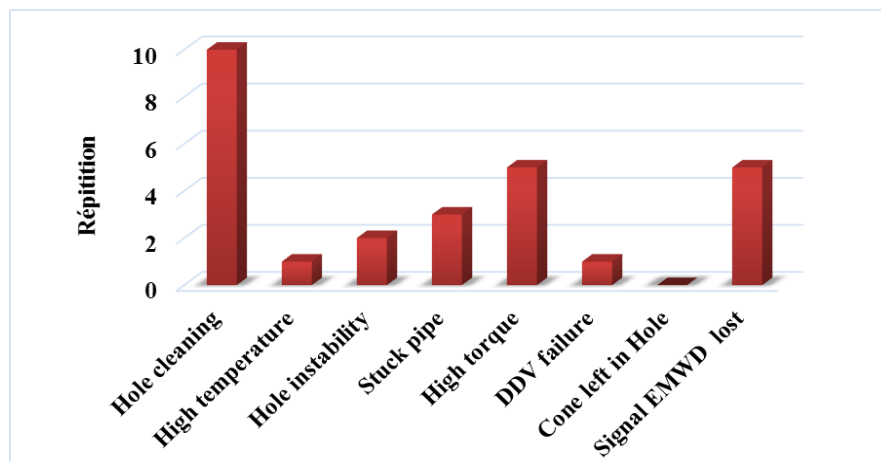


Fig. IV.4. Présentation des problèmes en fonction de Nbr de répétitions MDZ 713

Puits OMPZ 36

Il apparait dans cette figure (IV.5) qu'il y a une prédominance de hole instability avec une valeur de répétition de 7 fois, suivi de problème de hole cleaning 4 fois. High torque, high temperature, signal EMWD lost sont répétés 2 fois. Les problèmes de stuck pipe et cone left in hole sont répétés seulement une fois. Tandis que le problème de DDV failure i n'est pas apparu.

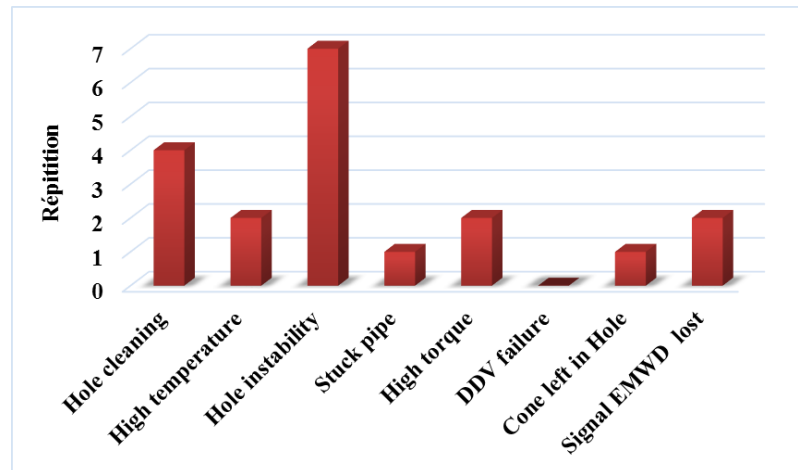


Fig. IV.5. Présentation des problèmes en fonction de Nbr de répétitions OMPZ 36

Puits OMPZ 82

A partir de la figure (IV.6) on observe que hole cleaning représente le problème le plus fréquent valant 6 fois dans ce puits, tandis que high torque répété 2 fois, stuck pipe, hole instability, cone left in hole sont répétés une fois. En plus les problèmes high temperature, signal EMWD lost, DDV failure ne ressortent pas dans ce puits.

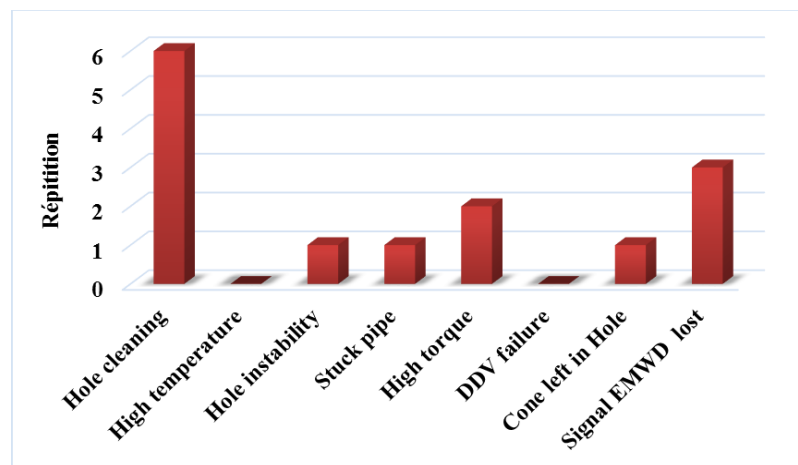


Fig. IV.6. Présentation des problèmes en fonction de Nbr de répétitions OMPZ 82

Puits OMOZ 22

Nous notons que le problème hole cleaning est le plus marqué par une répétition de 4 fois. High torque (3 fois). Stuck pipe, high temperature (2 fois), les problèmes de hole instability et signal EMWD lost sont apparus une fois (Fig. IV.7). Cone left in hole, DDV failure ne sont pas apparus dans ce puits.

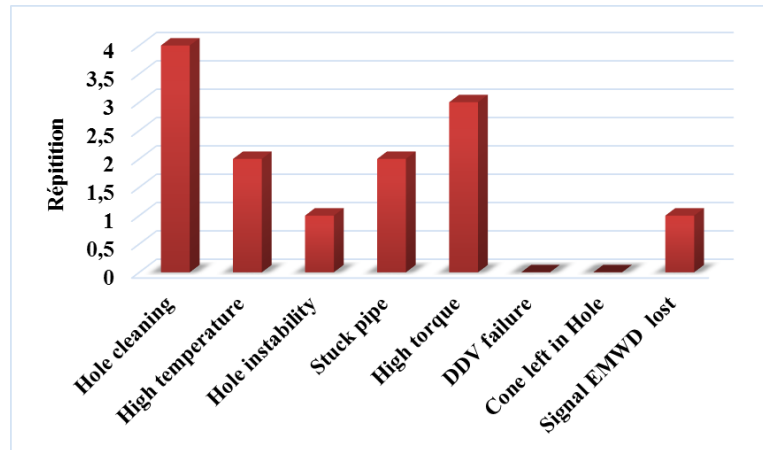


Fig. IV.7. Présentation des problèmes en fonction de Nbr de répétitions OMOZ 22

Puits OMOZ 833

Nous observons que hole cleaning représente le problème le plus fréquent valant 6 fois dans ce puits (Fig. IV.8), tandis que high torque et signal EMWD lost sont répétés 3 fois. Stuck pipe, high temperature, DDV failure sont répétés une fois. En plus les problèmes hole instability, cone left in hole ne ressortent pas dans ce puits.

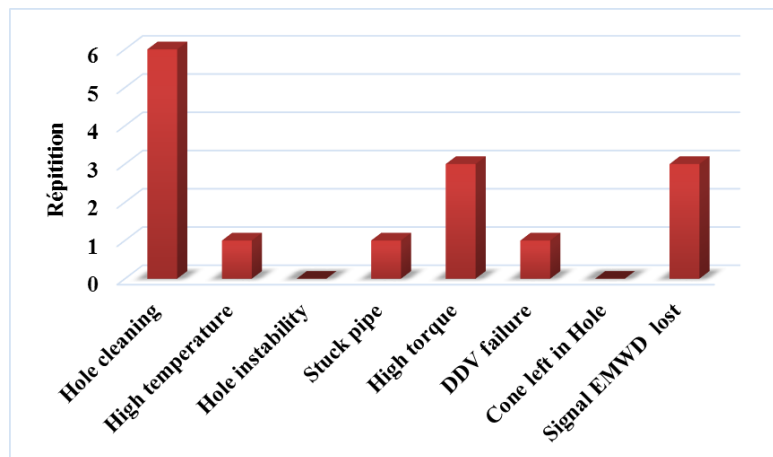


Fig. IV.8. Présentation des problèmes en fonction de Nbr de répétitions OMOZ 833

Puits OMOZ 44

La figure (IV.9) montre une prédominance de hole cleaning avec une valeur de répétition de 9 fois, signal EMWD lost, high temperature, hole instability sont moins fréquent (2 fois), high torque répété une seule fois. Tandis que stuck pipe, DDV failure, cone left in hole n'existent pas dans ce puits.

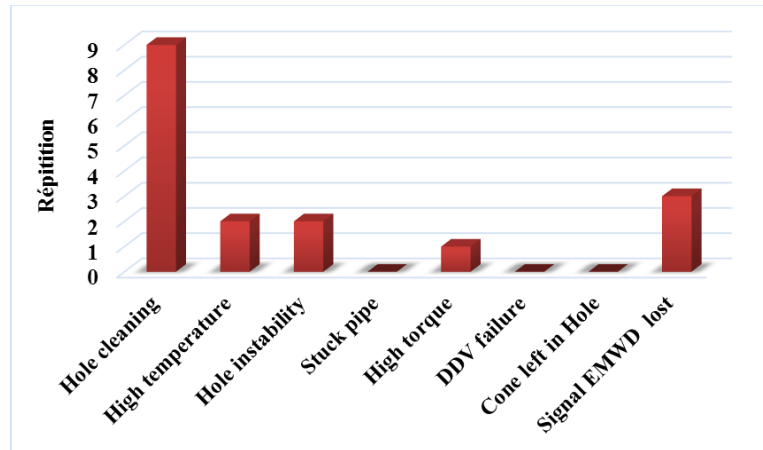


Fig. IV.9. Présentation des problèmes en fonction de Nbr de répétitions OMOZ 44

Puits OMNZ 83

la figure (IV.10) montre une prédominance de high torque avec une valeur de répétition de 4 fois, suivi de problème de hole cleaning par 3 fois, tandis que stuck pipe et signal EMWD lost sont apparus une seule fois. High temperature, DDV failure, hole instability, cone left in hole n'existent pas dans ce puits.

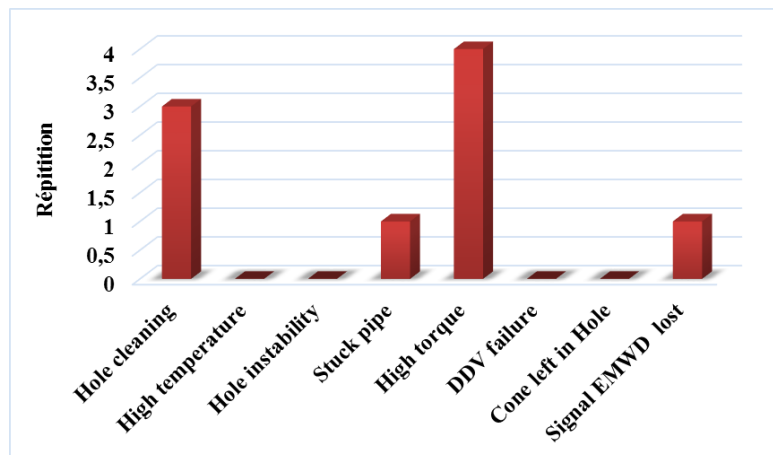


Fig. IV.10. Présentation des problèmes en fonction de Nbr de répétitions OMNZ 83

Puits OMKZ 601

La figure (IV.11) montre une prédominance de hole instability avec une valeur de répétition de 5 fois, suivies de problème de hole cleaning 4 fois. High torque, stuck pipe sont répétés 2 fois. Les problèmes de high temperature, cone left in hole, signal EMWD lost sont répétés seulement une fois. Tandis que le problème de DDV failure n'est pas apparu.

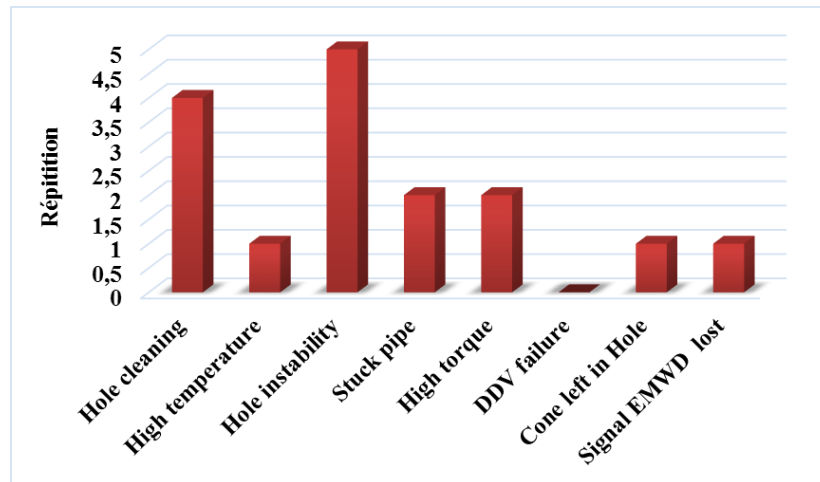


Fig. IV.11. Présentation des problèmes en fonction de Nbr de répétitions OMKZ 601

Puits ONIZ 502

Dans ce puits on remarque que la répétition des problèmes de hole cleaning et signal EMWD est grande, traduit successivement par les valeurs 8, 5, Tandis que high torque répété 3 fois ; Hole instability, stuck pipe, DDV failure sont apparus une fois. Sachant que les problèmes de high temperature et cone left in hole n'existent pas dans ce puits (Fig. IV.12).

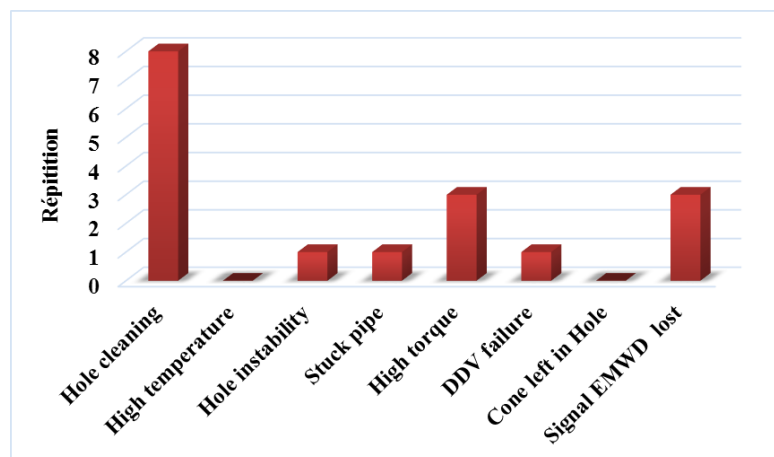


Fig. IV.12. Présentation des problèmes en fonction de Nbr de répétitions ONIZ 502

IV.5.2. Détermination le problème majeur dans tous les puits

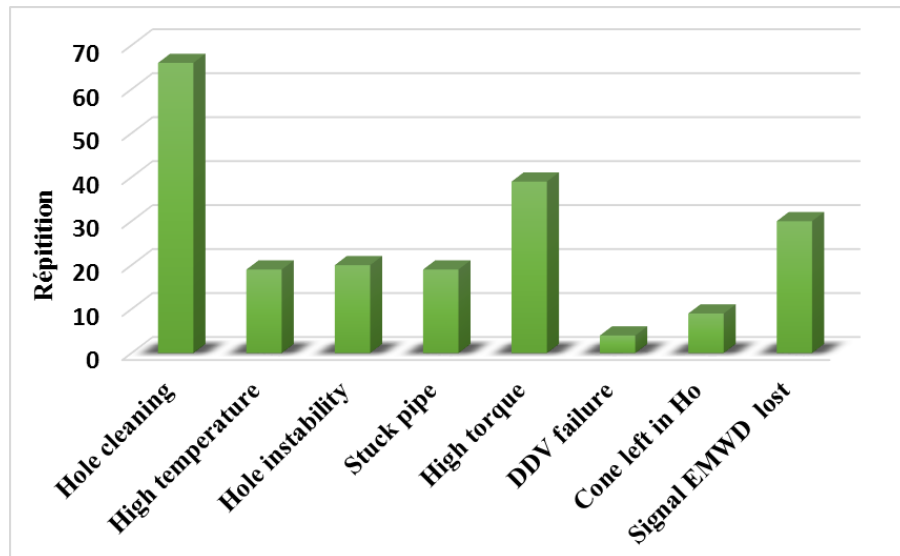


Fig. IV.13. Le problème majeur dans tous les puits

La figure (IV.13) montre que le problème hole cleaning est le plus fréquent dans le forage underbalance avec une répétition de plus de 60% à cause de l'augmentation de ROP, la viscosité de la boue (crude / oil) est insuffisante pour la remonté des déblais (plus faible) au niveau de l'horizon.

IV.5.3. Détermination le problème le plus fréquent dans chaque formation de réservoir

➤ Cambrien R_a

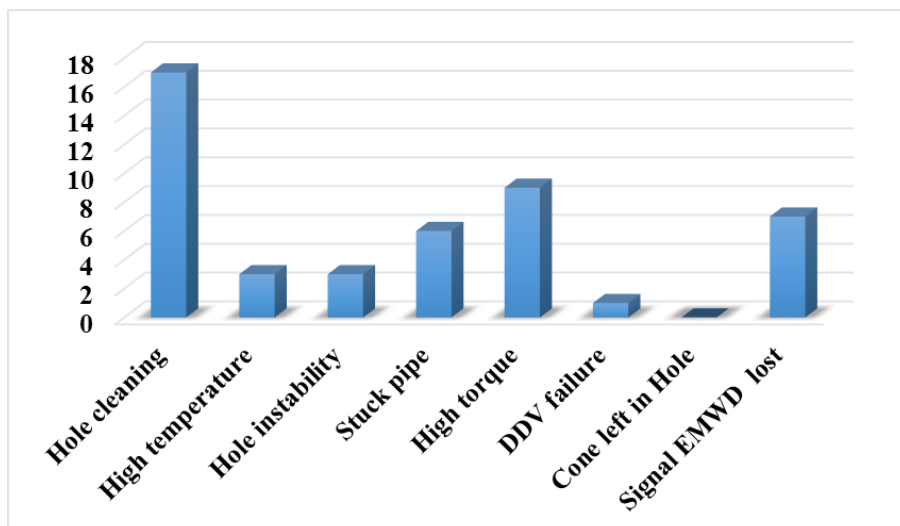


Fig. IV.14. Le problème le plus fréquent dans R_a

Nous remarquons que le problème le plus fréquent dans le cambrien Ra est le problème de

hole cleaning (Fig. IV.14).Ce problème est plus fréquent dans la formation de réservoir cambrien R_a est obtenu lorsque cette formation se décompose facilement et produise de gros débris qui ne peuvent être transportés par le brut nitrifié en raison de la faible viscosité du ce dernier.

➤ Cambrien R_i

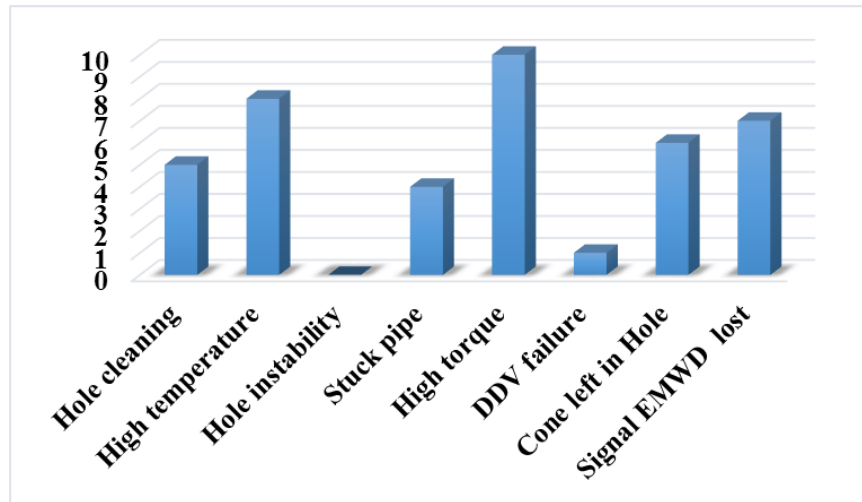


Fig. IV.15. Le problème le plus fréquent dans R_i

Nous observons que le problème le plus fréquent est high torque dans le cambrien R_i (Fig. IV.15), puisqu'elle est dure et abrasive.

➤ Cambrien R_{2ab}

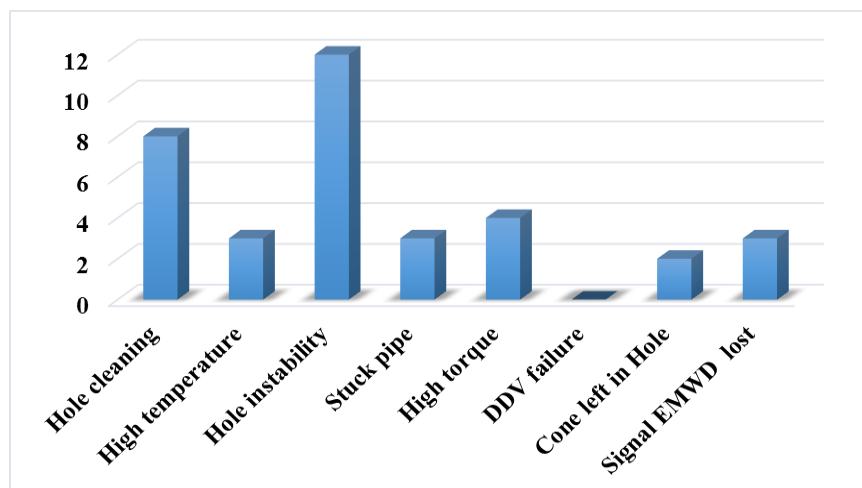


Fig. IV.16. Le problème le plus fréquent dans R_{2ab}

On remarque à partir de la figure (IV.16) que le problème le plus fréquent dans le cambrien R_{2ab} est l'effondrement des parois (hole instability), ceci se réfère aux grés relativement friables du R_{2ab} .

IV.5.4. Distribution NPT de chaque problème

A) Dans chaque puits

Puits MDZ 713

La figure (IV.17) montre que high temperature représente 40% du l'NPT des problèmes dans ce puits tandis que DDV failure, hole instability, hole cleaning, stuck pipe, EMWD signal lost et high torque représentent 30%, 11%, 10%, 4%, 4%, 1% respectivement. L'augmentation de la température de fond est plus importante lorsque ce problème nécessite l'arrêt de forage et la remonter de la garniture de forage jusqu'à la surface pour la lubrification et la vérification d'état du moteur de déviation, ainsi que l'outil de forage.

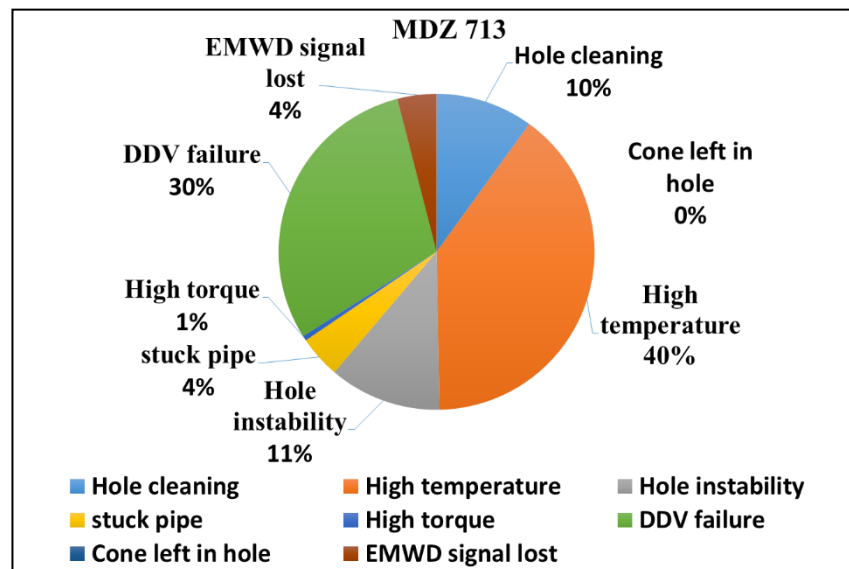


Fig. IV.17. Distribution NPT du MDZ 713

Puits MDZ 563

La figure (IV.18) montre une prédominance d'NPT de high temperature avec un pourcentage de 54%, 22% de hole cleaning, 10% de stuck pipe, 9% de hole instability, 5% de EMWD signal lost.

Sachant que cone left in hole, DDV failure, high torque ne sont pas apparu dans ce puits.

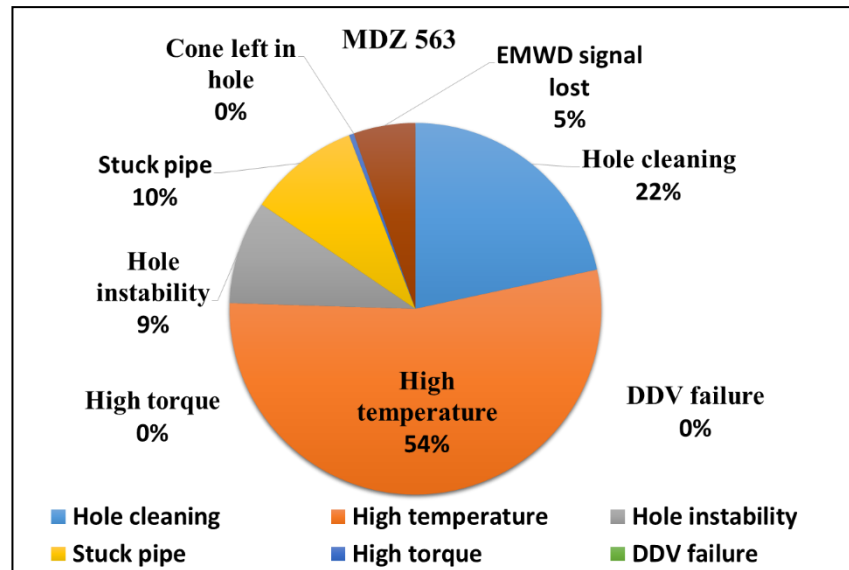


Fig. IV.18. Distribution NPT du MDZ 563

Puits MDZ 602

A partir de la figure (IV.19), on observe que l’NPT représente 42 % de cone left in hole, 28 % d’EMWD signal lost, 18 % de DDV failure, 6 % de high temperature, 5 % de hole cleaning et 2 % de stuck pipe. Sachant que high temperature et hole instability n’existent pas dans ce puits. Car, le problème de cone left in hole nécessite des opérations de repêchage et/ou d’instrumentation qui exige un temps important.

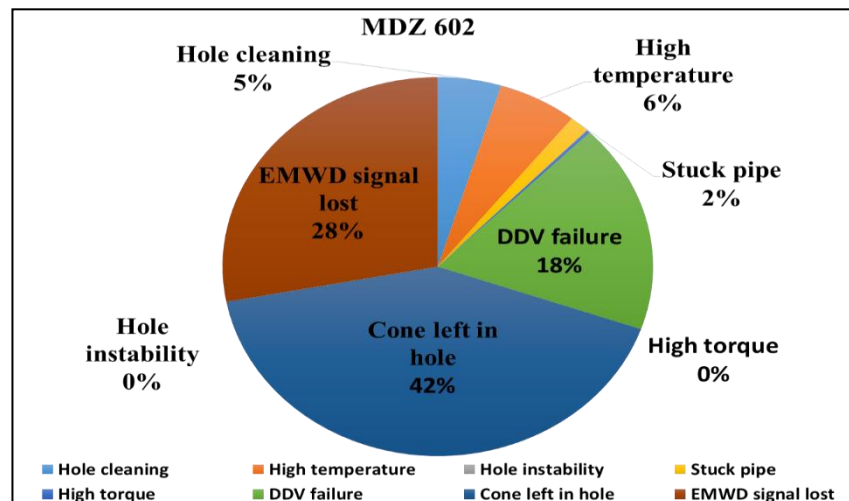


Fig. IV.19. Distribution NPT du MDZ 602

Puits MDZ 622

Il ressort de la figure (IV.20) une prédominance d’NPT de high temperature avec un pourcentage de 42 %, 35 % de cone left in hole, 13 % de hole cleaning, 6 % d’EMWD signal lost, 4 % de stuck pipe. DDV failure, hole instability et high torque ne sont pas apparus dans ce puits.

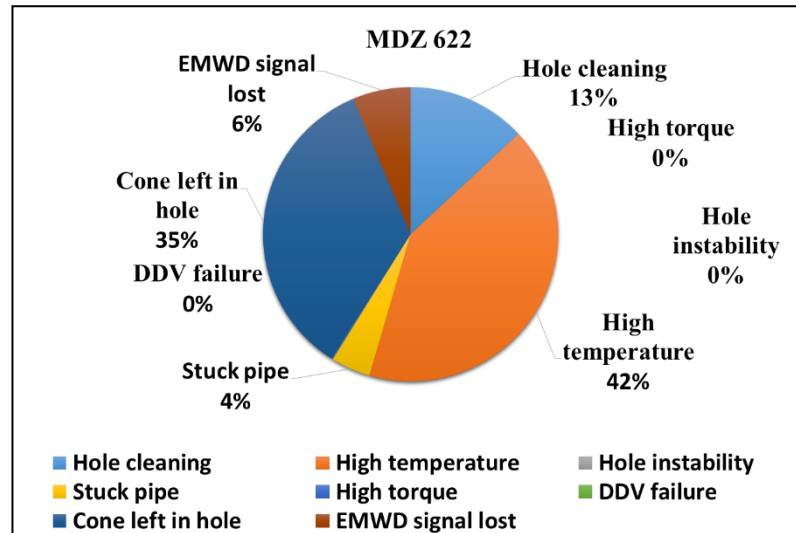


Fig. IV.20. Distribution NPT du MDZ 622

Puits OMKZ 601

Nous remarquons que le plus grand NPT est de hole instability avec un pourcentage de 41%, 27% de cone left in hole, 15% de high temperature, 12% de hole cleaning, 3% de stuck pipe et 2% d’EMWD signal lost. High torque et DDV failure ne sont pas existents dans ce puits (Fig.IV.21). Car le problème d’instabilité des parois nécessite des reaming et back reaming important.

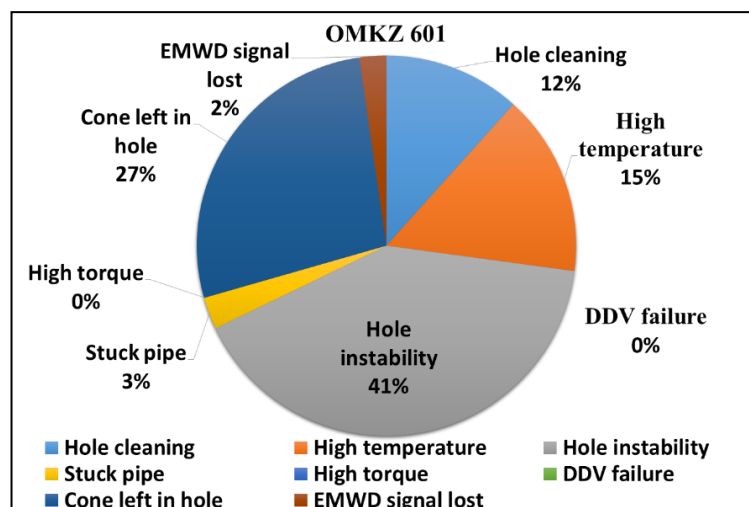


Fig. IV.21. Distribution NPT de l’OMKZ 601

Puits OMPZ 82

La figure (IV.22) montre une prédominance d’NPT de cone left in hole avec un pourcentage de 60 %, 24 % de hole cleaning 10 % de hole instability, 4% de stuck pipe, 2 % d’EMWD signal lost in hole. High temperature, high torque, DDV failure ne sont pas apparus dans ce puits.

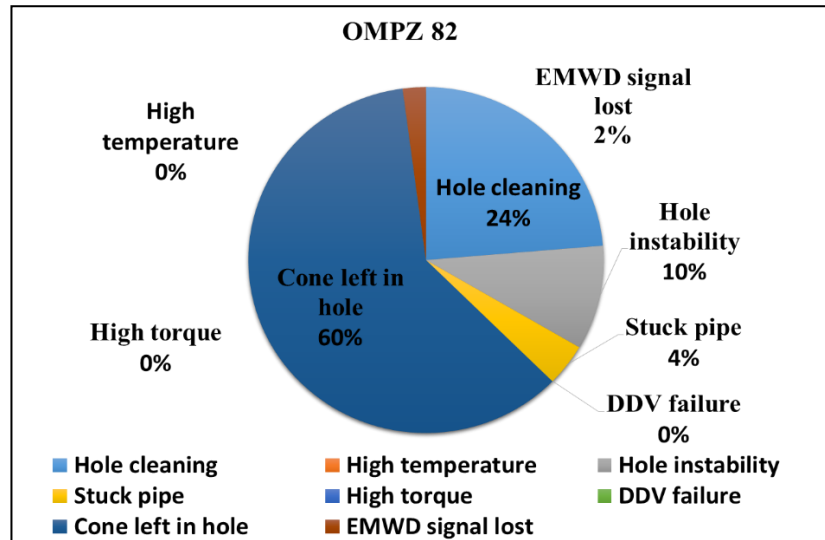


Fig. IV.22. Distribution NPT de l’OMPZ 82

Puits OMPZ 36

Nous observons que l’NPT représente 40% de high temperature, 31% de cone left in hole, 20% de hole instability, 3 % d’EMWD signal lost, 3 % de hole cleaning, 2 % de stuck pipe et 1% de high torque. Sachant que DDV failure n’existe pas dans ce puits (Fig. IV.23).

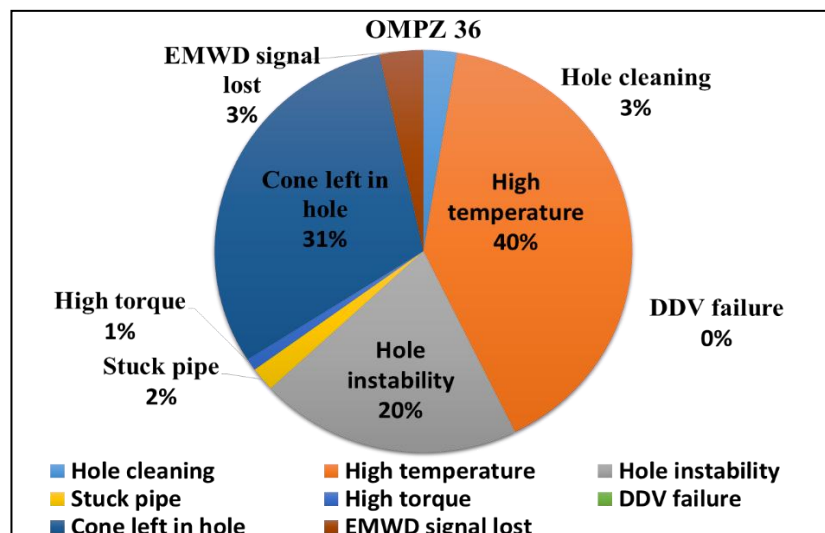


Fig. IV.23. Distribution NPT de l’OMPZ 36

Puits OMOZ 833

La figure (IV.24) montre une prédominance d’NPT de DDV failure avec un pourcentage de 56%, 23% de high temperature, 7% de hole cleaning, 6% d’EMWD signal lost, 5% de stuck pipe 3% de high torque. Hole instability et cone left in hole ne sont pas apparu dans ce puits.

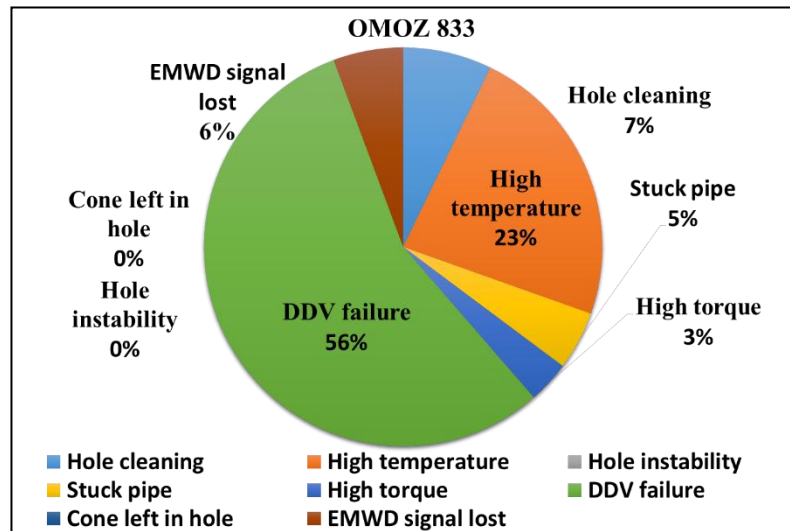


Fig. IV.24. Distribution NPT de l’OMOZ 833

Puits OMOZ 44

Nous remarquons que le plus grand NPT est de high temperature avec un pourcentage de 34%, 33% de hole instability, 27% de hole cleaning, 4% d’EMWD, 2% de high torque. DDV failure et cone left in hole n’existent pas dans ce puits (Fig. IV.25).

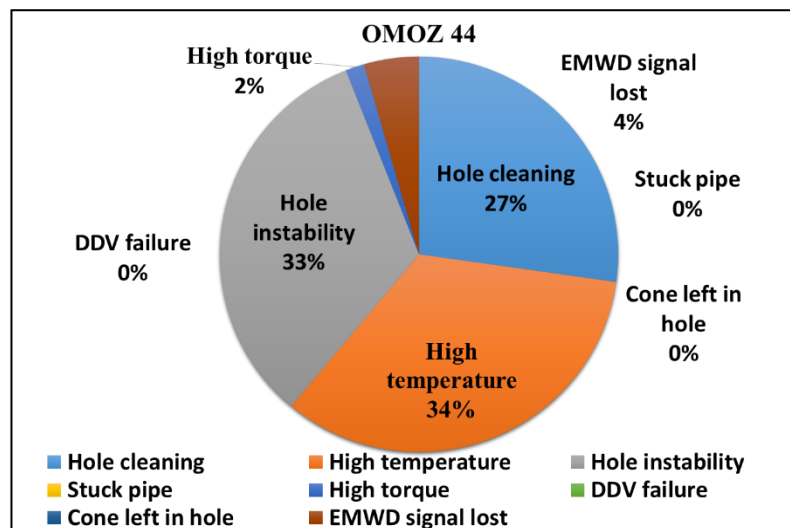


Fig. IV.25. Distribution NPT de l’OMOZ 44

Puits OMOZ 22

La figure (IV.26) montre une prédominance d’NPT de high temperature avec un pourcentage de 44%, 19% de hole instability, 13% de hole cleaning, 12% de stuck pipe, 10% de high torque 2% de d’EMWD signal lost. Cone left in hole et DDV failure ne sont pas apparu dans ce puits.

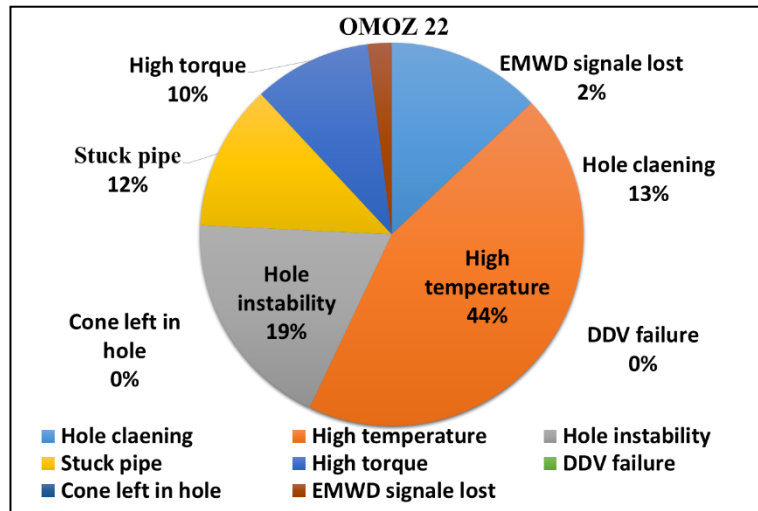


Fig. IV.26. Distribution NPT de l’OMOZ 22

Puits OMNZ 83

D’après la figure (IV.27) on remarque, 34% de NPT est de hole cleaning, 33% de stuck pipe, 19% de high torque et 14% d’EMWD signal lost. Hole instability, high temperature, DDV failure et cone left in hole n’existent pas dans ce puits. Car hole cleaning nécessite l’injection des high vis chaque stand ou chaque tool joint qui préparé chaque fois par le technicien du fluide de forage.

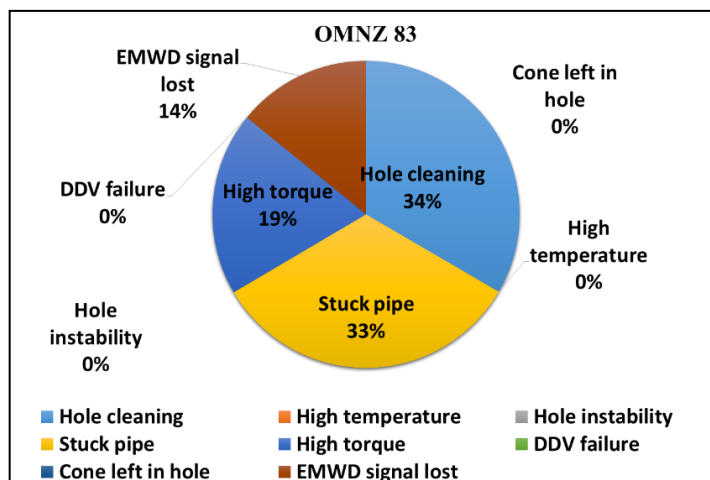


Fig. IV.27. Distribution NPT de l’OMNZ 83

Puits ONIZ 502

La figure (IV.28) montre une prédominance d’NPT de DDV failure avec un pourcentage de 42%, 37% de hole instability, 10% hole cleaning, 7% d’EMWD signal lost, 3% de stuck pipe et 1% de high torque. D’autres problèmes n’existent pas dans ce puits (high temperature et cone left in hole). Parce que la solution de la DDV consiste le frisage de cette vanne qui nécessite une durée considérable.

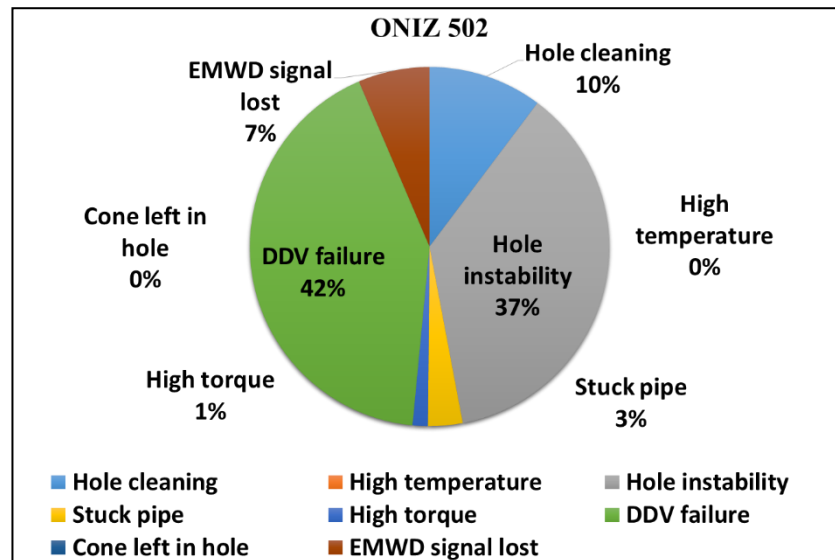


Fig. IV.28. Distribution NPT de l’ONIZ 502

B) Dans tous les puits :

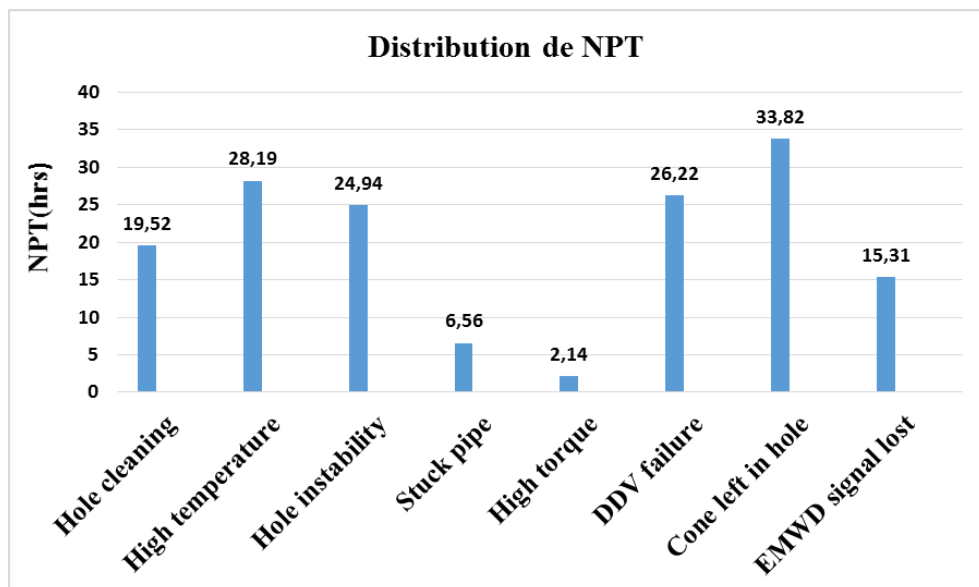


Fig. IV.29. Distribution NPT dans tous les puits

Nous observons que l'indice NPT du cone left in hole est plus important par rapport aux autres problèmes. Ainsi que high temperature, DDV failure, hole instability et hole cleaning exigent une durée considérable pour les résoudre, tandis que le NPT du reste des problèmes est inférieur au 16hrs (Fig. IV.29).

IV.5.5. Comparaison entre NPT total et NPT des problèmes

Tab. IV.4. Présentation du NPT total et NPT des problèmes

Puits	NPT des problèmes (jours)	NPT total (jours)
MDZ 563	4.64	4.74
MDZ 602	16.80	20.93
OMPZ 36	9.85	12.16

Puits MDZ 563

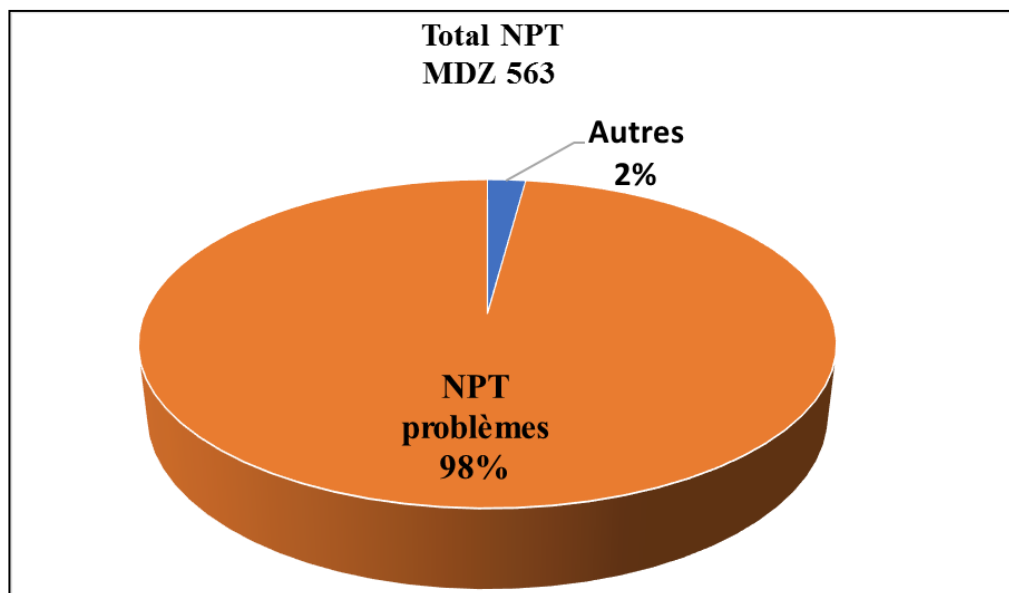


Fig. IV.30. Présentation du NPT total et NPT des problèmes

La figure (IV.30) montre une prédominance d'NPT des problèmes avec un pourcentage de 98%.

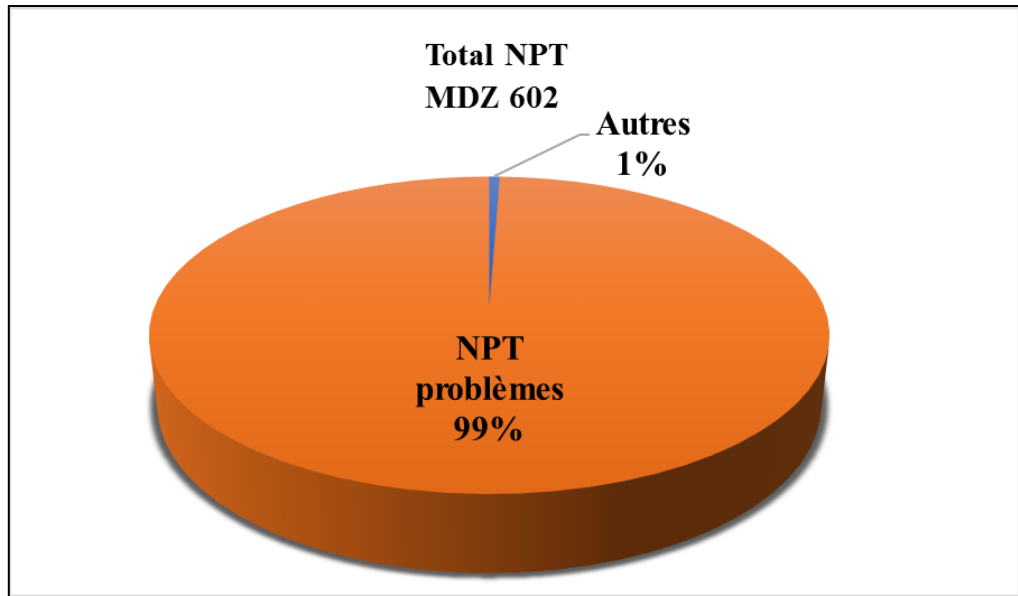
Puits MDZ 602 :

Fig. IV.31.Présentation du des problèmes NPT total et NPT

A partir de la figure (IV.31), on remarque que 99% de NPT total est de NPT des problèmes.

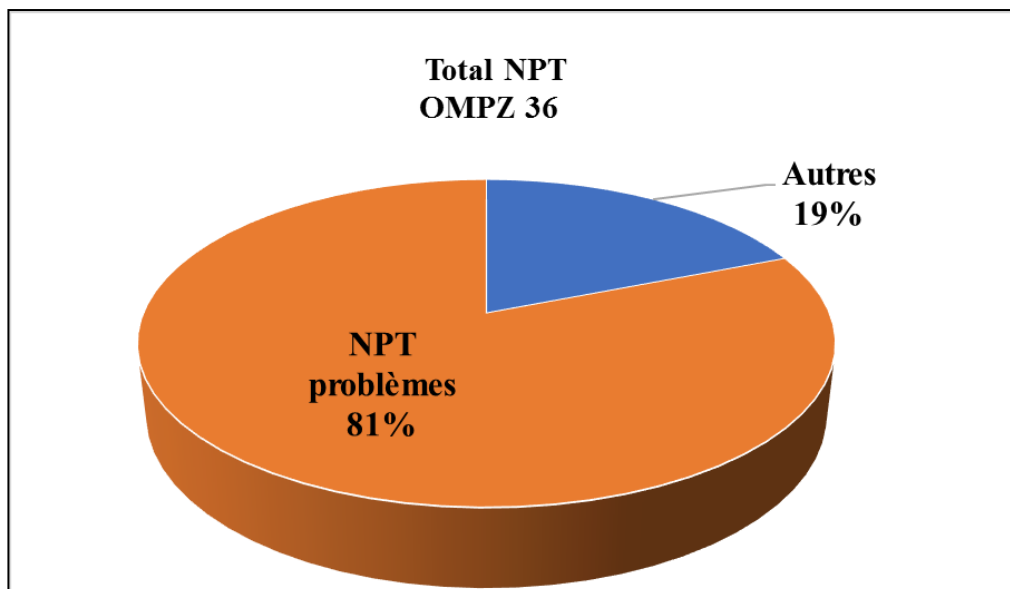
Puits OMPZ 36 :

Fig. IV.32. Présentation du NPT total et NPT des problèmes

Il ressort de cette la figure (IV.32) une prédominance d’NPT des problèmes avec un pourcentage de 81% et 19% d’autres catégories.

Conclusion et recommandation

➤ Conclusion

L'analyse de données de triez (13) puits forés horizontalement du Cambrien montre que le problème hole cleaning est le plus fréquent dans le forage underbalance ce problème dû à plusieurs causes comme : l'augmentation de ROP, la viscosité de la boue (crude/oil) est insuffisante pour la remonté des déblais (plus faible), effet du rapport gaz/oil (GOR), effet de l'angle d'inclinaison, l'augmentation de la densité des déblais, et l'augmentation de la température du fond de puits. Ce problème est plus fréquent dans la formation de réservoir cambrien R_a est obtenu lorsque cette formation se décompose facilement et produise de gros débris qui ne peuvent être transportés par le brut nitrifié en raison de la faible viscosité du ce dernier. Le problème de high torque est plus important dans la formation de réservoir cambrien R_i lorsqu'elle est dure et abrasive qui influe directement sur la durée de vie des outils de forage (cone left in hole problem) et l'augmentation de la température du fond de puits à cause des frottements excessifs. Hole instability est plus apparu dans la formation de réservoir cambrien R_{2ab} .

L'indice NPT du cone left in hole, high température, DDV failure et hole instability est plus important par rapport aux autres problèmes. Car, il nécessite des opérations de repêchage et/ou d'instrumentation qui exige un temps important. La défaillance de Downhole Deployment Valve (DDV) est influée sur les opérations de manœuvre de la garniture, la solution de ce problème consiste le frisage de cette vanne qui nécessite une durée considérable. L'augmentation de la température de fond est plus importante lorsque ce problème nécessite l'arrêt de forage et de remonter la garniture de forage jusqu'à la surface pour la lubrification et la vérification d'état du moteur de déviation, ainsi que l'outil de forage. EMWD signal lost est un problème fréquent en cours d'UBD qui agit sur la transmission des informations du fond de puits vers la surface.

➤ Recommandation

Nous recommandons pour :

1. Hole cleaning

- Limiter la ROP pour contrôler la quantité des cutting (5m/h à 8m/h).
- Reaming et back reaming permet d'avoir un temps nécessaire pour la remonter des cutting.

- Injecter des Hi-vis pour chaque longueur (27m) ou chaque tool joint (9m).
- Les vitesses annulaires pour nettoyer le trou sont de 65 m/min et 55 m/min dans les sections horizontale et verticale respectivement.

2. Cone left in hole

- Pour la formation de réservoir cambrien R_i on utilise :
- Turbine + impreg bit ou high-speed motor + impreg bit.
- Dans le cas où un torque est élevé, remonter la garniture et changer l’outil de forage.

3. Hole instability

- Limiter le draw down entre 1% et 5% dans la formation de réservoir cambrien R_{2ab} .
- Pour un draw down supérieur à 5%, il faut utiliser liner crépine pour éviter l’écroulement des parois de puits.

4. EMWD signal lost

	Diagnostic	Remède
Weak signal or no signal	Is there a shunt on front of transceiver?	Remove the shunt on front of transceiver. See if the signal improve.
	Is the test cable ok?	Test the cable, if not ok change it or repair.
	Is the telecommand working?	Watch the transceiver voltmeter needle. If not ok, change the transceiver.
	Is the lithium battery ok?	Test it once more. If not ok, change it.
	Is the tool ok?	To check it, change the tool.

5. High temperature

- Si la temperature du fond est très élevé, il faut arrêter la rotation avec circulation et POOH.

- [1].ZEGHLACHE El-Mahdi, 2006. *Reprise des puits (ré- entry) à HMD en Underbalanced Application. Les performances techniques et économiques. Etude d'un cas : puits MD 418.*mémoire d'ingénieur. Forage. Université de Mohamed Bougara.
- [2].Documentation Sonatrach. Forage dirigé et UBD, Février 2008.
- [3].HAMROUNI, Ismail, 2015. *Etude technique de l'évaluation du forage Underbalance en Algérie champ de HMD.* Mémoire pour obtenir le Diplôme de Magister. Génie pétrolier. Ouargla : Université Kasdi Merbah.
- [4].ENSPM Formation Industries – IFP Training, 2006. Le Forage Underbalanced.
- [5].Course in advanced underbalanced drilling, Blade energy version 2.0. *Fluid System.*
- [6].LEADING Edge Advantage Ltd, 2002. Introduction to Underbalanced Drilling. Disponible sur: www.lealtd.com.
- [7].BOUSHAKI, Omar, 2006. *Underbalance Drilling, Equipment appropriate problems rencontres.* Mémoire de Fin d'Etudes en vue de l'obtention du Diplôme d'Ingénieur. Forage. Boumerdès : Groupement « Institut Algérien du Pétrole, Corporate University » IAP-CU.
- [8].Documentation Weatherford. End of Wells Report.
- [9].Documentation ADA. Underbalance Drilling Program.
- [10].Course in advanced underbalanced drilling, Blade energy version 1.0. Drill String Design.
- [11].J. ECONOMIDES Michael, T. WATTERS Larryet DUNN-NORMAN Shari, 1997.Halliburton, *Petroleum Well Construction* .Duncan, Oklahoma: John Wiley and Sons, p 903.
- [12].The Expro Group, 2001.*Operating Guidelines: Weatherford/BP Colombia underbalanced drilling Capiagu &Cusiana fields Colombia.* Surface & Environmental Systems p 01-55.
- [13].Documentation Sonarco. Foam/Underbalanced Drilling in the 6” Production Hole, 3 February 2000.
- [14].Course in advanced underbalanced drilling, Blade energy version 1.0. *UBD Operations.*
- [15].P, MCLELLA et C, HAWEKS, May 2001.Borehole Stability Analysis for Underbalance Drilling. *Journal of Canadian Petroleum Technology.* Vol. 40 N°5, P. 07-99 [en ligne]. Disponiblesur: https://www.researchgate.net/publication/250092613_Borehole_Stability_Analysis_For_Underbalanced_Drilling.

- [16].B. Pašić, N. Gaurina-Međimurec, D. Matanović, 2007. Wellbore Instability: Causes and Consequences. *Pregledni rad*. Vol. N°19, P. 87 – 98 [en ligne]. Disponible sur : <https://hrcak.srce.hr/file/30197>.
- [17].The drilling engineering association DEA-101, 1998. *Underbalanced drilling and completion manual*. 2eme edition. Houston: Maurer Engineering Inc, p 637.
- [18].STEVE, Nas et ASIA, Pacific Regional Engineering Manager, January 2006.Introduction to underbalanced drilling. *Weatherford Underbalanced Systems*.
- [19].C. LYONS, William, Ph.D., P .E, 1996. *Standard handbook of petroleum natural gas engineering*. Vol.1. Houston, Texas: Gulf Publishing Company, p 1399.
- [20]. Y. B. Adeboye¹ et L. O. Oyekunle², April 2016. Experimental Study of Hole Cleaning Performance of Underbalance Drilling at Downhole Conditions. *Nigerian Journal of Technology (NIJOTECH)*. Vol. 35 N°2, P. 375 – 380 [en ligne]. Disponible sur : https://www.researchgate.net/publication/303910131_Experimental_Study_of_Hole_Cleanig_Performance_of_Underbalanced_Drilling_at_Downhole_Conditions.
- [21].Lei, Zhou, et Scandpower Petroleum Technology Inc May/June 2006.Finding ways to improve UBD hole cleaning [en ligne]. Disponible sur: http://iadc.org/dpci/dc_mayjun06/May06-ubo.pdf.
- [22].AMGHAR, Djilali et MEZIANI, Boubaker, 2006.*Détermination des vitesses minimales requises pour le nettoyage des drains horizontaux forés en UBD application au puits ONMZ 263*. Mémoire de Fin d'Etudes en vue de l'obtention du Diplôme d'Ingénieur. Exploration-Production. Boumerdès : Groupement « Institut Algérien du Pétrole, Corporate University» IAP-CU.
- [23].Documentation Sonatrach. DDR.

