

N° Série :/2022

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Forage

Présenté Par :

Taif Aymen, Derbali Hamza, Saidi Ali

-THEME-

Analyse de la stabilité des parois du drain horizontal foré en UBD au niveau du champ de Hassi Messaoud application au puits : MDZ 686

Soutenue le : / / 2022 devant la commission d'examen

Jury :

Président :		Docteur	Univ. Ouargla
Rapporteur :	Mr.KHENTOUT abdelkader		Univ. Ouargla
Examineur :			Univ. Ouargla

Année Universitaire 2021/2022

Dédicace

Je dédie ce modeste travail

Avant tous à mes chers parents qui étaient toujours devant moi.

A mes chères frères et sœurs

A ma grande famille, mes amis et toutes mes reconnaissances.

A tous mes collègues d'étude.

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mes binômes.

Remerciements

Tout d'abord, nous tenons à remercier Allah, le clément et le miséricordieux de nous avoir donné la force et la patience pour terminer ce modeste travail.

Nous voudrions exprimer nos vifs remerciements à notre encadreur Mr. KHENTOUT ABDELKADER

Nous remercions chaleureusement tous l'équipe du champ HMD pour leurs aides, leurs encouragements et leurs conseils précieux.

Nous tiendrons aussi à remercier tous les enseignants de la faculté des hydrocarbures de l'université d'Ouargla, qui ont contribué à notre formation durant tout le cursus universitaire. Nous profitons de l'occasion pour remercier tous ceux qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.

Enfin, grands merci à nos familles respectives et nos amis qui nous ont aidés.

Liste d'abréviations

API: American Petroleum Institute

UBD: Under Balanced Drilling

OBD: Over balanced Drilling

HMD: Hassi Messaoud

UTM: Universal Transverse Mercator

TVD: True Vertical Depth

MD: Measurement Depth

UCS: Unconfined Compressive Strength

Mpa : Mega Pascal

Inc : inclinaison

Pp : Pression de pores

DP: Drill pipe

DC: Drill collar

BHA: Bottom hole assembly

ID: Internal diameter

PSI: Poinde per square inch

GR: Gamma Ray

ROP: Rate of penetration

MWD: Measurement while drilling

Sommaire

Dédicace

Remerciement

Liste d'abréviation

Sommaire

Liste des tableaux

Liste des figures

Introduction générale

Chapitre 1 : Généralité sur le forage pétrolier et l'UBD

1.1.	Introduction	13
1.2.	Généralité sur le forage pétrolier	13
1.2.1.	Historique	13
1.2.2.	Définition du forage	13
1.2.3.	Appareil de forage pétrolier	14
1.2.4.	Description de l'appareil de forage	15
1.2.5.	Principe de forage rotary	16
1.2.5.1.	Installation de forage	17
1.2.5.2.	Garniture de forage	19
1.3.	Généralité sur l'UBD	22
1.3.1.	Equipment de l'UBD	22
1.3.1.1.	Equipements auxiliaires	22
1.3.1.2.	Equipements d'injection	22
1.4.	Principe de forage en Under balance :	24
1.4.1.	Fluides de forage utilisés en UBD	26
1.4.1.1.	Systems utilisant un gaz	26
1.5.	Systèmes utilisant la Mousse:	27
1.6.	Systèmes utilisant la brume (Mist) :	27
1.7.	Systèmes utilisant un liquide	28
1.7.1.	Technique d'injection	28
1.7.1.1.	Injection à travers les tiges	28

1.7.1.2. Injection par l'annulaire "Parasite casing"	29
1.7.1.3. Injection annulaire "Parasite string"	30
1.8. Under-balance en Algérie	32
1.9 Conclusion	32
Chapitre 2 : Partie géologique et propriétés de la roche	
2.1. Introduction	34
2.2. Situation du champ de HASSI Messaoud	34
2.2.1. Situation géographique :	34
2.2.2. Situation géologique :	35
2.3. Les différentes zones du champ Hassi Messaoud	36
2.4. Les propriétés des roches	37
2.4.1. Propriétés rhéologiques des corps	37
2.4.2. Propriétés chimiques	38
2.4.3. Propriétés physiques des roches	39
2.4.4. Propriétés mécaniques de la roche	40
2.5. Estimation des propriétés mécaniques des roches	44
2.5.1. Essais de laboratoire	44
2.5.2. Diagraphies	45
2.6. Conclusion	45
Chapitre 3 : Etude de cas -puits MDZ 686-	
3.1. Introduction	47
3.2. Présentation de problématique	47
3.3. Présentation de puits MDZ 686	47
3.3.1. Localisation du puits MDZ 686	47
3.3.2. Données générales du puits MDZ686	49
3.3.3. Profile de puits MDZ 686	49
3.3.4. Fiche stratigraphique de forage MDZ 686	51
3.4. Méthodologie de l'étude	53
3.5. Le déroulement de la phase de forage de notre cas « Phase 6'' de 3359 à 3935 m»	53
3.5.1. Les données du Forage de la phase 6''	55
3.5.2. Les statistiques des outils de Forage (la phase 6'') du puits MDZ 686	55

3.5.3. Paramètres de boue	56
3.6. La stratégie appliquée pour le maintien de La stabilité de la paroi de trou	56
3.6.1. Organigramme du problème d'instabilité du R2ab	58
3.7. Tentatives d'essai	59
3.7.1. Le 1 ^{ier} tentative d'essai d'écoulement à 3390 m MD / 3333,9 m TVD	59
3.7.2. Le 2 ^{ème} tentative d'essai d'écoulement à 3582 m MD / 3347,7 m TVD	60
3.7.2.1. Build Up Test (BUT)	62
3.7.3. Le 3 ^{ème} tentative d'essai d'écoulement à 3935 m MD / 3460 m TVD	63
3.8. Interprétation	67
3.9. Conclusion	68
CONCLUSION FINALE	70

Bibliographie

Résumé

Liste des tableaux

Tableau 1.1 :Avantages et les Inconvénients de l'UBD	25
Tableau 1.2: Les avantages et les inconvénients de l'injection par Drill pipe	29
Tableau 1.3: Les avantages et les inconvénients de l'injection par l'annulaire "Parasite casing"	30
Tableau 1.4 :Les avantages et les inconvénients de l'injection par l'annulaire "Parasite string"	31
Tableau 3.1: Données générales du puits MDZ 686	49
Tableau 3.2: Les données de la phase 6''	52
Tableau 3.3: Les statistiques des outils de forage (la phase 6'') du puits MDZ 686	55
Tableau 3.4: Paramètres de boue.	56

Liste des figures

Figure 1.1 :Plateforme pétrolière Onshore[3]	14
Figure 1.2:Plateforme pétrolière Ossshore[4]	15
Figure 1.3:Sonde de forage rotary.[3]	16
Figure 1.4: Instalation de forage.[6]	17
Figure 1.5:Table de rotation.[7]	18
Figure 1.6:Circulation de la boue de forage.[8]	19
Figure 1.7: Garniture de forage.[10]	20
Figure 1.8:L'outil de forage.[11]	21
Figure 1.9: Compresseurs.[13]	23
Figure 1.10: Booster.[13]	23
Figure 1.11: Pompe triplex.[13]	24
Figure 1.12: Unité nitrogène.[13].....	24
Figure 1.13: Forage en Over et en Under Balance.[14]	25
Figure 1.14: Injection par Drill pipe.[17]	29
Figure1.15: Injection par un concentrique. [17].....	30
Figure 1.16: Injection par annulaire.[17]	31
Figure 2.1: la carte géographique du champ de Hassi-Messaoud.[20].....	33
Figure 2.2: contexte géologique du champ de Hassi Messaoud.[22].....	34
Figure 2.3: Coup géologique régionale.[22].....	35
Figure 2.4: Carte de zonation du champ de HMD [SONATRACH][21].....	35
Figure 2.5: détermination de UCS.....	41
Figure 3.1: Carte de localisation du puits MDZ 686.....	47
Figure 3.2: Profile du puits MDZ 686.....	49
Figure 3.3: Fiche stratigraphiques de forage MDZ 686.....	51
Figure 3.4: Schéma de la procédure de forage R2ab.....	56
Figure 3.5: Organigramme du problème d'instabilité du R2ab.....	57
Figure 3.6: Homogenization Period Prior 1ier Flow.....	58
Figure 3.7: Homogenization Period Prior 2éme Flow Test.....	60
Figure 3.8 : Essai d'accumulation de pression.....	62

Figure 3.9: Période d'homogénéisation avant le 3e essai d'écoulement (Partie 1).....63

Figure 3.10: Période d'homogénéisation avant le 3ème essai d'écoulement (Partie 2).....65

Introduction générale

Le pétrole et le gaz jouent un rôle très important et capital dans l'industrie de plusieurs pays dont leur économie s'appuie principalement sur l'exploitation et la commercialisation de ces sources d'énergie.

L'extraction de cette source du sous-sol est considérée comme un grand investissement, nécessitant des grands travaux, complémentaires et successifs.

La finalité d'un forage est d'atteindre un objectif avec un prix de revient minimal, plusieurs équipements et techniques ont été développés selon les besoins et les difficultés rencontrées pendant le forage.

Avec toutes les améliorations qui ont été faites, on rencontre toujours des problèmes lors de la réalisation des puits pétroliers à savoir l'instabilité des parois, les éruptions et les pertes de circulation.

On rappelle brièvement ce qu'on a fait dans cette thèse, le travail est divisé en quatre chapitres :

Le premier chapitre est basé sur des généralités et de la bibliographie des forages pétroliers. On a évoqué les composants de la machine et les paramètres de forage.

Le deuxième chapitre était consacré aux le UBD. On a donc défini le Principe de forage en Under balance et les Types des fluides utilisés en UBD ainsi que les Techniques d'injections utilisées et les équipement nécessaire.

Le troisième chapitre parle de la partie géologique de la zone du champ de Hassi Messaoud et les propriétés mécaniques de la roche.

Le quatrième chapitre contient la stabilité des parois de puits MDZ 686 au droit de réservoir lors d'un forage en UBD dont le but de déterminer l'orientation la plus stable et l'intervalle de densité de la boue assurant une stabilité optimale, **selon un organigramme comprenant l'analyse des problèmes liés à la rupture de puits**, et aussi le suivi des cas des cavages ,et aussi le suivi des cas des cavages ,coincement et les propriétés de la boue , et finalement l'organigramme détermine le profil de stabilité qui donne la densité de boue critique ainsi que la trajectoire optimale de forage.

Chapitre 1 : Généralité sur le forage pétrolier

1.1. Introduction

Le forage pétrolier est une opération visant à atteindre un réservoir poreux et perméable, qui contient des hydrocarbures liquides ou gazeux, donc, pour atteindre ce dernier.

Dans ce chapitre, nous nous consacrerons à une vue d'ensemble de l'appareil de forage pétrolier, une autre partie de ce chapitre consiste à étudier de l'Under balance.

1.2. Généralité sur le forage pétrolier

1.2.1. Historique

Le forage est une opération importante qui assure une connexion entre le sol et le gisement au accumulent les hydrocarbures par percer ou creuser un trou de forme presque cylindrique à partir de la surface de la terre jusqu'à la cible souhaitée avec un moindre cout tout en respectant l'aspect sécuritaire. En août 1859, à Titusville en U.S.A. le colonel DRAKE a foré son premier puits de pétrole à 69.5 pieds (21 mètres) de profondeur, le forage le plus profond par battage atteignait 2250 m en 1918 Lorsque les sociétés pétrolières ont été confrontées à des terrains plus difficiles, elles ont fait recours au procédé de forage rotary. Les premiers essais de cette technique ont été faits sur le champ de Corsicana (Texas), au début du XXème siècle. En 1901 J.F. LUCAS, a utilisé un appareil de forage rotary le premier puits dans le champ de Spindletop près de Beaumont (Texas).[1]

1.2.2. Définition du forage

Le forage est une étape cruciale dans l'extraction et la production du pétrole.

Le mot forage vient de « forare » en latin qui signifie creuser un trou, une cavité dans une matière dure. Ainsi, le forage est l'action de forer.

Le forage pétrolier est l'ensemble des opérations permettant d'atteindre les roches poreuses et perméables du sous-sol, susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux. L'implantation d'un forage pétrolier est décidée suite à des études géologiques et géophysiques effectuées sur un bassin sédimentaire. Ces études permettent de se faire une thèse de la constitution du sous-sol et des possibilités de gisements, mais elles ne peuvent préciser ou non la présence d'hydrocarbures. Seuls les forages pourront confirmer les hypothèses faites et mettre en évidence la nature des fluides contenus dans les roches.[2]

Donc, les objectifs des forages pétroliers sont toujours les mêmes à savoir :

- Atteindre la profondeur souhaitée par les géologues.
- Avoir la possibilité de tester ou de mettre en production le (ou les) réservoir (s).

1.2.3. Appareil de forage pétrolier

Le rôle d'un appareil de forage est de réaliser dans les meilleures conditions techniques, économiques et sécuritaires une connexion entre un réservoir des hydrocarbures et la surface.

Pour extraire le pétrole que ça soit sur terre (exploration onshore), ou en mer (exploration offshore) un processus de forage est nécessaire.

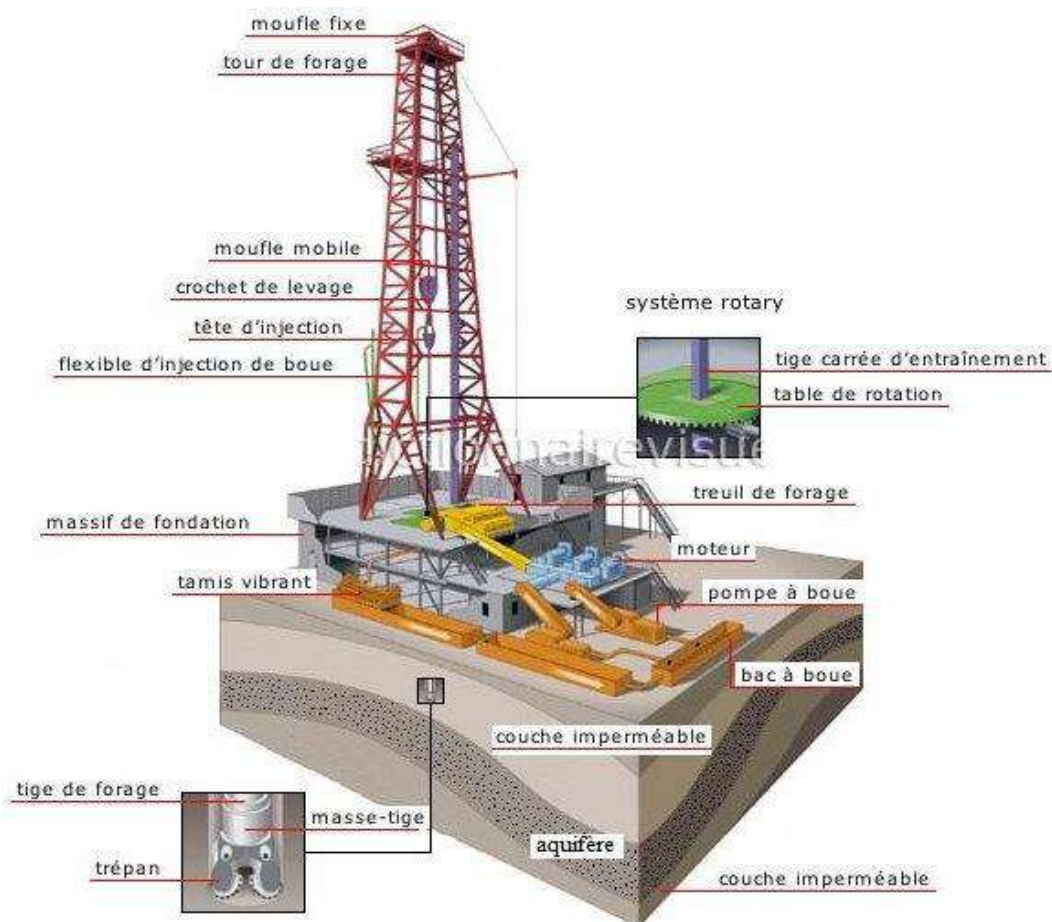


Figure 0.1 :Plateforme pétrolière Onshore[3]

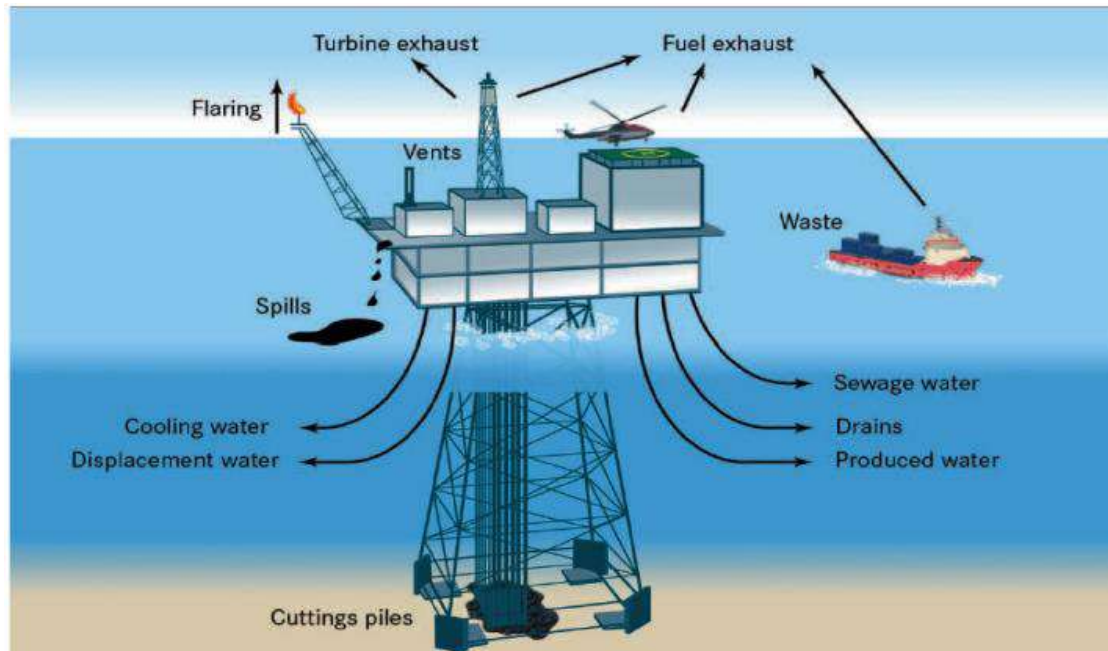


Figure 0.2:Plateforme pétrolière Ossshore[4]

1.2.4. Description de l'appareil de forage

Un appareil de forage est constitué d'un ensemble d'équipements, permettant les fonctions de levage, rotation et pompage afin de réaliser un sondage, ainsi que des équipements de sécurité, notamment ceux de mise en sécurité du puits en cas de venue.[2]

La classification d'un appareil de forage se fait en premier lieu par une capacité ou bien une profondeur de forage maximale :

- Appareil léger : pour des profondeurs inférieure à 1200 m.
- Appareil moyen : pour des profondeurs comprises entre 1200-2500 m.
- Appareil lourd : pour des profondeurs comprises entre 2500-4000 m.
- Appareil ultra- lourd : pour des profondeur supérieur à 4000 m.

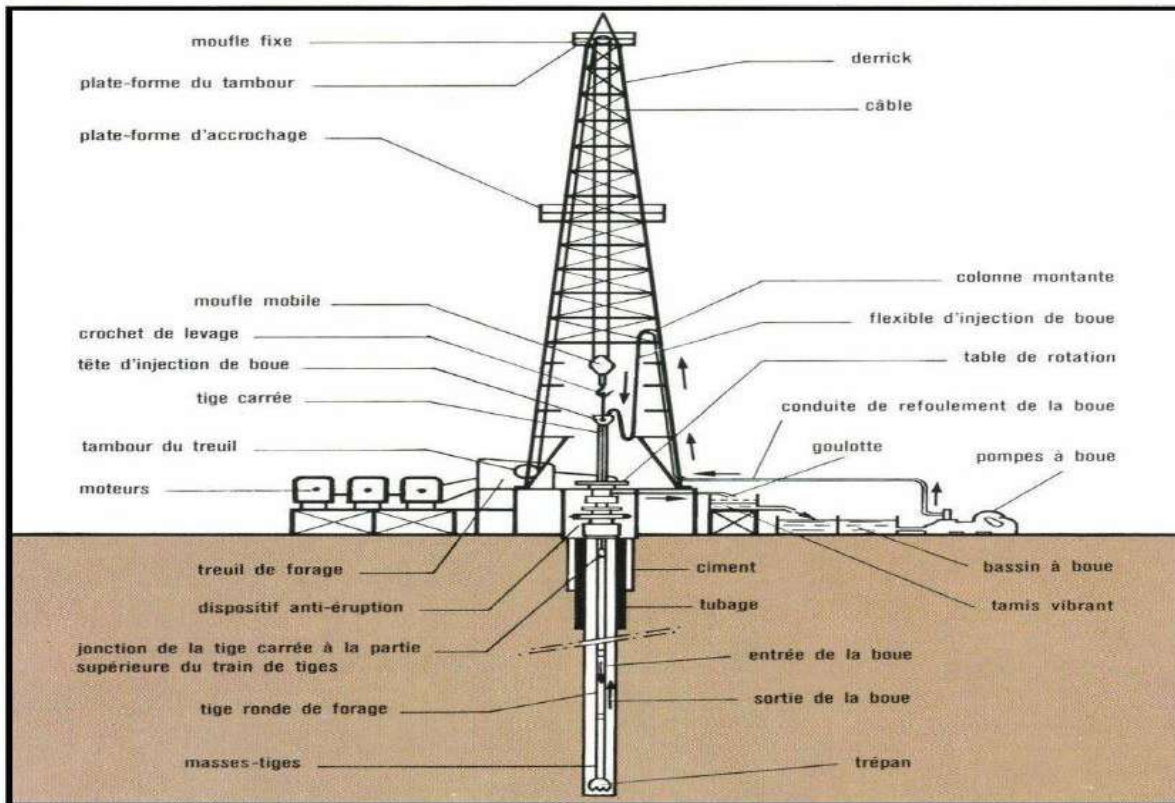


Figure 0.3:Sonde de forage rotary.[3]

1.2.5. Principe de forage rotary

La technique du forage rotary consiste à utiliser un outil, permettant de détruire la roche sous l'effet du poids et de la rotation. Le poids est assuré par un ensemble de tiges lourdes et creuses, assemblées en un train, qui achemine sous pression les boues de forage. Celles-ci refroidissent l'outil et assurent le déblaiement du trou. Autour des parois du forage, des tubes sont descendus et du ciment est injecté afin de garantir la tenue des parois du puits, ainsi qu'une protection contre la corrosion mais aussi la protection des nappes d'eau souterraines et leur isolation thermique.[2]

L'avantage de cette technique est de pouvoir injecter en continu un fluide au niveau de l'outil destructif de la formation pour emporter les débris hors du trou grâce au courant ascensionnel de ce fluide vers la surface.[5]

Le processus de forage rotary est composé de deux parties :

- L'installation de Forage.
- La garniture de Forage.

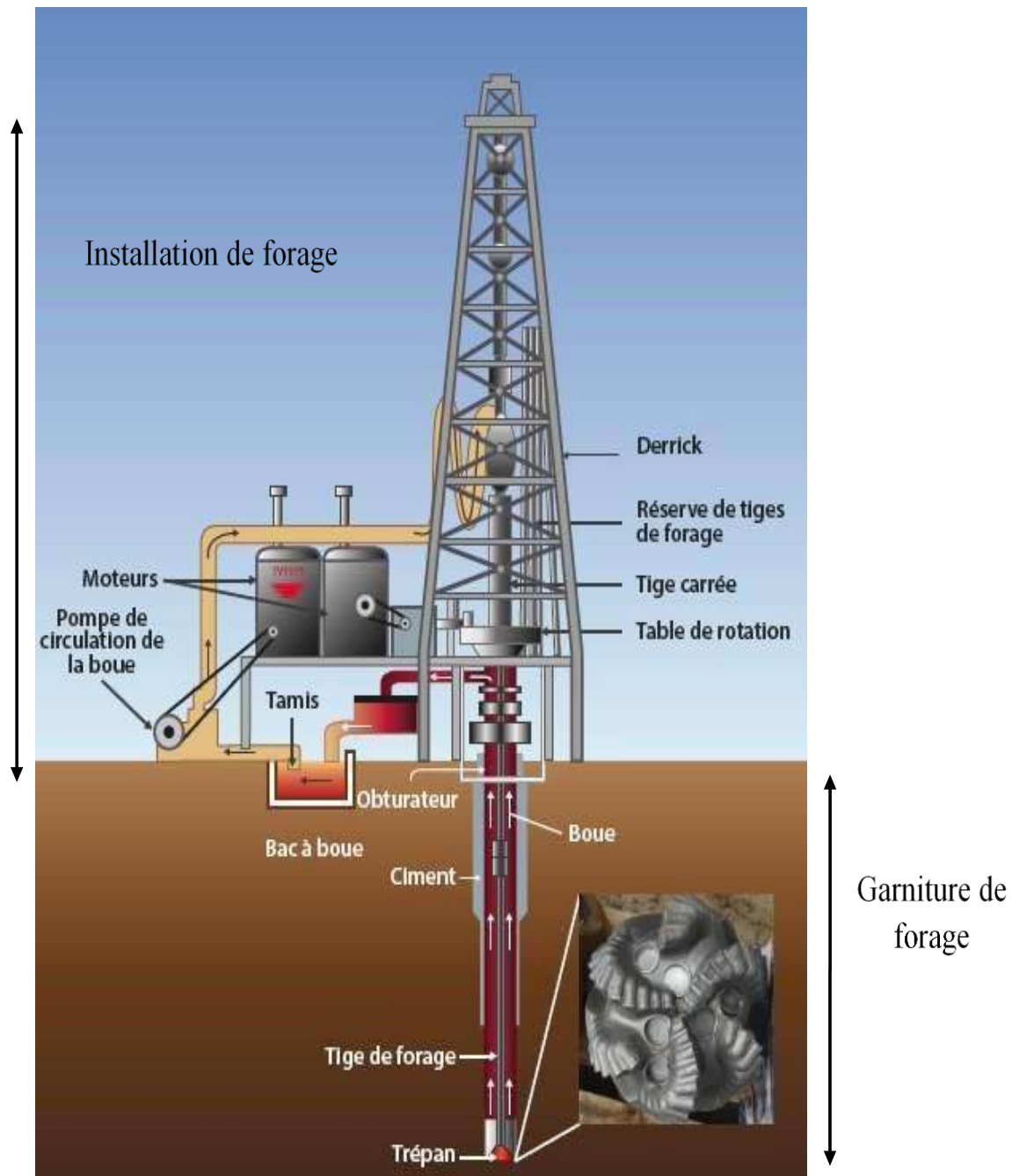


Figure 1.4: Instalation de forage.[6]

1.2.5.1. Installation de forage

C'est la partie visible, située sur la surface du sol, elle atteint jusqu'à 80 m de hauteur et comporte plusieurs systèmes qui assurent diverses fonctions :

- **Système de suspension**

La tâche dédiée au système de suspension réside dans les déplacements du processus de forage (montée, descente) et dans le contrôle du poids appliqué sur l'outil. Il dispose d'un derrick, pouvant présenter une hauteur de plus de 80m, un crochet et un treuil motorisé. Le derrick représente le point culminant de la plateforme. C'est une tour métallique qui soutient une tige au bout de laquelle se situe le trépan. La tige est rallongée au fur et à mesure que le trépan opère.[6]

- **Système d'alimentation**

Les moteurs électriques ou hydrauliques sont les sources d'alimentation les plus fréquentes dans l'industrie pétrolière.

L'énergie produite est transmise sous forme électrique ou mécanique vers les différents constituants de l'installation : pompe de rotation, treuil, et la table de rotation.[6]

- **Système de rotation**

Pour faire tourner l'outil, on visse au sommet des tiges, de forme cylindrique, une autre de section carrée ou hexagonale, appelée tige d'entraînement, et on l'introduit dans un moyeu appelé table de rotation.

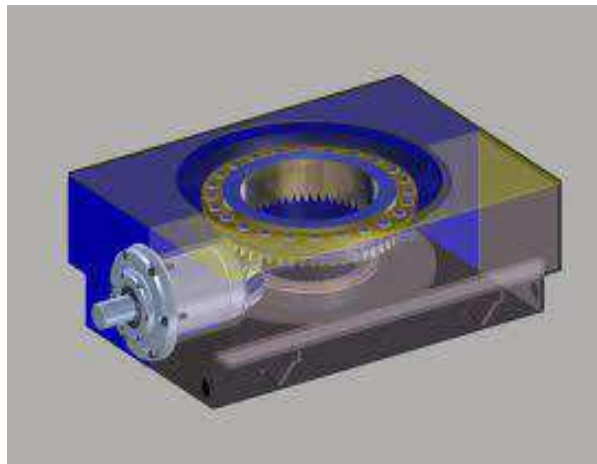


Figure 0.5:Table de rotation.[7]

Cette table est placée sur un carré d'entraînement, qui comporte des rouleaux épousant la forme de la tige d'entraînement.

Ce carré est entraîné par la table de rotation. Il permet de transmettre le mouvement de rotation de la table à la tige d'entraînement, ainsi que sa translation sans risquer de frotter sur les côtés et s'user.

Cette table sert aussi de calage de la garniture de forage lors de sa manœuvre dans le puits

- Système hydraulique

Cette fonction est assurée par une pompe de circulation. La boue est fabriquée dans des bassins de grande capacité. Elle est ensuite aspirée par des pompes et refoulée dans des tiges creuses. Elle descend le long de la garniture de forage, sort par les orifices de l'outil, remonte dans l'espace annulaire entre la garniture de forage et le puits jusqu'en surface.

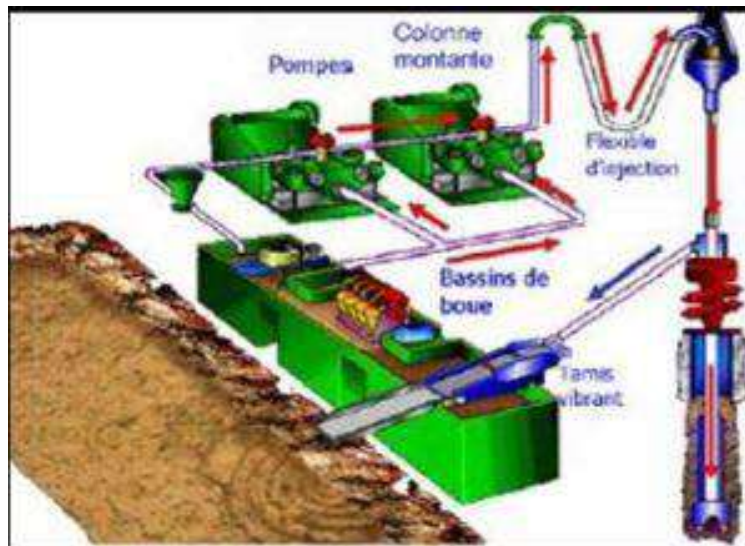


Figure 0.6: Circulation de la boue de forage.[8]

Là, elle est recueillie dans un tube vertical, puis acheminé par un autre horizontal vers des tamis vibrants pour être débarrassée des déblais (cutters), avant d'être réinjectée dans le puits.[9]

1.1.5.2. Garniture de forage

C'est la partie qui opère dans le puits, elle établit une liaison entre la table de rotation (en surface) et l'outil de forage (trépan). Elle est aussi appelée « arbre de forage » dont les principaux rôles sont :[6]

- Transmettre l'énergie nécessaire à la désagrégation de la roche.
- Guider et contrôler la trajectoire du puits.

- Transmettre la force de poussée.
- Assurer la circulation du fluide.

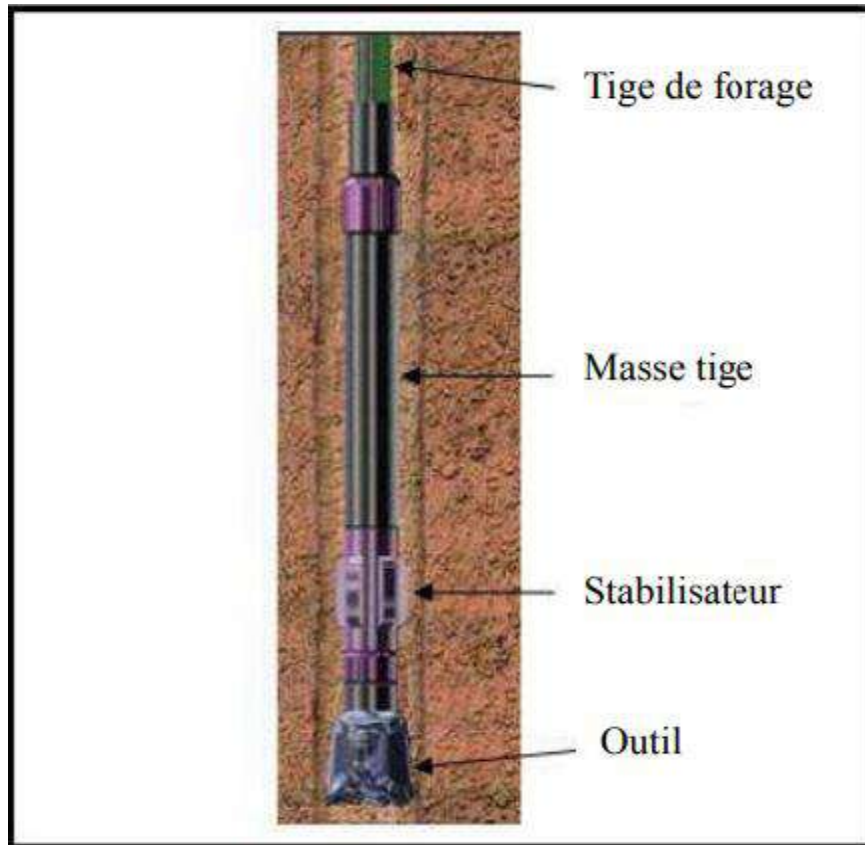


Figure 0.7: Garniture de forage.[10]

De manière générale, une garniture se compose, de bas en haut, des éléments suivants :

- L'outil de forage** : Extrémité basse de la garniture, l'outil est entraîné en rotation et permet la progression de la garniture par son action directe sur le front de taille. On distingue deux types d'outils, à molettes (tricônes) et monoblocs (diamant, PDC).[2]

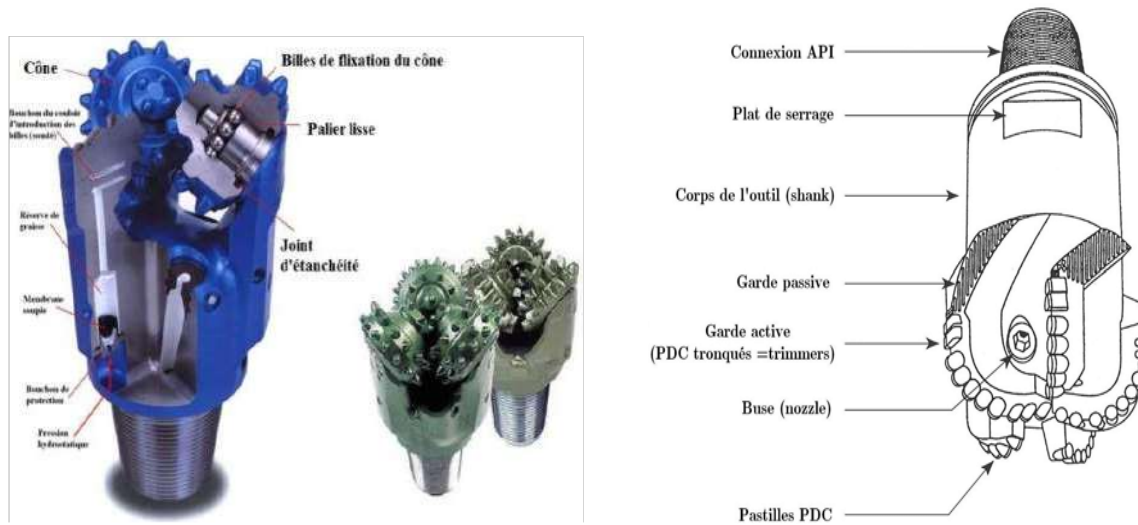


Figure 1.8:L'outil de forage.[11]

b. Stabilisateurs : Ils ont un diamètre presque égal à celui de l'outil. Intercalés entre les masse-tiges, ils les maintiennent droites dans le puits et évitent leur flexion et la déviation du puits.[2]

c. Les masses-tiges (DrillCollars , DC) : il s'agit d'une série de tubes massifs en acier dont le rôle est d'assurer une poussée suffisante sur l'outil. Par conséquent, pendant la phase de forage, le train de masses-tiges est en partie, voire en totalité, en état de compression.[2]

d. Les trains de tiges (Drill Pipes, DP) c'est la partie la plus longue de la garniture ; elle est constituée d'une série importante de tubes minces d'acier qui s'étendent jusqu'à la surface et dont le rôle est de transmettre le couple vers l'outil et de soutenir plus ou moins le train de masses tiges. Chaque tige est munie à ses extrémités de renflements appelés tool-joint (TJ) servant pour le vissage des tiges entre elles et comme points d'appui du train de tiges sur la paroi de puits. En conditions normales, on s'arrange pour que le train de tiges soit en traction afin d'éviter son flambement car celui-ci favorise l'apparition de forces de contacts très élevées entre tiges et parfois de puits. Ce train de tiges comporte parfois (cas du forage dirigé ou du forage horizontal)une série supplémentaire de tiges lourdes (Heavy weight Drill Pipe, HWDP) plus épaisses placées souvent juste après les masses tiges. Ces tiges lourdes ont pour but de réduire les risques de flambement des tiges.[2]

1.3. Généralité sur l'UBD

Le forage conventionnel est la méthode de forage la plus sûre, mais elle présente des inconvénients, la pression hydrostatique exercée par le fluide de forage étant supérieure à la pression interstitielle, le filtrat envahit les pores de la roche réservoir et détruit la perméabilité. Le forage en Underbalance (UBD) constitue donc une solution à ce problème.

1.3.1. Equipement de l'UBD

Le forage en UBD nécessite l'installation d'équipements supplémentaires par rapport au forage En option, l'appareil peut être subdivisé :

1.3.1.1. Equipements auxiliaires

- **Générateur de courant**

C'est un groupe électrogène utilisé pour alimenter les équipements de l'underbalance, les cabines de contrôle ainsi que l'éclairage. Ce générateur a une puissance de 350 KW et fournit 480 Volts 60 Hz.

- **La cabine de control**

La cabine de control joue un rôle très important lors du forage en UBD, elle permet l'enregistrement des différents paramètres d'injection de gaz et de brute ainsi que le volume de brute récupéré au cours du forage.[12]

1.3.1.2. Equipements d'injection

- **Compresseurs**

Pour comprimer l'air de la pression atmosphérique à une pression de 300 psi avec une vitesse de rotation de 2100 tr/min et un débit max : 50m³/min



Figure 0.9: Compresseurs.[13]

- **Refroidisseur**

Le refroidisseur d'air enlève l'humidité permettant d'obtenir un air. Le refroidisseur a les caractéristiques suivantes :

Une pression de 200 psi avec pression de sortie 175 psi et Débit de sortie : 85 m³/min
Et Température d'entrée : 42° et Température de sortie : 32°c

- **Booster**

Dans cet amplificateur de pression l'azote pénètre à une pression de 300 psi et ressort du booster à une pression variant de 1500 à 2500 psi.



Figure 0.10: Booster.[13]

- **Pompe triplex**

Cette pompe refoule l'azote vers le puits à travers les conduites de refoulement



Figure 0.11: Pompe triplex.[13]

- **Unité nitrogène (NPU)**

Cette unité, le générateur d'azote, comprend des fibres qui laissent passer les molécules d'azote et éliminent les molécules d'oxygène (un taux de 3 % d'O₂ est toléré).

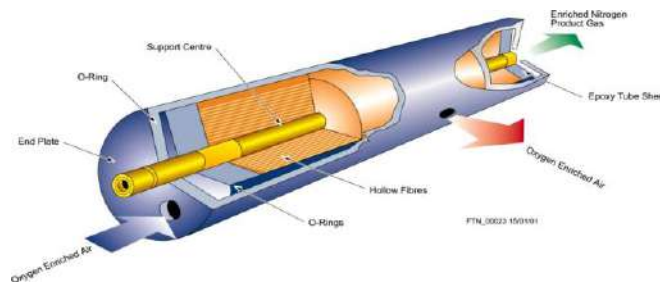


Figure 0.12: Unité nitrogène.[13]

1.4. Principe de forage en Under balance :

Le principe du forage en Under balance consiste à maintenir la pression de fond inférieure à celle du réservoir selon une Δp (draw down) désirée et ce durant toute l'opération de forage et en cours des manœuvres. On définit le draw down est la différence entre la pression du gisement et la pression au fond du puits, exprimé en pourcentage par rapport à la pression de gisement. [2]

$$(P_g - P_f) * 100/P_g \dots \dots \dots (2.1)$$

On doit pouvoir établir la pression de fond

$$(P_f = P_h + \Delta P_a) \dots \dots \dots (2.2)$$

En conditions de production ou sans production

Dans le cas de la production on doit connaître le débit de la couche productrice

Tel que :

Pf : la pression de fond.

Ph : la pression hydrostatique.

ΔPa : les pertes de charges annulaires

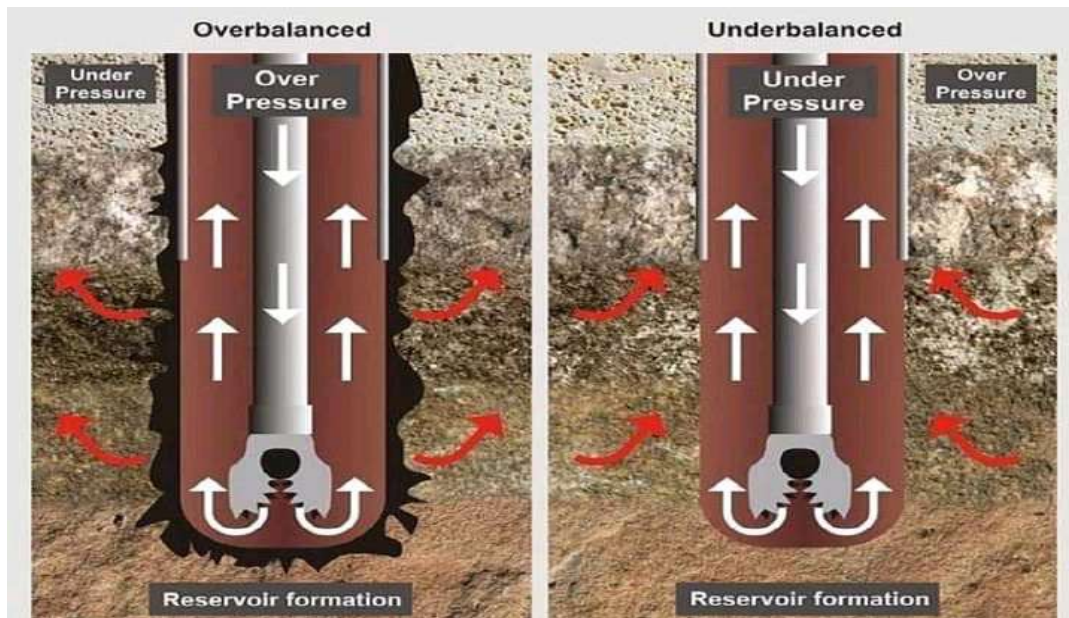


Figure 0.13: Forage en Over et en Under Balance.[14]

Tableau 0.1 :Avantages et les Inconvénients de l'UBD

Les avantages	Les inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> - Réduction des pertes de circulation durant le Forage. - Eliminer les coincements de la garniture de forage par pression différentielle. - Augmentation de la vitesse de pénétration. - Prolongation de la durée de vie de l'outil. - Evaluation du potentiel du réservoir durant le forage. 	<ul style="list-style-type: none"> - L'instabilité des parois du puits. - Coût d'équipement de forage. - Limitation des outils MWD. - Augmentation du poids de la garniture (poussée d'Archimède). - Venue d'eau de formation.

- Réduction de l'endommagement du réservoir par l'invasion de la boue de forage.	
--	--

1.4.1. Fluides de forage utilisés en UBD

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.

Différents systèmes de fluides sont employés en UBD tel que :

Systems utilisant un gaz, Systèmes utilisant la Mousse, Systèmes utilisant la brume (Mist), Systèmes utilisant un liquide.

1.4.1.1. Systems utilisant un gaz

Cette section fait référence à la phase de gaz comprimé sous forme d'air puisqu'elle est la plus gaz économique et largement utilisé dans le forage à pression réduite. Toutefois, d'autres gaz peuvent être substitués dans chacun des systèmes gaz, azote ou gaz d'échappement utilisés sont discutés séparément

A. Caractéristiques du forage gazeux :

- Taux de pénétration rapides
- Bons travaux de ciment
- Meilleure production
- Nécessite un apport d'eau minimale
- Des coups peuvent se produire
- Des anneaux de boue peuvent se produire en présence de pénétration de fluide
- S'appuie sur la vitesse annulaire pour retirer les déblais du puits

B. Problèmes de forage gazeux :

- Risques très importants d'incendie de fond ;
- Les problèmes potentiels de stabilité du puits ;
- L'impossibilité d'employer les outils conventionnels de MWD,
- Le besoin de moteurs spéciaux.

- L'inconvénient majeur du système de forage au gaz sec est son inefficacité au niveau des formations contenant même de faibles quantités d'eau. [15]

1.5. Systèmes utilisant la Mousse:

La mousse est comme la crème à raser, pas comme le savon. Mousse très sèche persistera pour beaucoup d'heures comme celui dans cette fosse de réserve. La mousse est sèche parce que toute l'eau est lié vers le haut. Dans la mousse humide plus d'eau est fuir comme dans les mousses de savon si plus de liquide et un surfactant sont ajoutés au fluide, de la mousse stable est générée La mousse stable utilisée pour le forage à une texture semblable à celle de la mousse à raser. C'est un particulièrement bon fluide de forage avec une capacité de transport élevée et une faible densité. Un des problèmes rencontrés avec les systèmes de mousse classiques est que stable mousse est comme il sonne.

La mousse reste stable même quand il retourne à la surface et cela peut causer des problèmes sur une plate-forme si la mousse ne peut pas être décomposée rapidement assez. Dans les anciens systèmes de mousse, la quantité d'antimousse a dû être testée soigneusement afin que la mousse soit décomposée avant que tout fluide ne quitte les séparateurs.

Dans systèmes de forage en circuit fermé mousse stable pourrait causer des problèmes particuliers avec report. Les systèmes de mousse stables récemment développés sont plus simples à briser et le liquide peut également être re-moussé de sorte que moins d'agent moussant est nécessaire et un système de circulation fermée peut être utilisé. Ces systèmes, en une méthode chimique, de casser et de fabriquer la mousse ou l'utilisation d'une augmentation et diminution du pH, pour faire et casser la mousse.[15]

1.6. Systèmes utilisant la brume (Mist) :

Le forage à la brume est une modification du forage à l'air sec qui est utilisée lorsque l'eau zones de production sont rencontrés. Comme le forage à l'air sec, ce système repose sur la vitesse annulaire de l'air pour le transport de déblais hors du trou. Dans le forage de brume, une petite quantité d'eau contenant un agent moussant est injectée dans le flux gazeux à la surface.

Ceci produit un système continu d'air, avec le brouillard d'eau étant porté dans le dans l'air. Les concentrations d'agents moussants dans l'eau varient généralement de 0,10 % à 0.25 % en volume dans l'eau. L'agent moussant réduit la tension interfaciale de l'eau et des déblais de forage dans le

trou et permet la petite eau / forage de coupe gouttelettes à disperser comme une fine brume dans le flux d'air de retour. Cela permet au déblai et de l'eau à enlever du trou sans formation de boue. Des anneaux et des morsures.

Le système de forage par brouillard d'air offre une pénétration et une séquence comparables par bit taux de forage de gaz sec, avec l'avantage supplémentaire de pouvoir manipuler humide formation. Les coûts de forage de brouillard d'air sont légèrement plus élevés que ceux rencontrés avec forage à gaz sec, car l'agent moussant et l'inhibiteur de corrosion sont nécessaires. Quand devriez-vous utiliser le forage à la brume.

Le forage par brouillard est normalement utilisé lorsque les formations commencent à produire de petites quantités d'eau (10 à 100 b/h) durant le forage air/gaz opérations.

Le forage par brouillard ne doit être utilisé que dans des applications spéciales, car le nettoyage des trous est encore plus difficile avec le système de forage de brouillard par rapport à l'air forage.[16]

1.7. Systèmes utilisant un liquide

La première approche est normalement d'employer un système liquide avec une densité assez basse pour fournir la condition d'Under balance. Si l'eau peut être employé alors c'est la première étape à prendre. Si l'eau est trop lourde, de l'huile peut être considérée. Si on produit du Brut, alors on peut l'utiliser comme un fluide de forage s'il assure la condition de l'UBD.[2].

1.7.1. Technique d'injection

Si En UBD il existe trois techniques d'injection du fluide

1.7.1.1. Injection à travers les tiges

C'est une méthode de mélanger le gaz et le liquide à la surface, et injecter le mélange directement au fond du trou à travers la garniture de forage

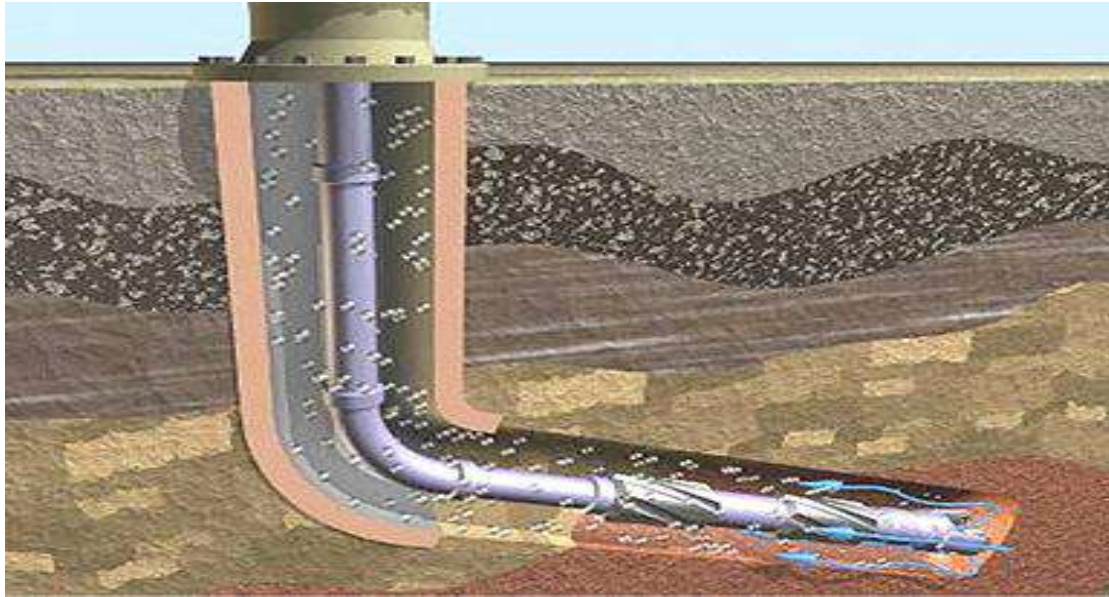


Figure 0.14: Injection par Drill pipe.[17]

Tableau 0.2: Les avantages et les inconvénients de l'injection par Drill pipe

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> - Pas d'équipements spéciaux exigés dans le puits. L'usage des valves anti retour (NRV) est exigé pour prévenir écoulement de dos à l'intérieure des tiges. - Les débits de gaz utilisés sont normalement inférieurs à ceux utilisés dans les autres méthodes. - Un meilleure draw down peut être atteint avec cette méthode. 	<ul style="list-style-type: none"> - Le besoin d'arrêter l'injection du gaz et de purger toute pression piégée restante dans la tige à chaque connections. Ce qui provoque 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.

1.7.1.2. Injection par l'annulaire "Parasite casing"

Pour ce procédé on utilise un tubage concentrique descendu à l'intérieur du dernier tubage jusqu'au top ciment, l'espace annulaire créé est utilisé pour l'injection de l'azote et l'huile à l'intérieur des tiges

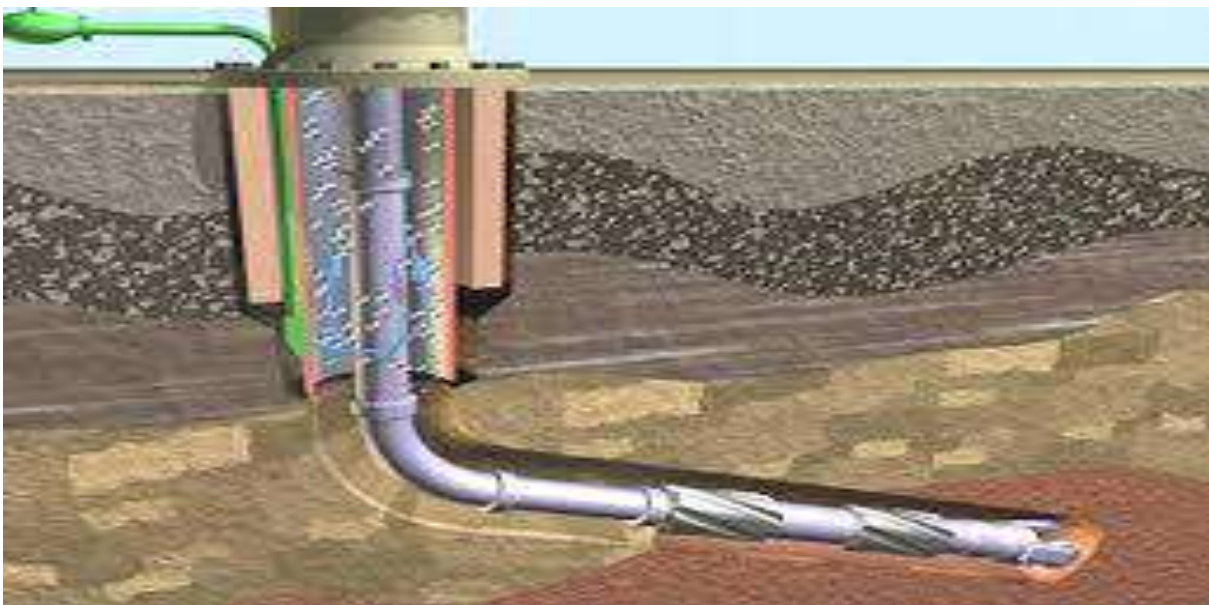


Figure1.15: Injection par un concentrique. [17]

Tableau 0.3: Les avantages et les inconvénients de l'injection par l'annulaire "Parasite casing"

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> - Complexité de la mise en place de parasite string - Spécial connections en surface son requises - Utilisé seulement dans des puits verticaux 	<ul style="list-style-type: none"> - La continuité dans l'injection d'azote même pendant les connections. - Meilleure qualité du signale du MWD, puisqu'une seule phase est pompée a l'intérieur de la tige

1.7.1.3. Injection annulaire "Parasite string"

L'injection se fait à travers un tubing descendu avec le tubage l'azote est injecté dans le tubing et L'huile brute dans les tiges.

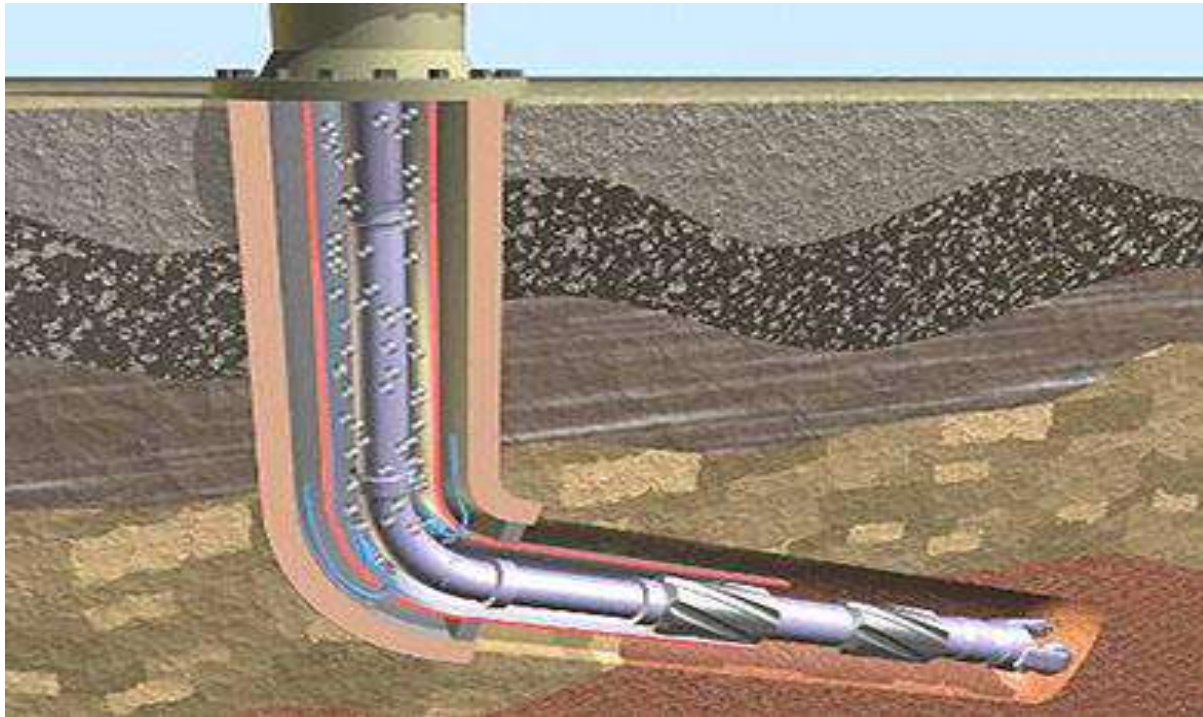


Figure 1.16: Injection par annulaire.[17]

Tableau 0.4 :Les avantages et les inconvénients de l'injection par l'annulaire "Parasite string"

Avantages	Inconvénients
<ul style="list-style-type: none"> - Restrictions dans la géométrie des tubages. - Spécial tubing Head est requise. - Augmentation du coût de l'opération UBD. - Augmentation de temps de mobilisation de l'appareil. 	<ul style="list-style-type: none"> - La continuité dans l'injection d'azote même pendant les connecte. - Meilleure qualité du signale du MWD, vue qu'une seule phase est pompé a l'intérieure des tiges - Réduction du slugging(bouchon de FDF lourd pour empêcher la projection lors du dévissage) en surface.[15]

Le choix de débit d'injection du brut et d'azote est base sur les quatre critères suivants :

-Rester dans les conditions d'underbalance de telle sorte que la pression de fond reste inférieure à la pression de gisement.

-Assurer un bon nettoyage du trou, ce critère est étroitement lié au temps de circulation nécessaire pour évacuer les déblais.

-Le draw down utilisé doit maintenir la stabilité des parois. Autrement dit, il existe un qu'il ne faut pas le dépasser.

1.8. Under-balance en Algérie

Le forage Over balanced (OBD) génère de sérieux problèmes du réservoir de Rhourd el Baguel posait de sérieux problèmes de pertes dans le réservoir. A partir de 1997 Sonarco a entamé sa campagne de reprise des puits en UBD à Rhourd el Baguel avec le Rig ENAFOR 27 et la compagnie Oil Tools .

Le même problème survenu dans le champ de Hassi Messaoud où le forage Overbalanced (OBD) génère de sérieux problèmes, pertes de circulation, faible vitesse de pénétration (ROP), utilisation de plusieurs outils de forage et des durées de réalisation des puits élevées.

Le coût de revient des puits très élevés et les résultats qui n'étaient pas au niveau escompté. Les forages Horizontaux ont permis à la Sonatrach d'envisager l'utilisation de l'UBD dans le champ de Hassi Messaoud afin d'évaluer les résultats.

En effet deux projets UBD ont été lancés en 2001 pour la réalisation du puits OMOZ 243 et OMJZ 502 par Enafor 28 .

Les résultats obtenus lors du forage de ces deux puits étaient remarquables avec des vitesses de pénétration 04 fois plus importantes que le forage en Over balance, un gain très appréciable en coût de revient des puits a été réalisé.[18]

1.9. Conclusion

De nombreux facteurs affectent la vitesse d'approfondissement du forage tels que la nature de la roche, sa fordailité, sa tendance à dévier, son abrasivité, le type d'outil utilisé pour détruire ces roches, le poids et la vitesse de rotation de l'outil et les caractéristiques du fluide de forage utilisé pour nettoyer le front de taille.

L'ensemble de ces facteurs définir les paramètres du forage. La connaissance et l'utilisation des paramètres de forage optimaux seront donc déterminantes d'un forage performant au niveau du temps, et du cout opérationnel

Chapitre 2 : Partie géologique et propriétés de la roche

2.1. Introduction

Le champ de Hassi Messaoud est un vaste anticlinal, situé dans la partie centrale du Sahara algérienne. Il a été découvert en 1956 et mis en exploitation en 1958. Le réservoir se situe dans le Cambro-Ordovicien entre 3300 et 3500 m de profondeur.

Les propriétés de la roche sont essentielles dans le forage pétrolier pour mieux connaître le gisement et les parois.

2.2. Situation du champ de HASSI Messaoud

2.2.1. Situation géographique :

Le champ de HASSI MESSAOUD est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province triasique, et se situe à environ 850 km au Sud -est d'Alger, à 280 Km au Sud -est du gisement de gaz à condensat de Hassi R'Mel et à 350 Km à l'ouest de la frontière tunisienne.[19]

X	790.000 - 840.000 Est
Y	110.000 - 150.000 Nord

X : l'axe X dans le plan.

Y : l'axe Y dans le paln.

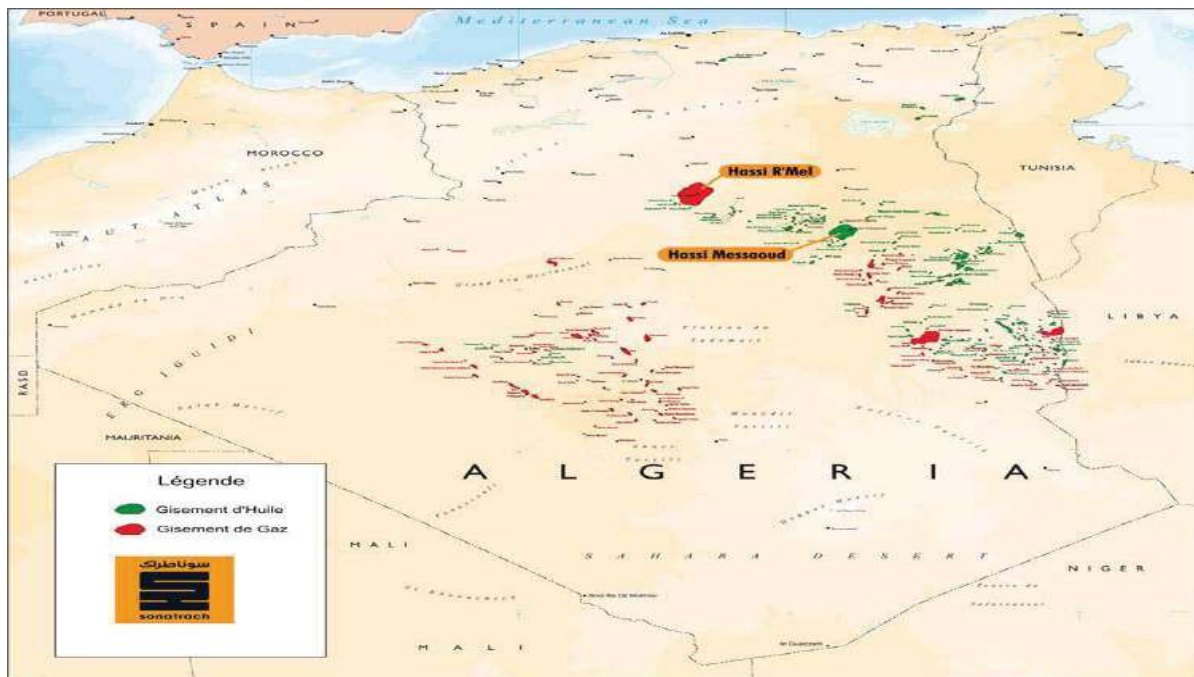


Figure 0.1: la carte géographique du champ de Hassi- Messaoud.[20]

2.2.2. Situation géologique :

Par rapport aux gisements, le champ de Hassi Messaoud est limité :

Au Nord –Ouest par les gisements de Ouargla (Guellela, Ben Kahla et Haoud Berkaoui)

Au Sud -Ouest par les gisements d’El Gassi, Zotti et El Agreb.

Au Sud –Est par le gisement de Rhoude El Baguel et Mesdar.

La mole de Hassi Messaoud est le résultat d’une histoire paléo tectonique assez compliquée, c’est le prolongement de la dorsale d’Amguid EL Boid de plus de 800 Km de long. Sa structure fait partie d’un ensemble de structures formant la province triasique Nord oriental.[19]

Géologiquement, le champ de Hassi Messaoud est limité :

- A l’ouest par la dépression d’Oued Mya.
- Au Sud par le mole d’amguid El Boid.
- Au nord par la structure Djammaa –Tougourt.
- A l’est par les hautes – fonds de Dahra, Rhoud El Baguel et la dépression de Ghadamès.

[21]

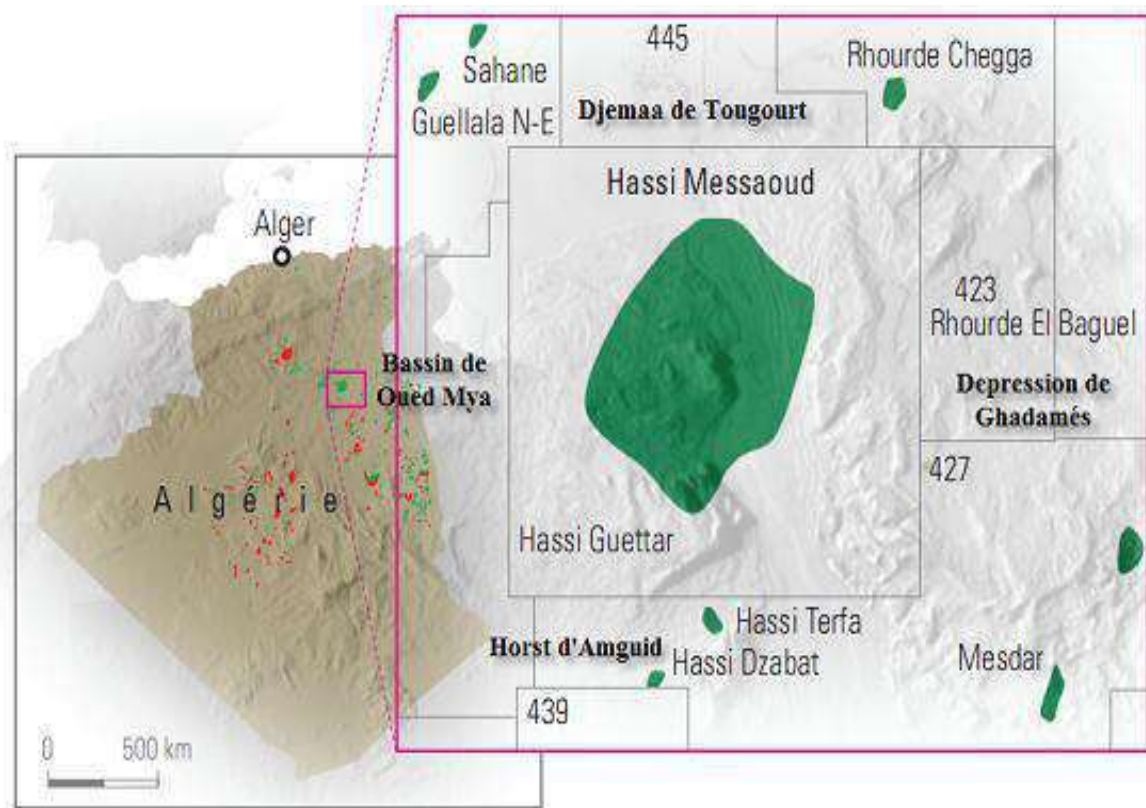


Figure 0.2: contexte géologique du champ de Hassi Messaoud.[22]

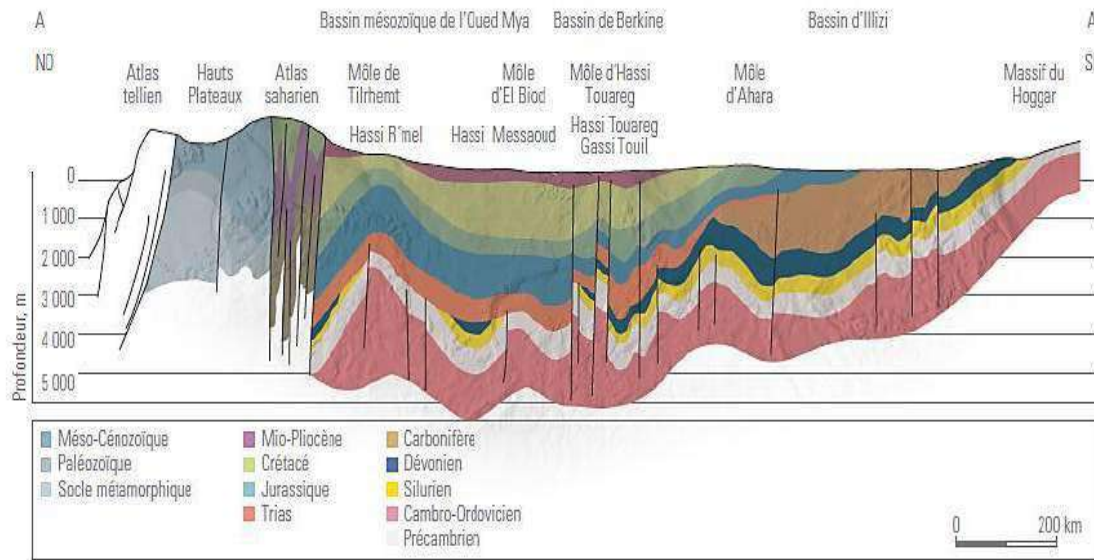


Figure 0.3: Coup géologique régionale.[22]

2.3. Les différentes zones du champ Hassi Messaoud

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le champ de HMD en 25 zones dites de production, d'extension variables. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établi. Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones.[19]

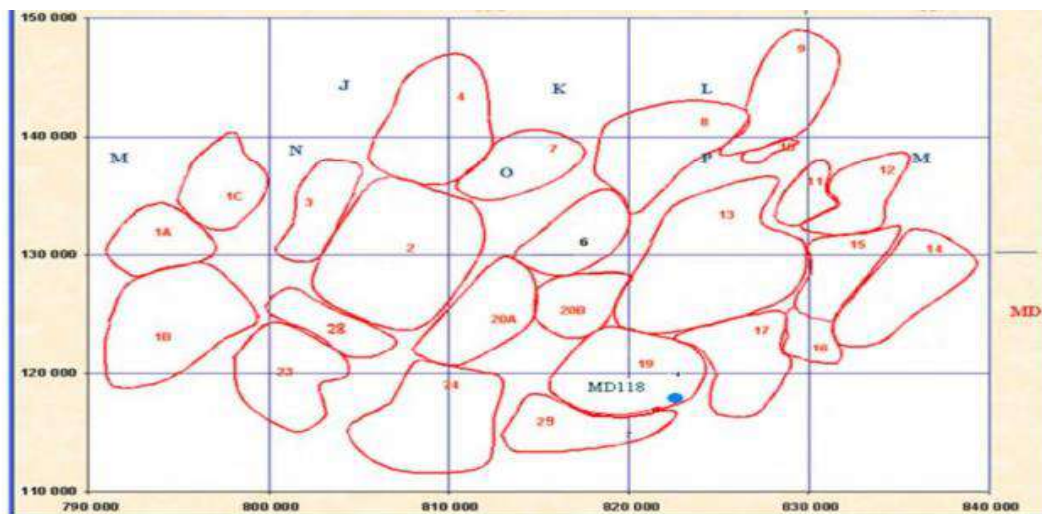


Figure 2.4: Carte de zonation du champ de HMD [SONATRACH][21]

2.4. Les propriétés des roches

2.4.1. Propriétés rhéologiques des corps

La rhéologie est l'étude du comportement mécanique des corps. On étudie expérimentalement la réaction d'un corps à l'action d'un champ de contrainte en lui appliquant une force de valeur croissante et en mesurant la déformation totale produite. Pour ce type d'essai, on utilise des cylindres de roches soumis à l'action d'une presse hydraulique.

La déformation du corps est mesurée par son élongation :

$$e = (L_1 - L_0)/L_0 \dots \dots \dots (2.1)$$

L_0 =longueur initiale,

L_1 =longueur finale.[23]

En fonction des résultats obtenus, on distingue 3 modèles rhéologiques fondamentaux.

- Les corps élastiques

La déformation est réversible et proportionnelle à l'intensité de la contrainte. Le temps n'intervient pas dans la déformation. La modèle pratique est donné par un ressort à spires parfaitement élastique et sans masse.[23]

- Les corps plastiques

La déformation ne se produit qu'à partir d'un certain seuil de contrainte. Lorsque ce seuil est atteint, la déformation se produit sans qu'il soit possible d'augmenter la valeur de la contrainte. la déformation conserve la valeur atteinte lorsque la contrainte cesse. Le modèle rhéologique est un patin frottant sur une surface horizontale, si on tire sur le patin, il se déplace lorsque la force de traction atteint un certain seuil.[23]

- Les corps visqueux

La valeur de la déformation dépend de la durée d'application de la contrainte. Pour une contrainte donnée non nulle, la déformation se fait à vitesse constante. Après suppression de la contrainte, le système conserve son état final. Le modèle est réalisé par un piston perforé se déplaçant dans un liquide parfait :si on tire sur ce piston, il se déplace quel que soit la contrainte.[23]

- Comportement des corps réels

Les corps réels ne sont jamais parfaitement élastiques, plastiques, visqueux. de plus, leur comportement peut changer au cours de la déformation. Dans le cas général, ils combinent les propriétés des 3 types fondamentaux. C'est le cas des roches qui sont élastique pour une contrainte faible et deviennent plastiques lorsque la contrainte devient plus forte. Le passage du comportement élastique au comportement plastique s'appelle le durcissement : la roche subit des modifications irréversibles dans sa structure. la déformation de la roche peut rester ductile mais s'accroître au cours du temps, bien que la valeur de la contrainte reste constante : c'est le fluage. Dans d'autres cas, il apparait une rupture, la roche devient fragile.[23]

2.4.2. Propriétés chimiques

Influencent la destruction de la roche et la formation de nouveaux minéraux au cours de l'altération superficielle, donc la composition du sol et le type de végétation.

Deux grands groupes de roches du point de vue chimique : la roche siliceuse et silico-alumineuses, les roches carbonatées.

- Roches siliceuses et silico-alumineuses

Roches siliceuses (quartzeuses) contiennent peu d'éléments en plus de la silice ; donnent des sols pauvres.

Roches silico-alumineuses contiennent de nombreux minéraux secondaires libérant des éléments qui peuvent se retrouver dans le sol. Le type de sol dépend en dernier ressort du climat. Dans certains cas, la concentration de certains éléments-traces dans le sol favorisent le développement de plantes caractéristiques qui servent alors de guide de prospection.

Les roches magmatiques basiques sont plus riches en éléments variés. Les roches volcaniques, généralement très altérables, donnent des sols fertiles.[24]

- Roches calcaires

les calcaires sont des roches sédimentaires tout comme les grés ou les gypses , composées majoritairement de carbonate de calcium CaCO_3 mais aussi de carbonate de magnésium MgCO_3 .[25]

- Roches salines

Sols et végétation particulière

Le passage de la roche au sol se fait par altération chimique de la roche et contribution des êtres vivants. Le rôle du climat est fondamental.[24]

2.4.3. Propriétés physiques des roches

A. Porosité

C'est le rapport du volume des vides V_v de la roche au volume total V_t :

$$p = (V_v/V_t) * 100\% \dots \dots \dots (2.2)$$

La porosité varie de quelque % à plus de 40 % dans les roches sédimentaires, dans les roches magmatiques, elle est plus faible, souvent inférieure à 1%.

Selon la porosité, les roches sont classées en :

- Roches de faibles porosité : $0 < p < 5\%$
- Roches de porosité moyenne : $5 < p < 10\%$
- Roches de porosité élevée : $10 < p < 20\%$
- Roches de grandes porosité : $p > 20\%$ [26]

B. Masse volumique

C'est la masse de l'unité de volume de la roche (g/cm^3). suivant l'état du matériau , on définit :
 ρ_s la masse volumique absolue ou masse volumique du solide ρ_h la masse volumique naturelle ,
 ρ_d la masse volumique sèche et ρ_{sat} la masse volumique saturée .

$$\rho_s = \frac{M_s}{V_s}; \quad \rho_d = \frac{M_s}{V_t};$$

$$\rho_h = \frac{M_h}{V_t}; \quad \rho_{sat} = \frac{M_{sat}}{V_t} \dots \dots \dots (2.3)$$

Avec :

M_s : la masse du matériel sec ; g

V_s : le volume des grains après broyage ; cm^3

V_t : le volume de l'échantillon ; cm^3

M_h : la masse naturelle ; g

M_{sat} : la masse de l'échantillon saturée ; g.

ρ_d dépend de la porosité de la roche , par contre ρ_s ne dépend que de la minéralogie.[26]

C. Teneur en eau

C'est le rapport de la masse d'eau M_w , à la masse du solide sec.[26]

$$W = \frac{M_w}{M_s} = \frac{M_{sat} - M_s}{M_s} \dots\dots\dots (2.4)$$

D. Degré de saturation

C'est le rapport du volume de l'eau contenue dans l'échantillon au volume des vides.

$$Sr = \frac{V_w}{V_v} \times 100 \dots\dots\dots (2.5)$$

V_w : le volume de l'eau dans l'échantillon , cm^3

V_v : volume des vides, cm^3 . [26]

2.4.4. Propriétés mécaniques de la roche

Un échantillon de roche placé dans un ensemble de contraintes pendant une durée de temps donnée se déforme jusqu'à sa rupture, en passant par les phases élastiques et plastique. Ces phases dépendent des caractéristiques mécaniques de chaque type de roche.

Les caractéristiques mécaniques d'une roche sont :

Module d'Young (E) ,

Module de cisaillement (G),

Coefficient de Poisson (V),

Module de compressibilité de la roche (K),

Résistance à la compression simple UCS (Unconfined Compressive Strength),

Résistance à la traction (Rt),

Angle de frottement interne (ϕ),

Cohésion (C). [27]

- Module d'Young (E) :

Ou module d'élasticité est la constante qui relie la contrainte de traction (ou de compression) et la déformation pour un matériau élastique isotrope [28]:

• Module d'Young Dynamique

On détermine ce module en utilisant la diagraphie sonique donnant la vitesse (ou la lenteur) des ondes P de compression et des ondes S de cisaillement. Son expression est donnée par :

$$E_{\text{dyn}} = \rho b V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2) / (V_p^2 - V_s^2) \dots \dots \dots (2.6)$$

Où est-ce :

E_{dyn} : le module de Young dynamique.

ρb : la densité de la roche (bulk density)

V_p : vitesse des ondes de compression

V_s : vitesse des ondes de cisaillement

$$V_p = 1/\delta T_p \cdot 0,3048 \cdot 10^3 \text{ [Km/s]}$$

$$V_s = 1/\delta T_s \cdot 0,3048 \cdot 10^3 \text{ [Km/s]}$$

Avec :

δT_p : C'est la lenteur de l'onde de compression [Lis/ ft]

δT_s : C'est la lenteur de l'onde de cisaillement [Lis/ ft][28]

• **Module d'Young Statique**

La conversion du module de Young dynamique en module statique peut être effectuée en utilisant les corrélations suivantes :

Pour les argiles et les grès :

$$E = 0.032 E_{\text{dyn}}^{1.623} \dots \dots \dots (2.7)$$

Pour les roches carbonatées, les évaporites et les sels (D'après Yale et al. 1994) :

$$E = 0.713 E_{\text{dyn}} + 2.8808 \dots \dots \dots (2.8)$$

Il existe une autre corrélation établie par Coates et Denno (1981) et qui prend en compte en plus du module de Young dynamique la compressibilité globale de la roche C_b et qui s'écrit sous la forme[28] :

$$E_{\text{stat}} = E_{\text{dyn}} \left[\frac{0.0868}{C_b} \right] 10^{-6} \dots \dots \dots (2.9)$$

- Module de cisaillement (G) :

Le module de cisaillement est déterminé en mesurant la déformation d'un solide résultant de l'application d'une force parallèle à une surface d'un solide.[29]

$$G_{dyn} = \rho_b \cdot V_s^2 \dots \dots \dots (2.10)$$

- Coefficient de Poisson (ν) :

Le coefficient de poisson est la proportion du changement de largeur d'un matériau par unité de largeur à son changement de longueur par unité de longueur en raison de la déformation.[30]

$$\nu = - \frac{d\varepsilon_{trans}}{d\varepsilon_{axial}}$$

ν : coefficient de poisson

ε_{trans} : déformation transversale

ε_{axial} : déformation axiale

- Module de compressibilité de la roche (K) :

La compressibilité est un caractéristique d'un corps quantifiant sa variation relative de volume sous l'effet d'une pression appliquée.[27]

$$K = \rho_b \left(Vp^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right) \quad (2 ; 11)$$

- Résistance à la compression simple UCS (Unconfined Compressive Strength) :

C'est la résistance de la roche à un effort de compression uni axial, qui reste libre d'effort dans le plan perpendiculaire.[27]

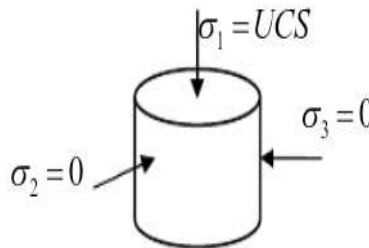


Figure 0.5: détermination de UCS

- **Résistance à la traction (Rt) :**

La résistance à la traction R_t est la contrainte maximale assimilable par le matériau avant rupture. La résistance à la traction est calculée en divisant la charge maximale par la section d'origine de l'échantillon :

$$R_t = \frac{F_m}{S}$$

La résistance à la traction est indiquée en MPa ou N/mm². [31]

- **Angle de frottement interne (ϕ) :**

Il traduit le frottement dans le glissement grain sur grain. Pour un sol grenu, sa valeur dépend sensiblement de l'état de compacité du matériau en place. Comme cet état est difficilement mesurable, donc difficilement reproductible en laboratoire, il faut là encore faire attention à la valeur des résultats d'essais.

Dans le cas des sols fins, on a pu mettre en évidence l'influence de la nature minéralogique des composants argileux sur la valeur de ϕ' . On note ainsi que la présence de montmorillonite, qui donne naissance à des valeurs élevées de ma plasticité, est néfaste à la résistance au cisaillement. Ce matériau ayant, de plus, la faculté de gonfler en présence d'eau, est source de nombreux ennuis. [32]

- **Cohésion (C) :**

Elle exprime la résistance au cisaillement du sol sous contrainte normale nulle. C'est la résistance propre de la structure due essentiellement aux liaisons de type physico-chimique. Elle n'existe pas dans les sols grenus qui ne possèdent pas de telles liaisons. Elle est relativement élevée pour les sols pour les sols fins fortement sur consolidés. Elle disparaît dès que ces liaisons sont cassées par le cisaillement, ce qui correspond approximativement au maximum de la courbe de rupture. Comme entre pour une part non négligeable dans la valeur des coefficients de sécurité calculés, il faut faire attention aux valeurs que l'on adopte dans les calculs ; la cohésion C est obtenue par la relation suivante :

$$\tau = C + \sigma \operatorname{tg} \phi$$

τ : contrainte de cisaillement

σ : contrainte normale [MPa] [32]

2.5. Estimation des propriétés mécaniques des roches

L'estimation des propriétés de la roche se faire effectuer soit au laboratoire soit par mesures situées. Il existe un troisième moyen pour estimer les caractéristiques de la formation. Ce dernier repose sur des corrélations entre les propriétés de la roche et les logs de diagraphie tel le Sonic, densité, porosité...[27]

2.5.1. Essais de laboratoire

Les propriétés des roches prises en compte dans la suite sont les suivantes :

- la masse volumique sèche (ρ_d),
- le poids volumique humide (γ),
- la porosité (n),
- la vitesse ultrasonique (V_l),
- l'indice de continuité (I_c),
- la résistance en compression uniaxiale (R_c),
- la résistance en traction indirecte (R_{tb}),
- le module d'Young (E),
- l'abrasivité LCPC (A_{br}),

Et d'autres essais pour relève les courbes contraintes déformations. [33]

- **Compression uniaxiale :**

La résistance à la compression uniaxiale est la contrainte ultime d'un échantillon de roche cylindrique sous chargement axial. C'est la plus importante des propriétés mécaniques de la roche, utilisée en dimensionnement, analyse et modélisation.

En parallèle avec la mesure de la charge, on mesure aussi les déformations axiales et radiales.[26]

- **Compression triaxiale :**

En profondeur, la roche est soumise à des contraintes axiales et radiales (triaxiales).et la résistance à la compression est plus forte en conditions triaxiales.[26]

- **L'essai de traction indirecte (essai Brésilien) :**

L'essai consiste à obtenir la rupture par fendage d'un échantillon cylindrique de diamètre D et de hauteur H soumis à une charge de compression F appliquée sur deux génératrices opposées.[34]

2.5.2. Diagraphies

Les diagraphies sont des techniques géophysiques mises en œuvre à l'intérieur d'un forage. Les diagraphies sont très utiles pour faire des corrélations de puits à puits donnent des indications très précieuses sur les variations lithologiques.

La détermination des caractéristiques mécaniques d'une roche (E stat , V stat , G , K , UCS , R_t , ϕ , C) nécessite un certain nombre d'enregistrements directs comme la densité de la roche, les diagraphies soniques (δ_{Ts} , δ_{Tp}), et d'interprétations des diagraphies, comme l'apport d'argile V_{sh} et la porosité effective Φ_e .

Donc les diagraphies nécessaires sont :

- Diagraphies soniques pour mesurer les vitesses V_p et V_s
- Diagraphie de densité.
- Diagraphie de porosité.
- Diagraphie de Gamma Ray pour estimer V_{sh} . [27]

2.6. Conclusion

Les propriétés des roches sont essentielles dans le forage pétrolier, dans ce chapitre on a cité les différentes propriétés qui nous aideront à analyser la stabilité des parois d'un puits ainsi que les différentes lois de calculs nécessaires à notre étude.

Chapitre 3 :
Etude de cas -puits MDZ 686-

3.1. Introduction

L'instabilité du puits de forage horizontal peut entraîner une perte de circulation où une défaillance de traction s'est produite une fermeture de trou. Dans des cas graves, l'instabilité du trou peut conduire à coincement de garniture et éventuellement la perte de la section de trou ouvert. Les causes d'instabilité sont souvent classées en produits chimiques ou en effets mécaniques.

L'intérêt du forage en UBD réside dans le fait de pouvoir forer avec une grande vitesse de pénétration. Toutefois, la réalisation d'un puits en UBD nécessite une bonne prévision de la stabilité des parois du puits.

Dans la présente partie nous étudierons la stabilité des parois de puits au droit du réservoir R2ablors d'un forage en UBD où le Draw Down de pression (DD) est le facteur principal.

3.2. Présentation de problématique

Dans le forage en Under-balance l'instabilité des parois apparaît sous plusieurs formes qui nous sont familières, comme le coincement du train de tige, le resserrement du trou, la fracturation et la perte de circulation, le cavage excessif ou les difficultés de maîtrise de la direction, ou notre but sert à assurer et garder la stabilité des parois en utilisant les données des enregistrements des diagraphies.

Dans notre cas on a fait une analyse des graphes de taux de pénétration (ROP), le poids sur l'outil (WOB) la profondeur mesurée (MD) avec le temps, la pression et le débit de fluide avec le temps, la pression du puits avec le temps, Densité circulante équivalente et le TSV le temps à chaque changement du draw down (DD) pour déduire la limite du Draw Down maximale pour éviter l'instabilité des parois.

3.3. Présentation de puits MDZ 686

Le puits MDZ 686 s'inscrit dans le cadre du programme de développement des réservoirs du Cambrien. Le puits MDZ 686 a pour objectif le drain RaD1 et R2ab sur une longueur de 570 m selon un Azimut 110° AZ avec un VS totale de 700 m. L'épaisseur totale du drain R2ab dans ce puits est estimée à 300 m.

3.3.1. Localisation du puits MDZ 686

Le puits MDZ686 se trouve dans le bloc de Hassi Messaoud. Les coordonnées d'implantation du puits MDZ 686 sont les suivantes :

U.T.M (Zone 31) sur X=781 213.735 m et sur Y=3 513 125.614 m.

Les coordonnées géographiques du puits sont : latitude=31°43'17.27687", longitude = 05°58'03.29027" E et l'altitude du Z sol : 162.481m. Ainsi que pour la table on a 171.621 m et l'élévation de la table derotation 9.14 m.

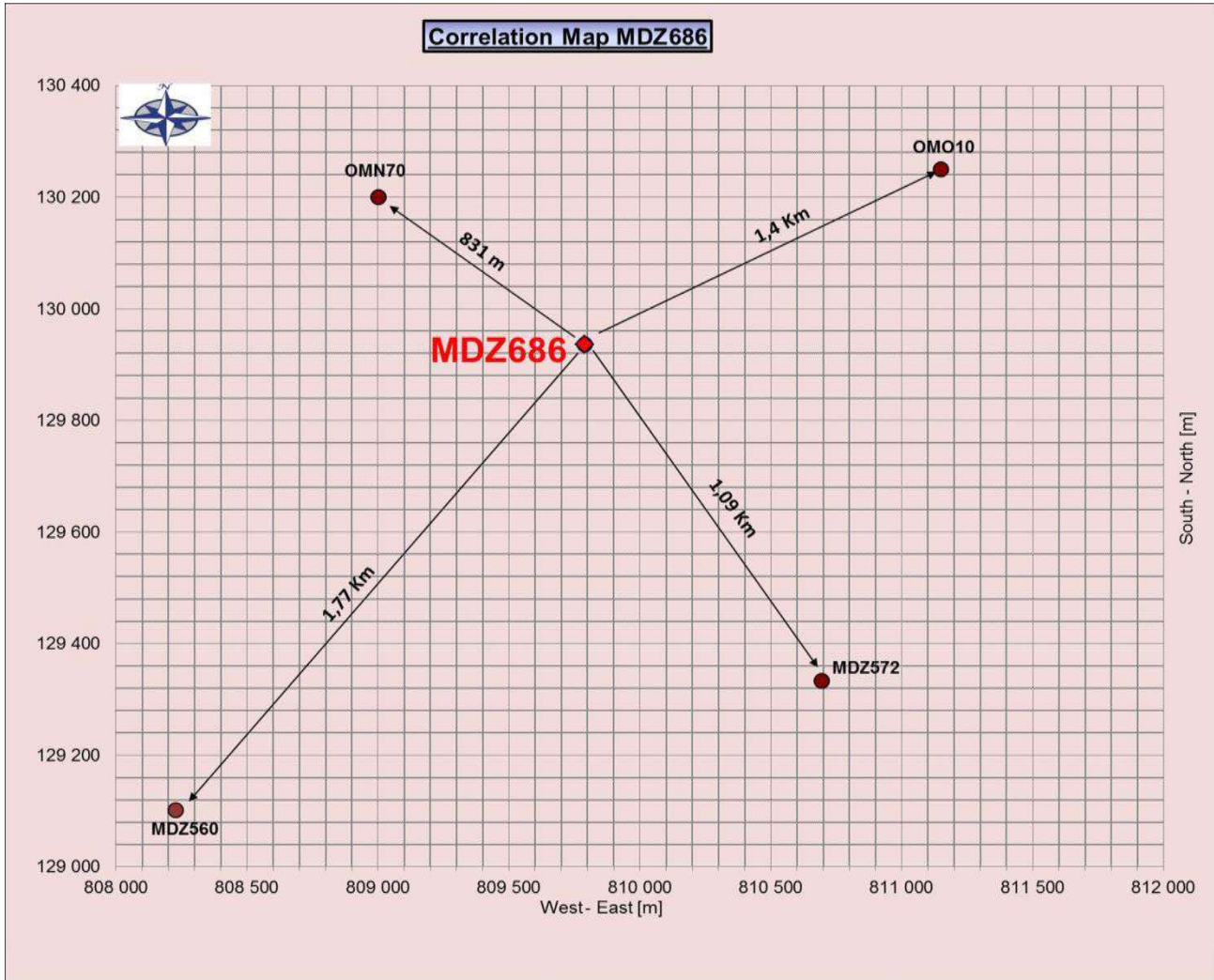


Figure 0.1: Carte de localisation du puits MDZ 686

Ce puits est localisé dans un secteur qui ne présente pas un réseau de failles très dense, la faille la plus proche est orientée NNE-SSW à 316m au NW du puits, compte tenu de l'azimut N110° et d'après les interprétations dans la zone aucune faille n'est située sur le passage du drain du puits MDZ686 donc la possibilité d'intercepter une faille lors du forage de cette implantation est peu probable.

3.3.2. Données générales du puits MDZ686

Ce tableau contenu toutes les informations du Puits MDZ686 ainsi que l'objectif primaire d'opérations à faire.

Tableau 0.1: Données générales du puits MDZ 686

Nom du puits	HASSI MESSAOUD MD Z686	
Sigle	MDZ686	
Région	HASSIMESSAOUD	
Wilaya	OUARGLA	
Bloc	31	
Permis	HMD	
Type de sondage	Développement	
Coordonnées UTM (Zone 31)	X=781 213.735 m Y=3 513 125.614 m	
Coordonnées géographiques	31° 43'17.27687" N 05° 58'03.29027" E	
Altitude	Zsol =162.481m	
Objectif primaire	CAMBRIEN Ra(D1), CAMBRIEN R2(ab)	
Formation d'arrêt de forage	CAMBRIENR2 (ab)	
Profondeurs	3360.84mTVD	4120 m MD
Durée prévue	TD à 96.00 jours et 121 jours avec complétion	
Durée réelle	TD à 98 jours et 137 jours avec complétion	
Appareil de forage	ENF47	
Début de forage	10/05/2017	
Fin de forage	15/08/2017	
Fin de sondage	23/09/2017	

Ces information et nécessaire pour fair reduire au minimum le NPT(non production time) et faire estimé le temps des les operations necessaire a accomplire.

3.3.3. Profile de puits MDZ 686

Le puits MDZ 686 sera foré et complété en UBD en utilisant la DDV, comme sur le puits pilote MDZ 672 ceci après l'interprétation des flows test.

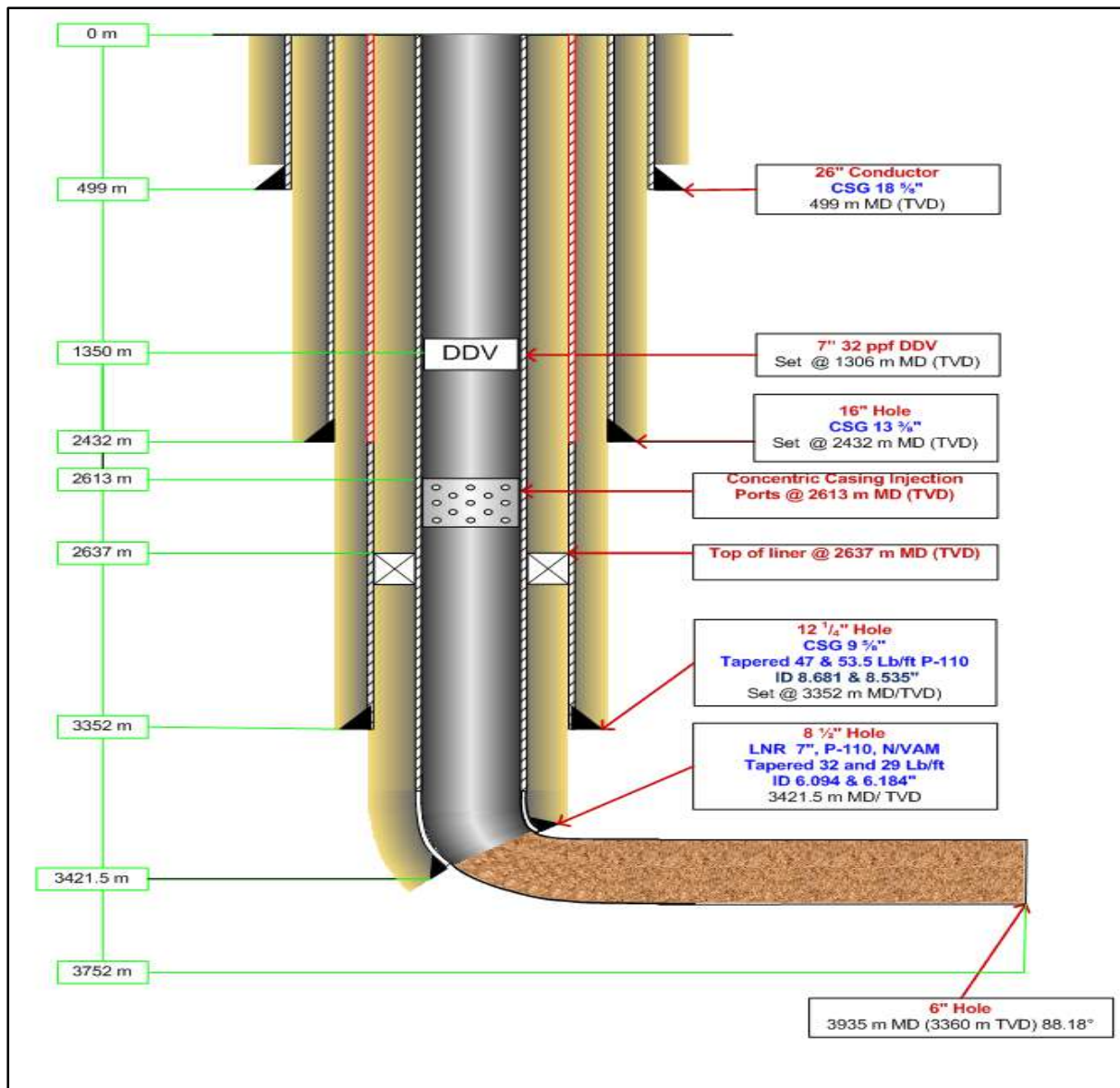


Figure 0.2: Profile du puits MDZ 686

Une étude d'optimisation de la colonne de production pour le choix de tubing de production est nécessaire. Avant l'entame du forage du drain horizontal 6" (partie réservoir), procéder à la descente du Tie Back 7" muni du Concentric Casing Injection Ports (CCIP) et de la Down hole Deployment Valve (DDV); la remontée en surface de cette ensemble, s'effectuera juste après la descente par Drill Pipe (tige de forage) et l'ancrage du Packer hydraulique au niveau du Liner 7" (Plugs WL seront laissés ancrés aux niveaux des sièges sous packer et assureront l'isolation du réservoir).

3.3.4. Fiche stratigraphique de forage MDZ 686

Les toits des étages du Mésozoïque qui figurent sur la fiche stratigraphique du puits sont déterminés par corrélation avec les puits environnants, l'examen des cuttings (des déblais) s'impose à l'approche des cotes prévues pour la pose des casings.

SONATRACH / AMT DIVISION PRODUCTION		FICHE STRATIGRAPHIQUES DE FORAGE MDZ 686						COORDONNEES GEOGRAPHIQUES: 31° 43' 17.27687" N X = 781 213.735 m 05° 58' 03.29027" E Y = 3 513 125.614 m Z s = 162.481 m Z t : 171.621 m					
RIG : ENF 47													
AGE	ETAGE	STRA.	LITHOLOGIE	Prévu	Géol	Epais	Carotte Test	TUBAGES	BOUE	DIAGRAPHIES			
C F E	MIO-PLIOCENE		Sable translucide, jaune ocre à brunâtre, parfois blanc, moyen, grossier à très grossier, parfois graveleux, subarrondi à bien arrondi, Calcaire blanc beige, jaunâtre, microcristallin à cryptocristallin d'Argile brune, jaune ocre, paleuse, très sableuse.	0	0	235		TD PHASE 36" @ 51 m 30" CSG Shoe @ 50 m	WBM1.05 sg				
	EOCENE		Dolomie blanc cassé à gris blanc, beige, microcristalline, Argile jaune ocre, sableuse, sableuse.	236	235	117							
	Senonien Carbonate		Calcaire à Calcaire dolomitique gris beige à beige, microcristallin, localement mouche en noir, Gypse blanc, translucide, lamellaire, Argile grise à gris verdâtre, Anhydrite blanche, pulvérolente, localement microcristalline, Dolomie gris-beige à beige, microcristalline.	360	352	100		TD PHASE 26" @ 484 m 185/8" CSG Shoe @ 483 m	WBM1.05 sg	-			
	Senonien Anhydritique		Anhydrite Blanche, dure, Dolomie Calcaire gris beige à beige, dure, Fines, Argile gris verdâtre, tendre, légèrement carbonatée.	447	452	222							
	Senonien Salfière		Sel blanc, translucide, rosâtre, massif, Argile gris verdâtre, tendre à indurée, d'Anhydrite blanche, pulvérolente et de Dolomie beige, gris clair, moyennement dure.	656	674	110							
JURASSIQUE	Cénomannien		Argile gris verdâtre, tendre, Anhydrite blanche, Sel blanc, translucide, parfois rosâtre, Calcaire blanc à beige.	922	923	147		OBM1.25 sg	Caliper-G/Ray-inclination-				
	Albien		Grès blanc, gris blanc, gris vert, brun, Argile gris vert, brun rouge, silfo-sableuse, Calcaire gris blanc à beige.	1068	1070	382							
	Aptien		Calcaire dolomitique blanc à gris blanc, Argile brun rouge, carbonatée.	1419	1422	26							
	Barremien		Grès blanc à gris blanc, gris verdâtre et brun rouge, Sable blanc, translucide, Argile brun rouge et brune, Calcaire blanc beige à beige.	1444	1447	255							
	Néocomien		Argile gris vert à verte, brune à brun rouge, Grès blanc, gris blanc à blanc beige, gris vert, parfois brun, Sable blanc, translucide, Dolomie blanc beige.	1697	1702	191							
	Malm		Argile gris verdâtre à grise, brun rouge, Anhydrite blanche pulvérolente, Grès gris vert, gris blanc, brun, Calcaire dolomitique beige, Dolomie beige à gris blanc.	1895	1893	235							
	Dogger Argileux		Argile brune à brun chocolat, Calcaire dolomitique gris beige, Grès blanc, gris vert.	2102	2128	97							
	Dogger Legunaire		Anhydrites blanches, pulvérolente, Calcaires gris-beige à beige, Argile brun rouge à brune, rarement gris verdâtre à gris sombre, carbonatée.	2207	2225	222							
	LIAS	L.D.1		Argiles gris-bleu à gris-vert, brun-rouge, Calcaires dolomitiques gris à gris-blanc, Dolomies grises, parfois beiges, Anhydrites blanches.	2422	2447	68				TD PHASE 16" @ 2335 m 13 3/8" CSG Shoe @ 2334 m TOL 7" @ 2527 m		
		L.S.1		Sels blancs à rosâtres, Anhydrites blanches, Argiles grises.	2502	2515	90						
L.D.2			Dolomies gris-beige à beiges, Anhydrites massives, blanches.	2591	2605	50							
L.S.2			Sels massifs blancs et rosâtres, Argiles brun-rouge, légèrement carbonatées.	2655	2655	60							



Figure 0.3: Fiche stratigraphiques de forage MDZ 686

La descente d'un tricône est impérative pour L'obtention de cuttings de qualité, lors de la surveillance parle géologue responsable.

Des phases de circulation de boue sont à prévoir jusqu'à remonter des déblais en surface dont l'examen sera déterminant pour la reconnaissance du réservoir afin de palier au problème éventuel des cuttings non représentatifs.

Durant toute la phase de forage du Mésozoïque un log d'avancement détaillé sera établi.

La surveillance géologique fera un prélèvement de déblais tous les mètres ceci à partir de 3132 m de profondeur, soit 50m au-dessus du toit du Trias argileux.

Toute fois cet espacement pourrait être réduit par le géologue responsable compte tenu de l'évolution de l'avancement.

Un log d'avancement sera réalisé intégralement dès l'entrée dans le réservoir. Il comportera en plus des renseignements géologiques, les paramètres lies au forage et à la boue observée pendant la durée de cette phase.

3.4. Méthodologie de l'étude

Dans notre étude, nous avons analysé les trois essais d'écoulement entrant et des essais d'accumulation de pression ont été effectués pour faciliter la caractérisation efficace des formations de Ra-D1 et de R2ab et pour aider à estimer le potentiel de production du puits MDZ-686 du sujet. Les essais d'entrée ont permis de comparer la productivité ajoutée de chaque section nouvellement forée dans la section horizontale afin d'optimiser la longueur de section horizontale. Par conséquent, les DME fournies par la société d'entretien sont les principales données analysées comparées à celles utilisées lors de la phase de forage de 6 po. Les taux de production ont été calculés après avoir établi un débit et une pression stables à la tête du puits.

Le processus de notre étude se déroule comme suit :

1. Collecte des données MWD pour les trois tests d'écoulement :
 - ROP, WOB, Depth (MD)
 - Débit et pression du fluide.
 - Débit d'entrée et débit de gaz N2 (Azote)
 - Pression de puits.
 - Densité de circulation équivalente
2. Analyse des données par rapport au temps de la phase de forage de 6 po pour les trois essais d'écoulement.
3. Comparaison des données avec la phase Draw Dawn maintenue à travers le trou de 6''
4. L'interprétation des données recueillies par rapport au temps et au DD utilisé pour identifier les problèmes d'instabilité du trou de forage pendant le forage et la rupture sous contrainte qui en est la cause.

3.5. Le déroulement de la phase de forage de notre cas « Phase 6'' de 3359 à 3935 m » :

Durant cette phase, un forage horizontal en Under balance a traversé le réservoir Ra-D1 et R2 ab jusqu'à 3935 m MD ''3360.84 m TVD''. Cette phase a commencé par la descente d'un outil 6'', N° : 11, de type MM64R SN/ 12777591 jusqu'à la côte 3261 m puis un déplacement de l'eau fraîche 1 sg par le brute de Hassi Messaoud 0.82 sg suivie par le forage de l'ensemble ciment-sabot de la côte 3353 m jusqu'à la côte 3359 m, reprendre le forage avec le système UBD de 3359 m TMD jusqu'à 3360 m TMD avec un avancement moyen de 14.69 m/h, et après un nettoyage du trou et la remonté de l'outil en surface.

L'opération suivante descente une BHA directionnelle composée d'un moteur WFD PDM (angle 1.83 degré), équipements MWD et l'outil n° 12, un TRICONE de type XR40YDDDDOD1PD (N°/S: RA9418) puis reprendre le forage avec le système UBD (Under balance drilling), de la section inclinée 6'' de 3360 m TMD jusqu'à 3390 m TMD avec un avancement moyen de 4.96 m/h.

L'outil fut remonté à la surface pour corriger l'angle du moteur de déviation. Redescendre la même BHA directionnelle, avec un nouveau outil n° 13, un TRICONE de type XR40YDDDDOD1PD (N°/S: RA9417), et un autre moteur WFD PDM (angle 2.12 degré), reprendre le forage de la section horizontale 6'' de 3390 m MD jusqu'à 3423 m TMD avec un avancement moyen de 5.80 m/h, l'outil fut remonté à la surface.

Redescendre la même BHA directionnelle, avec un nouveau outil n° 14, un TRICONE de type XR40YDDDDOD1PD (N°/S: RH9419), et un autre moteur WFD PDM (angle 1.15 degré), reprendre le forage de la section horizontale 6'' de 3423 m MD jusqu'à 3582 m TMD (Target Measure Depth) avec un avancement moyen de 5.15 m/h, l'outil fut remonté au sabot 7'' pour réaliser le second flow test. Remonter la garniture au sabot 7'', réaliser le second flow test, à la fin de ce dernier et lors de la remonter de la garniture un coincement et enregistrer à la côte 3252 m avec un tirage de l'ordre de 40 ton, essayer de libérer la garniture en battant en haut et en bas, libérer la garniture déplacer le puits avec la boue OBM = 0.86 sg circuler pour nettoyer le puits puis continuer la remonter au jour.

Redescendre la même BHA directionnelle, avec un nouveau outil n° 15, un TRICONE de type RAPPORT FINAL DU PUITES MDZ_686 20 XR40YDDDDOD1PD (N°/S: RH9415), et un nouveau moteur WFD PDM (angle 1.15 degré), redescendre la garniture jusqu' au point du coincement a 3350 m, déplacer la boue OBM = 0.86 sg par le Crude oil d = 0.82 sg, descendre librement dans le trou aucun coincement est enregistrer, reprendre le forage de la section horizontale 6'' de 3582 m MD jusqu'à 3766 m TMD avec un avancement moyen de 7.44 m/h, l'outil fut remonté à la surface.

Redescendre la même BHA directionnelle, avec un nouveau outil n° 16, un TRICONE de type XR40YDDDDOD1PD (N°/S: RA9709), et un autre moteur WFD PDM (angle 1.15 deg), reprendre le forage de la section horizontale 6'' de 3766 m MD jusqu'à 3935 m TMD, côte fin de forage, avec un avancement moyen de 9.73 m/h. Après une circulation pour nettoyer le puits, commencer la remonté de la garniture de forage à la côte sabot, plusieurs tirages ont été recordé à plusieurs côte qui a exigé un contrôle de trou.

Redescendre la garniture au fond à **3935 m**, pompage de 5 m³ de bouchon visqueux circuler pour nettoyer le puits, et remonter la garniture librement au jour.

Les opérations électriques sont annulées. Alors, Faire un contrôle de trou avec la même garniture jusqu'au fond à 3935 m, après une circulation pour nettoyage de puits, remontée librement en surface.

3.5.1. Les données du Forage de la phase 6''

Le tableau suivant a des informations de forage de la dernière phase ou la phase de complétion du puits MDZ686.

Tableau 3.2: Les données de la phase 6''

Début de phase		Fin de phase		Durée (jours)	Intervalle (m)	Côte sabot (m.)	Top de liner 4 ½'' (m.)
29/07/2017	11h:15	18/08/2017	10h:45	19.99	3359 – 3935	3935	2948

Le début de cette phase a commencé par la descente et le largage de tubage de production crépiné 4'' ½ (slotted liner), du fond 3935 m jusqu'à la côte 2948 m (top de liner 4'' ½), descente une garniture 6'' compose de l'outil RR n° 13, un TRICONE de type XR40YDDDDOD1PD (N°/S: RA9417), et des équipements MWD pour confirmer le top de la colonne perdue crepiné, et faire un dernier flow test (top de la colonne perdu 4'' ½ est confirmer à 2948 m), une fois le flow test terminer remonter la garniture au jour et faire descendre 3'' ¾ Junk Mill, pour contrôler la colonne perdue crepiné 4'' ½.

3.5.2. Les statistiques des outils de Forage (la phase 6'') du puits MDZ 686

On a cité si de sous les paramètres de forage recordé au cours de forage avec 6 outils de 3 x 13 de ce qu'il nous donne différent rendement de forage.

Tableau 0.3: Les statistiques des outils de forage (la phase 6'') du puits MDZ 686

N°	Diam (in)	Type	Duse (In2)	Intervalle (m)	ROP (m/h)	WOB (t)	RPM (tr/min)	LPM (l/min)	SPP (psi)
11	6	MM64R		3359-3360	14.29	2-5	50	930	1430
12	6	XR40KDDOD1PD	3 x 13	3360-3390	4.96	4-11	44-65	320-465	230-750

13	6	XR40KDDOD1PD	3 x 13	3390-3423	5.80	7-14	35-85	250-610	1-200
14	6	XR40KDDOD1PD	3 x 13	3423-3582	5.15	4-10	90-140	650 - 715	245-990
15	6	XR40KDDOD1PD	3 x 13	3582-3766	7.44	3-10	95-145	650-745	400-850
16	6	XR40KDDOD1PD	3 x 13	3766-3935	9.73	4-10	130-140	680	420-500

Chaque outil de forage aura leur propre statistique durant tous les opérations de forage recordé avec l’outil MWD measured while drilling ou le ROP, WOB, RPM, LPM, SSP est recordé de chaque outil.

3.5.3. Paramètres de boue

La boue utilisée dans cette phase 6’’ c’est une boue de brute de Hassi Messaoud avec une densité de 0.82Sg.

Tableau 0.4:Paramètres de boue.

MW (Sg)	FV (sec/l)	PV (cps)	YP (g/100cm ²)	Filtrat HT/HP (cc/30’)	Solides (% vol)	Eau(% vol)	Huil(% vol)	O/W
0.82	19-23	1	1	/	2	/	100	100/0

Les paramètres de boue de forage durant les différentes phases seront calculés par les ingénieurs de forage. Dans notre étude a la phase 6’’, la densité utilisée selon la proposition des ingénieurs de forage est 0.82 de brute car on a un forage underbalance.

3.6. La stratégie appliquée pour le maintien de La stabilité de la paroi de trou

Le schéma de procédures c’est une stratégie bien étudiée pour le maintien de la stabilité de la paroi du puits MDZ686 durant la phase de forage 6’’.

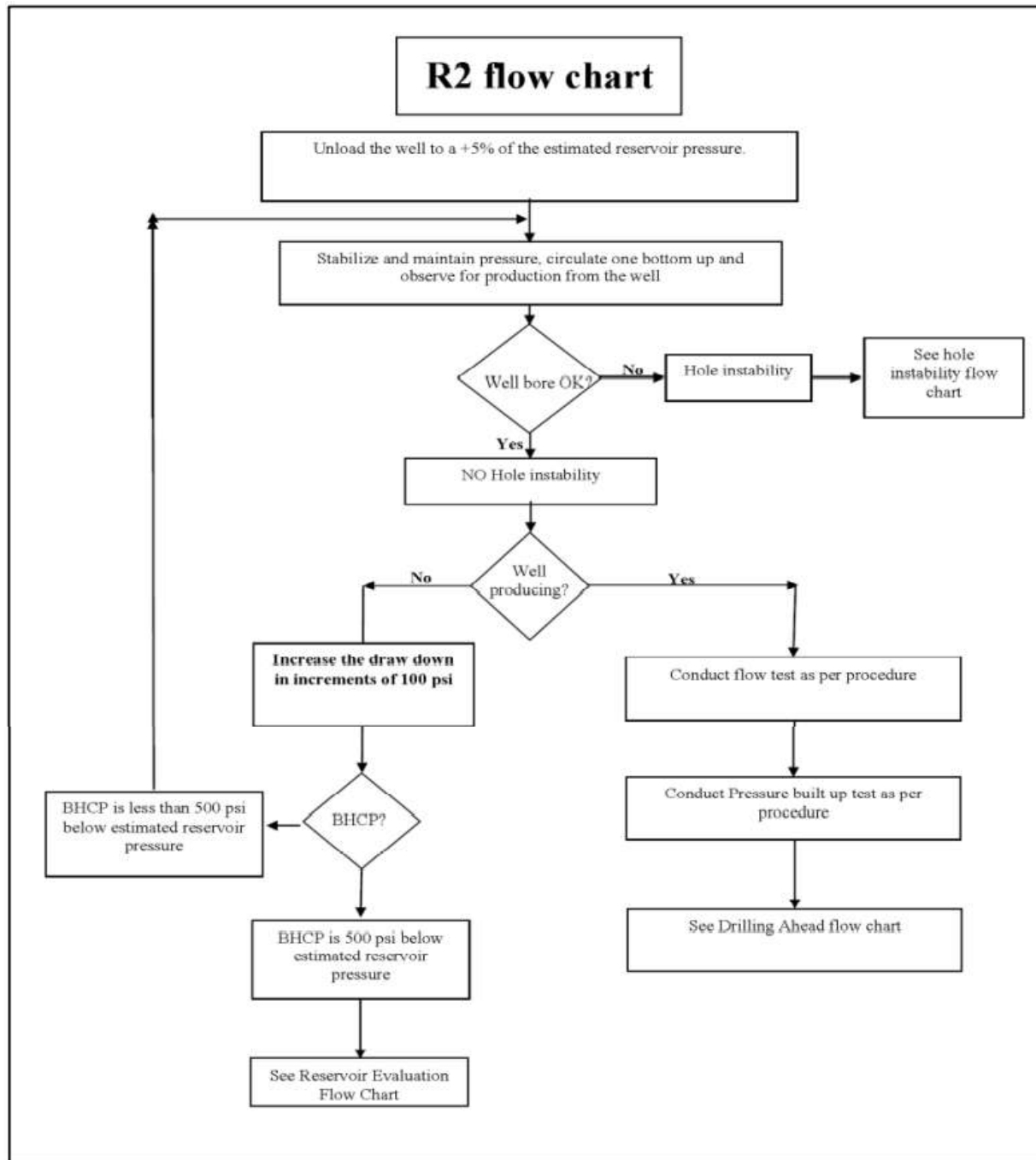


Figure 0.4: Schéma de la procédure de forage R2ab

C'est schéma de procédures à suivre étape par étape en considérons l'observation de la stabilité de la paroi du trou et le maintien avec le DD adéquate dans la partie du réservoir R2ab.

3.6.1. Organigramme du problème d’instabilité du R2ab

C’est un organigramme qu’il a une stratégie bien étudié à suivre pour identifier le problème d’instabilité et faire le maintien des parois du puits stable.

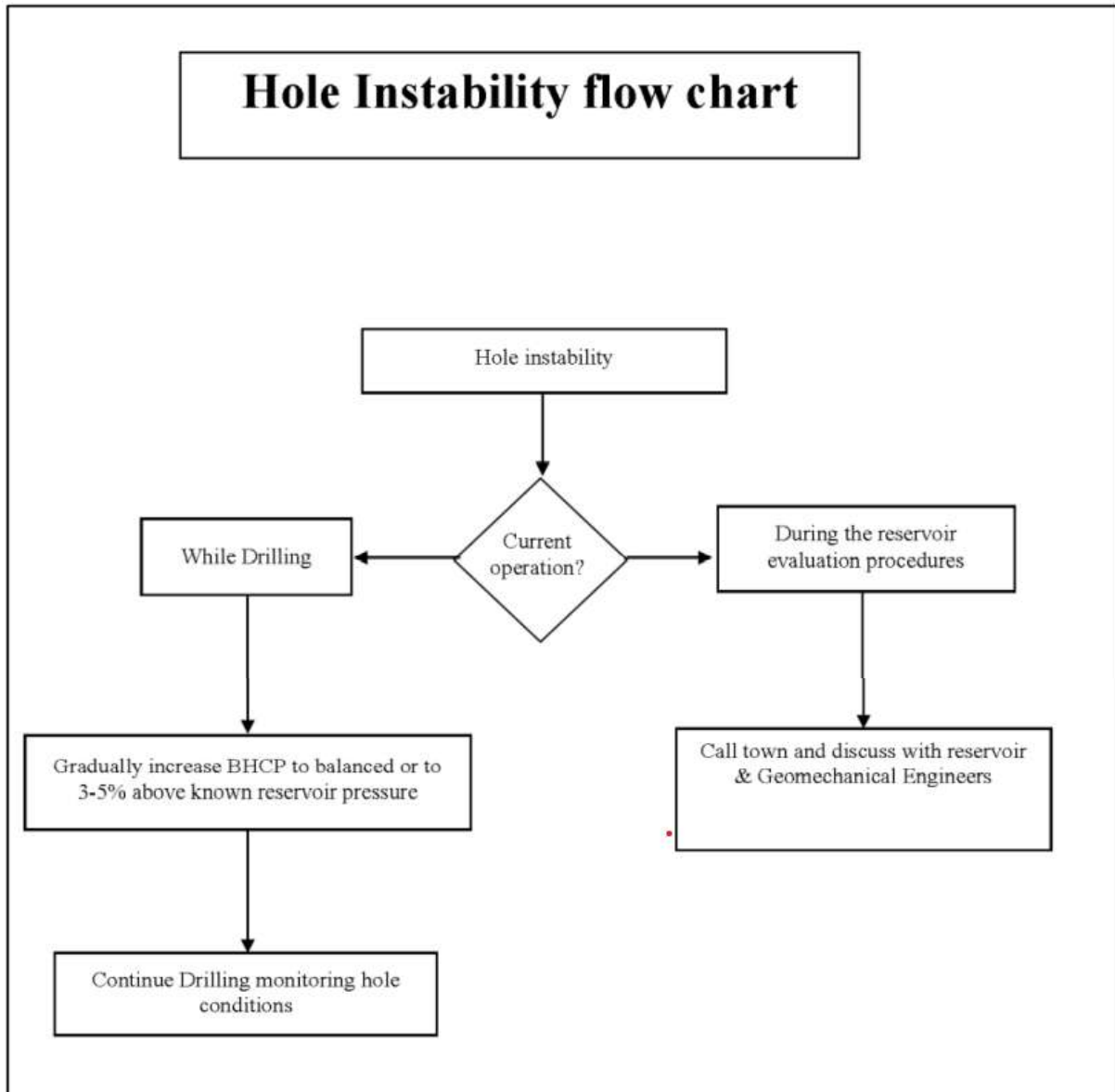


Figure 0.5: Organigramme du problème d’instabilité du R2ab

Organigramme du problème d’instabilité de paroi du puits MDZ686 de la partie du réservoir R2ab a facilité l’identification des problèmes lié à la stabilité des parois du puits juste par le suivez des étapes d’organigramme au cours de forage ou dans la phase d’évaluation de réservoir.

3.7. Tentatives d'essai

3.7.1. Le 1^{er} tentative d'essai d'écoulement à 3390 m MD / 3333,9 m TVD

Le premier essai d'écoulement a été effectué après le forage d'un trou de 31 m de 6 " en mode conventionnel avec une longueur totale de section de trou ouvert de 31 m. Cet essai d'écoulement a été effectué en formation Ra-D1 à une profondeur de 3390 m MD (3333,9 m TVD) avec une section verticale de 167,3 m.

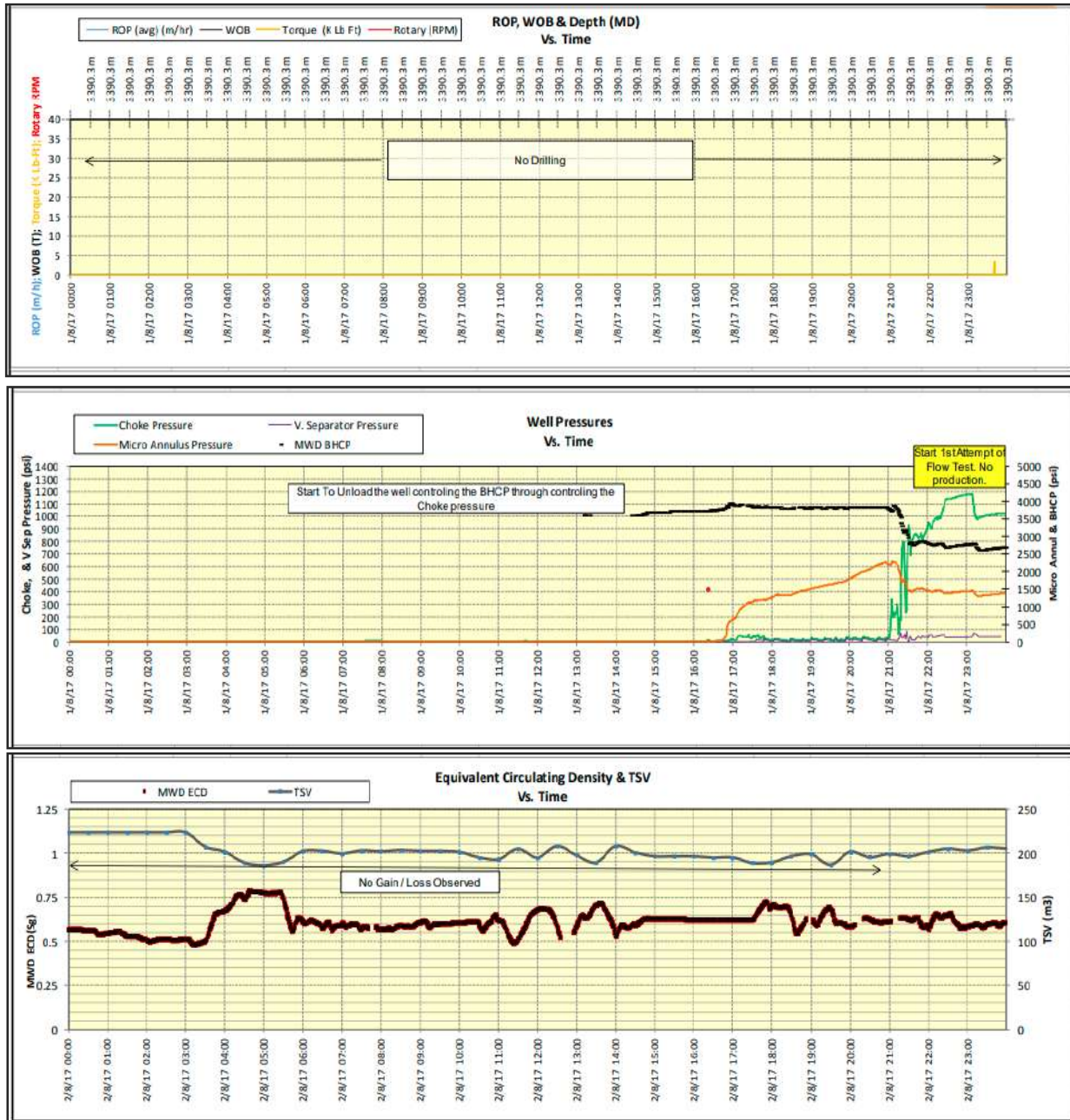


Figure 0.6: Homogenization Period Prior 1^{er} Flow

Les résultats de la première période d'homogénéisation avant le premier essai d'écoulement n'ont révélé aucune production avec les étapes suivantes : Puisqu'il n'y a pas de pression réelle du réservoir, ont été considérés comme étant ceux estimés dans le rapport de mise en œuvre de Sonatrach, pression du réservoir élevée estimée à 3058 psi, Basse pression estimée du réservoir 2773 psi.

- 1^{er} étape: 5% DD (2905 psi) basé sur heigh reservoir pressure (Hi Res Press) 3058 psi. Pas de production de pétrole/gaz.

- 2^{ème} étape : 10 % DD (2752 psi) basée sur Hi Res Press 3058 psi. Pas de production de pétrole/gaz.

- 3^{ème} étape : 15 % DD (2599 psi) selon Hi Res Press 3058 lb/po². Aucune production de pétrole et de gaz.

- 4^{ème} étape : Passer à la pression basse du réservoir 4^{ème} étape 5 % DD (2620 psi) en fonction de la pression basse résolution 2773 psi. Aucune production de pétrole/gaz.

- 5^{ème} étape : 10 % DD (2495 psi) selon la pression à basse résolution 2773 psi. Aucune production de pétrole et de gaz.

- 6^{ème} étape 15 % DD (2357 psi) selon la pression à basse résolution 2773 psi. Aucune production de pétrole et de gaz.

Comme il n'y avait pas de production, aucun essai d'écoulement et aucun essai d'accumulation n'ont été effectués.

3.7.2. Le 2^{ème} tentative d'essai d'écoulement à 3582 m MD / 3347,7 m TVD

Un deuxième essai d'écoulement a été effectué après le forage d'une nouvelle formation de 192 m en condition de forage underbalance, avec une longueur totale de trou ouvert de 223 m et 357,3 m de section verticale dans le seuil entre les réservoirs Ra – D1 et R2ab (le sommet réel de R2ab était de 3446 m TVD).

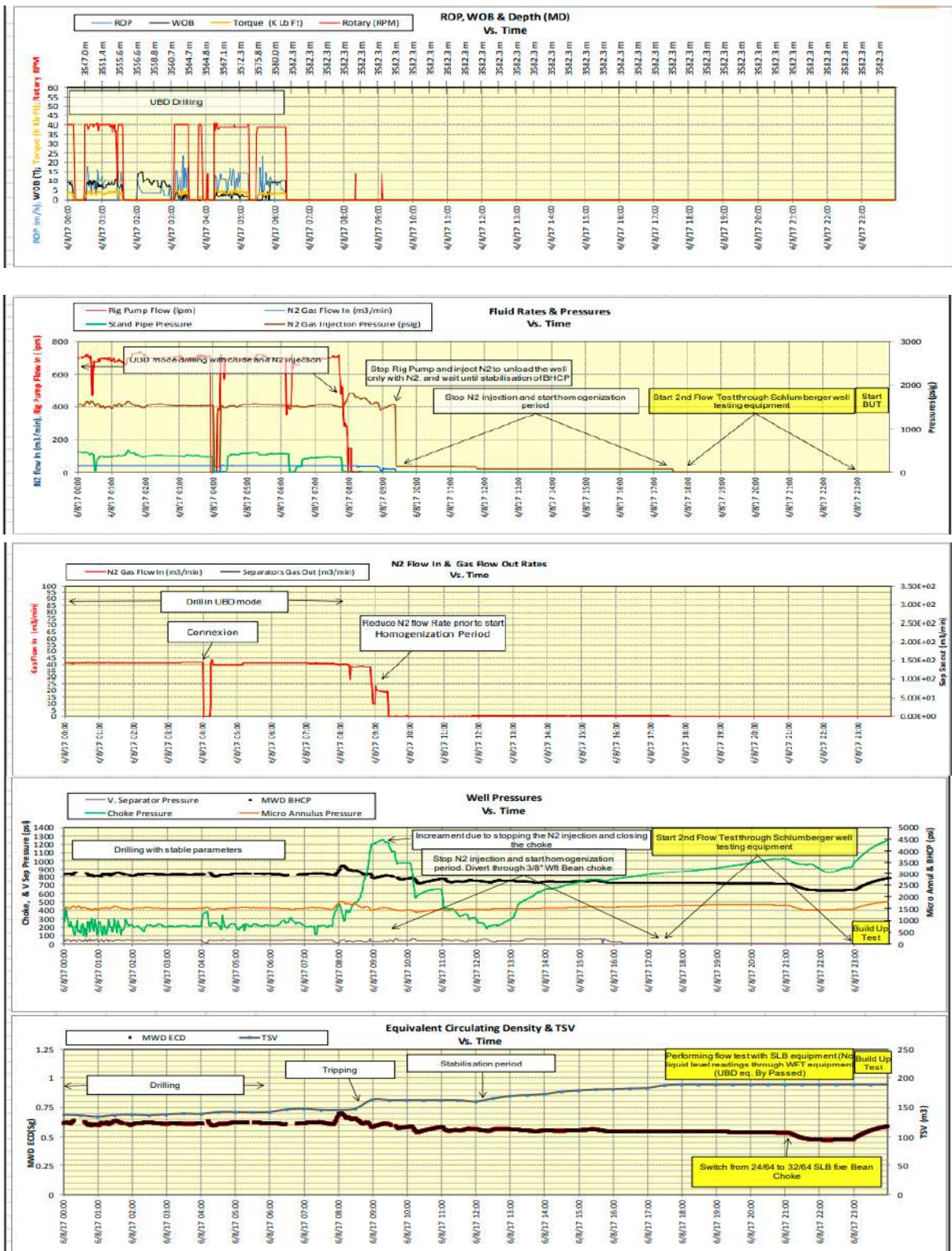


Figure 3.7: Homogenization Period Prior 2^{ème} Flow Test

Avant de commencer le second test d'écoulement, le puits a été homogénéisé selon les étapes ci-dessous :

- 1^{ière} étape 5% DD (2905 psi) basé sur pression de réservoir élevée (Hi Res Press) 3058 psi. Pas de production de pétrole/gaz.
- 2^{ème} étape 10 % DD (2752 psi) basée sur pression de réservoir élevée 3058 psi. Aucune production de pétrole et de gaz. Passer à la basse pression du réservoir
- 3^{ème} étape 5 % DD (2634 psi) selon la pression basse résolution 2773 psi. Production d'huile observée. Ensuite, homogénéiser la production à l'aide d'un étrangleur réglable et, après avoir été détourné à l'aide d'un étrangleur à haricots de 24/64'' jusqu'à ce que le BHCP soit stabilisé à 2590 psi, le débit a été livré à Schlumberger pour le test de 2^{ème} débit.

3.7.2.1. Build Up Test (BUT)

L'essai de débit et d'accumulation de pression a été effectué par l'équipement de Schlumberger montrant des productions de brut de 5,3 m³/h par un étranglement de haricots de 24/64'' avec un BHCP stable de 2540 psi, ce qui signifie 8,4 % de DD selon la pression du réservoir basse de 2773 psi.

Le superviseur des essais de puits SH a décidé de passer à un étrangleur de 32/64'' et a observé une pression de 8,2 m³/h avec une pression de 2 250 lb/po² stable, ce qui signifie 18,9 % de DD selon l'estimation de la pression du réservoir à basse pression de 2773 psi. La nouvelle pression estimée du réservoir à partir de l'essai d'accumulation (build up test ou BUT) de 1er interprété par SH était de 3014 lb/pouce².

Pour l'interprétation du 1er Build Up Test: Selon la pression réelle du réservoir du 1er BUT, les valeurs réelles de DD pour le 2^{ème} essai d'écoulement étaient les suivantes : 24/64'' 2540 psi BHCP, 15,7% DD selon le 1er mais 3014 psi. 32/64'' 2250 psi BHCP, 25,3% DD selon 1st BUT 3014 psi. La mesure et l'analyse des données de pression de fond acquises après la fermeture d'un puits de production. En outre, les tests de construction sont le moyen privilégié pour déterminer la capacité d'écoulement du puits, la perméabilité, l'épaisseur, l'effet cutané et d'autres informations.

On a fait un build up test pour identifier la pression du réservoir avec les outils de mesures de Weatherford.

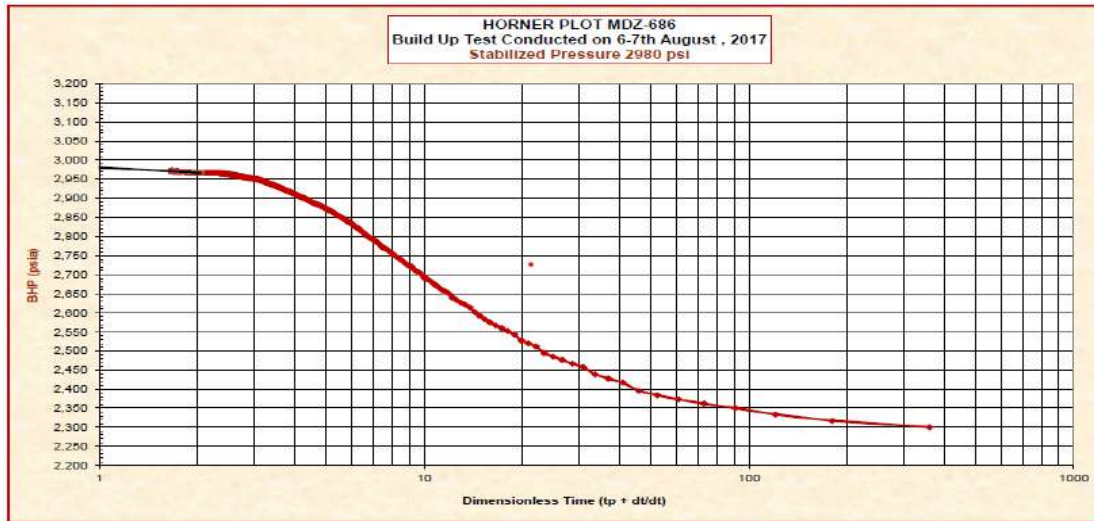


Figure 0.8: Essai d'accumulation de pression

Utiliser l'équipement MWD (mesuré pendant le forage) du compagnie SLB pour enregistrer la pression en fond de trou et la pression du réservoir.

Selon les données acquises par les équipements MWD, le trou de profondeur totale est de 3582,33 m MD et 3351,5 m TVD où la profondeur du bit à la profondeur d'accumulation était de 3358,06 m MD et 3318,33 m TVD. Ainsi, la pression finale du guignol est de 2980 psi à 3311,9 m TVD. La colonne de brut hydraulique en dessous de MWD est de 46,18 psi à 39,6 m TVD. Toutefois, le SG brut est de 0,82 et l'estimation de la pression réelle du réservoir est de 3026,18 psi.

3.7.3. Le 3^{ème} tentative d'essai d'écoulement à 3935 m MD / 3460 m TVD

Une fois que la profondeur totale a été atteinte, le SH a demandé d'effectuer le troisième essai d'écoulement final avec la doublure à fentes installée.

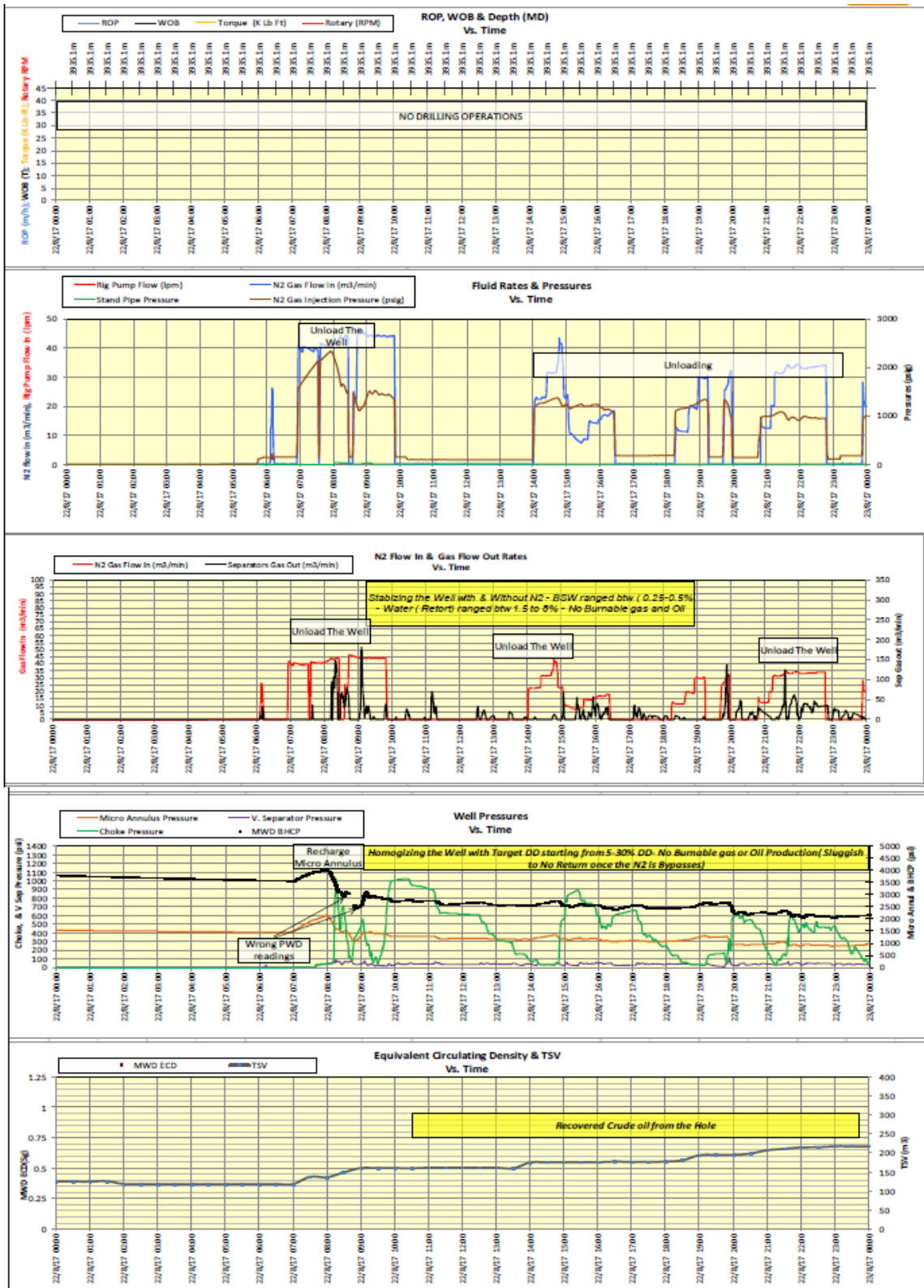


Figure 0.9: Période d’homogénéisation avant le 3e essai d’écoulement (Partie 1)

Le troisième essai d'écoulement a été effectué après le forage de 353 m de nouvelle formation en condition de forage sous-équilibré, la longueur totale du trou ouvert était de 576 m et 710 m de section verticale dans les réservoirs R2ab (également D1 a été exposé à cet essai d'écoulement). La corde de forage a été repérée au-dessus du sommet de la chemise à fentes de 4 ½ po à 2 940 m et a commencé l'homogénéisation de N2 avant le troisième essai d'écoulement final. Les prochaines étapes ont permis d'augmenter le DD de 40 à 46 m³/min de N2 (Azote) conformément à l'approbation du SH avec la référence de 3014 psi de pression du réservoir par rapport à la dernière mais comme suit :

Période d'homogénéisation assistée avec 46 m³/min de N2 :

- 1^{ère} étape 5% DD (2863 psi) selon 3014 psi selon la pression du réservoir. Pas de production de pétrole/gaz.
- 2^{ème} étape 10% DD (2712 psi) selon la pression de réservoir 3014 psi. Pas de production de pétrole/gaz.
- 3^{ème} étape 15 % DD (2562 psi) selon la pression de réservoir 3014 psi. Aucune production de pétrole/gaz.
- 4^{ème} étape 20% DD (2411 psi) selon la pression de réservoir 3014 psi. Pas de production de pétrole/gaz.
- 5^{ème} étape 25% DD (2261 psi) selon la pression de réservoir 3014 psi. Pas de production de pétrole/gaz.

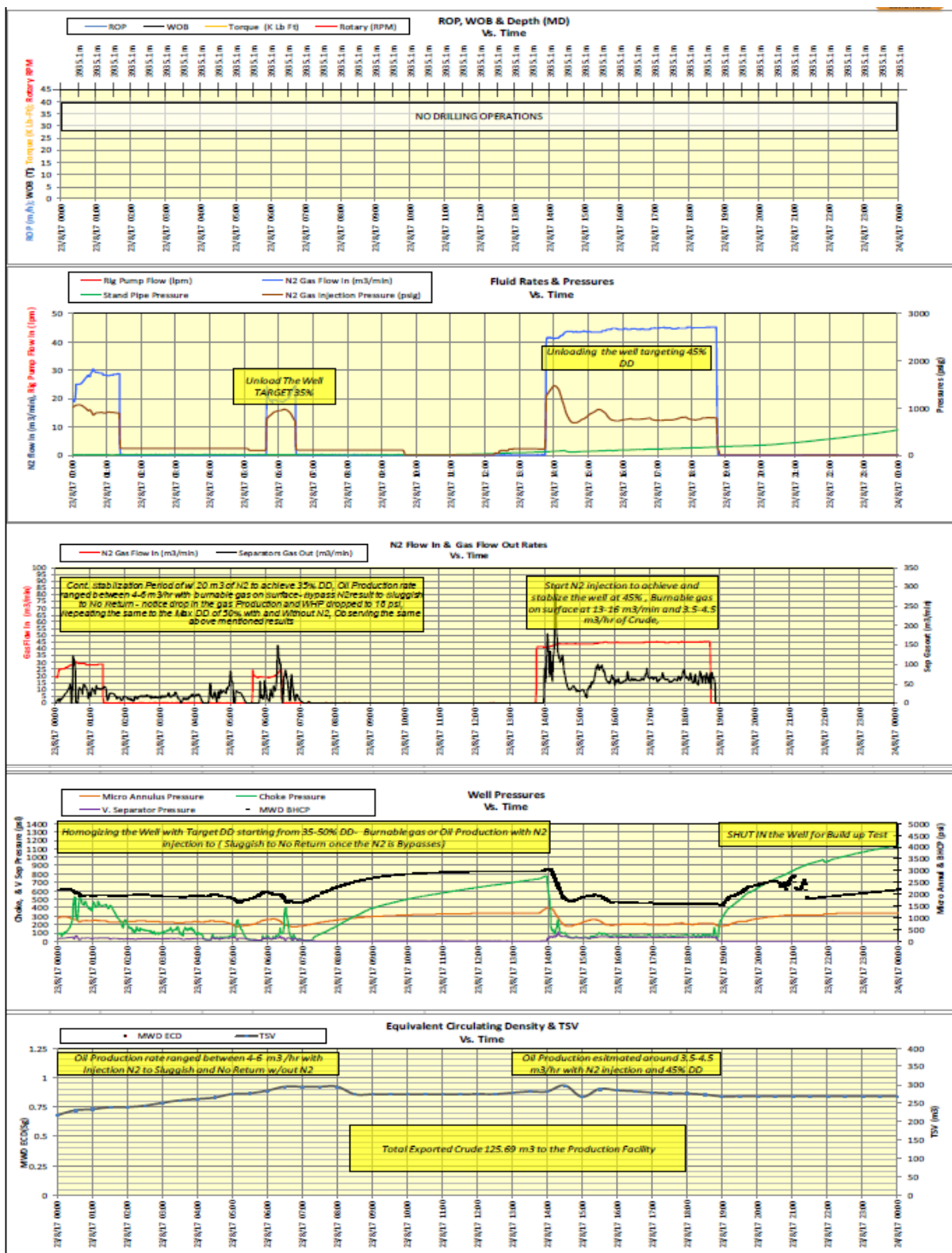


Figure 3.10: Période d’homogénéisation avant le 3^{ème} essai d’écoulement (Partie 2)

-
- 6^{ème} étape 30% DD (2110 psi) selon la pression de réservoir 3014 psi. Pas de production de pétrole/gaz.
 - 7^{ème} étape 35% DD (1959 psi) selon la pression de réservoir 3014 psi. Commencez à obtenir des bouchons de production.
 - 8^{ème} étape 40% DD (1808 psi) selon la pression de réservoir 3014 psi. Production non stable.
 - 9^{ème} étape 45% DD (1658 psi) selon la pression de réservoir 3014 psi. Production stable acceptable.
 - 10^{ème} étape 50% DD (1507 psi) selon la pression de réservoir 3014 psi. Production stable.

Comme il n'y avait pas de production avec un DD normal, le SH a approuvé un DD plus élevé pour analyser la situation jusqu'à un DD de 50 %.

A la fin de la période d'homogénéisation a obtenu un volume total de production de 78 m³ pendant toute l'opération d'essai. Après 45% DD, a commencé à obtenir BHCP stable et la production stable avec un maximum de 4,5 m³/h de brut, 10 % d'eau, 1 % de solides et 13 à 16 m³/min de gaz naturel produit à partir de réservoir.[35]

3.8. Interprétation

L'instabilité du trou de forage est une fonction du déséquilibre entre la pression requise du trou de forage et la pression du fluide dans la formation, en plus des interactions chimiques entre la formation et les fluides de forage ou d'achèvement, et les interactions entre ces fluides et le fluide de formation natif.[36]

La déviation et l'azimut du puits influent également sur la stabilité du trou de forage, car la répartition des contraintes autour du puits dépend de l'orientation du puits, par rapport aux contraintes in situ et aux contraintes de cerceaux introduites pendant le forage du puits.[37]

Au cours du 2^{ème} essai d'écoulement, la compagnie de service a très bien homogénéisé la pression de circulation dans le trou de fond et la production par un étranglement réglable, puis par un étranglement fixe, après que le débit a été détourné vers l'équipement d'essai du puits Schlumberger en contournant le goulot d'étranglement, le séparateur et les réservoirs agricoles. La BLP a effectué l'essai d'écoulement dépassant la limite de 10 % de DD allant jusqu'à 18,9 % de DD, ce qui a donné lieu à des problèmes d'instabilité qui ont entraîné les solides du puits, ce qui a coincé la mèche de forage même à l'intérieur d'un casing de 7".

Pour éviter les problèmes d'instabilité du trou de forage, il faut élaborer une conception de puits appropriée pour les formations à forer et à terminer pour la production, ce qui exige de comprendre l'état de contrainte in situ, la pression interstitielle et les propriétés géomécaniques de la formation du réservoir.[38]

Dans notre étude du puits MDZ686, avant les essais d'écoulement, les limites devraient être approuvées pour le réservoir réel à tester que D1 est très bon consolidé et peut soutenir grand Draw Down Cependant R2ab est mou et non Cependant, une réunion a été tenue avec tous les superviseurs participant à l'opération (SH DSV, superviseur des essais de puits SH et superviseur des essais de puits SLB) a expliqué les risques si le Test de Flux se poursuit au-delà de la limite DD de 10% convenue dans le Management Of Change signé par SH. Il a été recommandé de ne pas passer de 24/64'' à 32/64'' pour éviter d'augmenter beaucoup le pourcentage de DD. Tout a été expliqué auparavant et de toute façon, le superviseur des essais de puits du SH a pris la décision d'opter pour une chaux aux haricots de 32/64 ''.

Lorsqu'il a été commuté à 32/64 po, le mécanicien de Choke Weatherford a constaté que le DD augmentait et, depuis le début, le mécanicien de WFT a demandé une instruction obligatoire pour fermer le puits et, de toute façon, son avis n'a pas été pris en compte, et l'essai de débit s'est poursuivi de la même façon en augmentant le DD. À 18,9% DD qui était extrêmement grand qui a fait une défaillance de compression Après que le puits de trou ouvert a été endommagé.

Après les problèmes d'instabilité et les dommages causés au réservoir pendant le 2e essai d'écoulement, on a recommencé à forer vers l'avant avec un DD inférieur de 3 à 5 %, et après l'augmentation de la longueur du trou ouvert, ce DD a été réduit à 0 à 3 % pour éviter les problèmes d'instabilité. Toutefois, le trou de forage est demeuré stable après avoir réduit le DD aux limites de sécurité calculées.

3.9. Conclusion

Le puits MDZ-686 foré avec la méthode Underbalance a été mis en œuvre avec succès.

Un total de 576 m avec (ROP) de 6,76 m/h ont été forés avec du fluide de forage multiphase utilisant du brut natif ayant une densité de 0,82 SG qui est compatible avec le fluide du réservoir.

Trois essais d'écoulement et deux essais d'accumulation ont été effectués pendant les opérations de forage underbalance.

La technologie utilisée dans ce puits a permis d'évaluer le puits pendant le forage sans qu'il soit nécessaire de procéder à une opération spéciale d'essai de la tige de forage ou à des opérations

d'essai de puits supplémentaires. L'objectif principal du projet a été atteint puisqu'il a été possible d'évaluer les formations tout en forant sous-équilibré et éviter l'utilisation de réservoirs endommageant. De plus, un enregistrement détaillé des données du forage a été possible en examinant les déblais qui ont été apportés à la surface pendant le forage avec les retours et mis en cache par le collecteur d'échantillonneurs weatherford (WFT), fournissant des informations sur la lithologie et son contenu en fluides.

Le puits a été foré avec succès, la production de brut a été trouvée dans le réservoir cible, L'application de la technologie de forage underbalance dans le champ de Hassi Messaoud a permis de réunir des données précieuses qui seront utiles pour évaluer correctement les prochains puits sur le terrain. Des normes élevées en matière de HSE et une gestion de la qualité ont été maintenues tout au long des opérations de forage, comme en témoignent les dossiers de HSE. Aucun lost-time injury (LTI) n'a été enregistré dans le puits MDZ-686 UBD.

Conclusion finale

L'objectif de ce travail est d'élaborer une méthodologie d'étude de la stabilité des parois dans des puits déviés forés en UBD d'une part, et d'étendre cette technique au forage des puits d'exploration d'autre part. La compréhension des mécanismes liés aux fluides de forage et au profil des puits, qui sont à l'origine de ces problèmes, nous permet de trouver les solutions adéquates.

L'analyse de la stabilité de la paroi d'un puits est basée essentiellement sur quatre points :

- ◆ Le choix du modèle de calcul pour représenter le comportement de la roche (élasticité linéaire, plasticité, visco-élasto-plasticité)
- ◆ L'évaluation des conditions in situ qui règnent dans la roche, en l'occurrence les contraintes et leurs orientations ainsi que la pression des pores.
- ◆ L'estimation des caractéristiques mécaniques de la roche.
- ◆ Les caractéristiques du sondage : rayon, inclinaison, azimut.

Malgré que le forage des drains horizontaux dans le champ de Hassi Messaoud soit réalisé dans la direction la moins stable, la rigidité de la roche du cambrien (86 MPa) et l'anisotropie modérée des contraintes in situ rendent l'application de l'Underbalanced pratique.

Dans le même contexte, les résultats de simulation mettent en évidence la densité de boue minimale requise qui est de 0.60 pour le R2 et de 0.45 pour le D1, faute de quoi, le pourcentage du cavage du trou dépasse la limite tolérée, soit 10% du diamètre nominal.

L'étude relative au forage des puits d'exploration par de faible densité a montré que celle-ci provoque des cavages dans la partie inférieure d'où il est possible d'y remédier, contrairement à une densité élevée. Ces informations conjuguées aux aspects technico-économiques favorisent l'UBD dans les réservoirs des puits.

Bibliographie

- [1] J. –Paul NGUEN, “-Techniques d’exploitation pétrolière : Le forage- -,” *Inst. Français du Pétrole-Editions Tech.*, 1993.
- [2] A. BELAID, “Modelisation Tridimensionnelle Du Comportement Mecanique De La Garniture De Forage Dans Les Puits A Trajectoires Complexes : APPLICATION A LA PREDICTION DES FROTTEMENTS GARNITURE-PUIT, These pour obtenir le grade de DOCTEUR DE L’ECOLE NATIONALE SUPERIEURE ,” 2005.
- [3] B. Boualem, *FORAGE D’EAU Procédés et mesures*. 2017.
- [4] C. OSPAR, “Bilan de santé 2010,” « *Ind. pétrolière gazière offshore* », vol. chapitre7, p. 65, 2010.
- [5] J. . NGUYEN, “Le forage, Editions TECHNIP,” 1993.
- [6] A. ABDOULAYE, “Contribution à la surveillance d’un processus de forage pétrolier, Thèse de doctorat, ParisTech-Institut de sciences et technologies,” 2010.
- [7] “<https://www.baoxincz.com/product/Oil-rotary-table.html>.” .
- [8] S. C.D, “Oil Well Drilling"Mud circulation and treating equipment ",” *Schlumberger/Sedco Forex*, vol. 4, 1997.
- [9] “Documentation de l’ENSP.”
- [10] S. U. E.-H. – B. Abdelkrim, ““Etude des Instabilités dans une Tige de Forage Pétrolier Influence du Frottement Visqueux””, Mémoire de magister, , 2011/2012.”
- [11] G. Pelfrene and S. Hedi, “Rôle du processus de forabilité des roches dans les vibrations de torsion des systèmes de forage pétrolier,” 2010.
- [12] S. Nas, “ introduction to underbalance Drilling ,” *Lead. edge Advant. Eng. ing.*, 1998.
- [13] W. Salhi, ““ ’ Équipements de l’underbalance ’ ’,” 2010.
- [14] “<https://oilfieldteam.com/en/a/learining/underbalanced-drilling-conventional-drilling>.” .
- [15] B. boussad norman Oklahoma, “the role of underbalance drilling on production

- process’’,” 2004.
- [16] H. Medley, G.H., Stone, R.C., Colbert, W.J., and McGowen III, “EUnderbalanced Operations Manual, Signa Engineering Corp.”
- [17] “Underbalanced Drilling Manual,” *Gas Res. Inst.*, vol. Publicatio, 1997.
- [18] “[https://airdrilling.com/drilling-services/.](https://airdrilling.com/drilling-services/)” .
- [19] S. B. M.Moussawi, “Géologique de champ Hassi Messaoud,SH/DG,” 1993.
- [20] “[http://www.sonatrach.com/nos-activites.html.](http://www.sonatrach.com/nos-activites.html)” .
- [21] “Géologie de l’Algérie,” *Sonatrach Div. Explor. PED.*, 1995.
- [22] “Well Evaluation Conference «WEC»,” *SLB Doc.*, p. 539, 2007.
- [23] J. Beauchamp, “Mécanique des roches et des sols,” *Univ. Picardie Jules Verne.*
- [24] J. Beauchamp, “LES ROCHES propriétés et utilisation,” *Univ. Picardie Jules Verne.*
- [25] A. Vatan, “Manuel de sédimentologie,” pp. 233–234, 1967.
- [26] H. Mohamed, “Exploitation souterraine,” *Ec. Natl. Polytech.*
- [27] V.Maury, “Notes de cours de mécanique des roches.”
- [28] E. K. Charles Kittel(trad. Nathalie Bardou, *Physique de l’état solide.* 1998.
- [29] D. Guinan, M; Steinberg, ““Dérivés de la pression et de la température du module de cisaillement polycristallin isotrope pour 65 éléments’..,” *J. Phys. Chim. des solides.*
- [30] anurag652 et traduit par A. Lima, “Poisson’s Ratio,” *Sch. Learn. Sch. Phys.*
- [31] J. Lemaitre, “Résistance des matériaux,” *Encycl. Universalis.*
- [32] Jacques Lérau, “Géotechnique 1,” *Inst. Natl. des Sci. Appl. Toulouse*, vol. chapitre 4.
- [33] J. L. D. Jean Francois Serratrice, “Bulletin des laboratoires des ponts et chaussées,” pp. 73–87.
- [34] D. A, “No Title,” *Institue Fr. des Sci. Technol. des Transp. l’aménagement des réseaux*, no. 6.
- [35] “Rapport finale, Weatherford (UBD operations).”
- [36] and S. A. Abbas, A.K., Y.M. Al-Asadi, M. Alsaba, R.E. Flori, “Development of a geomechanical model for drilling deviated wells through the Zubair Formation in Southern Iraq.,” *Proc. SPE/IADC Middle East Drill. Technol. Conf. Exhib.*

Abu Dhabi, UAE, pp. 29–31.

- [37] J. . Bell, “Practical methods for estimating in situ stresses for borehole stability Applications in sedimentary basins.,” *J. Pet. Sci. Eng.* 38, pp. 111–119, 2003.
- [38] and O. M. Mansourizadeh, M., M. Jamshidian, P. Bazargan, “Wellbore stability analysis and breakout pressure prediction in vertical and deviated boreholes using failure criteria – A case study.,” *J. Pet. Sci. Eng.* 145, pp. 482–492, 2016.

Résumé

Le forage enlève une partie de la roche, qui était préalablement en équilibre. Pour atténuer cette perturbation de la roche, on essaye de remplacer la résistance qui était fournie par la partie enlevée par l'effet du fluide de forage. Mais dans le forage en underbalance la pression de ce fluide est inférieure à celle de réservoir ce qui pose un problème de stabilité de puits, pour éviter ce problème nous devons surveiller et analyser la stabilité des parois du puits afin de déterminer l'orientation la plus stable et l'intervalle de densité de la boue assurant une stabilité optimale et analyser aussi les problèmes liés à la rupture de puits, ainsi que le suivi des cas des cavages ,et le suivi des cas des cavages ,coincement et les propriétés de la boue , et à la fin on va déterminer le profil de stabilité qui donne la densité de boue critique ainsi que la trajectoire optimale de forage.

ملخص

يؤدي الحفر إلى إزالة جزء من الصخرة ، التي كانت متوازنة في السابق. للتخفيف من هذا الاضطراب في الصخور ، يتم إجراء محاولة لاستبدال المقاومة التي تم توفيرها بواسطة الجزء الذي تمت إزالته بواسطة تأثير سائل الحفر ولكن في الحفر غير المتوازن يكون ضغط هذا السائل أقل من ضغط الخزان الذي يشكل مشكلة استقرار البئر ، لتجنب هذه المشكلة يجب علينا مراقبة وتحليل استقرار جدران البئر من أجل تحديد الاتجاه الأكثر استقرارا ومجال كثافة سائل الحفر لضمان الاستقرار الأمثل وأيضا تحليل المشاكل المتعلقة بفشل البئر ، وكذلك متابعة حالات التجويف والانحصار وخصائص سائل الحفر، وفي النهاية سنحدد ملامح الثبات التي تعطي كثافة سائل الحفر وكذلك مسار الحفر الأمثل

Abstract

Drilling remove of part of the rock, which was previously in balance. To mitigate this disturbance of the rock, an attempt is made to replace the resistance that was provided by the part removed by the effect of the drilling fluid. But in underbalance drilling the pressure of this fluid is lower than that of reservoir which poses a problem of well stability, to avoid this problem we must monitor and analyze the stability of the walls of the well in order to determine the most stable orientation and the density interval of the sludge ensuring optimal stability and also analyze the problems related to well failure, as well as the follow-up of the cases of cavages, and the follow-up of the cases of cavages, stuck and the properties of the mud, and at the end we will determine the stability profile that gives the density of critical mud as well as the optimal drilling trajectory.