

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

**MASTER**

Présenté par :

**CHAHBI Kamel**

**BELKDAR Boumediene Imad Eddine**

Filière : Hydrocarbures

Option : Forage des Puits

Thème

---

**Etude de faisabilité de la technique Managed Pressure Drilling (MPD) en mode Pressurized Mud-cup Drilling (PMCD) dans le bassin de Berkine, Application : puits RKFP-1**

---

Devant le jury :

MELLAK Abderrahmane	Professeur	UMBB	Président
BENTRIOU Abdelhak	MC (A)	UMBB	Encadreur
HADJADJ Ahmed	MC (A)	UMBB	Examineur
BENYOUNES Khaled	MC (A)	UMBB	Examineur
BOUMAZA Nadia	MA (A)	UMBB	Examinatrice
AZRIL Nadjat	MA(A)	UMBB	Examinatrice

# Remerciements

La réalisation de ce mémoire a été possible grâce à la participation de plusieurs personnes à qui nous voudrions témoigner toute notre reconnaissance.

Nous voudrions tout d'abord adresser toute notre gratitude à notre encadreur de ce mémoire, Monsieur BENTRIOU Abdelhak, pour sa patience, sa disponibilité et surtout ses judicieux conseils, qui ont contribué à alimenter notre réflexion.

Madame BEBNYAMINA Mokhetaria, notre tutrice pendant notre stage à la société SONATRACH, pour nous avoir intégré rapidement au sein de l'entreprise et nous avoir accordé toute sa confiance ; pour le temps qu'elle nous a consacré tout au long de la période de stage, sachant répondre à toutes nos interrogations ; sans oublier sa participation au cheminement de ce mémoire.

Monsieur BOULEFDAOUI SAID, Chef des Projets - pole centre du groupe SONATRACH-Division de forage HMD, pour l'aide et les conseils concernant les activités évoquées dans ce memoire qu'il nous a apporté lors des différents suivis, de nous avoir accueillie dans son bureau, et de nous avoir faite travailler dans la bonne humeur. Il nous a aussi aidées à réunir les informations et les documents qui nous ont servi dans la rédaction de notre mémoire de fin d'études.

Monsieur ASIF Mohammed, Chef de projet de l'entreprise WEATHERFORD (SDS). Pour ça orientation dans le choix de la problématique a étudié.

Messieurs DADDOU Miloud, AIT ABDELKHAOUI Sofiane, MOKHTARI ainsi que l'ensemble du personnel de SONATRACH-Division de Forage HMD pour leur accueil sympathique et leur coopération professionnelle.

# Dédicace

## **A ma très chère mère**

Affable, honorable, aimable : Tu représentes pour moi le symbole de la bonté par excellence, la source de tendresse et l'exemple du dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager et de prier pour moi. Aucune dédicace ne saurait être assez éloquente pour exprimer ce que tu mérites pour tous les sacrifices que tu n'as cessé de me donner depuis ma naissance, durant mon enfance et même à l'âge adulte. Je te dédie ce travail en témoignage de mon profond amour. Puisse Dieu, le tout puissant, te préserver et t'accorder santé, longue vie et bonheur.

## **A mon très cher père**

Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours eu pour vous. Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour mon éducation et mon bien être. Ce travail est le fruit de tes sacrifices que tu as consentis pour mon éducation et ma formation.

## **A mon frère et mes sœurs et le petite adorable Sami**

Les mots ne suffisent guère pour exprimer l'attachement, l'amour et l'affection que je porte pour vous.  
Je vous dédie ce travail avec tous mes vœux de bonheur, de santé et de réussite.

## **A tous mes amis et a tous mes camarades du Groupe MAFP11**

En témoignage de l'amitié qui nous uni et des souvenirs de tous les moments que nous avons passé ensemble, je vous dédie ce travail et je vous souhaite une vie pleine de santé et de bonheur.

## **A mon ami et binôme BELKDAR Boumediene Imad Eddine**

On a passé 7 ans ensemble, depuis le lycée on s'assoit ensemble, on a fait la même filière et la même spécialité à l'université, Aujourd'hui, je vous dédie notre travail avec tous mes vœux de bonheur, de santé et de réussite

**CHAHBI Kamel**

### **A ma très chère mère**

Affable, honorable, aimable : Tu représentes pour moi le symbole de la bonté par excellence, la source de tendresse et l'exemple du dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager et de prier pour moi. Aucune dédicace ne saurait être assez éloquente pour exprimer ce que tu mérites pour tous les sacrifices que tu n'as cessé de me donner depuis ma naissance, durant mon enfance et même à l'âge adulte. Je te dédie ce travail en témoignage de mon profond amour. Puisse Dieu, le tout puissant, te préserver et t'accorder santé, longue vie et bonheur.

### **A mon très cher père**

Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours eu pour vous. Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour mon éducation et mon bien être. Ce travail est le fruit de tes sacrifices que tu as consentis pour mon éducation et ma formation.

### **A mon frère et ma sœur**

Les mots ne suffisent guère pour exprimer l'attachement, l'amour et l'affection que je porte pour vous.  
Je vous dédie ce travail avec tous mes vœux de bonheur, de santé et de réussite.

### **A tous mes amis et a tous mes camarades du Groupe MAFP11**

En témoignage de l'amitié qui nous uni et des souvenirs de tous les moments que nous avons passé ensemble, je vous dédie ce travail et je vous souhaite une vie pleine de santé et de bonheur.

### **A mon ami et binôme CHAHBI Kamel**

On a passé 7 ans ensemble, depuis le lycée on s'assoit ensemble, on a fait la même filière et la même spécialité à l'université, Aujourd'hui, je vous dédie notre travail avec tous mes vœux de bonheur, de santé et de réussite

**BELKDAR Boumediene Imad Eddine**

# Résumé

La fonction d'un forage est de permettre l'accès à une couche géologique ciblée pour sa reconnaissance ou son exploitation. Les conditions économiques et environnementales de l'industrie pétrolière imposent que les opérations de forage doivent être conduites avec un maximum d'efficacité et de sécurité. Le contrôle et la prévention des pertes de boue sont des priorités pour respecter de telles exigences, essentiellement lors des opérations de forage du réservoir. Malgré les progrès de tout ordre réalisés au cours des dernières années, les pertes de boue constituent, de nos jours encore un obstacle majeur au déroulement normal des opérations de forage. Dans le cas des pertes totales vont imposer un arrêt de forage dont la durée est difficilement prévisible, les surcoûts de l'opération, la future production du puits ainsi que sa durée de vie dépendent de ce problème qui peut aussi causer d'autres problèmes, tels que les coincements et les venues qui pouvant aller jusqu'à la perte de puits.

Dans ce mémoire une variante de Managed Pressure Drilling (MPD), Pressurized Mud Cap Drilling (PMCD) a été examinée. PMCD utilise un bouchon de boue statique dans l'annulaire pour fournir une pression de fond adéquate, tandis qu'un fluide sacrificatoire de faible coût est pompé vers le bas à travers la garniture de forage pour éliminer les déblais et les transporter dans la formation. Une étude de la bibliographie a été réalisée afin de comparer PMCD avec d'autres techniques existantes, spécifiquement le forage conventionnel et Constant Bottom Hole Pressure CBHP, une autre variante de MPD. Travailler avec les pertes a permis au PMCD de forer en toute sécurité la profondeur totale dans ces zones, tout en réduisant la plupart du temps non productif et une opération globale moins chère. Là où d'autres techniques comptent sur le temps et les coûts perdus avec les matériaux de colmatage, de ciment ou d'autres moyens pour colmater la formation, par contre le PMCD est une technique mieux adaptée pour forer ces zones.

Un modèle statique a été fait pour montrer plus clairement l'aspect physique derrière PMCD et de simuler une opération forage à travers un réservoir à gaz avec des zones de perte totale. Ses procédures et ses avantages sont devenus claires, bien que le modèle soit plutôt simple. Après une évaluation, les résultats ont montré que PMCD manque de polyvalence et n'a pas encore été pleinement acceptée par l'industrie, mais il offre une meilleure solution pour forer les zones de perte totale. La principale conclusion est que dans ces réservoirs où il existe ces zones, PMCD doit au minimum être utilisé comme un plan d'urgence dans les puits d'exploration.

# Sommaire

Résumé	
Liste des Figures	
Liste des Tableaux	
Nomenclatures	
Introduction générale	
<b>Chapitre 1 Généralités géologiques du bassin de Berkine</b>	<b>1</b>
<b>1.1 Situation géographique du bassin de Berkine</b>	<b>1</b>
<b>1.2 Historique du bassin</b>	<b>2</b>
<b>1.3 Géologie du bassin de Berkine</b>	<b>2</b>
<b>1.4 Analyse du Prospect du Puits RKFP-1</b>	<b>5</b>
1.4.1 Estimation des ressources	5
1.4.2 Estimation des pressions et températures	5
<b>Chapitre 2 Programme de Forage</b>	<b>7</b>
<b>2.1 Introductions</b>	<b>7</b>
<b>2.2 Programme de Forage du RKFP-1</b>	<b>8</b>
2.2.1 L'architecture du Puits RKFP-1 prévisionnelle	8
2.2.2 Programme des outils de de forage	9
<b>2.3 Le Problème rencontrés pendant le forage de la phase 8 ½ ‘’</b>	<b>10</b>
2.3.1 Résumer des opérations effectués dans la phase 6’’	10
2.3.2 L'architecture réelle du puits RKFP-1	11
<b>Chapitre 3 Les Pertes de Circulation</b>	<b>12</b>
<b>3.1 Les Types de Zones à Perte</b>	<b>13</b>
3.1.1 Zone de Perte à fracture horizontal	13
3.1.2 Zones de Perte à fracture vertical	14
<b>3.2 Les problèmes Liés au Forage</b>	<b>15</b>
<b>3.3 Forage Conventionnelle à Travers les zones de perte totale:</b>	<b>18</b>
3.3.1 Contrôle des Pertes et des Venues	19

<b>Chapitre 4 Managed Pressure Drilling (MPD)</b> .....	23
<b>4.1 Introduction</b> .....	24
<b>4.2 Les variantes de MPD</b> .....	26
<b>4.2.1 Constant Bottom-Hole Pressure (CBHP)</b> .....	26
<b>4.2.2 Dual Gradient (DG)</b> .....	27
<b>4.2.3 Pressurized Mud Cap Drilling (PMCD)</b> .....	28
<b>4.2.4 HSE MPD or Returns Flow Control (RFC)</b> .....	29
<b>4.3 Les Avantages du MPD</b> .....	30
<b>4.3.1 Les Désavantages</b> .....	32
<b>4.4 Les Équipements de MPD</b> .....	33
<b>4.4.1 Rotating Control Device</b> .....	33
<b>4.4.2 Choke et Back-pressure Pump</b> .....	34
<b>4.4.3 Non-Return Valves</b> .....	36
<b>4.4.4 Coriolis Flowmeter</b> .....	36
<b>4.4.5 Système de contrôle automatique</b> .....	37
<b>Chapitre 5 Méthodologie et l'évaluation économique de l'application de MPD en Algérie</b> .....	38
<b>5.1 Méthodologie d'application</b> .....	39
<b>5.1.1 Évaluation économique</b> .....	40
<b>5.1.2 La planification détaillée pour l'application de MPD</b> .....	43
<b>5.1.3 Exécution des Opérations dans le terrain</b> .....	44
<b>5.1.4 Les prestations de Production</b> .....	45
<b>5.2 Analyse comparatives de l'application de MPD</b> .....	45
<b>5.2.1 Forage conventionnelle dans la phase 6''</b> .....	45
<b>5.2.2 Application de MPD dans La phase 6''</b> .....	47
<b>Chapitre 6 Pressurized Mud Cap Drilling</b> .....	51
<b>6.1 L'application du PMCD dans les Zones à Perte</b> .....	52
<b>6.1.1 Test de Formation</b> .....	53
<b>6.1.2 La transition de CBHP à PMCD</b> .....	53
<b>6.1.3 Les Procédures de Forage</b> .....	55
<b>6.1.4 Les Manœuvres</b> .....	56
<b>6.2 Les Activités Post-Forage</b> .....	58

6.2.1	Les Operations de Diagraphie .....	58
6.2.2	La pose de Liner et du Complétion .....	59
<b>Chapitre 7 Modélisation de PMCD .....</b>		<b>60</b>
7.1	Modèle Hydraulique du CBHP: .....	61
7.1.1	Les Simplifications du Modèle Hydraulique: .....	62
7.1.2	Le Modèle Hydraulique de Kaasa: .....	63
7.1.3	Le Modèle Hydraulique Utilisé Pour la Simulation: .....	65
7.2	Le Modèle Hydraulique du PMCD: .....	67
7.2.1	Conditions statiques: .....	67
7.2.2	Conditions dynamiques: .....	69
7.2.3	Modèle utilisé pour la simulation: .....	71
<b>Chapitre 8 Simulation et résultats .....</b>		<b>72</b>
8.1	Les Données du Puits RKFP-1 .....	73
8.1.1	Les données de pression .....	73
8.1.2	Les Donnés Utilisés Pendant la Simulation .....	74
8.2	Les Profils de Pression dans la Fenêtre de Forage.....	75
8.2.1	Forage Conventionnel.....	75
8.2.2	CBHP .....	76
8.2.3	PMCD.....	77
8.3	Simulation d'une Opération de Forage à Travers les Zones de Perte Totale.....	78
8.3.1	Les Opérations de CBHP.....	78
8.3.2	Transition de CBHP au PMCD .....	80
8.3.3	Les Opération de PMCD .....	84
8.3.4	Volume Totale Requis du Fluide Sacrificatoire .....	88
Conclusion générale		
Recommandation		
Références		
Annexes		

# Liste des Figures

## Chapitre 1

Figure 1. 1 : Situation géographique du bassin de Berkine. ....	1
Figure 1. 2 : Localisation du bloc 406c. ....	3
Figure 1. 3 : Diagramme de pression (MDT) des réservoirs TAGI, Carbonifère et Gédinnien. ....	5
Figure 1. 4 : Diagramme des pressions (MDT) des réservoirs SAG-B et A. ....	6
Figure 1. 5 : Diagramme des températures de fond (DST N°01) du puits MHB-1St. ....	6

## Chapitre 2

Figure 2. 1 : Le profil de puits RKFP-1 après Sidetrack. ....	10
---------------------------------------------------------------	----

## Chapitre 3

Figure 3. 1 : Les zones de perte de circulation. ....	14
Figure 3. 2: Imagerie du krast et atténuation des risques. ....	15
Figure 3. 3: Coincement par pression différentielle.....	16
Figure 3.4 : Profil de pression statique et dynamique avec le forage conventionnel .....	18
Figure 3.5 : Intrusion de LCM et colmatassions des fractures. ....	20
Figure 3.6 : la méthode conventionnelle de circulation d'une venue.....	21

## Chapitre 4

Figure 4. 1 : Les régions d'opérations pour les différentes techniques de forage. ....	24
Figure 4. 2 : Circuit circulation de boue en MPD.....	25
Figure 4. 3: Profil de pression statique et dynamique avec CBHP.....	26
Figure 4. 4 : Profil de pression dynamique avec le Dual Gradient sans riser. ....	27
Figure 4.5 : Profil de pression dynamique avec le mode PCMD. ....	29
Figure 4.6 : Les causes de NPT. ....	30
Figure 4.7 : Mécanisme d'étanchéité de la RCD. ....	33
Figure 4.8 : RCD Modelé 7100 utilisé en Algérie. ....	34
Figure 4.9 : Choke manifold.....	34
Figure 4.10 : MPD choke avec deux semi-automatique choke.....	35
Figure 4.11 : Back-pressure Pump.....	35
Figure 4.12 : Non-Return-Valves. ....	36
Figure 4.13 : Coriolis Flowmeter.....	36
Figure 4.14 : ACS lors d'un événement de coincement de la garniture. ....	37

## Chapitre 5

Figure 5. 1 : Effet de la pression différentielle sur ROP. ....	39
Figure 5. 2 : ROP vs Densité de la boue. ....	40
Figure 5. 3 : Effet de solides sur la performance du forage et l'effet de dispersion de solide sur ROP. ....	41
Figure 5. 4 : Réduction des coûts par la réduction NPT en comparant forage conventionnel avec le MPD. ....	42
Figure 5. 5: Distribution du Temps-Profondeur et NPT NZ-19. ....	46
Figure 5.6 : Distribution du Temps-Profondeur et NPT NZ-21. ....	47
Figure 5.7 : Fenêtres de forage est ECD utilisé dans tous les puits fore par MPD à Nezla. ....	48
Figure 5.8 : Fenêtre de forage et ECD utiliser NZ-22. ....	48
Figure 5.9 : Distribution du Temps-Profondeur et NPT NZ-22. ....	49
Figure 5.10 : Répartition du temps des opérations NZ-23. ....	49
Figure 5.11 : Fenêtre de forage et ECD utilisé NZ-27. ....	50
Figure 5.12 : Répartition du temps des opérations de puits de NZ-27. ....	50

## Chapitre 6

Figure 6. 1 : Arbre de décision dans un scénario de perte. ....	52
Figure 6.2 : Configuration de PMCD. ....	53
Figure 6. 3 : Le principe fondamental de PMCD ....	54
Figure 6.4 : Assemblage de Downhole Isolation Valve dans le tubage. ....	57
Figure 6.5 : présentation du procédé d'emplois de la Well Shuttle. ....	59

## Chapitre 7

Figure 7.1 : Le système automatisé de l'MPD. ....	62
Figure 7. 2: Des estimations de la pression de fond à l'aide de différentes mesures. ....	63
Figure 7.3 : compartiments de l'annulaire et la garniture de forage. ....	64
Figure 7.4 : PMCD dans des conditions statiques. ....	68
Figure 7.5 : PMCD dans des conditions dynamiques. ....	70

## Chapitre 8

Figure 8. 1: Gradient de pression de pores et de fracturation estime. ....	73
Figure 8. 2: Gradient de pression de pores et de fracturation utilise pour la simulation. ....	73
Figure 8. 3: Fenêtre de forage - forage conventionnel. ....	75
Figure 8. 4 : Profile des pressions –CBHP. ....	76
Figure 8. 5: Les différents types ECD avec différent valeur de SBP en mode CBHP. ....	77
Figure 8. 6 : Profile des pressions –PMCD. ....	77
Figure 8. 7 : CBHP - BHP lors de la rencontre d'une zone de perte totale. ....	79
Figure 8. 8 : CBHP - Back-Pressure lors de la rencontre de la zone de perte totale. ....	79
Figure 8. 9 : Transition du CBHP au PMCD. ....	81
Figure 8. 10 : Transition de CBHP au PMCD, le passage au SAC. ....	83
Figure 8. 11 : PMCD - Les venues et bullheading pendant le forage. ....	84
Figure 8. 12 : Opération de PMCD réel dans un réservoir à gaz. ....	85
Figure 8. 13 : PMCD - BHP et le débit des pompes de forage lors d'une connexion. ....	86
Figure 8. 14 : PMCD - SBP et le débit de bullheading lors d'une connections. ....	86

<b>Figure 8. 15 :</b> PMCD - Augmentation de la pression de la pompe et de SBP au cours du colmatage de la formation. ....	87
<b>Figure 8. 16 :</b> PMCD - diminution de la pression des pompe et SBP une fois qu'une nouvelle zone de perte est rencontrée .....	87
<b>Figure 8. 17 :</b> Volume nécessaire du fluide sacrificiel en fonction du ROP débit des pompes_.....	88
<b>Figure 8. 18 :</b> Volume journalier nécessaire du fluide sacrificiel en fonction débit des pompes et temps de forage.....	88

# Liste des Tableaux

## Chapitre 4

**Tableau 4. 1** : OBD vs MPD réduction de NPT due au coincement de la garniture. ....31

**Tableau 4. 2** : OBD vs MPD l'amélioration de ROP. ....31

**Tableau 4.3** : OBD vs MPD type de boue utilisé-50% réduction du coût de la boue. ....31

## Chapitre 6

**Tableau 6. 1**: La lecture des pressions pour prédire les conditions du puits en mode PMCD. ....56

## Chapitre 8

**Tableau 8. 1** : Les opérations de CBHP dans la zone de perte totale en fonction du temps. ....78

**Tableau 8. 2** : Les opérations pendant la transition. ....81

**Tableau 8. 3** : Les opérations de bullheading pendant les venues. ....84

**Tableau 8. 4** : Les opérations pendant les connexions. ....86

# Nomenclature

***AFP:*** Annulus Friction Pressure  
***ACS:*** Automatic Control System  
***BBL:*** Barrels  
***BDO:*** Bentonite Diesel Oil  
***BHA:*** Bottom-Hole Assembly  
***BHP:*** Bottom Hole Pressure  
***BOP:*** Blow-Out Preventer  
***BPP:*** Back-Pressure Pump  
***CBHP:*** Constant Bottom-Hole Pressure  
***CCS:*** Continuous Circulation System  
***DG:*** Dual Gradient  
***DIV:*** Downhole Isolation Valve  
***ECD:*** Equivalent Circulating Density  
***ERD:*** Extended Reach Drilling  
***FIT:*** Formation Integrity Test  
***FMC:*** Floating Mud Cap Drilling  
***IADC*** International Association of Drilling Contractor  
***HSE:*** Health, Safety & Environment  
***LAM:*** Light Annular Mud  
***LWD:*** Logging While Drilling  
***LCM:*** Lost Circulation Material  
***MCD:*** Mud Cap Drilling  
***MD:*** Measured Depth  
***MPD:*** Managed Pressure Drilling  
***MSBP:*** Maximum Surface Back-Pressure  
***NPT:*** Non-Productive Time  
***OBD:*** Over Balance Drilling  
***OBM:*** Oil-Based Mud  
***PWD:*** Pressure While Drilling  
***PMCD:*** Pressurized Mud Cap Drilling

***PI:*** Productivity Index

***ROP:*** Rate of Penetration

***RFC:*** Returns Flow Control

***RCD:*** Rotating Control Device

***SAC:*** Sacrificial Fluid

***SBP:*** Surface Back-pressure

***SF:*** Safety Factor, 1.5 - 2

***SMP:*** Subsea Mud Pump

***SPP:*** Stand Pipe Pressure

***TD:*** Target Depth

***TVD:*** True Vertical Depth

***UBD:*** Under-Balanced Drilling

***WBM:*** Water-Based Mud

# Symboles

**$\beta$** : Module d'élasticité isostatique (Pa)

**$g$** : 9.81 (m/s<sup>2</sup>)

**$h$** : Profondeur (m)

**$ID/OD$** : Diamètre intérieur et extérieur (m)

**$k_c$** : Constante du Choke de MPD

**$M$** : Densité par rapport une section  
transversale sur la trajectoire d'écoulement

**$P$** : Pression (Pa)

**$P$** : Changement de pression par rapport au  
temps (Pa)

**$\Delta P$** : Augmentation de la pression du aux  
pertes de charge (Pa)

**$q$** : Débit d'écoulement (m<sup>3</sup>/s)

**$q$** : Changement du débit d'écoulement  
(m<sup>3</sup>/s)

**$\rho$** : La masse volumique (kg/m<sup>3</sup>)

**$V$** : Volume (m<sup>3</sup>)

**$V$** : Changement du volume par rapport aux  
temps (m<sup>3</sup>/s)

**$V_{gm}$** : Débit de migration du gaz (m<sup>3</sup>/s)

**$z_c$** : Position du choke de MPD

# Indice inférieur

**$ann$** : Annulaire

**$dp$** : Tige de forage

**$c$** : Choke

**$frac$** : Fracturation

**$topfrac$** : Top de la zone fracturée

# Introduction

La consommation du pétrole et du gaz a beaucoup augmenté ces dernières décennies. Il est important d'explorer des nouvelles réserves qui sont parfois difficiles à exploiter afin de combler la demande. Il y a plusieurs réserves qui contiennent de grandes quantités d'hydrocarbures, mais la récupération de ces ressources est restreinte par la limitation des techniques de forage. La perte sévère de circulation est l'un des problèmes de forage. Les zones de pertes sont caractérisées par une fenêtre de forage étroite et même parfois inexistante. En plus des pertes de circulation et la lutte contre ces fractures /cavernes, représente un risque continu des événements de venue.

Le forage conventionnel à travers ces zones a montré que rester dans les limites de la fenêtre de forage représente un défi, qui nécessite un contrôle précis de profil de pression dans le puits où conventionnellement n'est pas faisable. Dans un scénario de perte totale, la procédure est de pomper vers le bas les matérielles de pertes de circulation (LCM), de ciment ou d'autres moyens pour colmater ces zones, tout en bullheading vers le bas pour contrer une venue potentielle. La plupart des puits ont été forés avec succès à la profondeur totale (TD), mais seulement après quelques jours et même des semaines de temps non productif (NPT), conduisant à un coût élevé de l'opération de forage.

Les nouvelles techniques offrent une meilleure façon pour faire face contre ces zones. Managed Pressure Drilling (MPD) est conçu pour forer les zones un-drillable. Constant Bottom Hole Pressured (CBHP) est l'une des variantes de MPD, en utilisant un système de circulation fermé et une contre-pression (SBP), CBHP est en mesure d'ajuster rapidement le profil de pression dans annulaire et de rester dans les limites de la fenêtre de forage. Avec un équipement pour la détection rapide des venues et changement de débit, les pertes de circulation sont minimisées et les faibles venues sont contrôlées en toute sécurité, mais le CBHP a les mêmes méthodes que le forage conventionnel (LCM, etc.....) pour contrôler ces pertes.

Pressurized Mud Cap Drilling (PMCD) est une autre variante de MPD. Cette technique est peu conventionnelle, on est fait, elle est dépendante des pertes totales pour être applicable. Une casquette de boue statique est placée dans l'espace annulaire pour maintenir une pression de fond adéquate, tandis que le fluide sacrificatoire de faible coût est pompé à travers la garniture de forage. Le fluide sacrificatoire transporte avec lui les débris de la roche forée à l'intérieur de la zone à perte, sans retour à la surface. Les venues sont efficacement bullheaded dans la formation. Le temps non productif (NPT) liés aux luttes contre les pertes est considérablement réduit, en plus d'avoir un meilleur contrôle de puits et la réduction du coût des opérations.

L'objectif de ce travail est d'étudier les défis de forage à travers les zones de perte dans un réservoir à gaz et les techniques les plus couramment utilisés pour les forées. PMCD est l'objectif principal qui va être comparée à la fois au forage conventionnelle et CBHP. En plus d'une étude de la bibliographie, l'objectif est de simuler une opération de forage dans une zone de perte totale d'un réservoir à gaz. Un modèle hydraulique simple pour le PMCD sera mise en œuvre dans le MATLAB. Cette simulation sera utilisée pour vérifier les résultats de l'étude de la bibliographie et de mieux comprendre ses procédures. Les avantages et les inconvénients du PMCD vont être discutés et évalués. L'objectif secondaire est d'évaluer l'application de la technique MPD en mode CBHP en Algérie.

# Chapitre 1

## Généralités géologiques du bassin de Berkine:

### 1.1 Situation géographique du bassin de Berkine:

Le bassin de Berkine est situé dans la partie nord de la plateforme saharienne, il est limité par:

- les frontières tunisiennes et libyennes à l'est
- bassin d'Ilizi au sud
- dôme de Dahar au nord
- Hassi-Messaoud à l'ouest

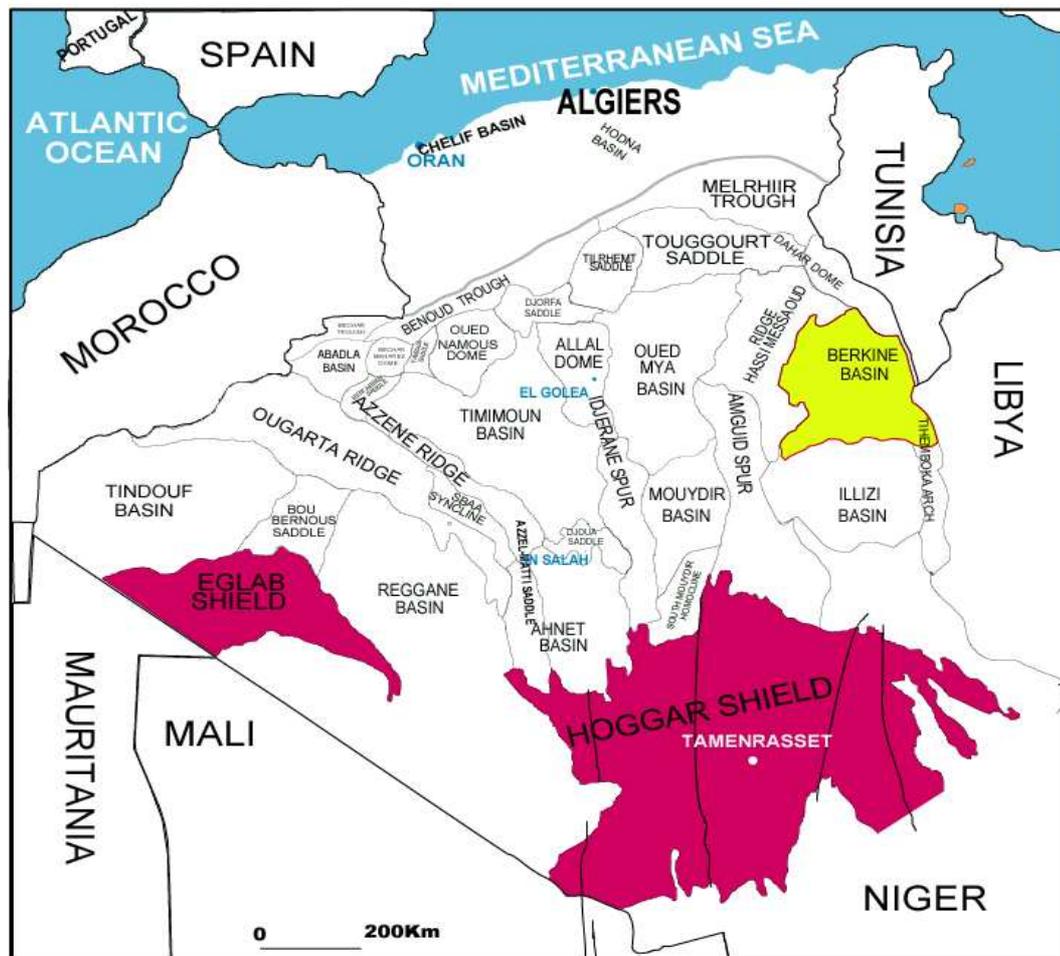


Figure 1. 1 : Situation géographique du bassin de Berkine.

## 1.2 Historique du bassin:

Les activités d'exploration dans le bassin de Berkine ont commencé vers la fin des années 1950, avec la découverte du gaz et du condensât en 1958 dans les quartzites de Hamra (Ordovicien) et les réservoirs Triasiques, environ 150 puits ont été forés ayant pour résultat la découverte d'un important nombre des gisements d'huile et du gaz.

## 1.3 Géologie du bassin de Berkine:

Le bassin de Berkine constitue la partie occidentale d'un plus grand bassin (Celui de Ghadamès) qui se prolonge vers la Lybie et au sud de la Tunisie. La partie Algérienne de ce bassin qui est connue sous le nom du grand Erg Oriental, s'étend sur une surface estimée à 120,000 km<sup>2</sup> et prolonge en E-W et N-S sur 350 Km.

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

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

Les principaux réservoirs sont constitués par :

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

Les roches mères sont constituées par les argiles du gothlandien dont l'épaisseur peut atteindre 250 à 300m et du dévonien supérieur et moyen.

Les argiles de l'Ordovicien et du Carbonifère ont également des caractéristiques de roches mères. La couverture est assurée par les couches salifères du lias.

Le bloc 406c est situé au centre du bassin de Berkine, il est caractérisé par le développement de trends structuraux régionaux NE-SW, conséquence d'une tectonique polyphasique et sur lesquels se greffent des pièges à fermeture essentiellement contre failles. Ce canevas structural est recoupé par des failles et/ou de même orientation sur les trends hauts, résultant d'une transpression lors des phases autrichienne et tertiaire. Les formations paléozoïques ont un pendage régional vers l'Est, elles sont érodées progressivement vers l'Ouest (Fig. 6), tandis que les formations post-hercyniennes (méso-cénozoïques) remontent vers l'Est suite au basculement du bassin vers le NW au Mésozoïque.

Le bloc 406 du périmètre de recherche Ourhoud II est caractérisé par la succession stratigraphique typique du bassin de Berkine. La phase tectonique hercynienne a érodé une partie de la série paléozoïque, ainsi le TAGI repose directement et en discordance sur le Viséen Argileux (Carbonifère). Cette partie du bassin conserve un remplissage sédimentaire de plus de 7000m, allant des formations paléozoïques essentiellement argilo-gréseuses aux formations

mésozoïques caractérisées par une série salifère importante et se terminant par le Mio-Pliocène à sable moyen et gréseux.

Le forage Rhourde Khrouf Profond-1 (RKFP-1) est implanté sur le bloc 406c, il sera foré dans le cadre de la première phase d'exploration (du 09/10/2012 au 08/10/2015) sur le périmètre de recherche Ourhoud II, en effort propre 100% Sonatrach. Il aura pour objectifs pétroliers, l'exploration des réservoirs profonds, sous gisements en partenariat, dans la partie Sud-Ouest de la culmination RKF (gisement producteur d'huile et du gaz dans les réservoirs gréseux TAGI et RKF Carbonifère du partenaire CEPSA). Les objectifs assignés au forage RKFP-1 sont : L'exploration du potentiel en gaz des unités gréseuses A et M du Silurien argilo-gréseux SAG-F6, considérés comme objectifs pétroliers principaux ; L'exploration du potentiel en huile et ou en gaz des réservoirs du Dévonien inférieur, à l'est de la faille principale d'Ourhoud, considérés comme objectifs pétroliers secondaires. La profondeur finale prévue pour le puits RKFP-1 est fixée à 6000 m ; soit 37m dans la formation du Silurien Argileux.

Le puits Rhourde Khrouf Profond-1 (RKFP-1) est situé sur le bloc 406c, dans la partie sud du périmètre de recherche Ourhoud II. Il est à 700m au sud-est du puits RKF-30, à 8,5 Km au sud-ouest du puits RKF-1 et à proximité des installations de surface Ourhoud et Rhourde Khrouf (Figure 1.2). Le point d'implantation correspond au croisement de l'inline 13185 avec la crossline 6620 du cube 05-RKF-3D (CEPSA).

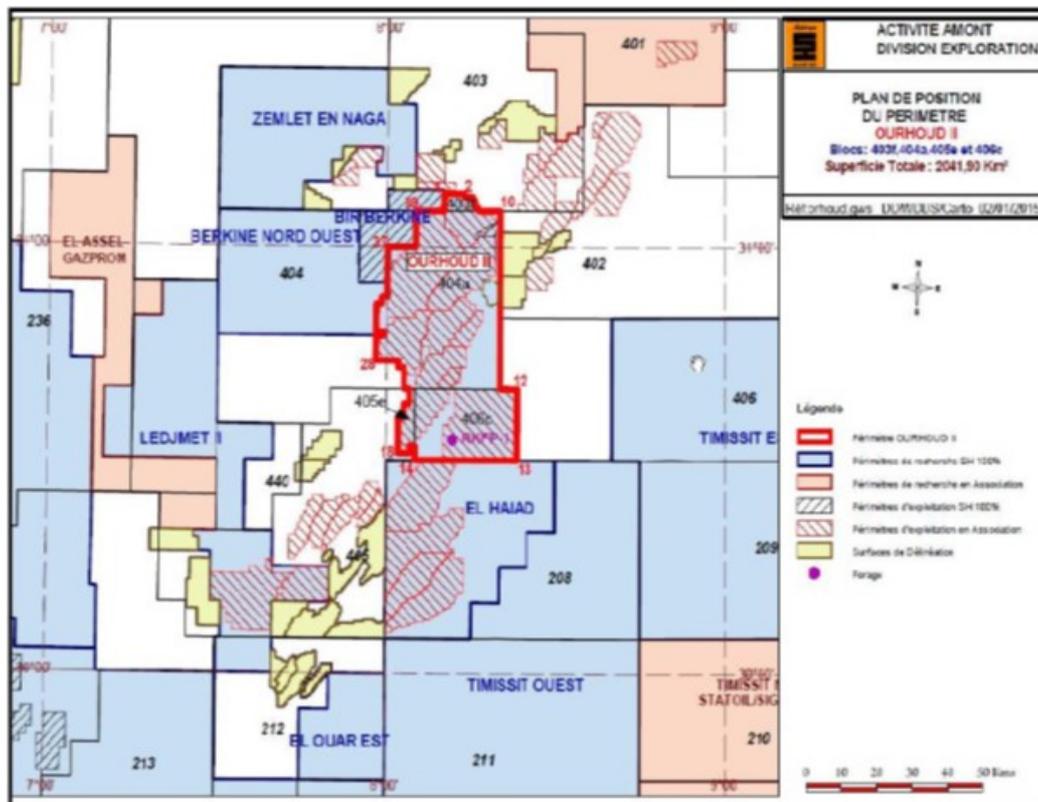


Figure 1. 2 : Localisation du bloc 406c.

La litho-stratigraphie du puits RKFP-1 (voir Figure 1.3) serait globalement similaire à celle reconnue dans la région RKF et Ourhoud. Les puits RKF-1, RKF-30, BKE-1, et MHB-1 ont ainsi été utilisés comme référence pour établir les prévisions litho-stratigraphiques du sondage RKFP-1. La description lithologique de la cote étudiée dans ce mémoire avec les profondeurs et les épaisseurs estimées sont résumés ci-dessous :

**Gédinnien (Tadrart) : Prof : (5056-5322m) ; ép. : 266m**

Grès brun rouge, gris brun et gris verdâtre, parfois blanc, fin à moyen, localement grossier, sub-anguleux à sub-arrondi, argileux à silico-argileux, friable à moyennement consolidé, avec intercalations d'argile gris foncé à noire, tendre à indurée, silteuse et légèrement feuilletée.

**Silurien argilo-gréseux : Prof : (5322-5967m) ép. : 645m**

Complexe argilo-gréseux, constitué par des argiles gris à gris foncé, parfois gris verdâtre et silteuses, des grès blanc quartzeux, fins à très fins, parfois compacts et des intercalations de silistones.

- **Unité B : Prof : (5322-5680m), ép. : 358m.**

Argile noir foncé, fortement silteuse à sableuse, micacée, légèrement feuilletée, avec des intercalations de bancs de grès fins à moyens, localement grossiers, siliceux à silico-quartzitiques, micacés, bien consolidés, durs à très durs.

- **Unité A : Prof : (5680-5897m), ép. : 217m.**

Grès blanc à beige, fins à très fins, passant à des siltstones, silico-quartzitiques, durs, localement silico-argileux, avec passées d'argiles gris foncé à brun rouge, pyriteuses et indurées.

- **Unité M : Prof : (5897-5967m), ép. : 70m.**

Présente au sommet un intervalle gréseux (~20m) fin à moyen, silico-argileux et friable reposant sur des argiles grises, localement silteuses, indurées, avec de fines passées de grès, gris à gris blanc, beige à jaunâtre, fin à très fin et silico-quartzitique.

**Silurien Argileux : Prof : (5967-6000m) ; TD > 33m**

Argile grise à gris clair, devenant parfois brun foncé, silteuse avec fines passées de siltstone. Vers la base, les argiles deviennent noires et très charbonneuses, constituant la roche mère principale du bassin.

## 1.4 Analyse du Prospect du Puits RKFP-1:

### 1.4.1 Estimation des ressources:

Les ressources en gaz estimées et les réservoirs SAG du prospect RKFP-1 sont données dans le tableau ci-dessous :

Réservoir	Ressources en gaz en place (milliards m <sup>3</sup> )				Chances de succès
	P90	P50	P10	Pmean	
<b>SAG-A2</b>	09,2	11,2	13,3	<b>11,3</b>	22%
<b>SAG-M2</b>	11,6	14,2	17,0	<b>14,3</b>	23%
<b>Total</b>	20,8	25,4	30,3	<b>25,6</b>	

### 1.4.2 Estimation des pressions et températures:

Les pressions attendues au niveau du puits RKFP-1, sont estimées à partir des données des puits voisins : HBNP-1, HBNEP-1, REC-N-1, QBN-1, QBN-2 et BBKPNE-1 (Fig. 19 et 20). Elles seraient de l'ordre de :

- 5200 à 5400 Psi au niveau du Viséen 'C' RKF (3267m).
- 7400 à 7500 Psi au niveau du Gédinnien (4750m).
- 8500 Psi au niveau du SAG-A2 (5290m).

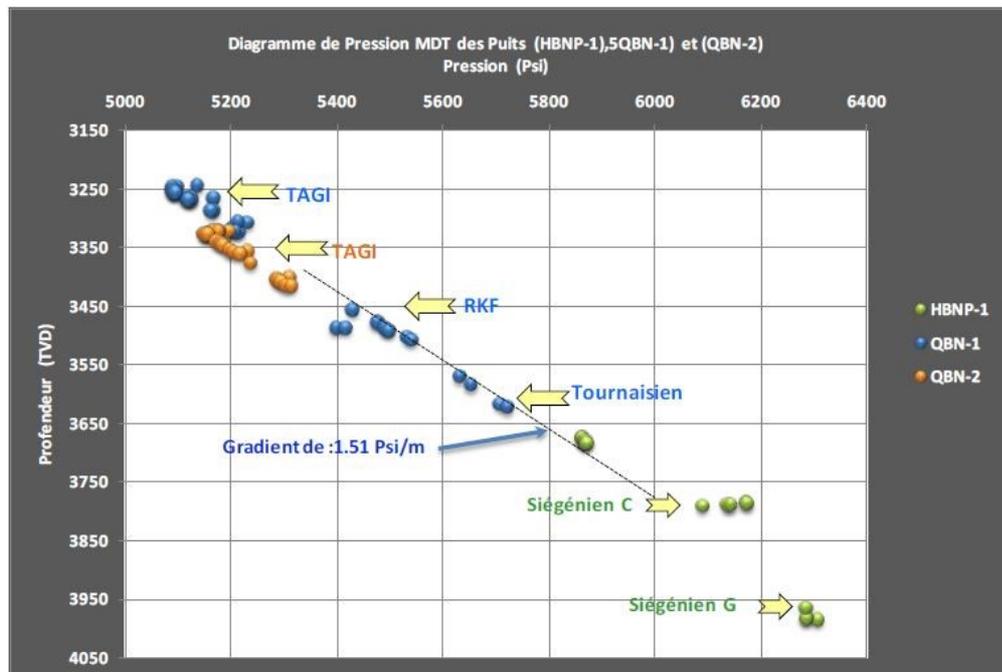
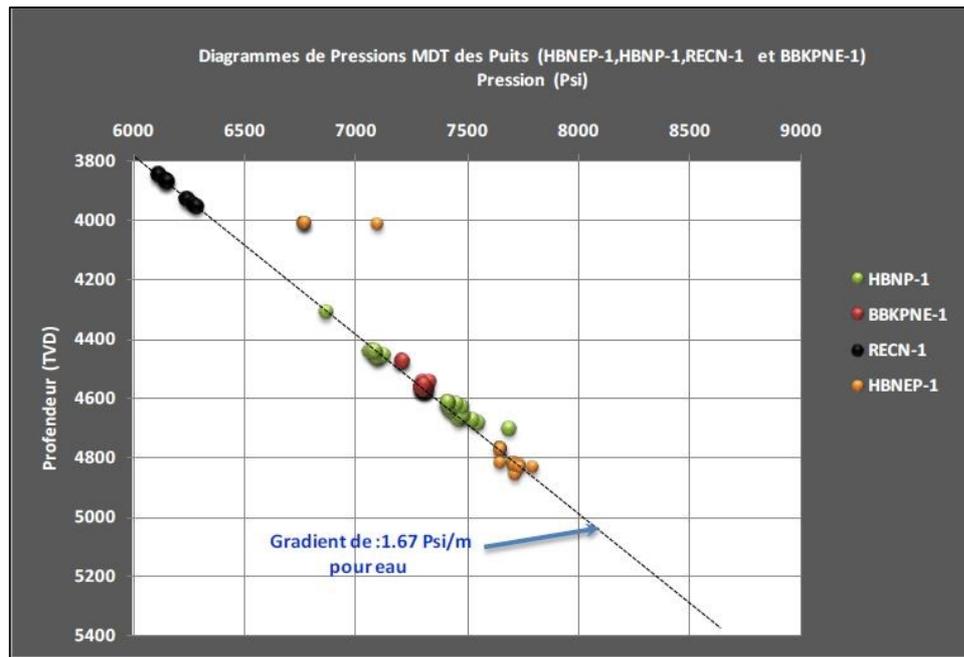
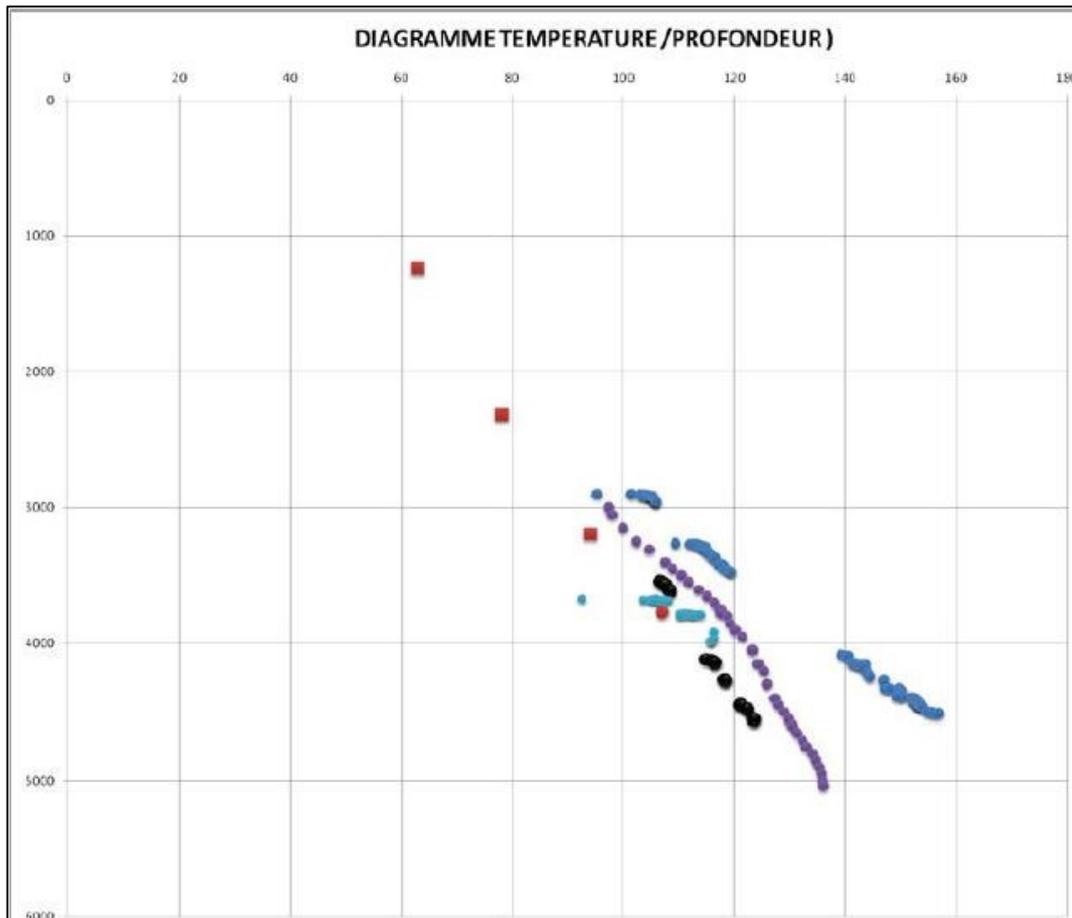


Figure 1. 3 :Diagramme de pression (MDT) des réservoirs TAGI, Carbonifère et Gédinnien.



**Figure 1. 4 :** Diagramme des pressions (MDT) des réservoirs SAG-B et A.

Le diagramme ci-dessous (Figure 5.1) du puits voisin MHB-1 montre qu'au niveau du puits RKFP-1, les températures pourraient atteindre les 170°C à 5000m de profondeur et dépasser les 180°C à la profondeur 6000m (TD).



**Figure 1. 5 :** Diagramme des températures de fond (DST N°01) du puits MHB-1St.

# Chapitre 2

## Programme de Forage

### 2.1 Introduction:

Le forage Rhourde Khrouf Profond-1 (RKFP-1) est implanté sur le bloc 406c, il a été foré dans le cadre de la phase d'exploration (du 09/10/2012 au 08/10/2015) sur le périmètre de recherche Ourhoud II, en effort propre 100% Sonatrach. Il aura pour objectifs pétroliers, l'exploration des réservoirs profonds, sous gisements en partenariat, dans la partie Sud-Ouest de la culmination RKF (gisement producteur d'huile et du gaz dans les réservoirs gréseux TAGI et RKF Carbonifère du partenaire CEPSA). Les objectifs assignés au forage RKFP-1 sont :

- L'exploration du potentiel en gaz des unités gréseuses A et M du Silurien argilo-gréseux SAG-F6, considérés comme objectifs pétroliers principale.
- L'exploration du potentiel en huile et ou en gaz des réservoirs du Dévonien inférieur, à l'est de la faille principale d'Ourhoud, considérés comme objectifs pétroliers secondaires.

La profondeur finale prévue pour le puits RKFP-1 est fixée à 6000 m ; soit 37m dans la formation du Silurien Argileux.

Le puits Rhourde Khrouf Profond-1 (RKFP-1) est situé sur le bloc 406c, dans la partie sud du périmètre de recherche Ourhoud II. Il est à 700m au sud-est du puits RKF-30, à 8,5 Km au sud-ouest du puits RKF-1 et à proximité des installations de surface Ourhoud et Rhourde Khrouf. Le point d'implantation correspond au croisement de l'inline 13185 avec la crossline 6620 du cube 05-RKF-3D (CEPSA).

## 2.2 Programme de Forage du RKFP-1:

### 2.2.1 L'architecture du Puits RKFP-1 prévisionnelle:

SONATRACH DIVISION FORAGE DIRECTION DES OPERATIONS FORAGE		RHOUD KHROUF PROFOND-1 RKFP-1				Basin: Berkine-EST Permis: OURHOUD II Bloc: 406			
Coordonates UTM : Rig:ENF36 X = 422 721,052 Y = 3 379 513,965 Zs = 211,6 m Zi = 220,6 m									
AGE	MD	HEIGHT	FORMATION	STRAT	LITHOLOGY	CORES	Casing	MUD	
	9	128	Mio-Pliocène		SAND white, ferruginous, coarse, LIMESONTE, cream, sandy and CLAY grey, sandy		36"x30" 60m		
	137	174	Sénonien	Carbonaté	LIMESTONE dolomitic, anhydritic and silty, DOLOMITE, grey to beige		26"x18 5/8 351 m	1,05 sg WBM	
	311	260		Anhydritique	CLAYSTONE grey, dolomitic, plastic, ANHYDRITE white, massive, LIMESTONE sandy		40m S. Anhyd		
	571	188		Salifère	SALT massive, CLAYSTONE plastic, ANHYDRITE massive, LIMESTONE layer				
	759	62	Turonien		LIMESTONE sandy, MARL slightly dolomitic				
	821	215	Cénomanién		CLAYSTONE plastic, LIMESTONE dolomitic, ANHYDRITE white, massive				
	1036	160	Albien		CLAYSTONE silty-sandy, partly dolomitic		16" x 13 3/8 1951 m	1,22-125 sg OBIM	
	1196	29	Aptien		DOLOMITE				
	1225	317	Barremien		SANDSTONE dolomitic with layers of CLAYSTONE				
	1542	297	Néocomien		CLAYSTONE silty, plastic, SANDSTONE fine, LIMESTONE argillaceous and DOLOMITE				
JURASSIQUE	1839	197	Malm		LIMESTONE argillaceous, DOLOMITE, CLAYSTONE sandy, SANDSTONE fin, ANHYDRITE massive				
	2036	124	Dogger argileux		clay stone with occasional thin stringers of dolomitic limestone, sandstone and anhydrite				
	2160	102		Dogger lagunaire		claystone with anhydrite and calcareous dolomite			
	2262	188	LIAIS	Anhydritique		ANHYDRITE, CLAYSTONE dolomitic	2302 m	40m L.Anhyd	
	2450	60		Salifère		ANHYDRITE massive, CLAYSTONE dolomitic, plastic			
	2510	30		Horizon "B"		LIMESTONE, DOLOMITE, MARL		12-1/4" x 9 5/8	1,95-2,00 sg OBIM
	2540	234		S1 + S2		SALT pink, translucent, CLAYSTONE plastic, ANHYDRITE layers, white		678 m	
	2774	131		S3		Sel massif incolore à rose			
2905	25	Argileux		el massif et argiles Argiles avec des passées de sel					
2930	48	Trias S4		Argiles silteuses avec passées de sel		2980 m	2m Trias Argileux		
2978	41	Trias Argileux		Argiles silteuses avec passées de sel					
3019	37	Trias Carbonaté		Argiles avec passés de calcaire dolomitique et grès.					
3056	148	TAGI		Argile avec Grés fin quartzitique Grés gris-blanc, très fin					
DEVONIEN	3204	274	SUPERIEURE	Viséen		Argiles gris-foncées silteuse micacé			
	3478	231		RKF		Grés gris-blanc, moyen fin à fin,			
	3709	130		Tournaisien		Argilosiliceux, bien classé, trace			
	3839	145		Strunien		Grés gris-blanc, très fin à fin, argilosiliceux, bien classé, traces de pyrite.		8-1/2" x 7" 2342 m	1,33 - 1,38sg OBIM
	3984	335		Fammenien		Argiles gris-foncées +lignite			
	4319	279	Frasnien		Argiles gris-foncées +lignite				
	4598	95	INFRE	Givé/EIFELN		Argiles gris-foncées +banc de calcaire			
	4693	75		Emsien		Grés gris-blanc, très fin à fin, argilosiliceux, bien classé, traces de pyrite.			
	4768	288		Siegénien		Alternance de bancs d'argiles noires parfois silteuses et de grés blancs, fins quartzitiques. Présence des traces de triillites.	18m		
	5056	266		Cédinnien		Grés gris-blanc, très fin à fin, argilosiliceux,			
SILURIEN	5322	120	S.A.G	F6-B2		Argiles gris-foncées et noires, fossilifères parfois silteuses avec des passages de grés			
	5442	238		F6-B1					
	5680	117		F6-A2		Argiles gris-foncées et noires	18m		
	5797	100		F6-A1				6" x 4 1/2" 678 m	1,33- 1,38sg OBIM
	5897	30		F6-M2		Argiles gris-foncées et noires, fin d'intercalation de grés fin	18m		
	5927	40		F6-M1					
	5967	33		SILURIEN ARG		Argiles gris-foncées et noires,			
TD= 6000					OFFSET WELLS : RKF1 - RKF3 - RKF30 - HBNEP1		7" 32# Liner length 2542 m TOL 2780 m 4,5" Liner length 728m TD= 6000 m		

## 2.2.2 Programme des outils de forage:

La phase	La longueur	BHA	Type d'outil Nozzles-TFA	WOB-RPM- Débit
36''	60	Pendulum	L3A 3*18 ; 1*16 0.942 in <sup>2</sup>	1-5 t 60-80 RPM 1000-1800 lpm
26''	291	Packed	GTX-C03 3*18 ; 1*16 0.942in <sup>2</sup>	10-25 t 80-110 RPM 2800-3000 lpm
16''	1951	Packed	PDC(New) VTD919DGX 9*12 0.994 in <sup>2</sup> CR04JMRS(TCI)	5-20 t 130-160 RPM 2600-2800 lpm
12 <sup>1</sup> / <sub>4</sub> ''	678	Packed	PDC(New) SPH619A 3*20-6*14 1.822 in <sup>2</sup>	5-20 t 120-140 RPM 1800-2000lpm
8 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> ''	2342	Packed/ Turbine	<u>Rotary</u> : DSF713M x2 MSI713 x2 DSF811M x2	5-20 t 120-140 RPM 1800-2000 lpm
			MX-DXP40 x1 (TCI)	
			<u>Turbine</u> : HHD356G8G9Y (box) x3 IQ616D (box) x2 2-4 t 2000 lpm 1200 RPM	2-4 t 2000 lpm 1200 RPM
6''	678	Turbine	<u>Turbine</u> : HHD372G8G9Y (box) x3 <u>Rotary</u> : DSF713M FX74	2-4 t 800 lpm 1300 RPM

## 2.3 Les Problèmes rencontrés pendant le forage de la phase 8 1/2:

Pendant le forage de la phase 8 1/2 du puits depuis la cote 2941m, une perte totale est souvenue à la cote 5283m conduisant à un coincement de la garniture par l'écroulement des parois du découvert de la formation du Gédinnien du DEVONIEN inferieure, plusieurs tentatives de décoincement de la garniture étaient établies, mais sans succès, le forage est repris après la décision de back off et Sidetrack depuis la cote 5249m, où la phase de 6'' a été entamer, et avec des pertes partielles jusqu'à la cote 5288m, où il avait une perte totale de la boue, plusieurs plugs, LCM, ciment et Form-A-plug étaient injectés, la densité de boue a été réduite jusqu'à 1.16Sg, mais sans aucune résultat, après toutes les tentatives de reprise de circulation et de décoincement de la garniture dans le ciment, le puits a été abandonné.

### 2.3.1 Résumer des opérations effectuées dans la phase 6'':

- Profondeur Total forée (5249-5322) m 73m.
- Nombre de jours passé sur de la section 6 '' (De 09/02/2015 à 11/03/2015) = 63 jours
- Nombre de jours de NPT = 58,89 jours
- Injection de 14 de bouchons LCM (1.000 kg / m<sup>3</sup> CaCO<sub>3</sub>) -Sans succès (Volume total pompé = 130m<sup>3</sup>)
- Injection de 15 bouchons de FORM-A-plugs -sans succès (Volume total pompé = 60m<sup>3</sup>)
- Injection de 10 bouchons de ciment (Volume total pompé = 62m<sup>3</sup>)
- Le volume de boue totale perdue dans la section 6'' = 1149m<sup>3</sup>.

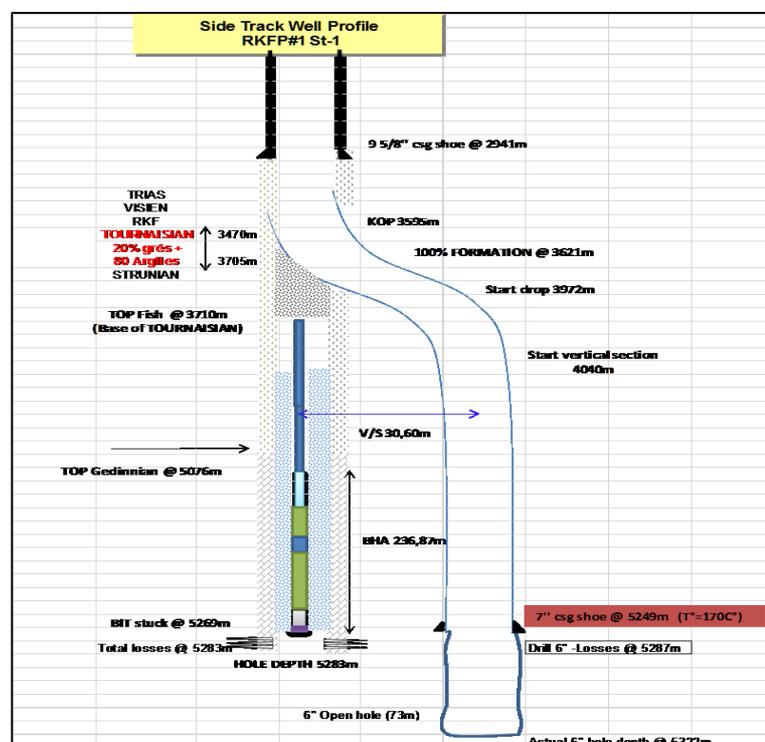
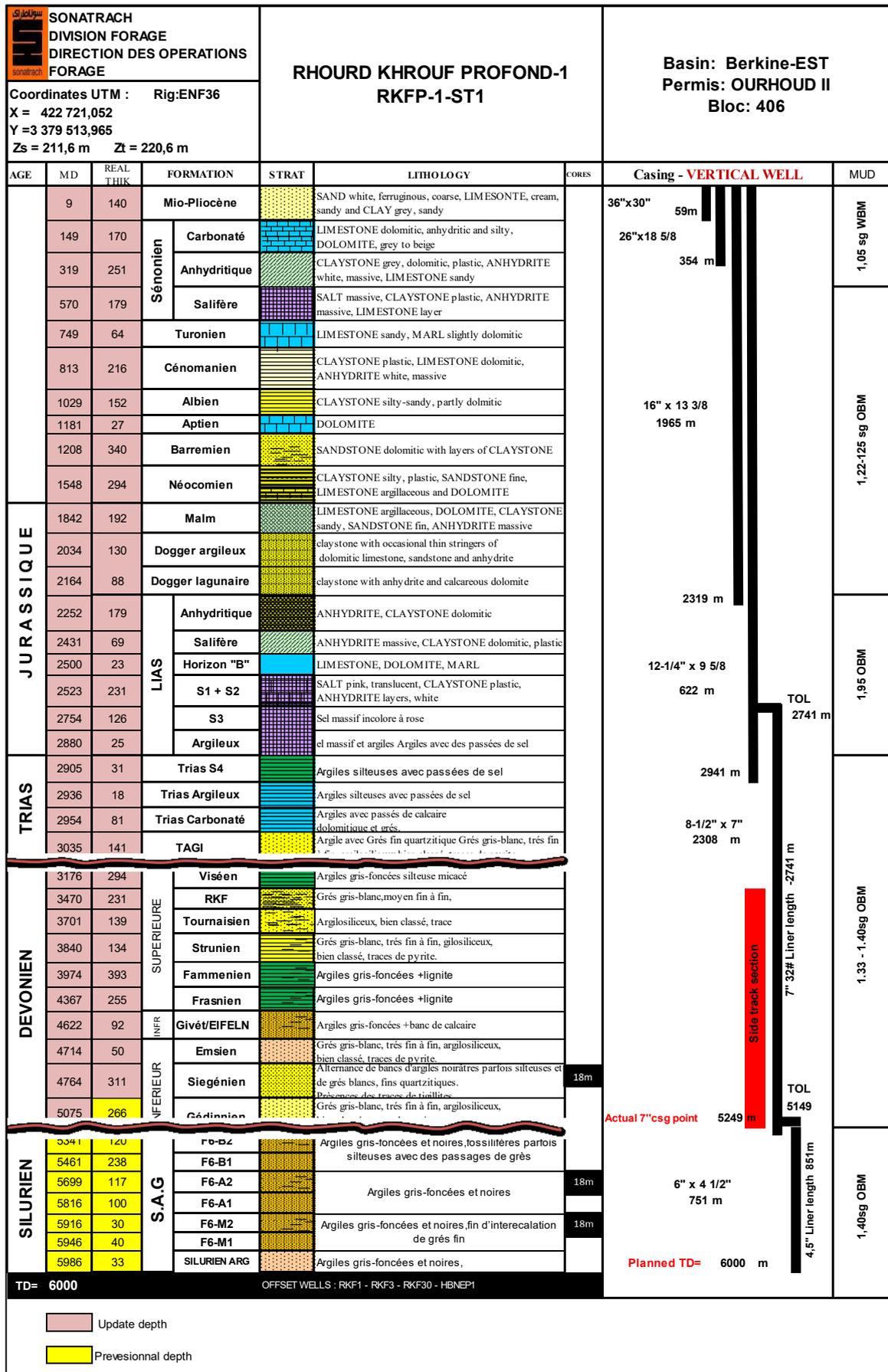


Figure 2. 1 : Profil de puits RKFP-1 après Sidetrack.

### 2.3.2 l'architecture réelle du puits RKFP-1:



# Chapitre 3

## Les Pertes de Circulation

La perte de circulation est l'une des problèmes principaux rencontrés en forage dans les formations très perméables et fracturées (également appelées thief zones), qui se produit lorsque la résistance de la formation est dépassée par la pression hydrostatique de la boue dans le puits, elle est définie comme une perte indésirable des fluides de forage dans les fractures et les vides des formations au cours de l'opération de forage ou de cimentation. La perte de boue peut se produire dans chaque formation avec une intensité différente en fonction de la zone de perte. L'intensité de la perte de circulation est souvent classée comme filtration, une perte partielle ou une perte totale de circulation qui se produit dans des formations avec une perméabilité élevée, dans les fractures naturelles ou induites verticales et horizontales et aussi dans le cas des roches cavernueuses. Les petites fractures naturelles se trouvent pratiquement dans toute formation, cependant, certaines fractures naturelles qui se présentent dans les limestones et les dolomites peuvent entraîner des pertes de boue très élevées. En ce qui concerne les fractures induites, ils résultent de la rupture en traction de la formation au voisinage du puits, lorsque la pression dans le puits est supérieure à la pression de fracturation de la formation. Les caves sont également des zones de perte très problématiques qui se trouvent dans la plupart des cas dans les calcaires et dolomies.

Diverses techniques ont été étudiées et appliqué pour arrêter la perte de circulation. Ces techniques peuvent être regroupées en mesures préventives et correctives. Les matériaux de perte de circulation sont un moyen important pour le contrôle du problème de la perte de circulation, La taille des particules ainsi leurs propriétés physiques sont des facteurs importants pour le choix des matériaux de perte de circulation. Même avec ces méthodes avancées pour arrêter les pertes de circulation, certains puits manifestes des pertes sévères de circulation qui ne peuvent pas être contrôlées.

### 3.1 Les Types de Zones à Perte:

Les pertes de boue se produisent dans les types de formations suivantes:

- Les formations non consolidées ou très perméables.
- Les fractures naturelles.
- Les fractures horizontales induites ou naturelles.
- Formations caverneuse.
- Les fractures verticales naturelles ou induites.

Normalement, les zones de perte sont des fractures horizontales ou verticales. Les fractures horizontales induites ou naturelles se trouvent à des faibles profondeurs, avec la profondeur, les fractures devient verticales, pour inciter des fractures horizontales, il faut surmonter la résistance de la roche et les contraintes verticales.

#### 3.1.1 Zone de Perte à fracture horizontal:

Sables et graviers poreux peu profonds révèlent souvent des perméabilités qui peuvent accepter du ciment ou de la boue. Les sables profonds normalement ne montrent pas une perméabilité supérieure à 3,5 darcy, voilà pourquoi leurs matrices ne sont pas des zones de perte si elles ne sont pas fracturées. Les pores du gravier constituent une zone de perte, ceux-ci peuvent être remplis par les fluides à des pressions différentes.

Fractures horizontales naturelles ou intrinsèques. Une fracture horizontale naturelle existe si la formation support elle-même. Cela est vrai pour toute la largeur de la fracture. L'ouverture peut être remplie par un fluide.

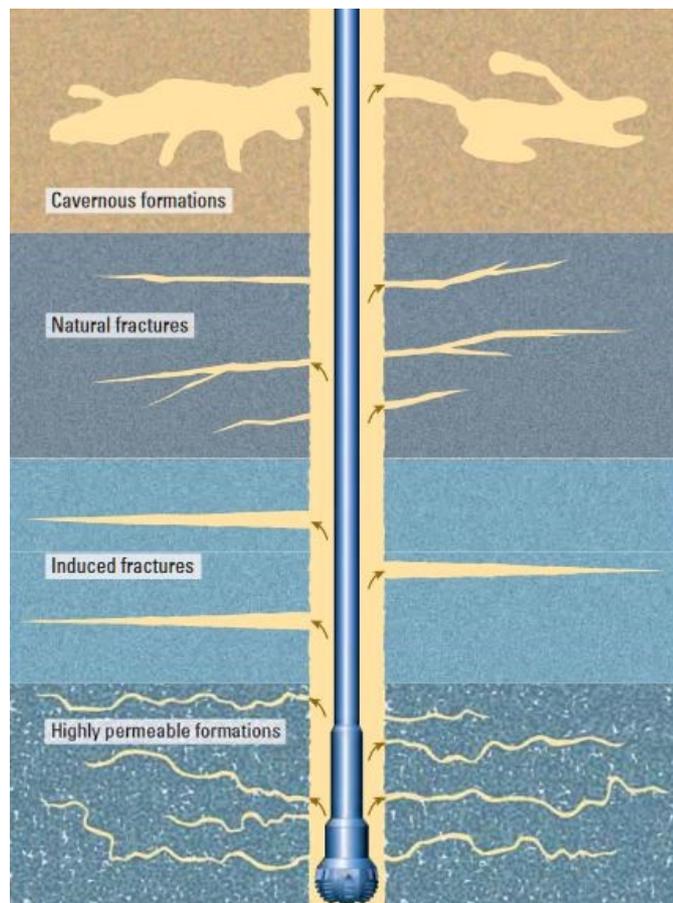
Fractures horizontales induites, il peut y avoir des cas où la fracture horizontale peut être induite. L'une des plus courantes situations est dans le schiste, l'autre situation est en mer dans un sous-sol marin non-compacté.

Formation caverneuse est naturellement formée et qui se produit principalement dans les calcaires, aussi appelée caverne. Les Formations caverneuses sont horizontales et la formation support elle-même. Un fluide peut circuler dans ces formations et à la fois au sein de la fracture, et d'une zone supérieure ou inférieure entre eux (Joseph, 1981).

### 3.1.2 Zones de Perte à fracture vertical:

Les fractures verticales naturelles. Ces fractures peuvent exister dans les formations profondes. L'élargissement de ces fractures peuvent être causé par la pression hydrostatique de la boue. Si ce n'est pas le cas, les pertes de boue sont faibles jusqu'à ce que les fractures soient élargies. Cet élargissement se produit plus facilement que ceux qui sont induits horizontalement. Si l'ouverture existe déjà, la pression de propagation de fracture doit être surmontée pour élargir la fracture.

Les fractures verticales induites. Les pertes de boue sévères se produisent dans des cavernes, mais ils ne sont pas les plus rencontrés. Les caves sont formées principalement dans les calcaires, tandis que les pertes de boue à des fractures verticales induites peuvent se produire essentiellement dans toute formation. Les raisons pour lesquelles les fractures sont induites sont: la pression élevée de boue, ainsi irrégularités du puits, back pressure excessive, un système hydraulique de circulation fermé ou une manipulation brutale des outils de forage.



**Figure 3. 1 :** Les zones de perte de circulation.

## 3.2 Les problèmes Liés au Forage:

L'analyse de l'effet de la perte de circulation est une question importante, non seulement pour la rentabilité de l'entreprise de forage, mais aussi pour l'environnement dans son ensemble. La perte de circulation peut conduire à des problèmes de Blowout (venue incontrôlée de fluides à partir des zones de formation de sous-sol à la surface à la suite d'une défaillance du système de contrôle de pression). Il peut aussi conduire au coincement de la garniture de forage et d'autres problèmes qui produisent des coûts supplémentaires de forage. La perte de circulation a des conséquences sur les eaux souterraines pour les puits forés dans les zones fracturées.

La planification est un aspect important avant toute opération de forage, plus encore avec les suspicions d'existence des zones de perte. Leur présence provoque des grands changements au sein des petites sections, ce qui rend le réservoir difficile à caractériser. Une certaine quantité d'informations sur le réservoir existeront pour les puits de développement, tandis que les puits d'exploration, il y a de grandes incertitudes entourant la géologie et les régimes de pression. À partir des informations que l'on sait, la fenêtre de forage est réalisée à la base des estimations des pressions de pores et de fracturations de la formation. On peut supposer que dans les zones très fracturées et/ou cavernueuse, la pression de fracture est presque similaire à la pression des pores de la formation, ce qui entraîne une fenêtre de forage fortement étroite. Rester dans les limites de pression prédéterminées est le facteur le plus important pour le maintien du contrôle du puits.

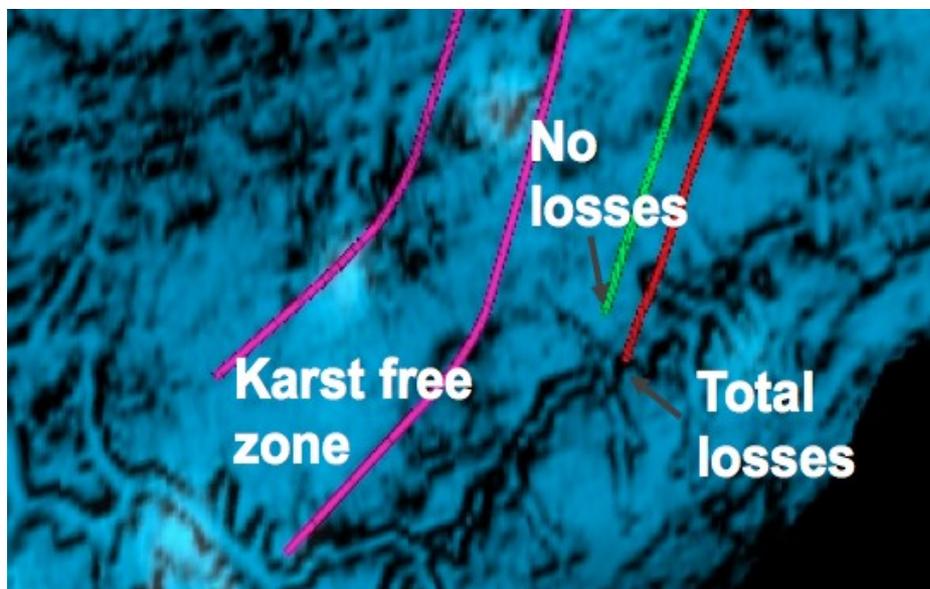


Figure 3. 2: Imagerie du krast et atténuation des risques.

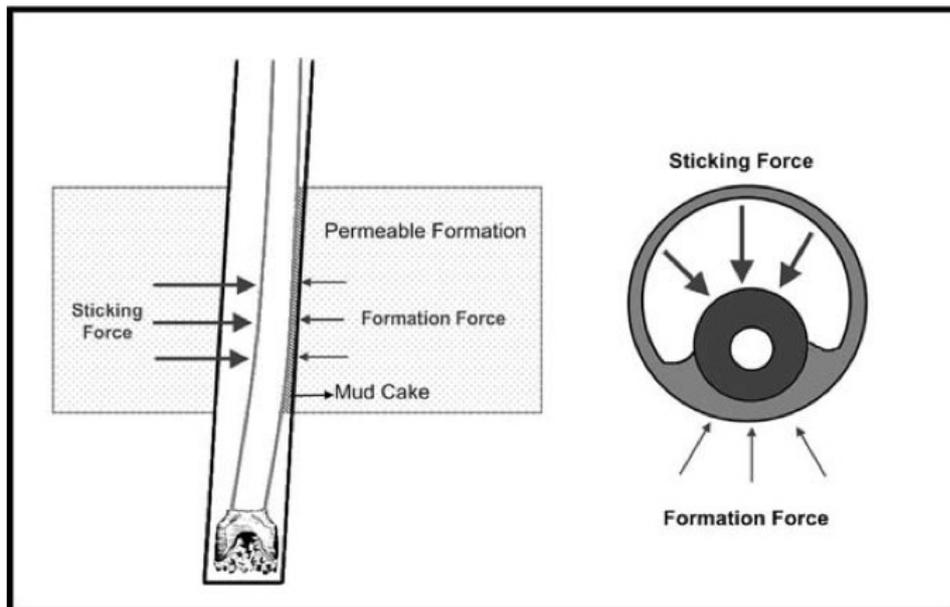
Une venue est l'intrusion des fluides de formation dans le puits lorsque la différence la pression hydrostatique de la boue est inférieure à la pression des pores. La quantité de fluide qui pénètre est déterminée à partir de l'indice de productivité (PI) de la formation et de la différence entre la pression de pores et du fond (BHP). Unité PI à la lpm/bar.

$$Q_{venue} = PI \times (P_{pore} - BHP) \quad (3.1)$$

Quand une venue entre dans le puits qu'il va être plus tard fermé pour la contrôler, elle va remonter dans le puits sans expansion avec la même pression. Sinon la venue va s'expansée en montant, tandis que sa pression diminue, elle va continuer à prendre de plus en plus d'espace dans la colonne hydrostatique de boue, ce qui diminue la BHP, ceci va favoriser plus l'entrée de fluide de formation dans le puits. Si la venue n'est pas circulée en toute sécurité ou bullheaded, le pire des cas est un Blowout.

En plus de la perte de circulation et les venues, il y a d'autres problèmes liés au forage à travers les zones fracturés et cavernueuses (Rojas, et al., 2013):

- Mauvais nettoyage du trou
- Grande vibration.
- Faible vitesse d'avancement
- Coincement de la garniture



**Figure 3. 3:** Coincement par pression différentielle

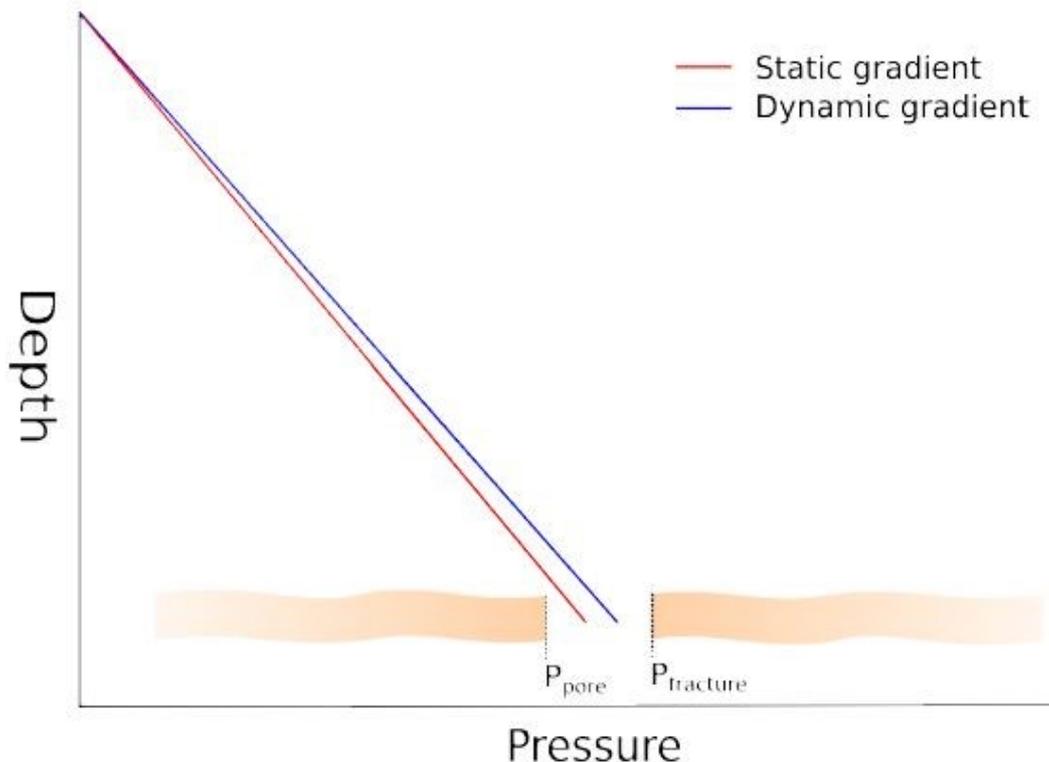
Le coincement par pression différentielle peut se produire, lorsque la colonne de boue est en overbalance avec une formation poreuse et perméable, en présence d'un cake épais. Les coincements par pression différentielle et les pertes de circulation sont les plus grands contributeurs de NPT liés aux pressions. Les fractures naturelles ou induites peuvent entraîner un diamètre du trou supérieur au diamètre de l'outil de forage, cette section du trou aura un mauvais nettoyage et des vibrations, les débris vont s'accumuler autour de la BHA et l'amener à être coincé, cette situation s'aggrave par la présence des pertes et une grande différence de pression. L'outil peut s'osciller en affectant la direction du puits et vibration du train de sonde. ROP sera maintenue à une faible valeur pour produire moins de débris et de réduire les vibrations. Pénétrer dans une cavité peut entraîner la chute de la garniture de forage, en endommageant l'outil et les équipements sensibles dans la BHA. En outre, une fracture naturelle ou induite et/ou cavité peut conduire à une perte de ciment dans la formation et la possibilité d'une mauvaise isolation des réservoirs. Selon (NORSOK-STANDARD, 2014) il devrait y avoir au moins 200 m de profondeur mesurée (MD) de ciment au-dessus du point de venue.

### 3.3 Forage Conventiennelle à Travers les zones de perte totale:

La méthode classique de forage a été plus ou moins la même depuis des décennies. Les modifications qui ont été apporté au fil des temps sont sur les équipements et les régléments. Le principe est de rester dans une fenêtre de forage prédéterminé qui est expliqué précédemment. Le forage conventiennelle utilise un système de circulation ouvert à l'atmosphère qui est remplie avec la boue de densité spécifique pour fournir une pression de fond adéquate:

$$\rho_{mud} = \frac{BHP_{static}}{g \times TVD} \quad (3.2)$$

Où TVD est la profondeur verticale du point en question. Pendant le forage, la boue est pompée, pour refroidir le trépan et remonter les débris jusqu'à la surface. En conséquence de cette circulation, la pression du puits augmente en raison des pertes des charges(AFP). La figure 3.4 montre la différence entre le profil de pression statique et dynamique.



**Figure 3.4 :** Profil de pression statique et dynamique avec le forage conventiennelle

AFP est causée par des forces de frottement due au déplacement de la colonne de boue tout long de l'annulaire. Afin de déplacer le fluide, la pompe à boue doit délivrer une pression pour convaincre ses forces et augmentera la pression dans le puits. La connaissance de la contribution exacte de l'AFP n'est pas possible, mais il peut être approché. Un nouveau termes est né pour intégrer l'effet de circulation, la densité de circulation équivalente (ECD):

$$ECD = \rho_{mud} + \frac{AFP}{g \times MD} \quad (3.3)$$

Où MD profondeur mesurée ou la longueur totale du puits. BHP pendant la circulation sera:

$$BHP_{ann} = P_{mud,ann} + \Delta P_{ann} \quad (3.4)$$

Où  $\Delta P_{ann}$  sont les pertes de pression dans l'espace annulaire. La boue est conçue de telle sorte qu'il fournit une pression supérieure à la pression des pores pour éviter l'intrusion de fluides de formations dans les conditions statiques, mais pas si élevé pour ne pas provoquer la perte de circulation par fracturations de la formation au cours de la circulation. L'objectif est un gradient qui permet au forage d'atteindre la profondeur prévue. La densité de la boue est un facteur important pour déterminer la longueur des phases qui peuvent être foré. Une fois l'atteinte du TD, le tubage est descendu et cimenté en place. Cette procédure est répétée pour chaque section, en ajoutant des alourdisant qu'ils vont faire face à l'augmentation des pressions, jusqu'à ce que TD ait atteint.

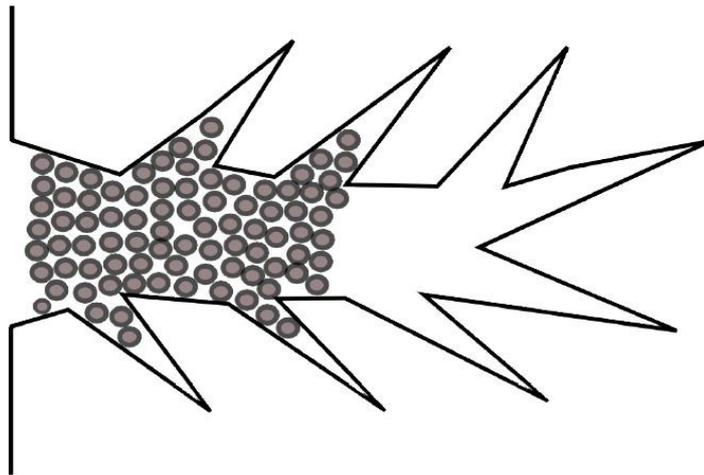
Le changement de la densité de la boue est le moyen principal pour contrôler le profil de pression. Ce procédé nécessite beaucoup de temps. Il y a aussi une option de réglage du débit à travers le puits ou la modification de la viscosité de la boue. Cela permettra d'accroître ou de diminuer la contribution de l'AFP, mais cette méthode n'est pas pratiquée en raison de leur effet sur le transport des débris et le nettoyage du trou.

### 3.3.1 Contrôle des Pertes et des Venues:

Dans le forage conventionnel, le contrôle de perte est une tâche difficile et coûteuse temps en temps. Pour compenser les variations des pressions des formations, la méthode principale pour ajuster la pression de fond dans le puits est par changement de la densité de la boue. Ayant un contrôle de pression adaptative serait bénéfique. Encore, plusieurs précautions peuvent être prises (Petrowiki, 2016):

- Le maintien de la densité de la boue appropriée.
- Minimiser les pertes de charges pendant le forage et les manœuvres.
- Nettoyage adéquat de trou.
- Eviter les restrictions dans l'espace annulaire.
- La descente de tubage pour protéger les formations supérieures les plus faibles dans une zone de transition.
- Contrôle des pressions de pores et de fracturation des formations pour une meilleure précision d'après les données diagraphie et de forage.

Si le réservoir est susceptible d'avoir des zones de perte, il est important de mettre le tubage aussi près du réservoir que possible, cela va aider à minimiser la zone où des problèmes peuvent survenir. Au dernier sabot de tubage, il est important d'effectuer un test d'intégrité de la formation (FIT) pour s'assurer que la formation a l'intégrité suffisante, qu'elle peut résister à une venue et que l'on a une bonne opération de cimentation. Si une perte de circulation se produit dans le réservoir, malgré les précautions précédentes, la procédure normale est de ralentir la vitesse de circulation et d'injecter des LCM. LCM est constitué d'un matériau fibreux, squameux et/ou granulaire qui est ajouté au fluide de forage et contribuera à retarder les pertes en colmatant la formation. (Schlumberger, 2016a).



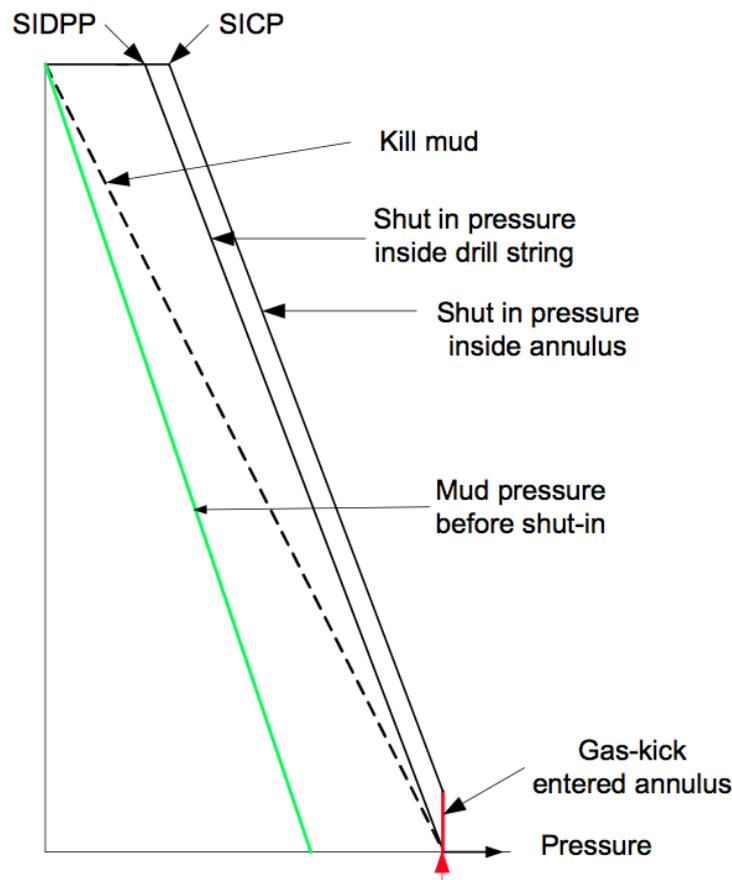
**Figure 3.5 :** Intrusion de LCM et colmatations des fractures.

Les autres moyens pour colmater la formation sont : squeeze de ciment ou Gunk squeeze. Squeeze signifie forcer quelque chose dans une zone. Gunk squeeze peut-être un mélange de bentonite, Diesel ou Huile (BDO), son interaction avec l'eau au fond lui fera gonfler, en créant un matériau collant et dur, il peut être utilisé pour boucher des parties du puits ou être forcé dans la formation pour boucher la zone de fuite. Le ciment Squeeze est pompé dans la formation sous pression, où il durcit, dans une tentative pour isoler les fractures et les cavernes. Si ceux-ci ne réussissent pas, la densité de la boue est réduite pour mieux s'adapter aux pressions de formation. Dans la plupart des cas, une combinaison de la réduction de la densité de la boue et de pompage des LCM réussit à permettre le forage de continuer. L'inconvénient de cette méthode est qu'elle exige beaucoup de temps et pourrait entraîner le dépassement du budget. Il peut également réduire la productivité du réservoir et provoquer le coincement de la garniture de forage si tous les matériaux ne sont pas forcés dans la formation. La procédure conventionnelle pour le contrôle des venues se fait principalement en utilisant soit la méthode Driller's soit la méthode de weight and wait. Quand une venue est détectée, le puits est fermé, tout en enregistrant la pression dans la tête du puits et la pression des pompes.

Une venue sera plus visible dans la boue à base d'eau par rapport à la boue à base d'huile (OBM). Le gaz peut se cacher dans l'OBM et le rendre plus difficile à découvrir. Les moyens de détection d'une venue sont (Petrowiki, 2016b):

- Augmentation du débit à la goulotte.
- Augmentation du volume dans les bacs à boue.
- Retour à la goulotte avec les pompes arrêtées.
- Changement du poids de train de sonde.

Dans la méthode weight and wait une boue plus lourde est pompée dans la garniture de forage, la venue est circulée tout en gardant un œil sur la pression dans l'annulaire et de la pompe. Le puits doit rester en overbalance pour éviter une nouvelle venue, mais pas si élevé pour éviter l'endommagement des équipements et la fracturation de la formation la plus faible. Un choke permet au fluide de sortir pour maintenir la pression adéquate dans l'annulaire. Une fois la venue est circulée, le puits est rempli avec la nouvelle boue, les opérations peuvent se poursuivre. Les bases derrière ce processus peuvent être vues dans la figure 3.6. Remarquez comment une venue augmente la pression dans le puits et en surface, en particulier la pression en tête des tiges (SIDPP) et la pression en tête de l'annulaire (SICP).



**Figure 3.6** : la méthode conventionnelle de circulation d'une venue.

Avec la méthode Drillers, la venue est d'abord circulée à l'aide de la boue existante dans le puits. Cela va augmenter la pression dans l'annulaire, ensuite une boue plus lourde que la précédente est pompée simultanément pour équilibrer la pression de formation, tout en faisant circuler la venue. L'opération en deux étapes prend plus de temps.

Les problèmes liés au forage sont abordés dans la section 3.2, un bon nettoyage du trou nécessite un fluide avec des capacités suffisantes pour transporter les débris, maintien un débit approprié et pompage périodique des bouchons à haute viscosité. Les vibrations dues aux oscillations de l'outil de forage peuvent être réduites en utilisant un moteur de fond et des stabilisateurs sur le train de sonde. Le coincement par pression différentielle peut être diminué en ayant un overbalance réduit et l'utilisation d'une boue qui ne crée pas un cake trop épaisse. ROP est en fonction de la dureté de la formation mais il sera plus élevé si les facteurs ci-dessus sont améliorés.

La perte de circulation s'aggrave lorsque PI augmente, jusqu'à une perte totale et le niveau de boue commence à diminuer. Le ciment et diverses formulations de LCM sont généralement utilisés pour traiter les pertes, mais généralement avec un effet à court terme, ce qui entraîne la nécessité plus de ciment et plus de retard (Muir, 2006)." les fractures et les cavités peuvent être assez grandes et nécessitent donc d'énormes quantités avec peu d'effet sur une courte période de temps. Si la réduction de la densité de la boue et/ou la pose d'un bouchon dans le puits n'ont pas réussi à arrêter la perte, le niveau de boue dans l'espace annulaire va commencer à diminuer qui implique la diminution de BHP, Une venue est maintenant un risque imminente. Il n'y a également aucune garantie qu'il n'aura qu'une seule zone de risque, autres zones vont encore compliquer la situation qui est déjà dangereuse.

La méthode de weight and wait utilise la boue plus lourde pour reprendre le contrôle du puits, dans une situation de perte totale, cela ne ferait qu'à augmenter les pertes. À ce stade, la pratique la plus courante est de fermer le puits et en permanence circuler des LCM ou de ciment jusqu'à ce que le contrôle ait repris, au même temps bullheading pour contracter la venue. Pour comprendre combien de temps cela pourrait exiger, un opérateur au Qatar a déclaré: "Les grands volumes des opérations de Squeeze de ciment ont été des consommateurs résultant à de 2 à 4 semaines de temps non productif (Niznik, et al., 2009)."

# Chapitre 4

## Managed Pressure Drilling (MPD)

MPD est une technique qui a été surtout utilisée ces dernières années, mais ce n'est pas une nouvelle technique. Les idées qui forment la base de MPD ont été d'abord présentées dans les symposiums de pression anormaux à l'université d'État Louisiana entre 1967 et 1972. Le foyer de ces symposiums devait examiner les origines et les distributions de pressions anormales et comment prédire les pressions de pores et les pressions de fracturation des données disponibles.

Plusieurs techniques discutées lors de ces symposiums ont été appliquées dans des puits dans le Golfe du Mexique au cours des années 1970, et au Venezuela au cours des années 1980, dans le champ de Hibernia de la côte de la Nouvelle-Écosse, Canada au cours des années 1990 et plus tard au Kazakhstan (Bill, et al., 2008).

International Association of Drilling Contractors définissaient le MPD comme étant (Frink, 2006)

“MPD est un processus de forage adaptatif utilisé précisément pour contrôler le profil de la pression annulaire partout dans le puits. Les objectifs sont de vérifier les limites de la pression de fond et diriger le profil de pression annulaire en conséquence. C'est l'intention de MPD d'éviter les venues continues des fluides de formation à la surface. Toute venue associée à l'opération sera en toute sécurité contenue en utilisant des méthodes de contrôle appropriées.”

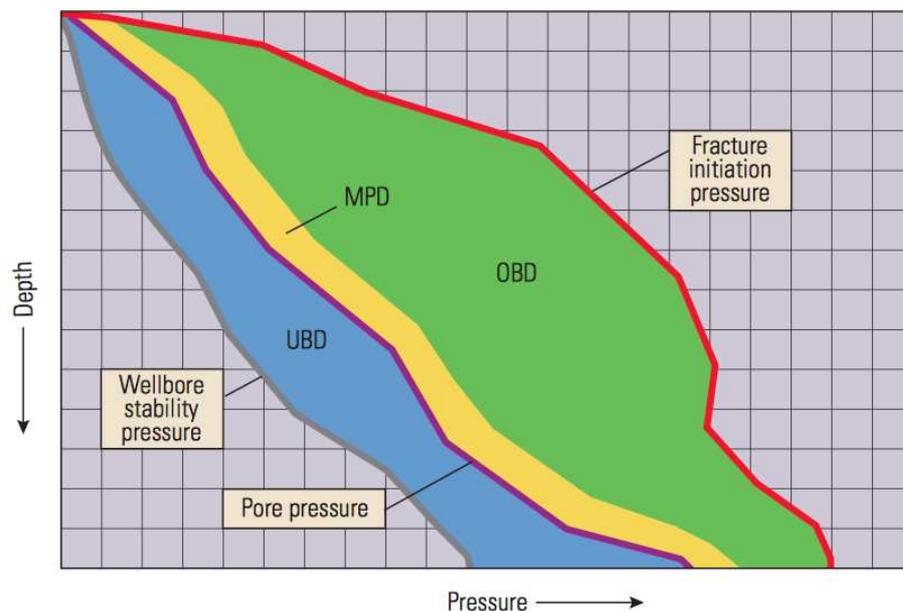
Ce chapitre décrira comment MPD se distingue des autres méthodes existantes et expliquera les quatre variantes principales de MPD, avec les avantages et les inconvénients. La variante la plus utilisée est le CBHP, qui sera comparée au forage conventionnel dans le champ de Nezla d'Algérie, et ces avantages seront discutés dans le chapitre suivant.

## 4.1 Introduction:

MPD est L'une des trois techniques de forage principales qui existent aujourd'hui :

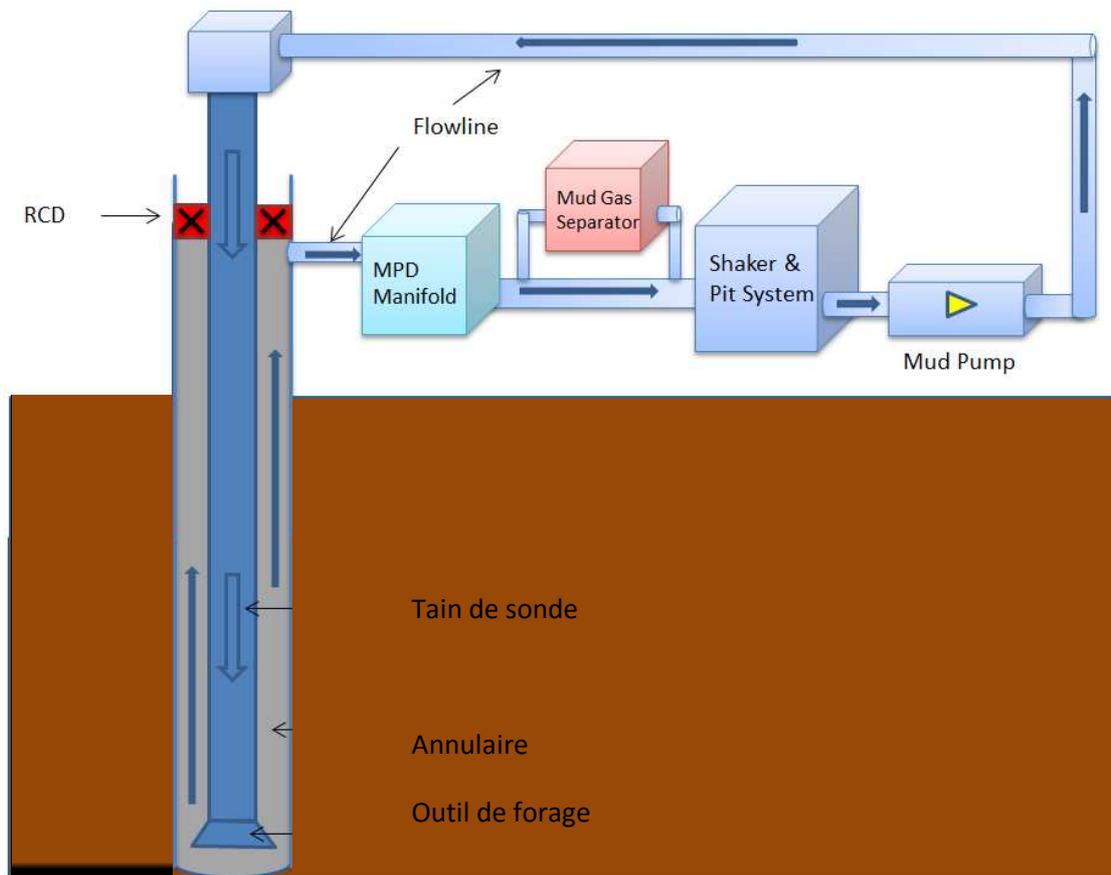
- Under-Balanced Drilling (UBD)
- Managed pressure Drilling (MPD)
- Forage conventionnel(OBD)

La différence entre eux peut-être vue dans la figure 4.1. Le forage conventionnel a un système de circulation ouvert à l'atmosphère et utilise une pression de fond supérieur à la pression des pores pour empêcher tout fluide de formation d'entrer dans le puits. C'est la façon la plus utilisé pour forer depuis des décennies. UBD utilise les mêmes équipements de MPD, et tous les deux ont un système à circulation fermé, mais ils sont deux techniques différentes. La différence est le principe sur lequel ils sont basés, UBD est conçue aux opérations où la pression de fond et au-dessous de la pression des pores et la pression de fracturation de la formation tout en contrôlant continuellement la venue. MPD d'autre part a pour but d'éviter l'afflux, la pression de fond sera légèrement supérieure à la pression des pores. Le contrôle plus précis de pressions de fond par rapport au forage conventionnel, il permet de forer un puits avec une pression de fond égale au légèrement supérieure de la pression des pores, en toute sécurité.



**Figure 4. 1** : Les régions d'opérations pour les différentes techniques de forage.

Une explication de l'équipement utilisé dans les opérations MPD peut être trouvée dans la section 4.4. Avec l'utilisation de l'équipement spécialisé, MPD est un processus de forage adaptatif qui peut éviter ou réduire au moins beaucoup de désavantages du forage conventionnel. La figure 4.2 montre un assemblage normal de MPD, où le rouge symbolise les équipements supplémentaires qui viennent avec MPD comparés au conventionnel. Le système à circulation fermé est rendu possible par l'utilisation de la Rotating Control Device (RCD). Le retour de boue est dirigé vers le choke qui est équipé avec un élément de fermeture réglable, en exerçant une contre pression au fond du puits. L'élément de fermeture augmentera ou diminuera back-pressure en jouant sur la section d'écoulement à travers le choke. Cela donne un contrôle précis du profil de pression. Le choke de MPD permettra de vérifier les limites de la pression de fond. Back-Pressure Pump (BPP) est optionnel, mais peut être utile pendant les connexions, ou pour d'autres raisons quand la circulation doit être arrêtée.



**Figure 4. 2 :** Circuit de boue en MPD.

## 4.2 Les variantes de MPD:

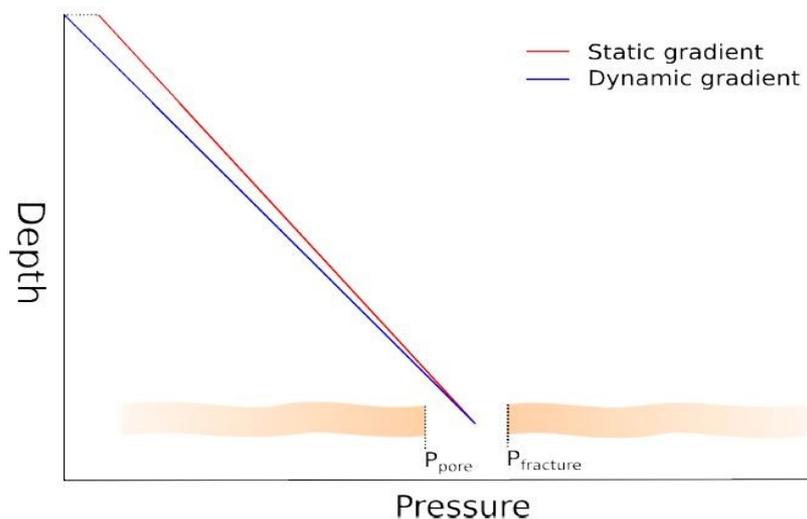
MPD est maintenant une méthode bien établie et comporte différentes variantes pour satisfaire plusieurs besoins. Fondamentalement, ils utilisent les mêmes équipements standard, mais leur la procédure est différente. MPD peut être utilisé dans deux approches fondamentales :

- **Réactif** : le puits est foré conventionnellement avec l'équipement MPD installé et prêt à être utilisé quand nécessaire. Dans ce cas-là, le contrôle précis n'est pas complètement utilisé, bien que ce soit plus sûr et plus efficace que cela utiliserait seulement le conventionnel.
- **Proactive** : l'équipement de MPD installé et utilisé dès le début, en s'adaptant aux conditions du puits au même temps que le forage progresse.

Les quatre variantes principales de MPD sont : Constant Bottom Hole pressure, Dual gradient, Pressurized mud Cap Drilling and HSE. Ceux-ci seront introduits dans cette section.

### 4.2.1 Constant Bottom-Hole Pressure (CBHP):

Cette variante est la plus utilisée et comme son nom indique, le but est à maintenir un CBHP, avec ou sans circulation dans le puits.



**Figure 4. 3:**Profil de pression statique et dynamique avec CBHP.

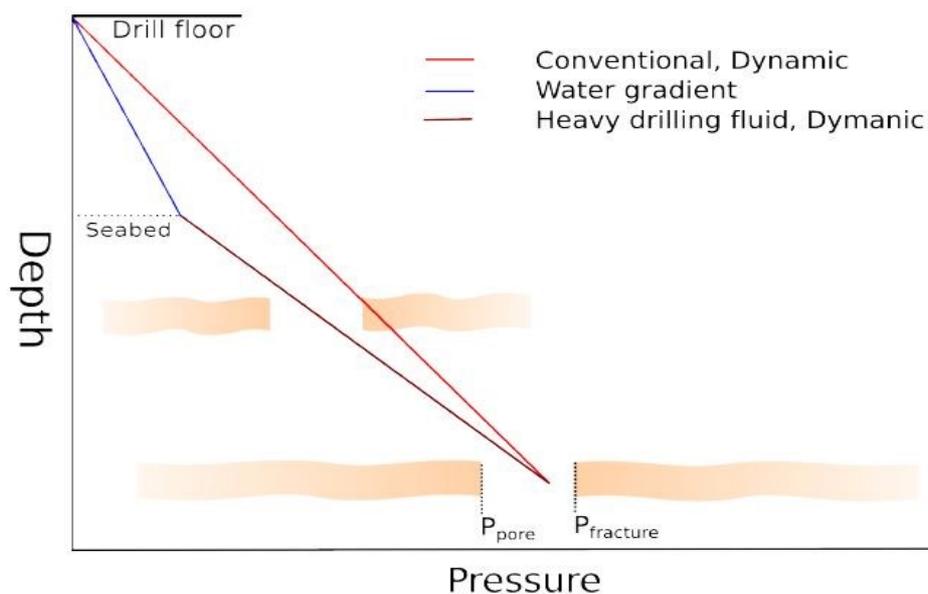
Dans un puits avec une fenêtre de forage étroite, la pression hydrostatique de la boue, avec la contribution d'AFP pourrait apporter le BHP près des pressions de fracturation des formations. La formation pourrait se fracturer et mener à la perte de contrôle du puits. La réduction de la pression de fond pourrait résulter un underbalance pendant les arrêts de circulation. Pression de fond pour CBHP est exprimée comme:

$$BHP_{ann} = P_c + P_{mud,ann} + \Delta P_{ann} \quad (4.1)$$

Où  $P_c$  est la contre pression, le CBHP utilise une boue de faible densité et de la compensée par la contre pression. Quand la circulation démarre, le débit d'écoulement augmente, la contre pression est diminué pour garder une pression de fond constante, Il sera aussi capable de maintenir cette pression pendant les manouvres des tiges de forage en utilisant la back-pressure pump quand la circulation est arrêtée. La mise au point du choke rendra aussi possible de compenser vite tous les changements inattendu de la pression des formations, aussi longtemps que le gradient de boue reste dans la fenêtre de forage (Bill, et al., 2008).

#### 4.2.2 Dual Gradient (DG):

Dual Gradient (DG) peut être utiliser qu'en offshore et comme son nom suggère, deux gradients de fluide de forage sont dans le puits. Cette technique peut-être appliquée par deux façons, avec ou sans riser, Le profil de pression pour un DG sans riser peut être vu dans la Figure 4.4.



**Figure 4. 4 :** Profil de pression dynamique avec le Dual Gradient sans riser.

Avec un riser installé, un liquide léger est placé au-dessus du niveau de boue. Le retour de la boue ne passe pas à travers le riser, mais plutôt par une ligne de retour passant par Subsea mud Pump (SMP) jusqu'à la surface. SMP règle le niveau de boue dans le riser en accélérant ou en décélérant les retours du liquide de forage, par conséquent en réglant la pression du puits.

Conventionnellement, il y a un seul gradient de pression dans le puits, de la surface jusqu'à le fond du trou. Cela peut fournir BHP désiré au niveau de l'outil de forage, mais dans les formations supérieures déjà forée, le gradient de pression peut dépasser la pression de fracturation de ces formations et réduit dans ce cas la longueur de la section. Puisqu'il y a maintenant deux liquides dans le puits où le fluide supérieur est léger, le fluide de forage inférieur doit être plus lourd que conventionnel pour accomplir même BHP qu'avec un seul gradient de boue. La pression de fond pour le DG:

$$BHP_{ann} = P_c + P_{light} + P_{mud,ann} + \Delta P_{ann} + \Delta P_{hose} \quad (2.2)$$

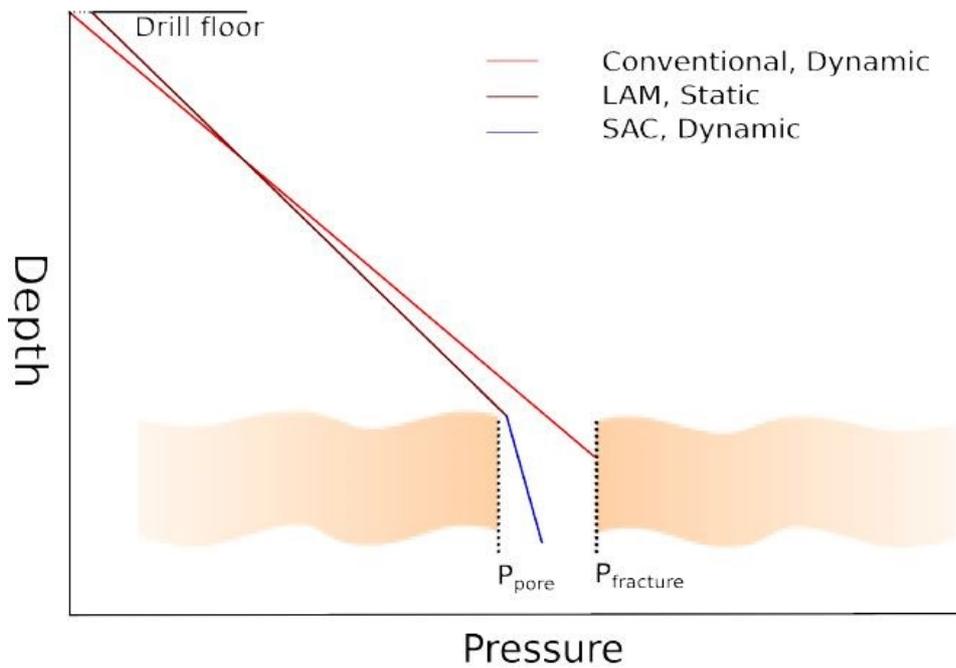
Où  $P_{light}$  est la pression contribuée par le fluide lège et  $\Delta P_{hose}$  est l'augmentation de la pression due aux pertes des charges sur la ligne de retour.

### 4.2.3 Pressurized Mud Cap Drilling (PMCD):

Cette variante de MPD sera présenter en détail dans le chapitre 6, car elle est l'objectif principal de ce travaille, il est utiisé spécifiquement pour le forage à travers les formations fragile et fracture où il y'a des pertes sévères .

PMCD est une technique de nature peu conventionnelle. Conventionnellement, l'objectif est de forer sans toute perte de fluide de forage ou de venue des fluides de formation puisque cela peut compromettre le contrôle du puits.

Les formations fracturées et fragiles provoquent des pertes de circulation, et de temps en temps perte de circulation totales. PMCD a une façon intéressante pour traiter ce type de situation, au lieu de lutter contre la perte, plus tôt il encourage les pertes et utilise cela pour son avantage. On appelle souvent cette technique “le forage aveugle”, comme il n'y a pas de retour à la surface. Quand la perte totale se produise, une casquette de boue, Light annular Mud (LAM), est injectée au-dessous du RCD et remplace la boue précédente. Le liquide sacrificatoire (le SAC) est pompé à travers l'outil de forage et qui va s'échappé dans la formation fracturée. La casquette de boue sera statique, elle est faite pour qu'elle équilibre la pression de pore en haut de la zone fracturée en appliquant une surface Back-Pressure (SBP) spécifique. Ce SBP, avec la pression de pompe, est utilisé pour avoir des renseignements sur les conditions de fond. Le forage peut continuer maintenant pendant que le SAC et les débris de roche forée sont transportés vers la formation fracturée. La figure 4.5 montre le profil de pression de PMCD.



**Figure 4.5 :** Profil de pression dynamique avec le mode PCMD.

Si une venue se produit, il sera remarqué comme une augmentation du SBP et le LAM est bullheaded dans l'annulaire jusqu'à ce que la pression de surface revienne à la valeur initiale. La pression de fond pour PMCD :

$$BHP_{ann} = P_c + P_{LAM} + P_{SAC} + \Delta P_{ann} + \Delta P_{frac} \quad (2.3)$$

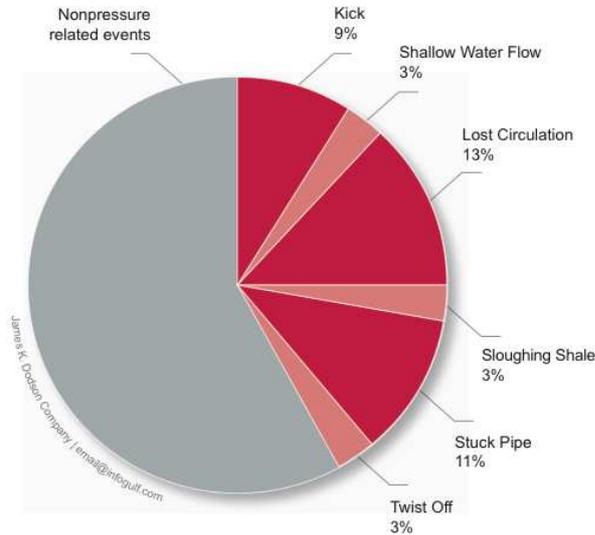
où  $P_{LAM}$  et  $P_{SAC}$  sont les pressions hydrostatiques de la colonne de LAM et SAC dans l'annulaire, respectivement. Comme il n'y a pas de retour à la surface (Bill, et al., 2008).

#### 4.2.4 HSE MPD or Returns Flow Control (RFC):

Le principe fondamental de cette méthode est de ne pas contrôler la pression annulaire, mais détourner toute venue en toute sécurité à travers le choke manifold. D'autres lignes d'écoulement seront fermées, en gardant la libération d'hydrocarbures loin du plancher de forage. Il n'y a aucun besoin pour fermer Blow-Out Preventer (BOP), puisque RCD fournit un mécanisme d'étanchéité annulaire. Le choke manifold permettra de circuler les venues hors du trou d'une manière contrôlée. (Darmawan, et al., 2011).

### 4.3 Les Avantages du MPD:

L'objectif et l'avantage principal de MPD est de réduire en toute sécurité le coût de forage en raison de la réduction de NPT. Selon les sources de Weatherford, comme on le voit dans la figure 4.6, environ 42% de tous NPT sont causés par des problèmes liés à la pression.



**Figure 4.6 :** Les causes de NPT.

Les travaux pour reprendre le contrôle du puits sont longs et coûteuses, étant capables de s'adapter et éviter les situations avant qu'elles ne se produisent, serait bénéfique. Une planification minutieuse est indispensable pour la réussite de toute opération. Tous les dangers possibles qui peuvent être rencontrés devraient être prévus, avec un plan sur la façon de remédier la situation.

International Association of Drilling Contractors fournit une explication supplémentaire de MPD (IADC, 2014) :

- “ Le processus de MPD utilise des équipements et des techniques qui peuvent atténuer les risques et les coûts associés au forage des puits qui ont une fenêtre de forage réduite, en gérant de manière proactive le profil de pression annulaire.
- Le MPD inclure le contrôle de Back pressure, la densité de fluide, la rhéologie de fluide, le niveau du fluide dans l'annulaire, les pertes de charges et la géométrie de trou.
- Le MPD permettre des actions correctives plus rapides pour faire face aux variations de pression observées. Il a l'habilité de contrôler de façon efficace les pressions annulaires, qui facilitent le forage des puits qui sont des perspectives économiquement inaccessibles. “

Les tableaux suivant montrent des cas réels et les bénéfices tirés de l'application de MPD en mode CBHP en Arabie saoudite (Mutawa, 2015) :

WELLS DRILLED CONVENTIONALLY		WELLS DRILLED WITH MPD	
WELL	NPT	WELL	NPT
	[hrs]		[hrs]
Conv-1	615.5	MPD-1	4
Conv-2	126	MPD-2	0
Conv-3	74.5	MPD-3	0
Conv-4	0	MPD-4	0
Conv-5	0	MPD-5	0
Conv-6	150.5	MPD-6	0
Conv-7	88.5	MPD-7	0
<b>Average</b>	<b>151</b>	<b>Average</b>	<b>0.6</b>

**Tableau 4. 1 : OBD vs MPD réduction de NPT due au coincement de la garniture.**

WELLS DRILLED CONVENTIONALLY		WELLS DRILLED WITH MPD	
WELL	Average ROP	WELL	Average ROP
	[ft/hr]		[ft/hr]
CONV-1	23	MPD-1	22
CONV-2	19	MPD-2	20
CONV-3	17	MPD-3	24
CONV-4	22	MPD-4	18
CONV-5	24	MPD-5	27
CONV-6	18	MPD-6	35
CONV-7	18	MPD-7	23
<b>Average</b>	<b>20</b>	<b>Average</b>	<b>25</b>

**Tableau 4. 2 : OBD vs MPD l'amélioration de ROP.**

WELLS DRILLED CONVENTIONALLY			WELLS DRILLED WITH MPD			
WELL	Mud Weight	Mud Type	WELL	Mud Weight	Mud Type	ECD
	[PCF]			[PCF]		[PCF]
CONV-1	105	Potassium Formate	MPD-1	80	CaCl2	104
CONV-2	102	CaBr2	MPD-2	80	CaCl2	101
CONV-3	102	CaBr2	MPD-3	75	CaCl2	97
CONV-4	103	CaBr2	MPD-4	80	CaCl2	98
CONV-5	95	CaCl2/CaBr2	MPD-5	80	CaCl2	96
CONV-6	104	CaBr2	MPD-6	80	CaCl2	96
			MPD-7	80	CaCl2	97
			MPD-8	80	CaCl2	97
			MPD-9	80	CaCl2	95
			MPD-10	85	CaCl2	106
			MPD-11	85	CaCl2	105

**Tableau 4.3 : OBD vs MPD type de boue utilisé-50% réduction du coût de la boue.**

### 4.3.1 Les Désavantages:

MPD s'est avéré être une technique fiable, cependant comme toute technique, il y a des inconvénients :

- Cher : MPD exige plus d'équipement et de personnel spécialisé, en augmentant le coût de l'opération qui est déjà élevé. Les puits peuvent être forés avec réactif ou proactif MPD. S'il n'est pas employé du tout, le puits deviendra plus cher. S'il est employé d'autre part, il peut réellement sauver de l'argent.
- Peu conventionnel : L'industrie fait beaucoup de recherches pour développer de nouvelles méthodes, mais obliger un opérateur à employer la nouvelle technique peut être un défi. L'équipage doit être enseigné sur le nouveau système et les procédures d'opération.
- Le besoin de plus d'équipement, potentiellement peut compliquer l'opération.
- MPD est fortement automatisé et il pourrait être dangereux de faire beaucoup de confiance à un système.

Une fuite dans le système de circulation fermée pourrait être catastrophique. Dans Gullfaks C, un Statoil a foré un puits dans le bloc 34/10 dans la partie nord du Mer du Nord norvégienne, il y'a eu un incident sérieux tout en employant MPD en 2010. Un trou s'est produit dans le tubage 13 3/8 pendant la circulation finale et le nettoyage de trou après atteinte du TD. La perte de la contre-pression mène à une venue à partir d'un réservoir de gaz. Heureusement dans ce cas les débris ont bouché le sabot du liner 9 5/8 et ont limité la gravité de la venue. Toujours, presque deux mois, on passe pour contrôler le puits et rétablir les barrières requises (COA-INV, 2010).

## 4.4 Les Équipements de MPD:

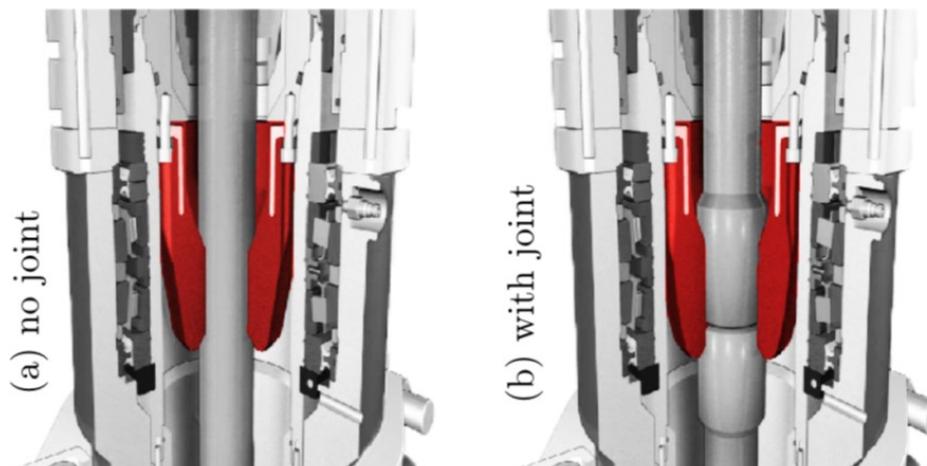
Il existe une variété de différents équipements disponibles, certains sont facultatif, tandis que d'autres sont obligatoires. Les équipements facultatifs dépendent des besoins, le budget et l'espace sur la plate-forme de forage, etc. au minimum, pour être en mesure de créer un système de circulation fermé, trois équipements sont obligatoires:

- Dispositif de contrôle rotatif RCD
- Vannes Anti-retourne
- Choke manifold

Avec ces trois équipements, une circulation fermée est possible et le choke permet de contrôler le profil de pression. Les équipements suivant sont fondés sur la description de (Rehm, et al., 2008).

### 4.4.1 Rotating Control Device:

Rotating Control Device (RCD) est l'une des parties les plus importantes pour une opération de MPD. Son principal objectif est de fermer l'espace annulaire, pendant les connexions et les manœuvres. Les retours de la boue sont dirigés à partir de l'annulaire et à travers le choke. L'obturateur annulaire dans le BOP ne peut pas être fermé lors de la rotation de la garniture de forage.



**Figure 4.7 :** Mécanisme d'étanchéité de la RCD.

Il existe deux types RCD, actif et passif. La différence est la façon dont il est actionné, passif est actionné par la pression du puits et l'actif par la force d'un vérin hydraulique. En se concentrant sur le passif, il a une garniture d'étanchéité qui est forcé à s'adapter sur la garniture de forage en raison de sa nature sous-dimensionnée. L'élément d'étanchéité est relié à un bloc de palier qui lui permet de tourner.



Figure 4.8 : RCD Modelé 7100 utilisé en Algérie.

#### 4.4.2 Choke et Back-pressure Pump:

Le choke manifold est l'équipement qui donne au MPD la capacité de contrôler précisément le profil de pression dans l'annulaire. Il contient un élément de fermeture qui crée des variétés de sections d'écoulements en fonction de la pression souhaitée. Le retour de la boue passé par cet élément et un chemin d'écoulement à section étroite qui limite l'écoulement et augmentera la contre-pression dans le puits. Une section d'écoulement plus petite diminuera la contre-pression.

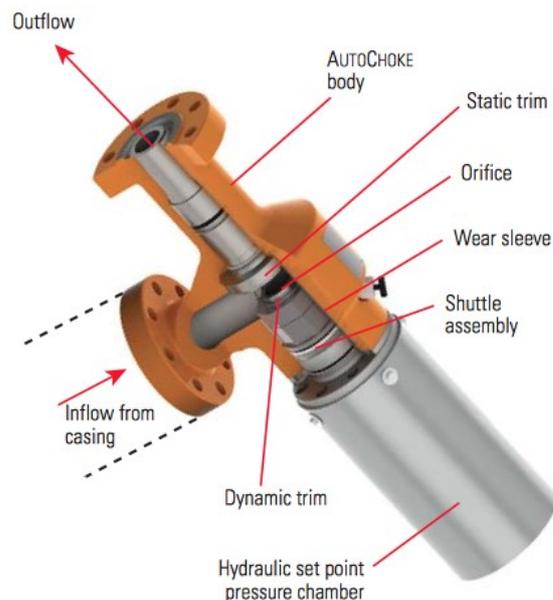


Figure 4.9 : Choke manifold.

Il existe trois catégories de choke qui sont utilisés avec MPD: Shuttles, sliding plates and choke gates. Les éléments peuvent être automatique ou manuel, ajustés pour fournir la contre-pression nécessaire pour obtenir un gradient de pression adéquate. En cas de réparation, il faut toujours avoir au moins deux chokes en parallèle.



**Figure 4.10 :** MPD choke avec deux semi-automatique choke.

La figure 4.10 montre que choke peut être combiné avec un BPP (figure 4.11) qui ne détourne pas l'écoulement dans le puits, mais plutôt à travers choke seulement. La contre-pression est dépendante du débit passant par elle, donc, elle va augmenter la contre-pression disponible si elle est actionnée. Aussi permet d'appliquer une contre-pression pendant les arrêts de la circulation.



**Figure 4.11 :** Back-pressure Pump.

#### 4.4.3 Non-Return Valves:

À un certain moment au cours de l'opération, la circulation peut être arrêtée et la contre-pression est appliquée pour maintenir BHP. Pour empêcher le fluide de monter à travers la garniture de forage, Non-Return-Valves est installé à l'intérieur de la garniture. Cette pièce d'équipement permettra l'écoulement vers le bas, mais pas vers la haute à travers la garniture de forage. La circulation inverse du fluide avec les débris pourrait boucher le moteur de fond et causer des dommages à l'intérieur du Bottom-Hole Assemblée (BHA). Cela est appelé l'effet de tube en -U.

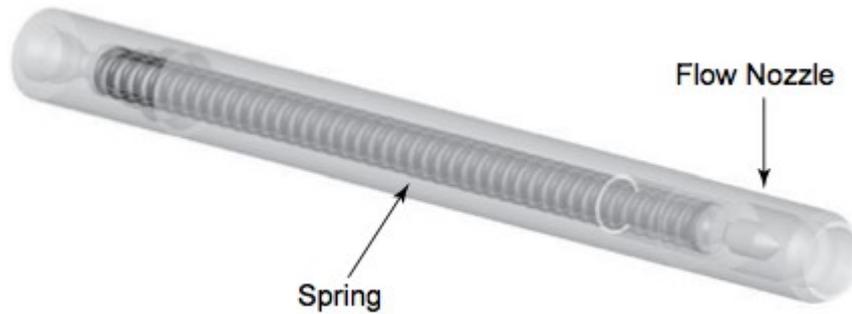


Figure 4.12 : Non-Return-Valves.

#### 4.4.4 Coriolis Flowmeter:

Le Coriolis Flowmeter est utilisé pour détecter les venues avec un ( $V_{gm} < 0,5$  bbl) en conduisant l'écoulement à travers un tube en forme de U.



Figure 4.13 : Coriolis Flowmeter.

**Coriolis mesures et calculées:**

- Débit massique
- Débit volumétrique
- Densité
- Température

Le débit passant par le tube en U crée des vibrations à une certaine fréquence, la différence des fréquences entre l'entrée et la sortie est utilisée pour calculer le débit massique. Une augmentation en masse va diminuer la fréquence. Tout gaz dans le fluide de forage sera détecté rapidement.

**4.4.5 Système de contrôle automatique:**

Pour être en mesure d'adapter et de réagir rapidement à tout changement qui pourrait se produire, MPD utilise avec un système de contrôle automatique (ACS). ACS donne à l'opérateur un aperçu de tous paramètres dans le puits et sur la plate-forme. Le système est commandé par la modèle hydraulique pour obtenir les entrée de:

- Les débits
- Les valeurs de pression
- La position du Choke
- La densité de boue

L'ACS va contrôler la pompe de Back-pression et le choke, ce qui permet une manipulation rapide du profil de pression.

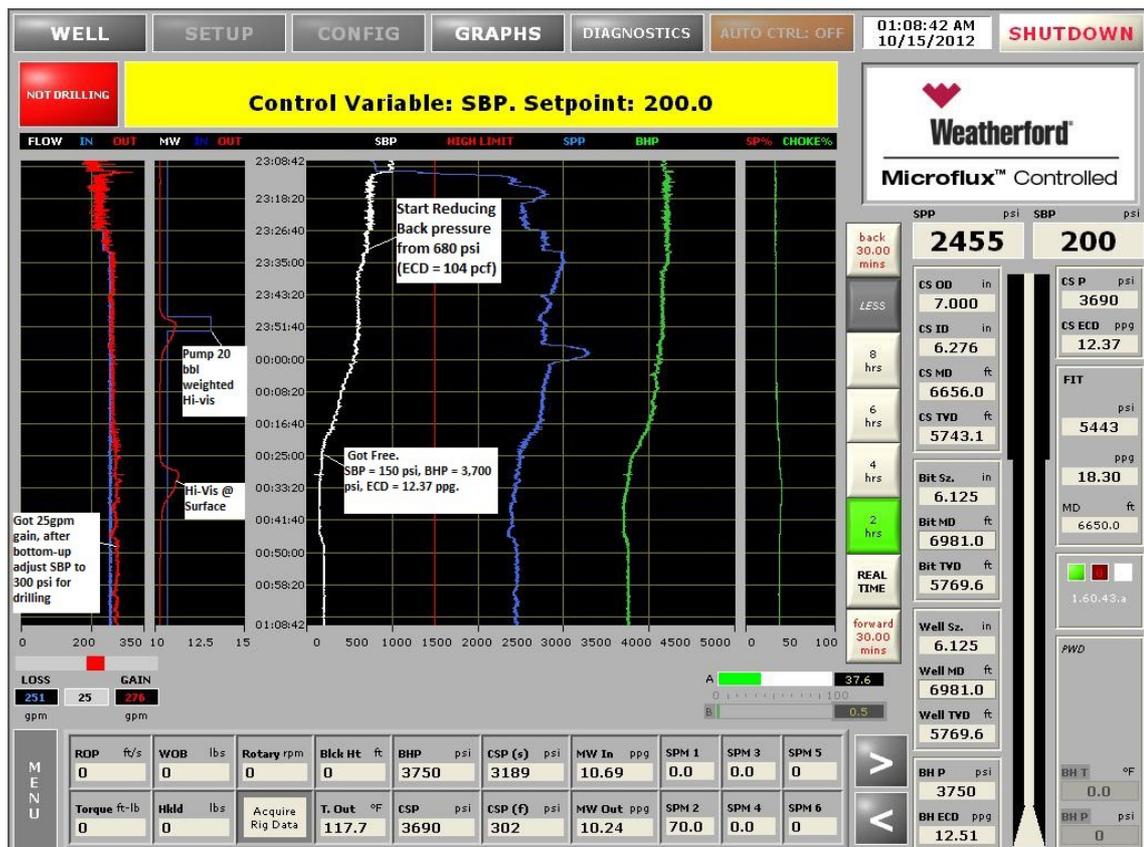


Figure 4.14 : ACS lors d'un événement de coincement de la garniture.

# Chapitre 5

## Méthodologie et l'évaluation économique de l'application de MPD en Algérie

Plusieurs puits ont été réalisés dans le champ de Nezla. La technique MPD a été appliquée pour améliorer la sécurité tout en restant rentable. Un processus de gestion de projet a été utilisé pour la mettre en œuvre. L'analyse des échecs à chaque fin de forage, tiré et identifie les principaux renseignements et les améliorations qui ont fait parler MPD, pour la réussite d'exécution de ces projets et d'augmenter l'assurance pour l'utilisation de la technique MPD.

Les opérations de MPD a permis de forer avec succès environ 1.635 mètres sans problème majeur, malgré le forage à travers une fenêtre de pression étroite et des formations très sensibles aux cycles de pression, qui nécessite de contrôler à la fois les pertes et les venues en même temps. En conséquence, la technique MPD a permis de forer ce champ qui a posé beaucoup de problèmes conventionnellement ; l'opération de MPD a également amélioré la sécurité et les considérations environnementales.

L'objectif sera d'examiner de manière générale et critique la mise en œuvre du MPD sur les différents puits forés dans le champ de Nezla. Les méthodes conventionnelles de contrôle de puits sont complétées par une installation de MPD où il y'a des équipements spécialisés, des procédures et des compétences qui ont été nécessaires pour la mise en œuvre de MPD sûre et économiquement rentable.

Les résultats de la mise en œuvre de MPD interprétés dans ce chapitre adressent un bon nombre de problèmes déjà rencontrés pendant les opérations de forage conventionnelles et fournissent des recommandations concernant l'introduction de cette technique à grande échelle dans d'autres champs en Algérie.

La mise en œuvre du MPD dans le champ de Nezla a entraîné une réduction significative du coût et d'incertitudes. L'adaptabilité et la flexibilité des pressions dans le puits avec le système de MPD ont changé le visage des méthodes du contrôle de puits conventionnel. Une réduction remarquable des coûts des opérations de forage ont été accomplie dans tous les puits forés par la technique MPD dans le champ de Nezla.

Les puits qui ont utilisé la technique MPD ont optimisé les opérations de forage, en éliminant le temps non productifs liés aux pertes de circulation et les venues.

## 5.1 Méthodologie d'application:

Le forage avec CBHP dans le champ de Nezla a réussi à pénétrer des formations où les fenêtres de gradient extrêmement serré entre pressions pore/fracturation qui ont fait du forage conventionnel impossible. Les résultats positifs obtenus de l'application de MPD par Sonatrach en Algérie, ont donné des bases pour l'expansion cette technique dans ce champ ainsi que d'autres régions dans le pays

L'impact des coûts des opérations pour le contrôle du puits dû aux problèmes de perte et des venues est significatif. L'élimination stratégique de ces risques, on réduit considérablement le coût des puits et les incertitudes sur le coût. Le risque est minimisé par l'application du MPD, en évitant les événements qui causent NPT.

NPT causé par les pertes de circulation, les zones à pression anormale (perte de circulation/venue) et les problèmes de contrôle de puits étaient des candidats appropriés pour l'application du CBHP. Ces zones en surpression contiennent généralement de grandes pressions et faible volume de gaz.

Les candidats pour MPD comprennent également, de nombreux puits déjà foré où l'objectif était d'améliorer la sécurité et l'efficacité, et finalement réduire les coûts. De plus cette technique permettait d'augmenter le taux de pénétration (ROP) par forage avec une pression de fond proche de la pression de pores et de réduire la perte/venue et le temps passé à faire face aux événements liés à la pression.

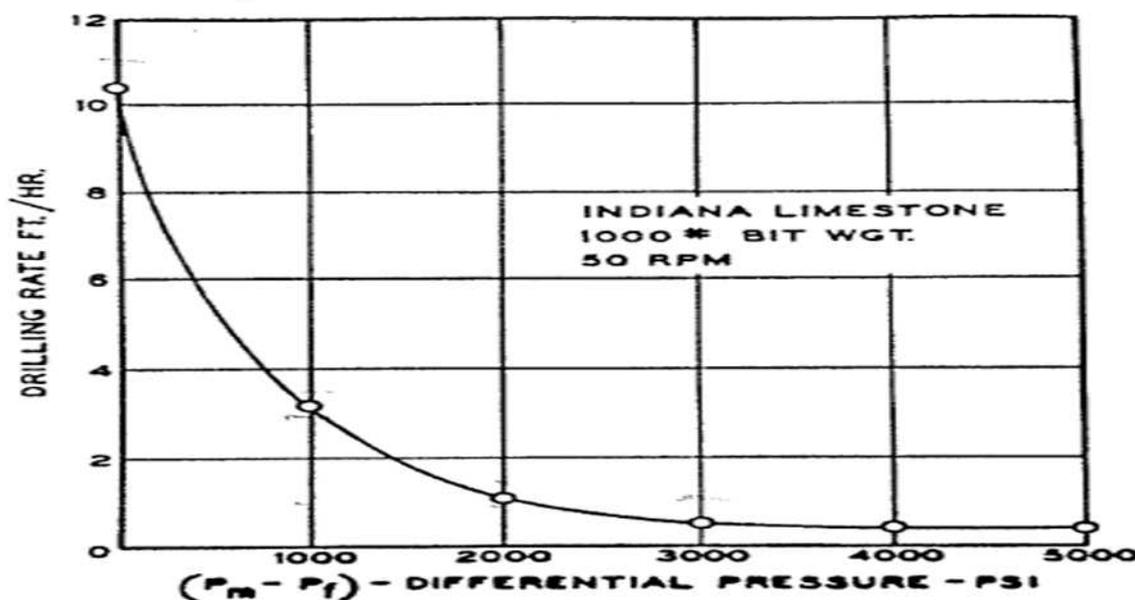


Figure 5. 1 : Effet de la pression différentielle sur ROP.

Les méthodes du MPD sont également sélectionnées pour aider les foreurs à différencier les effets de ballonnement d'une venue, et de réduire les cycles de pression qui causent l'instabilité des parois de trou. Les coûts de boue sont également minimisés par MPD

Un processus de gestion de projets par étapes définis a été utiliser pour mettre en œuvre, la technique MPD. Ce processus est consisté par quatre phases exclusives :

- Phase 1 - Évaluation économique.
- Phase 2 - Conception détaillée et Engineering.
- Phase 3 - Exécution des Opérations dans le terrain.
- Phase 4 - Histoire de Production et surveillance.
- 

### 5.1.1 Évaluation économique:

Les sections 8 ½ "et 5 7/8" des puits présents sur le champ de Nezla sont généralement forés avec une densité de boue de 1,35 à 1,40 SG. L'évaluation a été réaliser au TD avec une ROP moyenne de 2 m/h en utilisant une densité de boue de 1,40 S.G. Dans les opérations de de forage conventionnelles. Toutefois lorsque la densité de la boue est réduite à des conditions balance (1.20 SG) la corrélation a donné un ROP de 3,8 m/h, et si le poids de la boue est réduit afin d'obtenir une condition Under balance (1,10 SG) ROP, devra augmenter à plus de 5 m/h. Cette réduction de densité de la boue et de la maintenir on états d'underbalance ou d'équilibre donne une augmentation significative du taux de pénétration qui est un témoignage fiable ajouter à la valeur de l'application de cette technologie par Sonatrach.

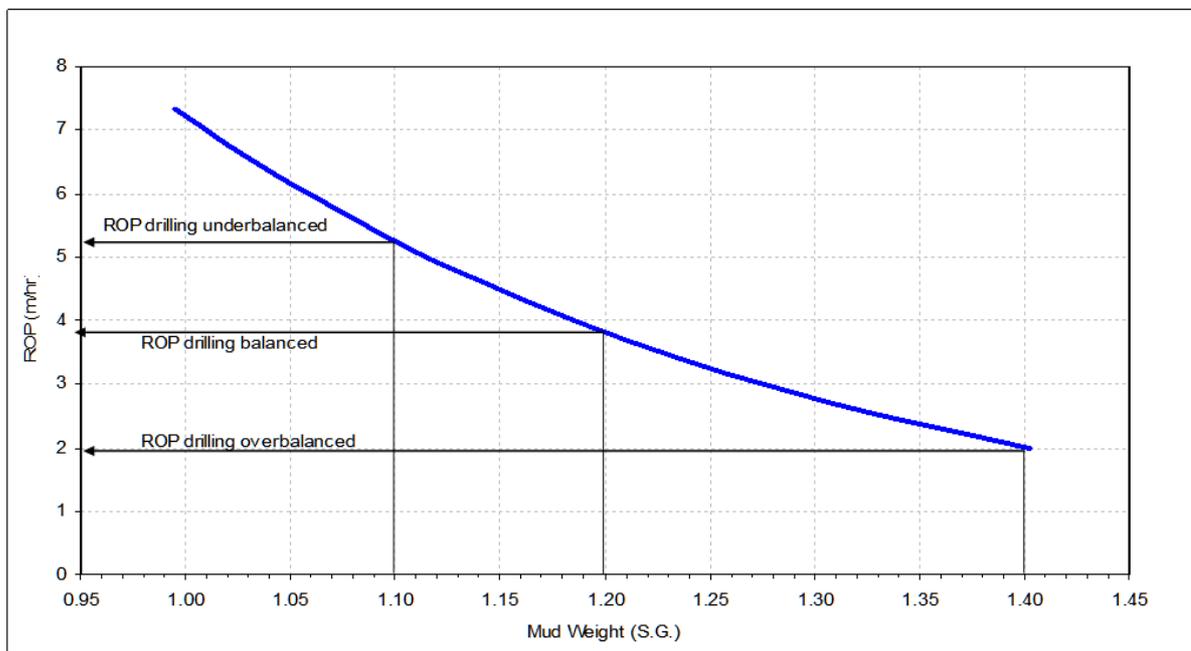


Figure 5. 2 : ROP vs Densité de la boue.

La réduction de la pression de fond comme effet de la réduction de la densité de la boue diminue également la tendance au collage par pression différentielle. La réduction de la viscosité de la boue est certainement bénéfique pour augmenter le taux de pénétration, et en termes pratiques, cela peut être mieux atteint en réduisant la teneur en solides sur le fluide de forage. En outre, l'utilisation de forage MPD dans les sections de trou 6 " permettra d'éviter l'utilisation d'une boue à haute teneur en solides

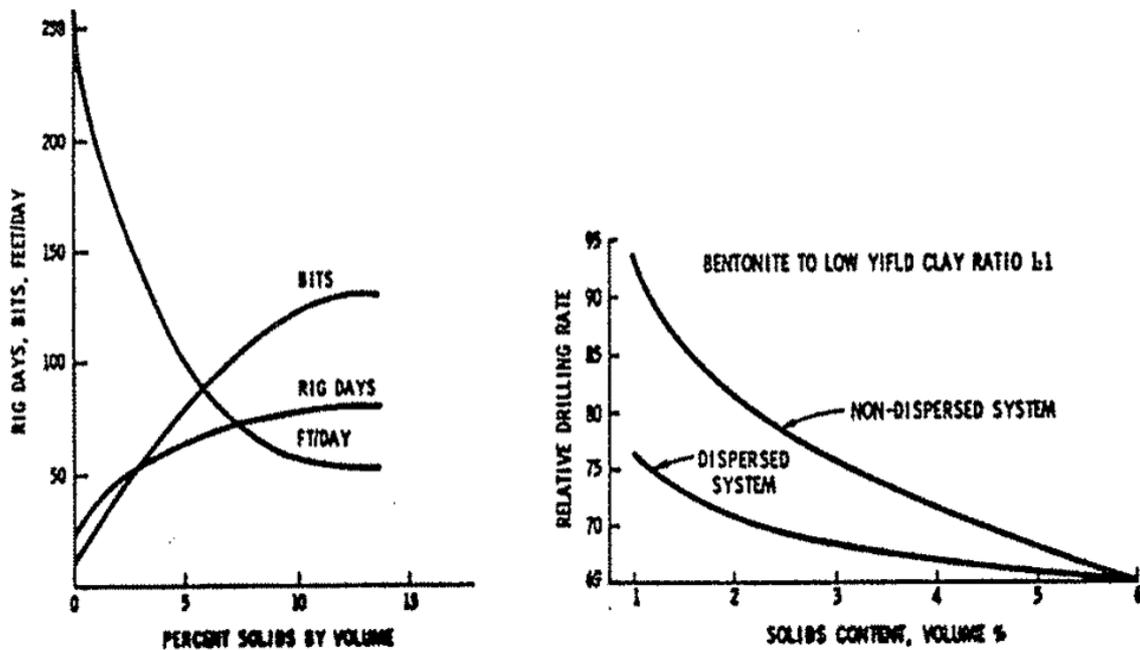
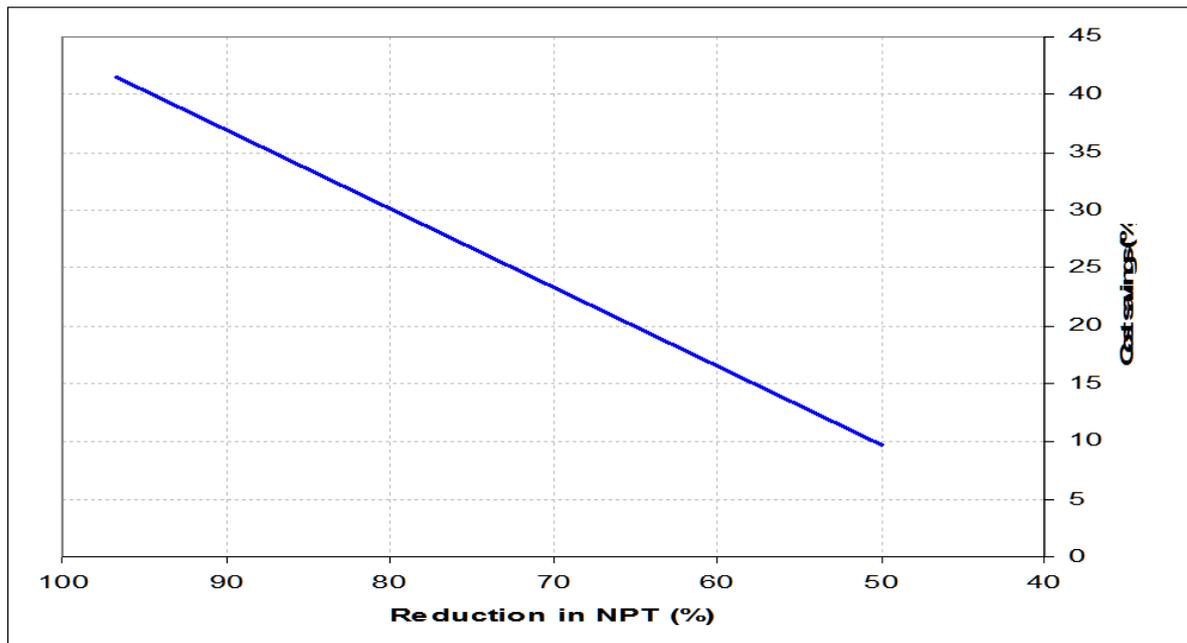


Figure 5. 3 :Effet de solides sur la performance du forage et l'effet de dispersion de solide sur ROP.

En plus de l'augmentation significative du taux de pénétration, la meilleure façon d'illustrer l'avantage de l'application de MPD dans les sections 6 " de trou, c'est la comparaison des coûts de forage OBD (conventionnelle) avec MPD. En général, en raison de l'équipement supplémentaire et du personnel supplémentaire, MPD semble être plus coûteuse que la méthode conventionnelle de forage. Cependant, en considérant les avantages du MPD tels que ROP plus rapide et une réduction du NPT, cette différence de coût peut être compensé et faire des économies de coûts.



**Figure 5. 4 :**Réduction des coûts par la réduction NPT en comparant forage conventionnel avec le MPD.

Il y a certains coûts qui sont associés spécifiquement avec l'application MPD. Les facteurs principaux sont les coûts journaliers de l'équipement et du personnel qui sont nécessaire pour le travail opérationnel de MPD. Les raisons principaux de l'application de la technologie de MPD dans le champ de Nezla c'est pour réduire le NPT lié aux pertes de circulation et les venues de gaz en maintenant une pression constante au fond et dans les cas critiques (comme le scénario dans le quartzites de Hamra) maintenir une condition underbalanced contrôlée.

Afin de comparer les coûts de forage conventionnels avec l'application MPD. Le coût de forage moyen des puits forés conventionnellement ainsi que le temps moyen de forage de la section Tertiaire-Ordovicien et le temps non productif observée dans les puits forés conventionnellement ont été pris en considération.

La réduction du NPT n'est pas la seule question qui devrait être pris en compte afin d'établir des avantages économiques par la mise en œuvre du MPD. Le principal objectif atteint était d'atteindre la profondeur totale prévue en toute sécurité et avec succès. Avec les pratiques de forage conventionnelles cet objectif était inaccessible et ça fut un résultat final extrêmement précieux pour Sonatrach. L'avantage d'atteindre cet objectif en utilisant MPD dans le champ de Nezla devrait être ajouté à la totalité des économies en réduisant NPT.

### **5.1.2 La planification détaillée pour l'application de MPD:**

Les pratiques de contrôle de puits conventionnel et l'interface de contrôle de puits dans une opération de MPD doivent être adéquates pour éviter les risques et les dangers évalués. Un plan de santé, sécurité et environnement (HSE) de projet est normalement mis au point pour assurer que toutes les parties concernées comprennent clairement les dangers, les rôles et les responsabilités.

L'orientation de la main d'œuvre dans le chantier et sur le terrain et la familiarisation avec MPD ont été essentiels à la réussite des projets. La réalisation d'un changement de la méthode de forage dans le champ a été un défi pour MPD. De nombreuses visites et des études sur le terrain ont été menées, des présentations techniques sur le terrain et l'engagement du personnel sur le terrain dans la phase de conception technique ont été menés afin d'atteindre l'objectif. La familiarisation avec les équipements a également été réalisée pour assurer une conception solide.

La conception et engineering des opérations de MPD est la suivante:

- Les opérations de Forage.
- Les opérations de manœuvres
- Sélection des équipements de MPD spécialisé qui sont déjà traités dans la section 2.4.
- Wells control

#### **a) Les opérations de Forage:**

La stratégie de forage a été de dévier des pratiques conventionnelles. Les considérations de conception de la garniture de forage pour MPD étaient principalement liées aux problèmes de contrôle du puits. Les valves anti retour (NRV) sont nécessaires pour empêcher la circulation inverse, au moins deux NRV sont positionnées dans la BHA (normalement juste au-dessus du moteur de fond) qui permettront des opérations de manœuvres sûres tout en gardant une contre-pression de surface positive. Tout équipement à section irrégulière (stabilisateurs, alésoirs, etc.) devraient être plus courts que la distance entre l'obturateur annulaire et la RCD. Les masses-tiges spirales ne sont pas utilisées pour MPD du fait que l'étanchéité n'est pas possible. Tiges de forage avec des rainures ne sont pas utilisées, comme les rainures accélèrent l'usure du mécanisme d'étanchéité de la RCD.

Le forage à travers la zone de gaz à faible volume et surpression pourrait entraîner des taux élevés de venue à court terme. Il était important de continuer à circuler à chaque instant lorsque la zone de gaz ou influx est rencontré. Cela a permis d'assurer des pressions basses dans la tête de puits (WHP) et atténuation de l'énergie de la zone à gaz.

Une évaluation des risques de forage par MPD a été développée pour assurer que les risques de l'instabilité des parois du trou étaient gérables.

## **b) Les opérations de manœuvres:**

Le contrôle du profil de la pression annulaire était essentiel à la réussite de l'application de MPD lorsque la circulation à travers le train de tiges n'est pas possible. Plusieurs zones peuvent être ouvertes en même temps dans le découvert, qui contient plusieurs gradients de pression et de fracturation. Dans ces conditions, il est possible que des pertes et des venues se manifestent simultanément. Ces dernières sont tolérables à condition qu'ils soient gérés dans les risques évalués et les capacités de l'ensemble d'équipements de sécurité MPD.

ECD était ajoutée avec la contre-pression pendant les manœuvres, pour assurer une marge de manœuvre, cette méthode a permis d'éviter le pistonnage donc les envenimements de venues.

La circulation continue à travers le puits est nécessaire pour maintenir efficacement contre-pression annulaire sur le puits. Les pertes de boue dans les formations et déplacements de la garniture de forage pendant les manœuvres se traduiront par une perte indésirable de la contre-pression.

Dans le cas d'une venue à haute pression et à faible volume (HPLV), la technique de gestion de la pression dynamique devient primordiale. Une technique avancée pour contrôler le profil de pression a été utilisée dans ces cas "Bleed and Feed". Cette technique est tout simplement mise en place par circulation à partir de la partie supérieure du puits chaque fois que la circulation sur le train de tiges n'est pas possible (c'est-à-dire toutes les opérations de manœuvres, lors de la connexion, etc.).

## **c) Wells control:**

La matrice de contrôle de puits pour MPD est un élément essentiel des travaux d'ingénierie requis pour exécuter avec succès les puits. Dans le cas de champs de Nezla, qui contient des zones du gaz à haute pression à faible volume, fore avec un système de boue à faible en Underbalance contrôlée dans certaines cotes étiens nécessaire pour atteindre les objectifs fixés. Les pratiques de contrôle de puits classiques sont donc complétées par une installation de MPD, où l'équipement spécialisé, les procédures et les compétences étaient nécessaires pour une application sûre et économiquement prospère.

### **5.1.3 Exécution des Opérations dans le terrain:**

La carte de terrain montre les zones connues où les techniques MPD ont prouvé d'être bénéfique en réduisant les coûts de forage et l'incertitude sur les coûts de forage. Sonatrach a été le premier à appliquer la technique de MPD dans cette région pour résoudre les problèmes de contrôle du puits et le danger lié au forage. La technique MPD a résolu les problèmes de contrôle du puits et ROP a été amélioré.

Plusieurs puits forés dans le champ de Nezla ont prouvé que MPD est économiquement fiable, avec atteinte de tous l'objectif.

Les puits utilisant MPD ont également surmonté et démontré moins d'incertitude des coûts, en éliminant NPT liée aux problèmes de contrôle de puits.

### **5.1.4 Les prestations de Production :**

Au moment de la rédaction de ce mémoire, le suivi des prestations de l'histoire de la production à long terme et prématuré. L'évaluation de MPD qui concerne l'amélioration de la productivité n'a pas encore été déterminée.

## **5.2 Analyse comparatives de l'application de MPD:**

Le forage du réservoir du champ de Nezla représente un grand défi pour Sonatrach à cause de la complexité géologique du réservoir ordovicien, il est constitué de grès d'Ouargla (grès trop dur) et de réservoir quartzite de Hamra (très fracturé), il est caractérisé par une fenêtre étroite, le forage de cette section doit être effectué en maintenant la pression du fond dans la fenêtre requise qui est conventionnellement difficile.

### **5.2.1 Forage conventionnelle dans la phase 6'':**

Les puits forés conventionnellement ont montré que l'estimation de la fenêtre de forage est difficile par les méthodes conventionnelles à cause de l'impossibilité de l'ajustement de ECD sans changer la boue et la mauvaise manipulation de la pression dans la fenêtre étroite surtout lors du passage du dynamique au statique ou l'inverse, tous ces facteurs vont entraîner à un coût et NPT élevé, ce NPT due à:

- Perte de circulation.
- Well control.
- L'instabilité du puits (éboulement des parois).
- Coincement de la garniture par pression différentielle.

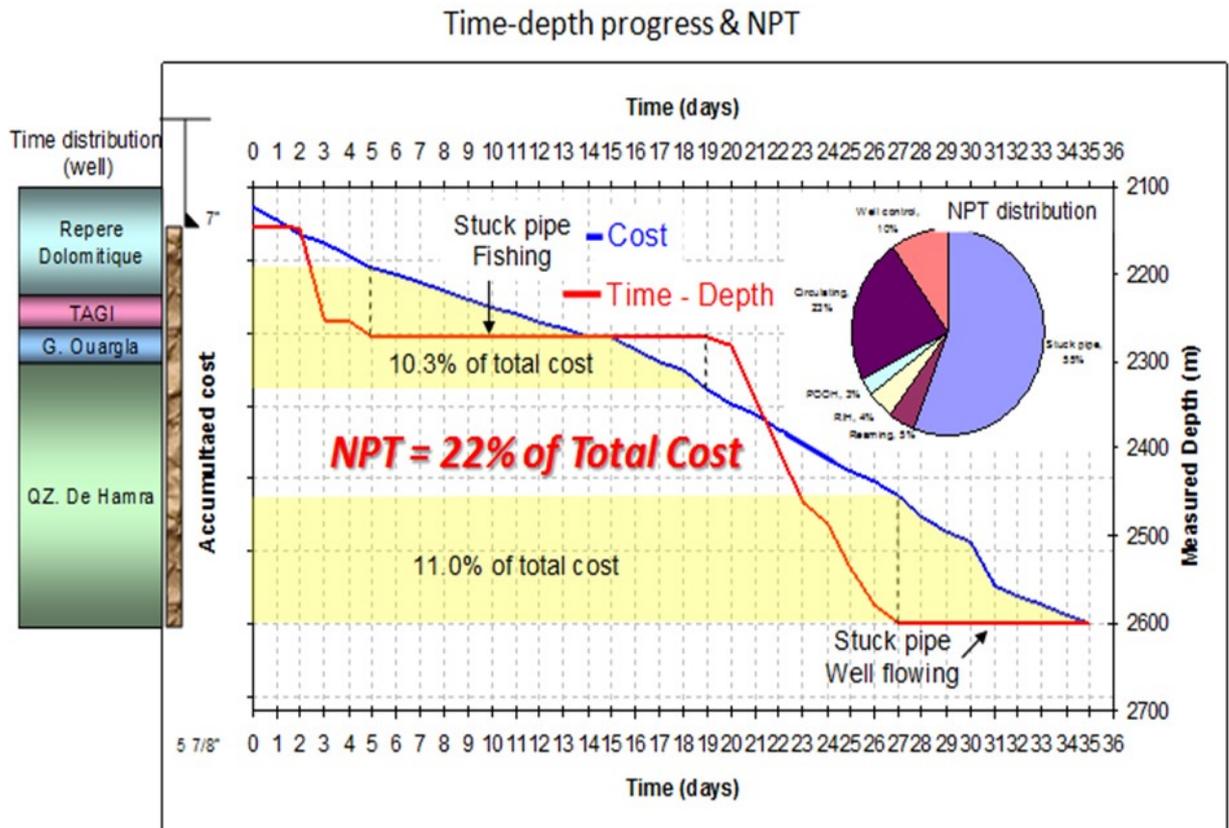
L'incertitude de coût de forage due non seulement à NPT, mais aussi la réduction de la ROP (l'overbalance réduit considérablement ROP), l'usure de l'outil, le temps de manœuvre pour changer l'outil usé et la boue perdue dans la formation, et même parfois d'arrêter le forage avant d'atteindre le TD, à cause de l'impossibilité de continuer conventionnellement. En-dessus on va citer les principaux incidents rencontrés pendant le forage dans la section 6'' par le forage conventionnelle.

### **NZ-18 (1996):**

Des pertes totales après forage de 30m dans GO (2236 m), la densité de boue a été réduite de 1.58sg à 1.52sg, une autre perte totale à la base de GO (2246m), des LCM étaient injectés pour colmater la formation endommagée et la densité a été réduite à 1.45sg, à 2276m (24m en HQ) des pertes totales suivies d'une venue, la garniture est coincée, tous les opérations de décoincement n'ont pas réussi, conduisant à un sidetrack, TD a été atteint après le forage de 70m en HQ avec des pertes partielles.

**NZ-19 (2006):**

Des pertes totales lors du forage dans GO (2278m), la densité a été réduite de 1.40sg à 1.34sg, Le forage a été repris avec des pertes partielles jusqu'à 2600m ou une perte totale suivi d'une venue de gaz été enregistré, un coincement est observé lors du contrôle du puits, le forage de cette section a consommé 3 outils. 11 jours de tentatives continues pour contrôler le puits, par la suite, une éruption et le feu à la surface. Le puits a été contrôlé par des techniques spéciales et couteuses, puis abandonné.



**Figure 5. 5:** Distribution du Temps-Profondeur et NPT NZ-19.

**NZ-21 (2008):**

Des pertes partielles de 2407 à 2410m, une perte totale après le forage de 5m dans HQ (Top 2416m), suivi d'une venue de 2600 psi, des LCM étaient injectés pour guérir la perte, mais sans succès, après tous les tentatives de contrôler la venue, le puits a été abandonné. La figure 3.2 montre la distribution du temps en fonction de la profondeur est la distribution de NPT.

## Time-depth progress &amp; NPT

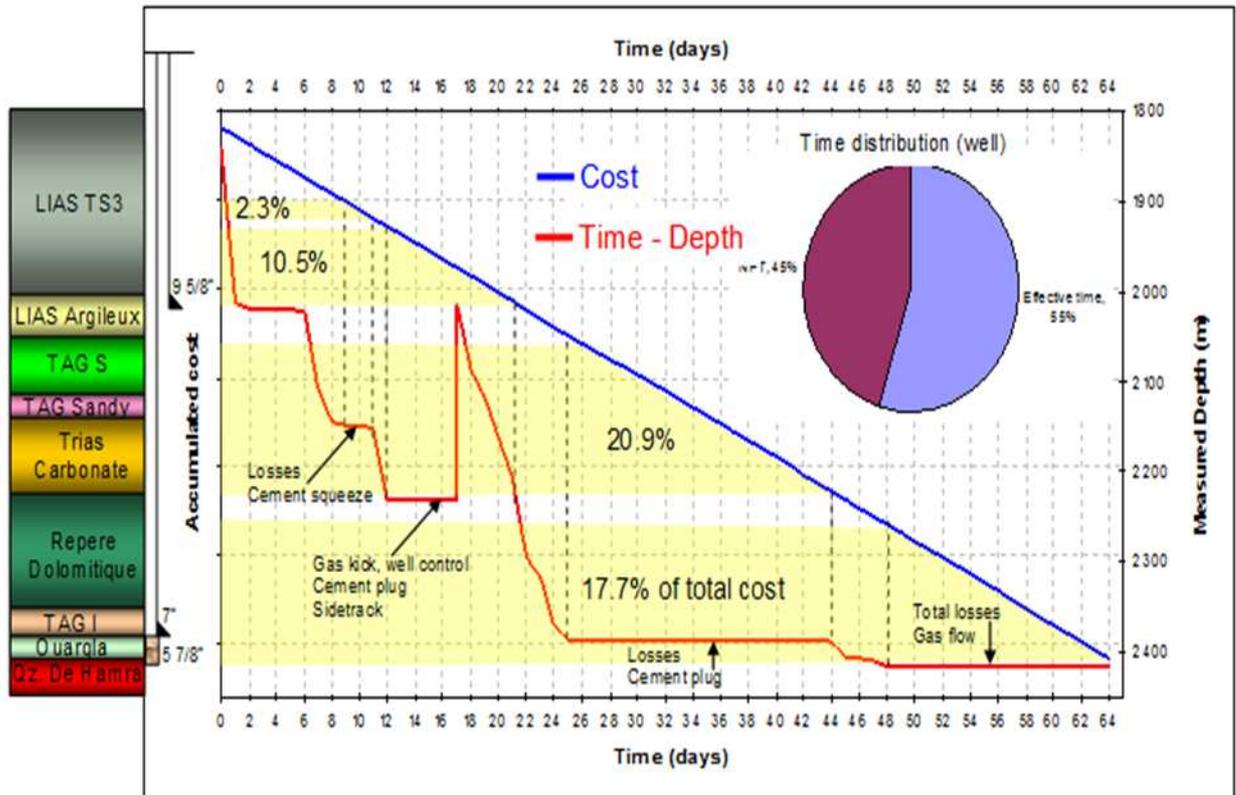


Figure 5.6 : Distribution du Temps-Profondeur et NPT NZ-21.

### 5.2.2 Application de MPD dans La phase 6'' :

MPD dans Nezla a été réalisée par WEATHERFORD, tous les forages réalisés ont pu atteindre le TD, et dans des fenêtres de forage non-identifiable, en réduisant le NPT et l'incertitude de couts de forage.

MPD offre la possibilité de déterminer les limites supérieure et inférieure de la fenêtre de forage, en ajustant ECD par la manipulation de BP en surface et sans changer la densité de boue, la détermination de cette fenêtre a aidé de réaliser des autres puits et d'améliorer les conditions de forage d'un puits à l'autre pour réduire le temps et le couts de forage, le maintien de la pression dans la fenêtre et la rapidité de détecté et réagir face au perte/venue grâce à BP a permis de réduire le risque de ce scenario même dans des fenêtres trop étroites, aussi, le forage prés de conditions d'équilibre a augmenté considérablement la ROP, la durée de vie des trépan, et réduire les risques de coincement. En dessous on va citer les principaux succès de MPD dans la section 6'' de Nezla. La figures 3.3 montre les fenêtres de forage et ECD utilisé dans tous les puits forés par MPD à Nezla.

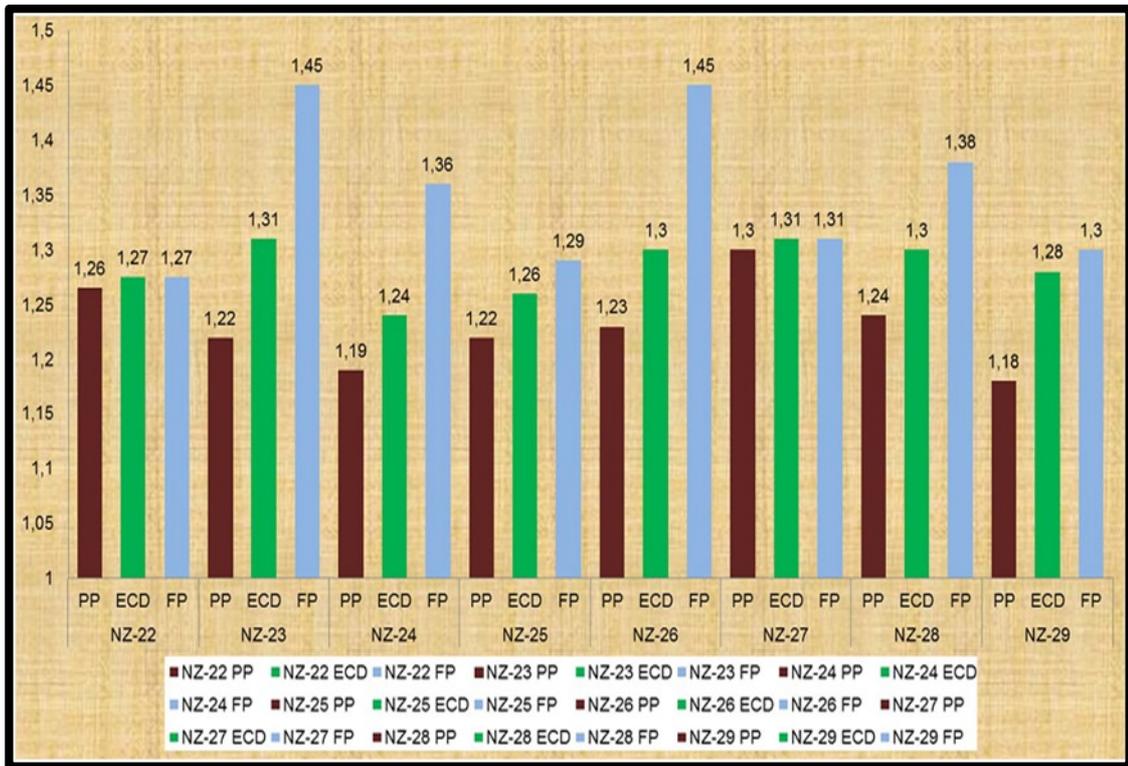


Figure 5.7 : Fenêtres de forage est ECD utilisé dans tous les puits fore par MPD à Nezla.

**NZ-22(2009):**

Un forage de 191 m avec un ROP moyen est de 1.8m/h, dans une fenêtre trop étroite, qui impossible de la forée par les méthodes conventionnelles, des pertes partielles de (3-10m<sup>3</sup>/h) traitées rapidement en diminuant le ECD de 1,33 SG à 1.275 SG, à 2486m, les pertes ont augmenté suivi d'une venue qui été contrôlée grâce à la flexibilité de manipuler les pressions en MPD. La figure 3.4 montre la distribution du temps en fonction de la profondeur est la distribution de NPT.

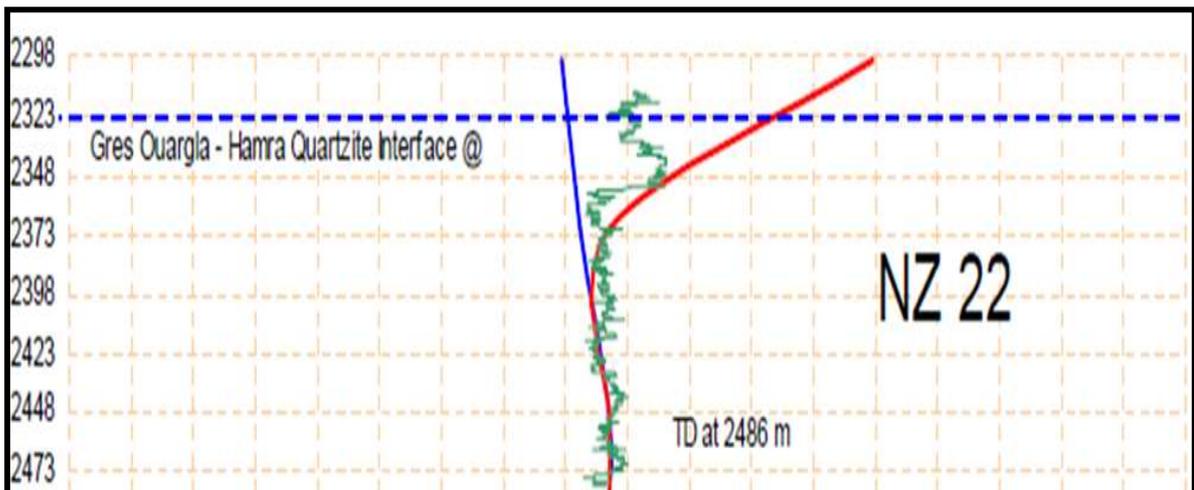


Figure 5.8 : Fenêtre de forage et ECD utiliser NZ-22.

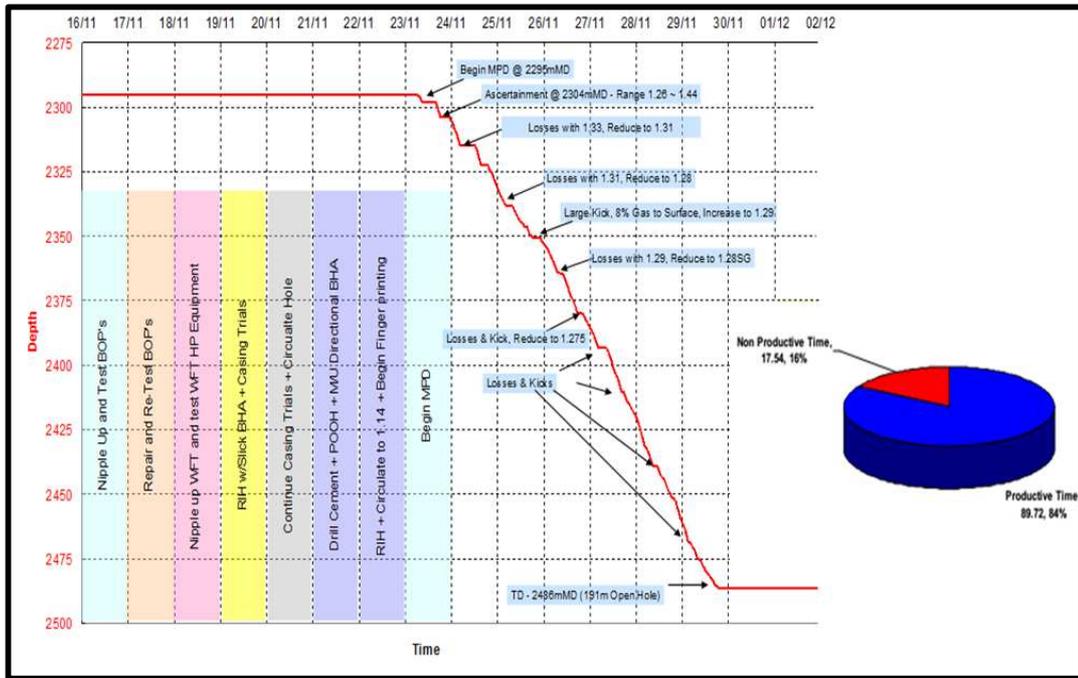


Figure 5.9 : Distribution du Temps-Profondeur et NPT NZ-22.

**NZ-23(2010):**

Un forage de 276m dans 10 jours, avec un ROP moyen est de 1.41 m/h dans les formations de GO, TAGI et HQ, le NPT a été réduit jusqu'à 1.8%, la perte de circulation est négligeable, aucun problème n'est rencontrer tel que les coincements de la garniture et l'événement de well control, le forage a pu atteindre le TD sans aucun incident et en tout sécurité.

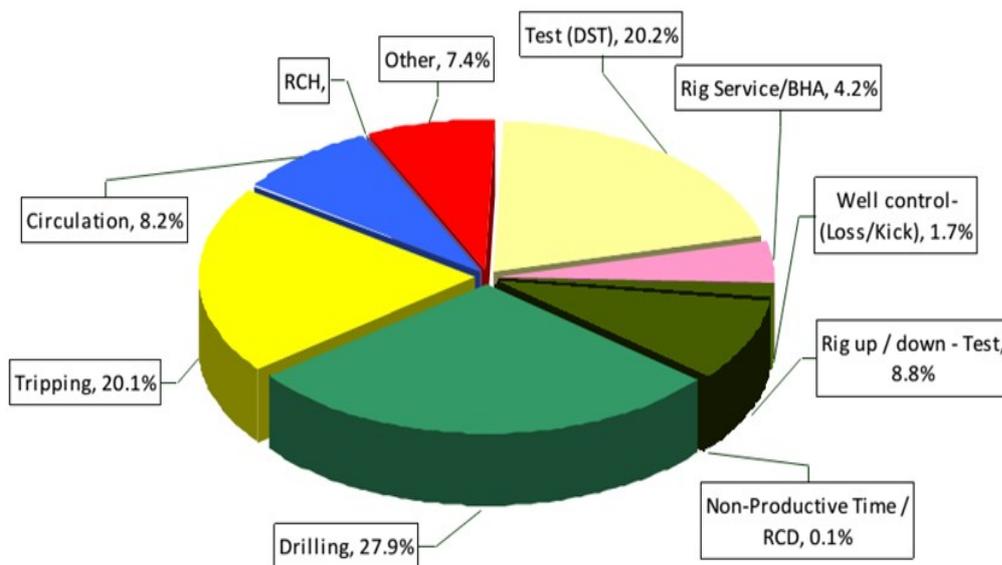
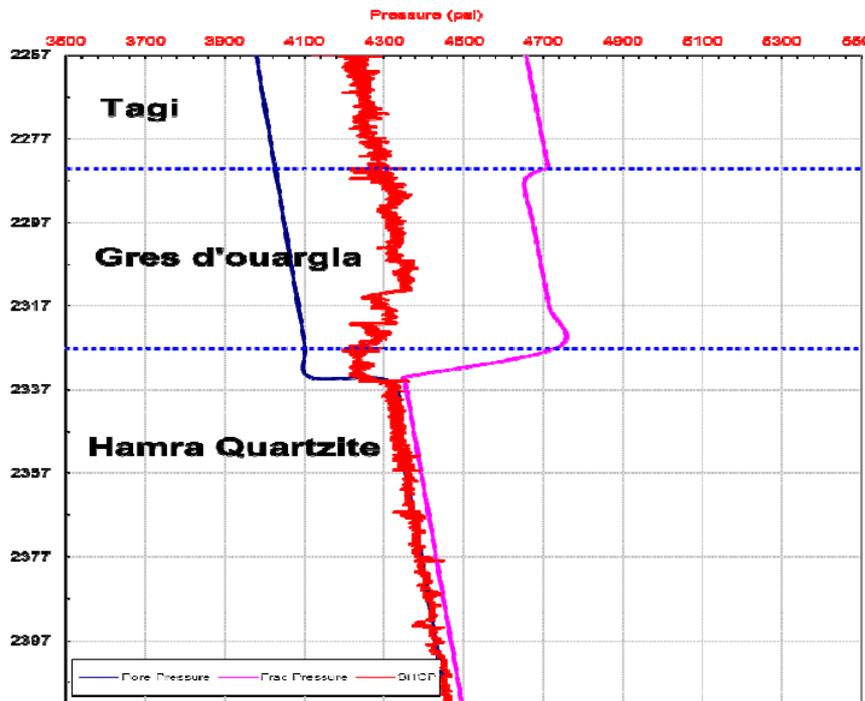


Figure 5.10 : Répartition du temps des opérations NZ-23.

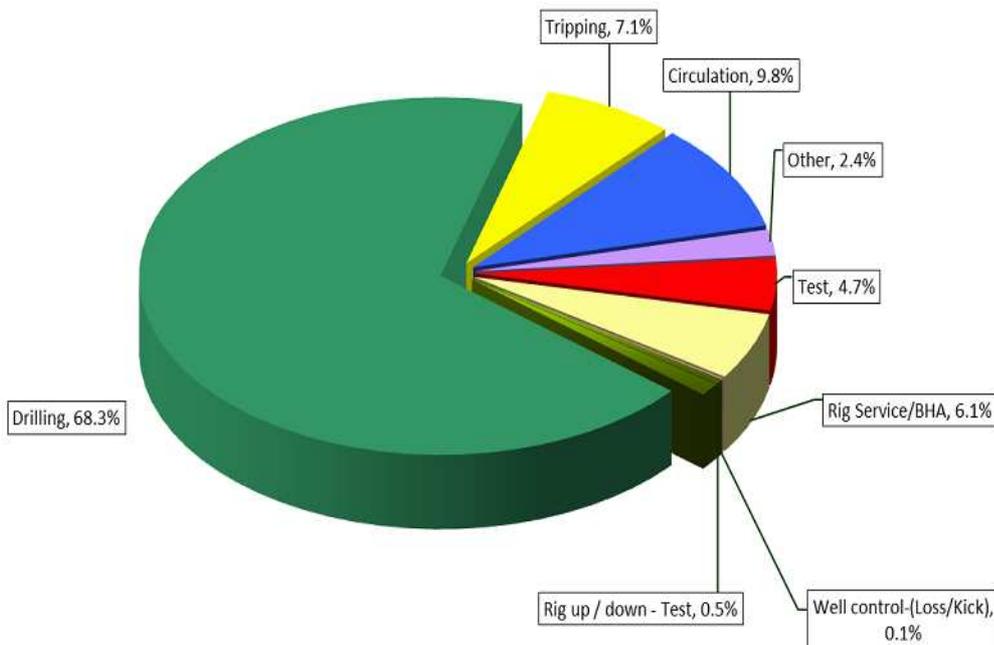
**NZ-27(2010) :**

Le NZ-27 représente le grand succès de MPD à Nezla, dans une fenêtre ou la borne supérieur est confondue sur la borne inférieure.



**Figure 5.11 :**Fenêtre de forage et ECD utilisé NZ-27.

Une section de 183 mètres été forée dans le réservoir, et de 90 mètres de dans Hamra quartzite avec des pertes et des venues contrôlées, en utilisant MPD, le résumé des opérations et de la progression de forage sont illustrées dans la figure 3.8 ci-dessous.



**Figure 5.12 :**Répartition du temps des opérations de puits de NZ-27.

# Chapitre 6

## Pressurized Mud Cap Drilling

Ce chapitre est la suite de la Section 4.2.3, en allant plus loin au détail autour de son processus. PMCD est une variante de MPD, bien qu'il ait grandi de l'expérience pratique de Mud Cap Drilling (MCD). MCD est conçu pour combattre les grandes pertes pendant le forage et quand les pratiques conventionnelles ne sont plus suffisantes, sûres ou économiquement non rentable. Floating mud Cap Drilling (FMCD) est la version développée de MCD. La différence est que FMCD n'utilise pas un système de circulation fermée. Les fluctuations dans la pression de formation pourraient mener à perdre la caquette de boue LAM dans la formation ou de la forcée et de la poussée en hors de puits. PMCD a été développé plus tard pour éviter les inconvénients de FMCD résultant une réduction de prix et les risques, en maintenant un niveau supérieur de sécurité (Urselmann, et al., 1999).

PMCD est défini par l'Association internationale des Entrepreneurs de forage (Frink, 2006) :

“PMCD est une variation de Managed Pressure Drilling (MPD), qui implique de forer sans retour à la surface. Une colonne de fluide dans l'annulaire, assiste par une pression de surface BP et maintenu au-dessus d'une formation fracturée et/ou fragile qui est capable d'accepter le fluide de forage et les débris”.

Ce chapitre expliquera comment on détermine si la formation est convenable pour PMCD et la transition entre MPD en mode CBHP en mode PMCD. On va aussi expliquer comment une opération de PMCD est réalisée dès le début jusqu'à la fin, avec des résultats d'applications de cette technique dans des cas réels en Asie.

## 6.1 L'application du PMCD dans les Zones à Perte:

La planification est une partie importante de toute opération de forage. Dans les puits d'explorations, il y a de grandes incertitudes entourant la géologie et les gradients de pression. Donc, il est important d'avoir les équipements prêts pour réagir immédiatement à tous incidents qui peuvent se produire. Pour que le PMCD soit applicable, les équipements de MPD devrait être disponible et assembler sur le l'appareil de forage. Normalement, l'atteinte de TD est non négociable, PMCD comme un plan d'urgence pourrait sauver toute un puits, par conséquent, nous aurons un grand bénéfice financier. La figure 6.1 montre un exemple d'un arbre de décision en forage à travers les zones de pertes. Remarquez comment PMCD est la dernière option disponible.

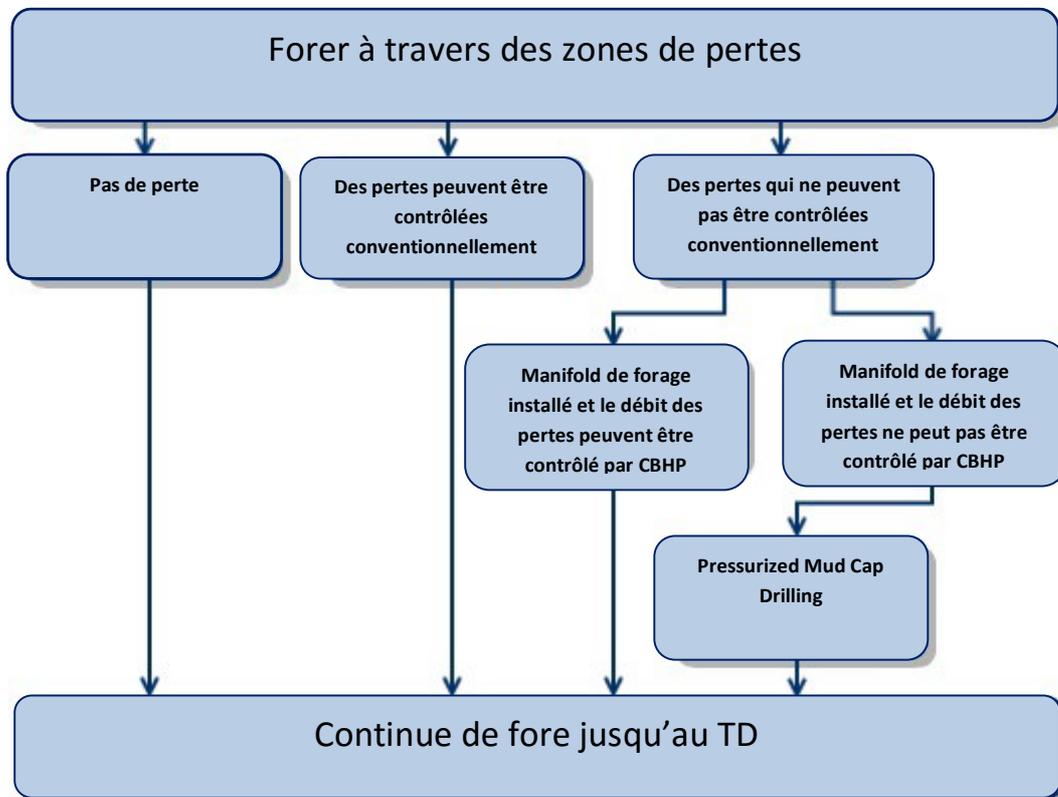


Figure 6. 1 : Arbre de décision dans un scénario de perte.

### 6.1.1 Test de Formation:

PMCD, à la différence d'autres techniques, ne peut pas être appliqué partout. Pour être applicable il doit y avoir un débit élevé de perte de circulation. La procédure normale est de commencer le forage conventionnellement ou en mode CBHP s'il y a des indications d'une fenêtre de forage étroite. Le forage continu jusqu'à ce qu'une zone de pertes soit rencontrée.

Un test d'injectivité est exécuté pour confirmer que la zone est convenable pour PMCD. La boue conventionnelle est pompée en bas à travers le train de sonde à un débit élevé jusqu'au débit de forage. Les pressions de surface sont de près observées, si cela monte à des niveaux élevés à un instant pendant le test, PMCD ne peut pas être appliqué dans cette zone. Les taux de perte de boues statiques et dynamiques sont déterminés, le taux de perte dynamique de la boue devrait être légèrement plus supérieur pour que le PMCD soit applicable. Pendant les arrêts de circulation, la boue est pompée à travers l'annulaire pour empêcher la chute du niveau de boue (Rojas, et al., 2013).

### 6.1.2 La transition de CBHP à PMCD:

Dès qu'une zone avec des pertes de circulation adéquate est confirmée, le puits est prêt à être converti en PMCD. Si le puits est foré conventionnellement au début, les équipements de MPD devraient être installés avant la transition. La Figure 6.2 exemplifie une configuration simple de PMCD avec les équipements exigés.

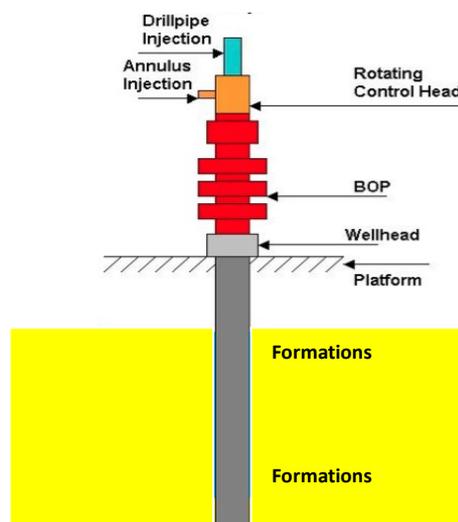


Figure 6.2 : Configuration de PMCD

Le BOP annulaire est fermé et la pression au-dessous du BOP est enregistrée ont utilisant la Kill line. La figure 6.2 montre seulement la ligne d'injection dans l'annulaire, mais il y a plusieurs lignes, en incluant la Kill line qui donne l'opportunité d'injectée au-dessous d'un BOP fermé. Dans l'annexe il y a une configuration plus détaillée de l'assemblage de PMCD. La kill line est prés pour la remplir par un fluide de densité connu. La pression enregistrée combiné avec la pression hydrostatique de la boue, donnera une estimation assez exacte de la pression des pores au sommet de la zone fracturée. La casquette de boue, aussi appelée LAM, est maintenant calculée pour équilibrer cette pression, en tenant un SBP spécifique, d'habitude 150 psi environ 10 bar.

$$\rho_{LAM} = \rho_{pore,top\ frac} - \frac{SBP_{désiré}}{g \times h_{top,frac}} \quad (6.1)$$

Cela signifie que la Mud-Cup est délibérément faite en underbalance, SBP compense la différence et garantit que l'annulaire est à tout moment rempli de LAM. L'annulaire est déplacé avec la nouvelle boue LAM, en observant les pressions dynamique, statique et SBP dès que le bullheading est arrêté, en le comparant avec sa valeur initiale (10 bars). L'étape suivante est de commencer à pomper le fluide SAC pour remplacer la boue dans le train de sonde. Le fluide SAC est circulé avec le débit de forage, en enregistrant les pressions dynamiques, la densité de la boue et d'autres paramètres pour continue le forage. La figure 6.3 montre le principe fondamental de PMCD.

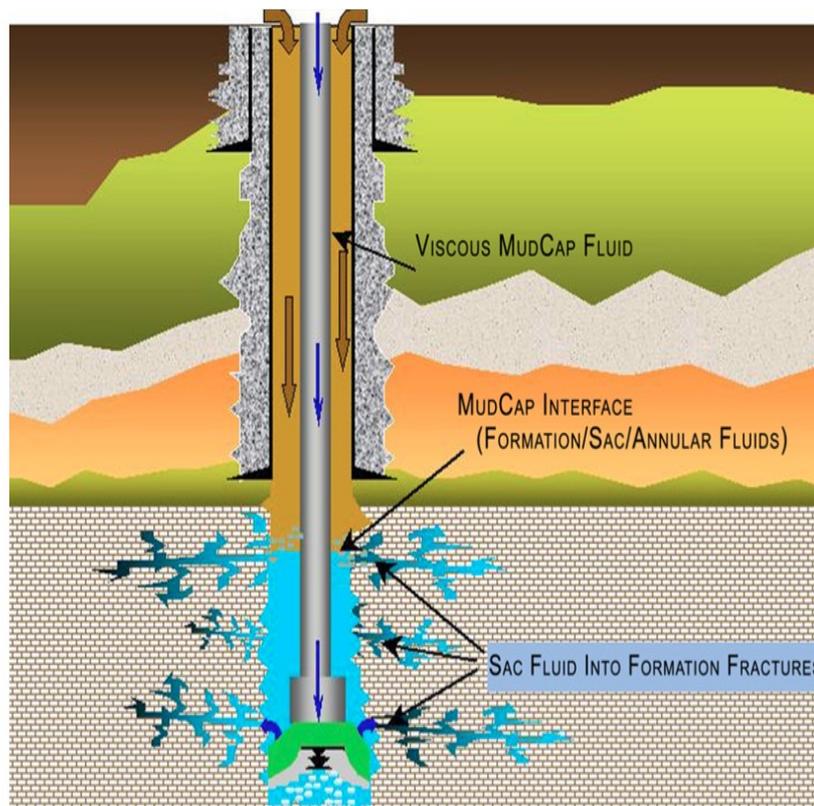


Figure 6. 3 : Le principe fondamental de PMCD

### 6.1.3 Les Procédures de Forage:

Après que le puits est converti vers le mode PMCD, l'opération de forage continuera, mais dans un mode aveugle du fait que n'y a aucun retour à la surface, le fluide SAC et les débris sont déversés dans les fractures et les cavités de la zone de perte. À la suite de la circulation du fluide SAC, SBP va augmenter légèrement par rapport à sa valeur initiale de 10 bars en raison des pertes de charges du SAC le long de l'annulaire et les fractures au-dessous de la casquette boue statique (Rehm, et al., 2008).

Pendant le forage, on peut s'attendre à des venues en raison que la pression de formation et la pression dans le puits sont pratiquement égales. Une venue sera remarquée comme une augmentation de SBP puisque la venue déplace le LAM et résulte une augmentation d'underbalance par rapport à la Mud-cup. Regardez à la fin de cette section, il y a une liste complète sur la façon de déterminer les conditions dans le puits. Avant le forage, la pression maximale de Surface Back-Pressure (MSBP) est prédéterminée. Cette valeur dépend à la valeur d'exploitation des équipements. SBP ne devrait pas excéder 50 % de la pression d'exploitation maximale de la RCD. (Nas, et al., 2009a; Nas, et al., 2009b)

Dès que SBP atteint cette valeur, la procédure est de faire un bullheading du LAM dans l'annulaire et obligez la venue à retourner dans la formation. Dans l'annexe, il y a une explication détaillée des cycles de bullheading pendant les venues. Le débit minimal de bullheading est déterminé pour surmonter la migration du gaz :

$$V_{gm} = \frac{\Delta SBP}{\rho_{LAM} \times g} \quad (6.2)$$

$$q_{bullhead} = SF \times V_{gm} \times (ID_{hole}^2 - OD_{dp}^2) \quad (6.3)$$

Où  $V_{gm}$  est le taux de migration du gaz et  $SF$  est un facteur de sécurité ( $\sim 1:5 - 2$ ). Bullheading continue jusqu'à ce que le SBP revient à sa valeur initiale. Cette procédure est répétée jusqu'à l'atteinte de TD. Les pratiques de Bullheading ont tendance de varier d'un opérateur à un autre, certains préfèrent de pomper continuellement des petits volumes dans l'annulaire pendant le forage, et des grands volumes supplémentaires à des intervalles spécifiques.

A chaque instant de l'opération il est important de garder un œil sur le torque, drag, SBP, pression de pompe et la hauteur du crochet, puisque c'est eux qui donneront une bonne indication sur les conditions dans le puits. L'observation du torque et drag donne des indications d'une bonne pratique de nettoyage du trou. La vitesse du fluide SAC, est la seule variable qui contrôle le nettoyage du trou. L'injection régulière des bouchons visqueux est cruciale puisque le fluide sacrificiel a une pauvre capacité de soulever les débris. Notez que plusieurs zones de perte totales ne permettent pas d'établir une colonne stable de fluide SAC. Augmenter le débit des pompes peut être une option pour un bon nettoyage du trou et d'assurer une colonne stable de fluide SAC. Plusieurs zones de perte totale ne causeront pas de problème majeur de sécurité en mode PMCD.

La hauteur du crochet donnera une indication rapide sur des nouvelles fractures et des caves par la chute de train de sonde dans le vide. Les lectures de pression de pompe et de SBP sont les deux facteurs principaux pour un drôlement sûres et en toute sécurité de l'opération. S'ils augmentent, cela signifie que les pertes diminuent, dans ce cas le forage doit être continu conventionnellement ou en mode CBHP.(Rojas, et al., 2013).

<b>SBP</b>	<b>La Pression des Pompes</b>	<b>Les causes probables</b>	<b>Action suggérée</b>
Diminue	Diminue	Augmentation de débit des pertes où traverse une formation à faible pression	Continuez a forer si les autres facteurs ne posent pas de problèmes
Augmente	Stable	Migration du gaz dans l'annulaire	Bullheading jusqu'à ce que la valeur de SBP revient à sa valeur désirée
Augmente	Augmente	La zone à perte et colmatée ou le traverse une formation à pression élevée	Revenez au forage conventionnel ou le mode CBHP, les pertes deviennent trop faibles
Stable	Diminue	Soufflure de la garniture de forage	Trouvez la Soufflure et réparé la garniture
Stable	Augmente	Bouchage de la garniture de forage	Continuez à moins que la pression de la pompe devienne trop élevée

**Tableau 6. 1:** La lecture des pressions pour prédire les conditions du puits en mode PMCD.

#### 6.1.4 Les Manœuvres:

Les manœuvres de la garniture de forage dans ce type de situation n'est pas une tâche facile, puisqu'il y a des grandes pertes qui vont continuer même dans les conditions statiques. En fait, selon la politique de l'opérateur, remonter la BHA n'est pas permis si on est confronté à des pertes totales (Rojas, et al., 2013). En mode PMCD ça peut être faite en toute sécurité si toutes les barrières sont en place et toutes les mesures nécessaires sont effectuées. La raison de la remonter est normalement pour changer la BHA, l'outil de forage ou après l'atteinte du TD. La première chose à faire avant tout opération de remonter est d'arrêter le forage et garantir un bon nettoyage du trou, on fait ça en pompant un bouchon visqueux et faire circuler le fluide SAC.

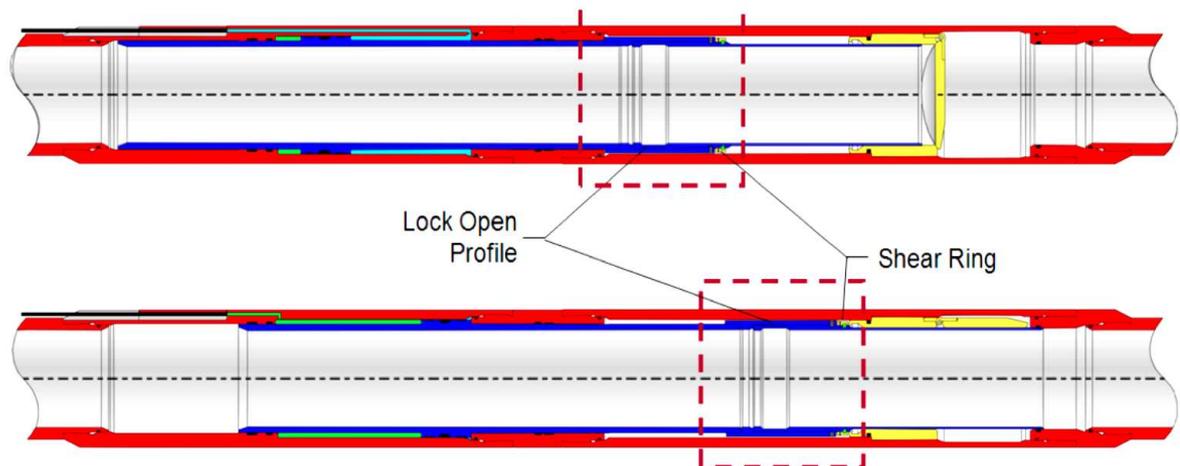
Pendant ce processus, la garniture de forage est remontée lentement vers le haut jusqu'à ce que l'outil de forage soit au-dessus de la dernière zone de perte. LAM est alors pompé en bas à travers la garniture et le puits complet est déplacé avec LAM pour maintenir la pression désiré et être capable de bullheading pendant la manœuvre de remonte. En remontant la garniture en stripping, on pompe assez de LAM pour compenser le déplacement d'acier, la perte de circulation et/ou migration de gaz. Dès que la pleine longueur du BHA est près de la tête de puits, fermez BOP annulaire, et enlevez assemblage des roulements de la RCD et fermer la

ligne d'écoulement de la RCD. Le point injection et donc échangé d'au-dessous de RCD et de BOP. BHA est libre maintenant et LAM est injecté pour prévenir la migration du gaz. (Algharibeh, 2014).

Si les manœuvres étions faite pour remplacer la BHA, les manœuvres de descend se fait de la même manière, mais dans le sens inverse. Le puits ne devrait pas être laisser dans ces conditions pour une longue période de temps, donc la BHA devrait être prête et descendue aussi vite que possible. Au cas où il n'y aurait pas assez d'espace entre le RCD et l'assemblage des Bop pour convient à la BHA, il y a deux solutions:

- Downhole Isolation Valve (DIV).
- Bullheading pendant une période prolongée de temps, avant les opérations de manœuvre.

DIV, c'est une vanne équipée d'un clapet à passage intégral contrôlée depuis la surface, installée dans le tubage précédent. Ce dernier va isoler le découvert et permettra de retirer en toute sécurité les équipements. DIV peut également être utilisé en cas d'urgence comme un moyen d'étanchéité pour arrêter la migration d'une venue vers la surface.



**Figure 6.4** : Assemblage de Downhole Isolation Valve dans le tubage.

Bullheading pendant une longue période de temps va pousser le gaz plus loin dans la formation, augmentant ainsi le temps nécessaire avant son entrée dans le puits. Des essais ont été effectués afin d'estimer combien de temps le gaz rester à l'écart, en fonction de du temps de Bullheading, mais les résultats étaient différents sur chaque essai. Pourtant, il a montré qu'il est possible de créer un délai de temps suffisant (Rojas, et al., 2013).

## 6.2 Les Activités Post-Forage:

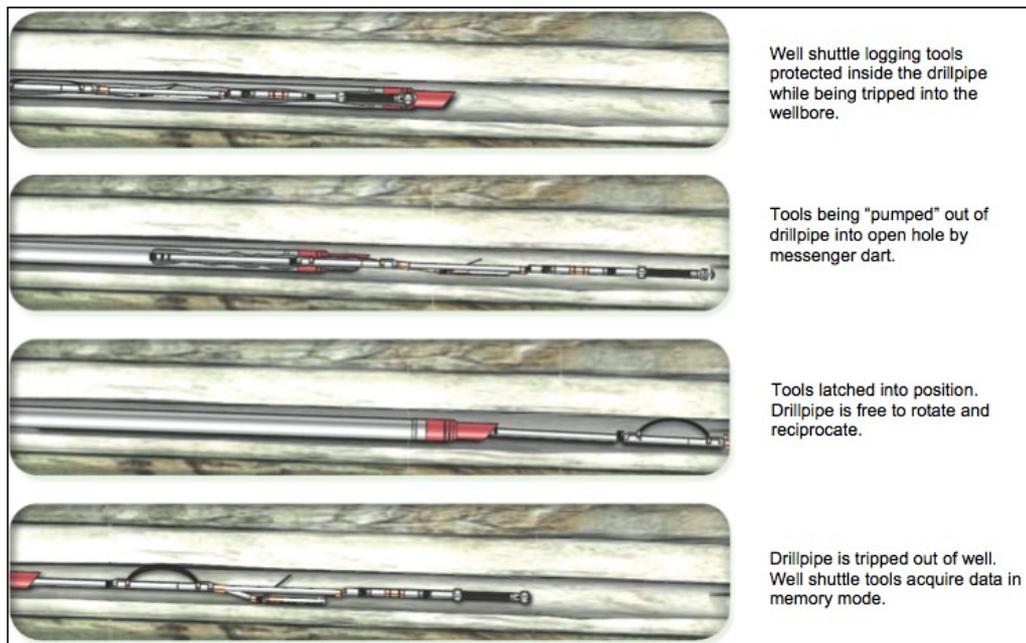
À la différence des autres variantes de MPD et le forage conventionnel, les pertes ne s'arrêtent pas et en continue d'avoir des pertes importantes et occasionnellement des venues jusqu'à ce que le puits soit accompli. Pour garder le puits fermé, les fluides devraient être continuellement pompés en bas du puits dans un système de circulation fermé pour être capable de contrôler le profil de pression.

Ces conditions vont grandement affecter plusieurs opérations qui seront effectuées après le forage et pouvant causer des problèmes concernant la complétion du puits dans les exigences. Dans cette section on va expliquer les techniques qui ont été développées pour résoudre les défis décrits précédemment.

### 6.2.1 Les Operations de Diagraphie:

La descente d'un outil de diagraphie par câble est une opération difficile en mode PMCD. Le câble est beaucoup plus mince qu'un drill pipe. La RCD n'est pas capable de faire une étanchéité au tours de lui. Il y a des adaptateurs pour le câble et snubbing pipe, mais ils ne fournissent pas l'option de maintenir le contrôle de pression de la même manière qu'un drill pipe. Comme le puits est toujours en pertes et les fluides sont pompés en bas, l'outil de diagraphie peut être endommagé par les forces d'érosion et la possibilité de coincement par pression différentielle. Pour cette raison, Logging While Drilling (LWD) a pu être une solution faisable, mais généralement il n'est plus utilisé. En raison de ces problèmes, les opérations de diagraphie sont faites après que le trou est tubé et la formation est isolée.

Une autre solution, décrite dans (Toralde, et al., 2010), pourrait satisfaire les objectifs de la diagraphie en mode PMCD. "Cela implique l'utilisation des tiges de forage qui transportent l'outil de diagraphie, qui sont construite spécialement pour les puits qui manifestent des conditions sévère, connue sous le nom Well shuttle, en conjonction avec la RCD et un DIV (Toralde, et al., 2010)." Le WELL shuttle peut être descendu et protégée à l'intérieur des tiges de forage pendant que la circulation est maintenue à la descente. Regardez la Figure 6.5, WELL shuttle est déployé une fois atteinte le TD. Les centreurs garde l'outil centré dans le trou. Le train de sonde remonter à la surface en circulant et en tournant comme nécessaire, en acquérant les enregistrements en forme de mémoire.



**Figure 6.5** : présentation du procédé d'emplois de la Well Shuttle.

### 6.2.2 La pose de Liner et la Complétion:

Le facteur principal qui complique l'opération de pose de liner et de la complétion est le fait qu'ils sont trop grands pour traverser la RCD. Cela signifie qu'il n'y aura aucun système de circulation fermé et alors moins de renseignements sur les conditions du puits. Les solutions existant pour remédier à cette situation est l'utilisation de bullheading pendant une longue période de temps ou l'utilisant d'un DIV. Les équipements sont descendu en pompant le fluide de forage dans l'annulaire et à l'intérieur du liner ou la complétion. D'autres méthodes qui ont été essayées et en partie réussies.

- Top kill.
- Pompez des produits colmatant, LCM etc.

L'opération de Top killing consiste à pomper une boue lourde et visqueuse, en espérant qu'il créera un bouchon d'étanchéité. À la profondeur souhaitée, le liner sera cimenté en place. La cimentation d'une section avec les pertes totales peut être difficile et a considéré comme un exercice futile. Donc, plusieurs puits en Asie ont été cimentés au-dessus et au-dessous de la zone fracturée, en utilisant des packers et/ou gunk plug. Une procédure semblable est expliquée dans la Section 2.2.1, avec l'exigence de cimentée 200 m au-dessus de la formation éruptif.

Après que le liner est cimenté et les équipements nécessaires sont installé, la complétion est descendue en bas et le packer est activés. La zone de perte est en permanence isolée et la production peut commencer (Shaun, et al., 2010).

# Chapitre 7

## Modélisation de PMCD

Dans le forage, les modèles hydrauliques sont utilisés pour prédire le profil de pression. L'hydrodynamique c'est l'étude du déplacement de liquide dans un espace confiné sous pression. L'utilisation des mesures au fond et en surface pour l'étalonnage des modèles hydrauliques, ces modèles peuvent fournir un aperçu précis des conditions de fond et peuvent être ajustés pour un contrôle maximal de puits. En MPD, le moyen principal de modifier le profil de pression est par le contrôle du choke, en exerçant une contre-pression. Les mesures seront utilisées pour déterminer la position du choke et fournir un contrôle précis des pressions de fond.

Ce chapitre décrit un modèle simple, mais un modèle intelligent pour le MPD, appelé modèle de Kaasa. Le modèle est principalement utilisé pour la variante CBHP de la MPD, le modèle Kaasa s'est révélé être tout aussi précis dans la prédiction de la pression de fond dans le puits par rapport aux modèles les plus avancés. Le modèle Kaasa sera expliqué et simplifié. Il sera utilisé comme une base pour faire un modèle statique simple pour le PMCD. L'objectif de ce modèle est de le mettre en œuvre et le simuler dans un environnement interactif au chapitre 8 et de simuler une opération à travers un réservoir à gaz avec des zones de perte totale.

## 7.1 Modèle Hydraulique du CBHP:

Rappelant la définition IADCs du MPD, l'objectif principal est de déterminer les conditions de la pression du fond en contrôlant avec précision le profil de pression annulaire pendant le forage. Pour atteindre cet objectif, MPD utilise un système de circulation fermé et d'un choke manifold sur la ligne de retour, ce qui limite le débit et la création d'une contre-pression vers le bas dans l'espace annulaire. les équations de pression de fond de la section 3.4 et la section 4.2.1:

Conventionnel :

$$BHP_{ann} = P_{boue,ann} + \Delta P_{ann}$$

MPD :

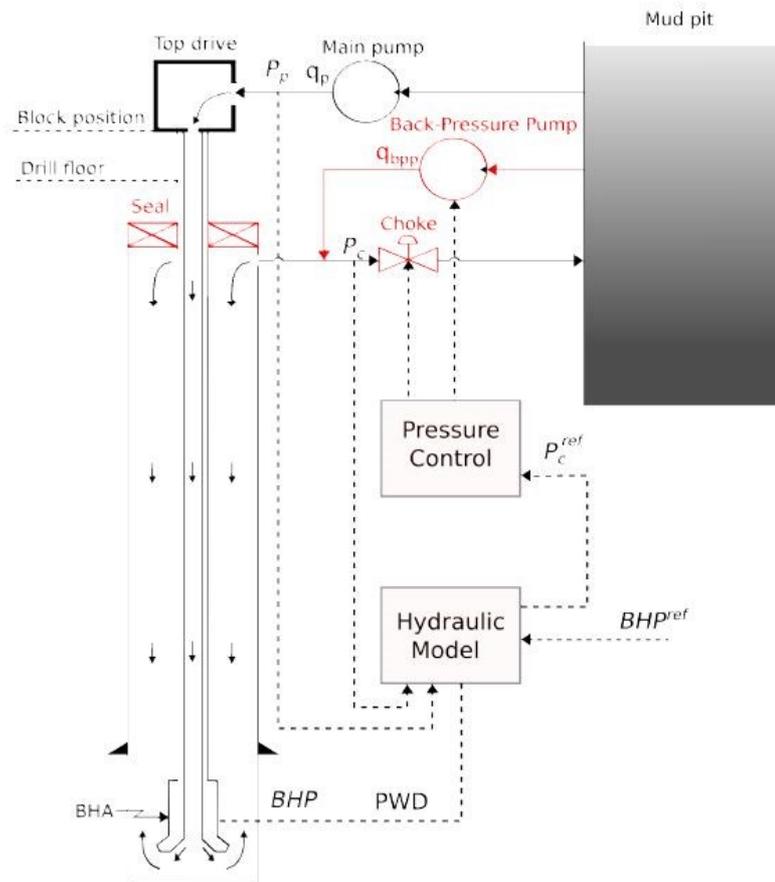
$$BHP_{ann} = P_c + P_{boue,ann} + \Delta P_{ann}$$

En comparant les deux techniques différentes, il est possible de voir que la seule différence est  $P_c$ . Ce qui rend le MPD spéciale et le terme peut être rapidement augmenter ou diminuer en ajustant la position du choke. Selon la situation, MPD peut avoir un gradient de pression de boue inférieur, égal ou supérieur au gradient de pression des pores, on compensant la différence avec  $P_c$  pour avoir un profil de pression adéquate.

$$q_c = z_c k_c^2 \sqrt{\frac{P_c}{\rho_{ann}}} \quad (7.1)$$

L'équation 7.1 est l'équation de l'écoulement à travers le choke. Le point de réglage de la position du choke est  $Z_c$ , qui est un facteur déterminant pour le contrôle précis du profil de pression dans le puits, avec une constante  $k_c$ . La diminution de  $Z_c$  diminuera la section d'écoulement et augmentera la vitesse d'écoulement, en augmentant  $P_c$ . La position du choke actuelle est calculée à partir d'un modèle hydraulique. Un modèle hydraulique est un élément essentiel dans un système de contrôle automatisé de l'MPD, son objectif est d'estimer la pression de fond et de fournir une position du choke pour le système de contrôle de l'MPD en temps réel (Kaasa, et al., 2011). ”

Tout l'écart de débit ou de densité sera rapidement remarqué par le débitmètre de Coriolis et le modèle hydraulique est ajusté en conséquence pour maintenir le profil de pression souhaité. Les informations sur la nouvelle contre-pression nécessaire sont envoyées au module de régulation de la pression qui calcule la nouvelle position du choke. Cela est le système de contrôle automatique qui est expliqué dans la section 4.4 et une présentation est représentée dans la figure 7.1.



**Figure 7.1 :** Le système automatisé de l'MPD.

### 7.1.1 Les Simplifications du Modèle Hydraulique:

Le processus peut sembler assez facile, mais est en fait assez avancé. Les conditions sont complexes et changent continuellement. Par conséquent, les modèles sont souvent faits similaires, très complexes, dans le but de capturer tous les aspects hydrauliques du fluide. Cela nécessite une connaissance approfondie pour le mettre en place, pour le calibrer et l'opérer, ce qui signifie que la complexité pourrait dans de nombreux cas être le facteur limitant d'un modèle hydraulique pour atteindre une précision dans ses estimations.

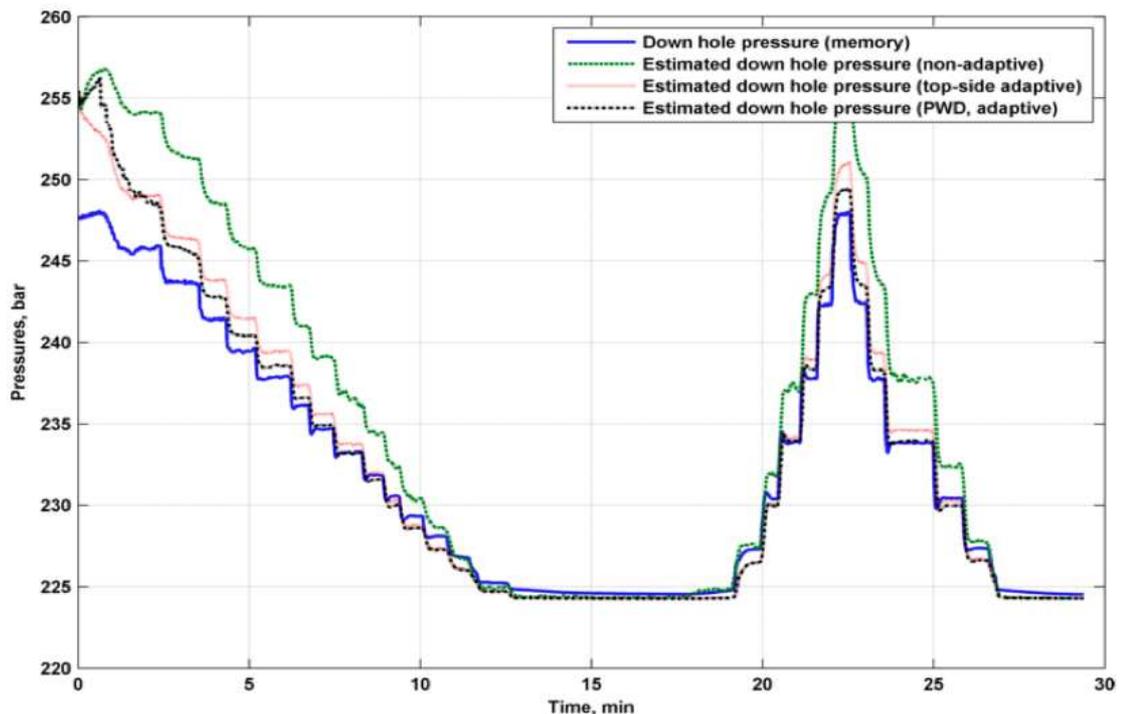
Les paramètres sont à la fois incertains et changeant lentement, nécessitant un étalonnage continu sur la base des mesures de surfaces et au fond. Sans l'utilisation des mesures sur le tout le long du puits, les étalonnages sont insuffisants pour fournir un modèle précis. En se concentrant sur l'hydraulique dominante du système et élimination des paramètres inutiles qui pourraient fournir à l'industrie un modèle plus simple et précis (Kaasa, et al., 2011).

### 7.1.2 Le Modèle Hydraulique de Kaasa:

Le modèle Kaasa, présenté dans (Kaasa, et al., 2011), décrit un modèle hydraulique simple pour une estimation intelligente de pression de fond. Il a démontré que l'utilisation des mesures de surfaces, équipement de pression en cours de forage (PWD) dans la BHA et un algorithme pour l'estimation des paramètres en ligne, le modèle atteint un niveau similaire de précision par rapport à des modèles plus avancés.

Les principales simplifications qui sont faites dans le modèle Kaasa (Kaasa, et al., 2011) :

- “Négliger les fréquences dynamiques qui sont beaucoup plus rapides que fréquence de signale de référence du système de contrôle. Le modèle hydraulique ne doit pas contenir de hautes fréquences dynamiques au le système de contrôle n'est pas en mesure de les compenser.
- Négliger les fréquences dynamiques lentes. Le changement lent des propriétés d'un modèle pouvant être généralement traité efficacement par les mesures, que d'inclure ses effets dans le modèle.
- Rassembler les paramètres que ce n'est pas possible de les déterminer ou calibrer à partir des mesures existantes.”



**Figure 7. 2:**Des estimations de la pression de fond à l'aide de différentes mesures.

Le modèle de Kaasa a été testé sur un appareil de forage à grande échelle. Cela était fait afin de tester la validité du modèle et valider que ses estimations sont exactes. La figure 7.2 montre les résultats de l'essai avec des différents débits. Le débit des pompes de boue est initialement à 1500 lpm, puis zéro, puis remonté à 1500 lpm et à zéro à nouveau. La garniture de forage n'a pas été mise en rotation pendant l'expérience. Le bleu indique les données de pressions réelles, tandis que les trois autres sont fondées sur des estimations.

La courbe verte est basée uniquement sur le modèle sans étalonnages des mesures. La courbe rouge utilise l'étalonnage à partir de mesures de surfaces, tandis que la courbe noire utilise à la fois les mesures de surfaces et PWD pour les mesures de fond. Les trois courbes estimées commencent par une déviation de l'ordre de 7 bars, mais convergent vers la pression réelle après de 10 minutes. La dernière version adaptative est d'utiliser les mesures de surface et les mesures de PWD, est clairement le plus précis et devrait être l'option préférée lors de l'utilisation de MPD (Kaasa, et al., 2011).

### Les principes de base de modèle:

Avec le RCD, MPD devient un système de circulation fermé et plusieurs simplifications peuvent être faites. En supposant que l'écoulement est uniforme dans toute la longueur de l'espace annulaire et dans le train de tiges de forage, sans modification de la densité, le système peut être divisé en deux compartiments séparés avec des dynamiques différentes. Ce principe est indiqué dans la figure 7.3.

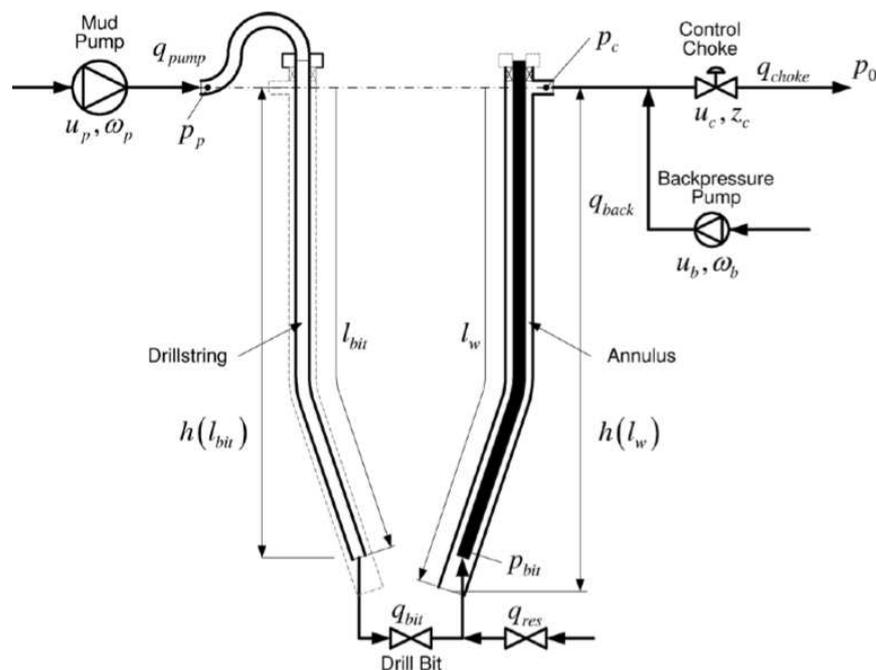


Figure 7.3 : compartiments de l'annulaire et la garniture de forage.

Le modèle de Kaasa est fondé sur un certain nombre d'équations fondamentales et bien connaît, ainsi qu'avec des hypothèses pour simplifier ces derniers. La dérivation complète, avec les hypothèses est représentée (Kaasa, et al., 2011). Cinq équations sont établies et utilisées qui constituent le modèle.

$$P_{pompe} = \frac{\beta_{ds}}{V_{ds}} (q_{pompe} - q_{bit}) \quad (7.2)$$

$$P_c = \frac{\beta_{ann}}{V_{ann}} (q_{pompe} + q_{bbp} - q_c - V_{ann}) \quad (7.3)$$

$$q_{bit} = \frac{1}{M} \left( (P_{pompe} - P_c) - \Delta P_{ds+ann} + (\rho_{ds} - \rho_{ann}) g h_{TVD} \right) \quad (7.4)$$

$$BHP_{ann} = P_c + P_{boue,ann} + \Delta P_{ann}$$

$$BHP_{dp} = P_p - \Delta P_{dp} + P_{boue,dp} \quad (7.5)$$

Ces cinq équations, avec un algorithme d'estimation, sont suffisantes pour capturer l'hydraulique dominant de MPD. Les trois premières équations représenteront les changements qui se produisent dans le puits et ajustent les différents termes dans les deux dernières équations pour l'estimation de la pression de fond. Mesures de PWD sont utilisées pour corrélérer et les effets du module d'élasticité isostatique, la friction et d'autres facteurs pourraient être approchés (Kaasa, et al., 2011).

### 7.1.3 Le Modèle Hydraulique Utilisé Pour la Simulation:

Le modèle de Kaasa couvre la plupart des changements qui se produisent dans l'écoulement au cours d'une opération. La simulation dans le chapitre 8 se penchera sur la réaction de MPD en face des pertes totales. Les pertes seront par conséquent les seules modifications qui se produisent dans le système et de nouvelles simplifications seront faites sur le modèle. Ça sera un modèle statique qui est assez précis qui montre comment une opération de MPD est menée dans le chapitre de simulation suivante.

Les effets qui ont été négligés:

- La compressibilité du fluide.
- Modification du volume de l'espace annulaire.

La priorité sera sur le côté de l'annulaire. Les équations suivantes sont nécessaires pour faire un modèle qui peut être mis en œuvre dans un environnement interactif:

$$q_c = q_b + q_{bpp} - q_{perte} + q_{venue} \quad (7.6)$$

Dans l'équation 7.6, le  $q_{perte}$  et  $q_{venue}$  représenteront les données d'entrée de la formation.

L'équation 7.6 montre les changements qui se produisent dans le débit à travers le choke.  $q_c$  une référence de contre pression qui est ensuite utilisés pour déterminer la position du choke:

$$q_c = z_c k_c \sqrt{\frac{P_c}{\rho_{ann}}}$$

Avec ces deux paramètres obtenus, la contre-pression actuelle peut être calculée et des ajustements sont effectués jusqu'à ce que la contre-pression revient à sa valeur de référence.

$$P_c = \left( \frac{q_c}{z_c \times k_c} \right)^2 \times \rho_{ann}$$

Les équations de  $P_c$  sont manipulées à partir de l'équation 7.1. La dernière étape consiste à déterminer la perte de pression due aux frottements sur tout le long de l'espace annulaire. Le facteur de friction est considéré constant sur toute la longueur de puits qui est en relation directe avec le débit à travers la zone spécifique, soit la garniture de forage, l'outil ou au l'annulaire.

$$\Delta P_{fri} = \text{Facteur}_{friction} \times q_{circulation}^2 \quad (7.7)$$

L'équation 7.7 est une simplification pour calculer les pertes de charge par frottement. La friction est affectée par plusieurs facteurs et normalement un modèle avancé de friction est utilisé pour calculer avec précision sa contribution. Maintenant que tous les paramètres ont été établis, la BHP peut être calculée.

$$BHP_{ann} = P_c + P_{boue,ann} + \Delta P_{ann}$$

## 7.2 Le Modèle Hydraulique du PMCD:

La simplicité du modèle hydraulique de Kaasa peut être transférer au PMCD sans beaucoup d'hypothèses supplémentaires. Avant de commencer le processus d'élaboration d'un tel modèle, il est important de comprendre d'abord la technique dans les conditions statiques et dynamiques et de déterminer qu'elles sont les données d'entrée et quelles sont les sorties du système.

Données d'entrée :

- Les venues
- Les pertes

Sorties :

- Contre –pression (SBP)
- Pression des pompes

Le nettoyage du trou, le colmatage des formations, les pertes et les venues seront toutes affectées par les pressions dans le puits. Pour ce modèle, le nettoyage du trou et le colmatage de la formation seront calculés en tant qu'un changement de facteur de friction. Les venues seront considérées comme un flux continu de gaz qui prend de plus en plus d'espace dans la casquette de boue. Logiquement, l'entrée va déterminer la sortie, donnant un aperçu de ce qui se passe dans le puits. PMCD est souvent désigné comme «le forage aveugle », SBP et la pompe sont les yeux de l'opération qui vont refléter les conditions de fond.

### 7.2.1 Conditions statiques:

En se référant à la figure 7.4, on suppose maintenant que le puits est rempli avec le LAM de la surface jusqu'à les fractures et le fluide SAC en dessous. Lors de la fermeture du choke dans un système de circulation fermé, toute pression exercée sous le bouchon de boue statique sera retenue par la RCD. Le bouchon de la boue est réalisé en underbalance ainsi que la formation exerce une pression sur la colonne qui crée de cette SBP.

$$SBP_{statique} = P_{pore,top,frac} - P_{LAM} \quad (7.8)$$

La pression à la surface commence à la SBP initiale spécifique. Cela conduit à une pression du puits a être égale à la pression de la formation au sommet des fractures.

$$P_{ann,top frac,statique} = SBP + P_{LAM} = P_{pore,top frac} \quad (7.9)$$

BHP dans l'espace annulaire dans les conditions statiques est le résultat de l'équation 7.9 et la pression de la colonne hydrostatique de fluide SAC dans l'annulaire:

$$BHP_{ann,static} = P_{ann,topfrac,statique} + P_{SAC} \quad (7.10)$$

Connaître la hauteur précise de fluide SAC peut être difficile, car il y a les pertes totales. Pour la simulation au chapitre 8, on supposera que le fluide SAC remplit d'abord l'espace vide, puis continue à fracturer la formation.

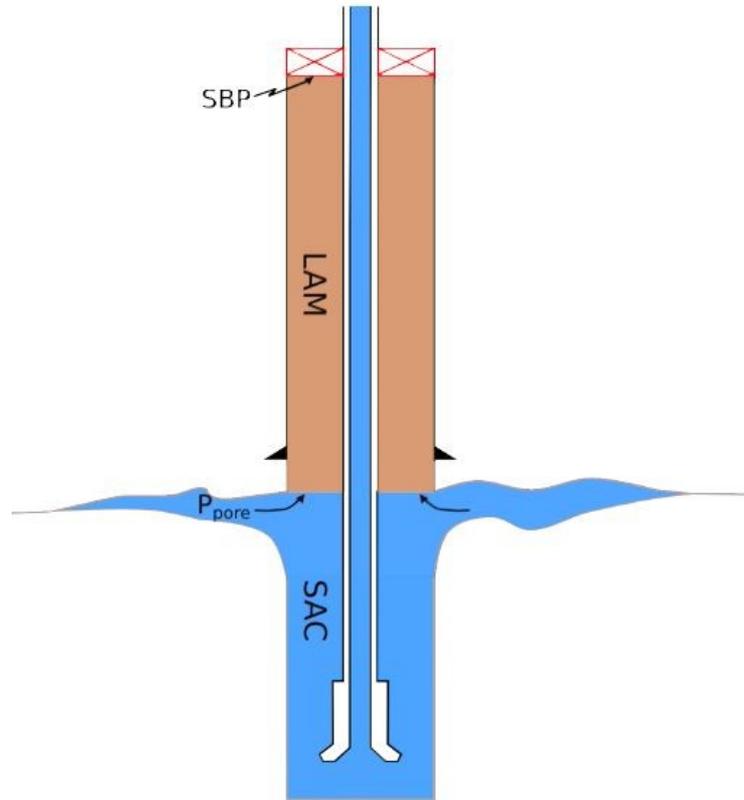


Figure 7.4 : PMCD dans des conditions statiques.

#### a) A l'intérieur de La garniture de forage:

Le fluide à l'intérieur de la garniture de forage aura une grande différence de pression par rapport à la formation. La garniture de forage est remplie d'un fluide de SAC à faible densité et l'annulaire exerce une pression sur cette colonne de fluide. De même, la contre-pression se tiendra à la pompe(en fait, au niveau du clapet anti-retour) dans la surface, dans les conditions statiques.

$$P_{pompe,statique} = (\rho_{pore,topfrac} - \rho_{SAC}) \times g \times h_{top,frac} \quad (7.11)$$

Cette pression résulte de la différence de pression au sommet de la zone fracturée, le reste ci-dessous est le fluide SAC dans les deux compartiments. BHP à l'intérieur de la garniture de forage sera alors en équilibre avec BHP dans l'annulaire (Helgeland, 2014):

$$BHP_{ds,statique} = P_{pompe} + P_{SAC} \quad (7.12)$$

## 7.2.2 Conditions dynamiques:

La principale différence entre les conditions statiques et dynamiques est la contribution de la perte de pressions en raison de la friction de la circulation du fluide SAC et bullheading périodique, voir la figure 6.5. La casquette de boue (LAM) est considérée comme statique jusqu'à bullheading est introduite. Pour déplacer le fluide vers le bas de l'annulaire, la pompe de Bullhead doit surmonter la SBP statique, l'augmentation de la pression due à la migration et  $\Delta P_{frac,SAC}$ , qui est la perte de pression due aux frottements du mouvement de fluide SAC dans les fractures. En plus elle va augmenter la SBP pour pouvoir déplacer le LAM sur tout le long de l'espace annulaire et dans les fractures.

$$P_{pompe,bullhead} = SBP_{statique} + \Delta P_{migration} + \Delta P_{frac,SAC} + \Delta P_{ann+frac,LAM} \quad (7.13)$$

La pression exercée par bullheading va être remarquer différemment dans le système. SBP augmentera avec  $\Delta P_{bullhead} = \Delta P_{ann+frac,LAM}$  mais comme  $\Delta P_{ann,LAM}$  est progressivement perdu vers le bas dans l'annulaire elle deviendra zéro en haut des fractures. Pour la circulation du fluide SAC, la contribution de friction sera  $\Delta P_{ds}$  et  $\Delta P_{frac,SAC}$  lors du pompage de fluide vers le bas du train de sonde et dans les fractures ou des cavernes.  $\Delta P_{ann,SAC}$  Ne contribuera pas beaucoup et donc il est négligé.  $\Delta P_{frac,SAC}$  va exercer une pression sur la casquette de boue et augmenter la SBP. La hausse de la pression due à la migration du gaz se traduit par une diminution de  $P_{LAM}$ .

$$SBP = P_{pore,topfrac} - P_{LAM} + \Delta P_{frac,SAC} + \Delta P_{bullhead} \quad (7.14)$$

Les équations pour déterminer la pression au sommet des fractures et au-dessous restent presque les mêmes que dans un état statique. Le seul changement sera la pression hydrostatique de la casquette de boue et cela est pris en compte dans la SBP. La diminution de la pression de 2 bars due à l'entrée de gaz dans la casquette de boue, se traduira par l'augmentation de la SBP avec 2 bars.  $\Delta P_{ann,LAM}$  Doit être négligé parce que cela n'est pas ressenti dessous de ce point lors de bullheading.

$$P_{ann,topfrac} = SBP + P_{LAM} - \Delta P_{ann,LAM}$$

$$BHP_{ann} = P_{ann,topfrac} + P_{SAC}$$

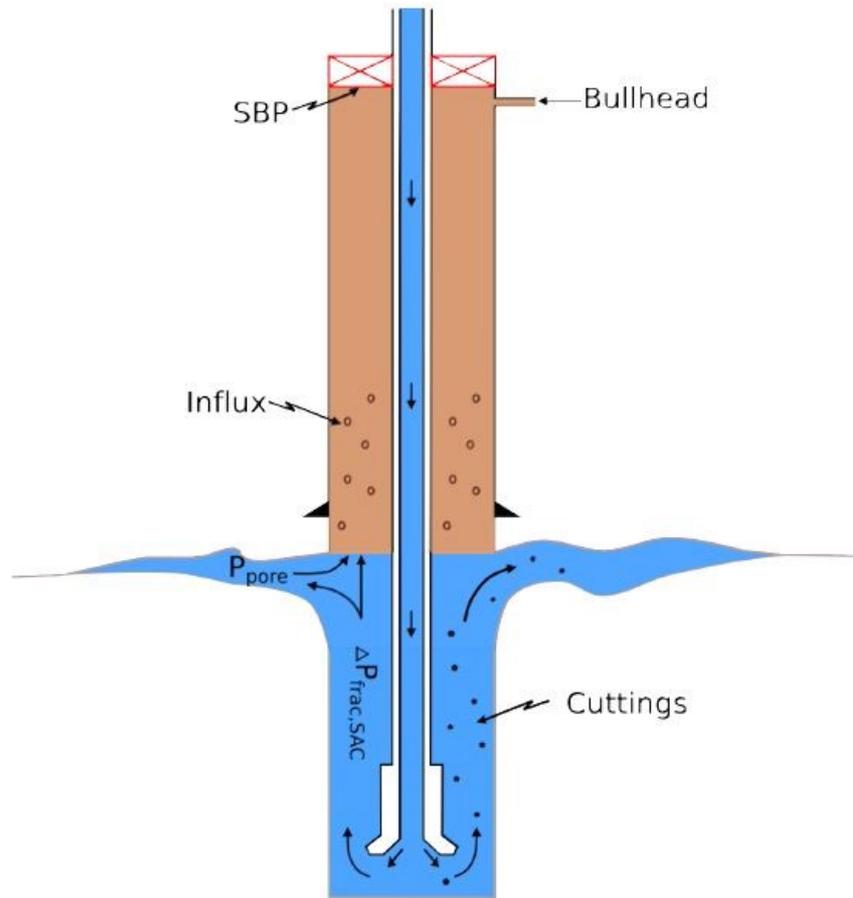


Figure 7.5 : PMCD dans des conditions dynamiques.

**a) A l'intérieur de La garniture de forage:**

Dans les conditions dynamiques, la pompe principale qui alimente le fluide SAC devra surmonter la pression différentielle,  $P_{pompe,dynamique}$  et les pertes de pression due au déplacement du fluide vers le bas du train de sonde et dans les fractures. Au cours du bullheading, il doit surmonter l'augmentation de la pression dans le puits  $\Delta P_{ann,LAM}$ .

$$P_{pompe,dynamique} = P_{pompe,statique} + \Delta P_{ds} + \Delta P_{frac,SAC} + \Delta P_{frac,LAM} \quad (5.15)$$

BHP, comme dans la statique, et le même que dans le compartiment annulaire :

$$BHP_{ds} = P_{pompe,dynamic} - \Delta P_{ds} + P_{SAC} \quad (5.16)$$

Le côté droit de la figure 7.5 montre comment les débris sont transportés à la formation. Le faible nettoyage du trou et colmatage des fractures seront considérés comme une augmentation de  $\Delta P_{frac,SAC}$  dans ce modèle.

### 7.2.3 Modèle utilisé pour la simulation:

Comme suite à la pensée simpliste du modèle précédent, les seuls changements qui se produisent dans le système sont les venues et les pertes. Au-dessus, les équations pour  $P_{pompe}$  et SBP représenteront le système et détermineront les sorties. La migration de la venue dans la casquette de boue entraîne une différence de pression supplémentaire par rapport à la formation. La formation va maintenant exercer une pression encore plus grande en bas. Une venue sera remarquer comme une augmentation de la SBP, alors que la pression de la pompe reste la même. En supposant que la venue ait un flux continu, en prenant de plus en plus d'espace dans le LAM, la hauteur de la venue peut être calculée en supposant une densité de gaz spécifique.

$$h_{venue} = \frac{\Delta SBP - \Delta P_{pompe}}{(\rho_{LAM} - \rho_{gaz}) \times g} \quad (7.17)$$

La raison pour laquelle le terme  $\Delta P_{pompe}$  est dans l'équation 7.17, due au colmatage ou le nettoyage de la zone de perte (changement de  $\Delta P_{frac,SAC}$ ), et sera considérée comme une variation égale dans les deux termes  $\Delta P_{pompe}$  et  $\Delta SBP$ . Cela est valable dans un système de circulation fermé où le seul changement est la pression de la pompe due aux frictions, ce dernier est dû à la pénétration des fluides dans la formation fracturé. La nouvelle pression hydrostatique la colonne LAM peut être calculer.

$$P_{LAM} = \rho_{LAM} \times g \times (h_{top,frac} - h_{venue}) + \rho_{gaz} \times g \times h_{venue} \quad (7.18)$$

En lisant SBP et en utilisant des estimations sur la hauteur de la venue dans l'équation 7.18, la pression de fond peut être calculée (Helgeland, 2014).

$$P_{ann,topfrac} = SBP + P_{LAM} - \Delta P_{ann,LAM}$$

$$BHP_{ann} = P_{ann,topfrac} + P_{SAC}$$

# Chapitre 8

## Simulation et résultats

La simulation d'une opération de forage, est l'acte d'imiter un processus en créant un modèle hydraulique.

Les modèles statiques du chapitre précédent sont mise en œuvre dans un programme appelé MATLAB. Ce chapitre le puits sera présenter et expliquer brièvement, ainsi qu'une comparaison du profil de pression des différentes techniques dans la fenêtre de forage de puits. Pour voir comment les zones perte totale sont traitées, une opération de forage est simulée à travers un réservoir à gaz qui contient plusieurs zones de perte totale. L'opération va commencer dans le mode CBHP avant de passer au PMCD, montrant également la transition. On va se concentré sur le mode CBHP et PMCD, car ils sont les mieux adaptés pour les environnements difficiles.

MATLAB est un langage de programmation et un environnement interactif pour le calcul numérique, la visualisation et la programmation. Avec l'utilisation de MATLAB, on peut analyser les données, développer des algorithmes, créer des modèles et des applications. La langue, les outils et les fonctions mathématiques intégrées, nous permettre d'avoir des solutions plus rapide que des feuilles de calcul ou les langages de programmation traditionnels. "Les modèles statiques du chapitre 6, ainsi que les données du puits RKFP-1, seront mis en œuvre comme des équations et des valeurs dans un script. Les opérations seront simulées en fonction du temps pour reproduire un scénario réel.

Il existe deux codes différents:

- Une comparaison des techniques dans la fenêtre de forage spécifique.
- Une opération de forage à travers une zone de perte totale.

Le premier code est destiné à montrer le principe de base derrière chaque technique et un aperçu de leur profil de pression dans la fenêtre de forage. Le second est pour la simulation de l'opération de forage.

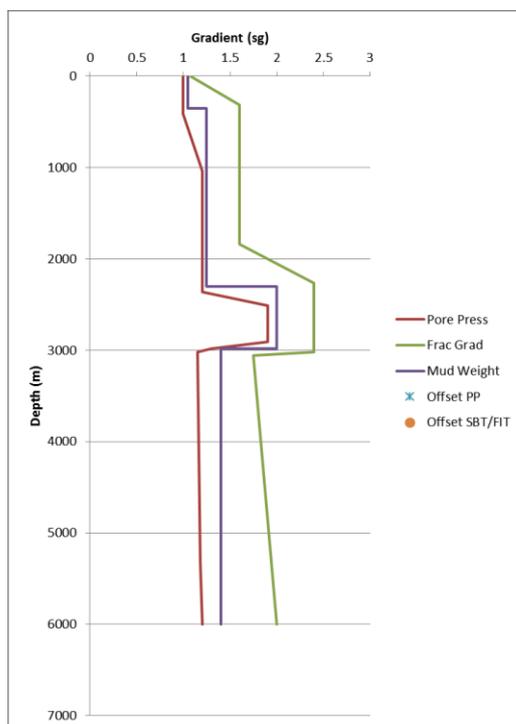
## 8.1 Les Données du Puits RKFP-1

Pour la simulation on va utiliser les données d'un puits d'exploration réelle qui a été foré dans le champ de Berkin, Périmètre OURHOUD II, Bloc 406c(2015). L'objectif pétrolière principale est l'exploration du potentiel en gaz des unités gréseuses A et M du silurien argilo gréseux SAG-F6. L'objectif du forage a été d'atteindre les 6000m.

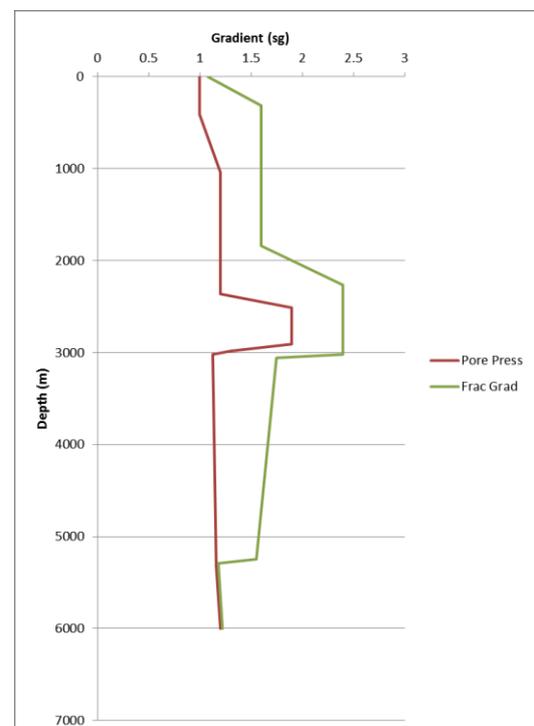
### 8.1.1 Les données de pression :

Comme c'est le premier puits d'exploration profond dans le but d'atteindre les 6000m les estimations de pression et de température sont corrélées à partir des puits offset, La figure 8.1 montre les estimations de la pression des pores et de fracturation. D'après ces estimations, Les pertes de circulation rencontrées n'ont pas été attendues dans cette section du puits.

La fenêtre de forage est non identifiée. La zone où les pertes sont rencontrées, peut être une zone fragile qui a été fracturée par le gradient de pression de boue, des fractures et des cavernes naturelles ou une faille. Dans notre simulation, on va supposer le pire des scénarios, le gradient de pression des pores va rester le même et le gradient de fracturation va être ramené près de la pression des pores au niveau du réservoir depuis la cote 5249m au cas où il y a la présence de plusieurs zones de perte totale à deux côtés différents. La figure 8.2 montre le gradient de pression utilisé dans la simulation.



**Figure 8. 1:** Gradient de pression de pores et de fracturation estime.



**Figure 8. 2:** Gradient de pression de pores et de fracturation utilisé pour la simulation.

### 8.1.2 Les Données Utilisés Pendant la Simulation

Le puits en question est foré comme un puits vertical à travers la formation du Silurien Argileux:

Profondeur du sabot précédents du tubage 7' : 5249m TVD, ID= 0.16

Tiges de forage : 5", OD=0.11m. L'outil : OD= 6"

Débit du fluide de forage : 1000 lpm

Gradient de pression de pores au sabot:  $0.1157 \text{ bar/m}$   $P_{pore}=607.31 \text{ bar}$

Gradient de pression dans la section de puis le sabot du jusqu'au 6000m :  $0.13 \text{ bar/m}$

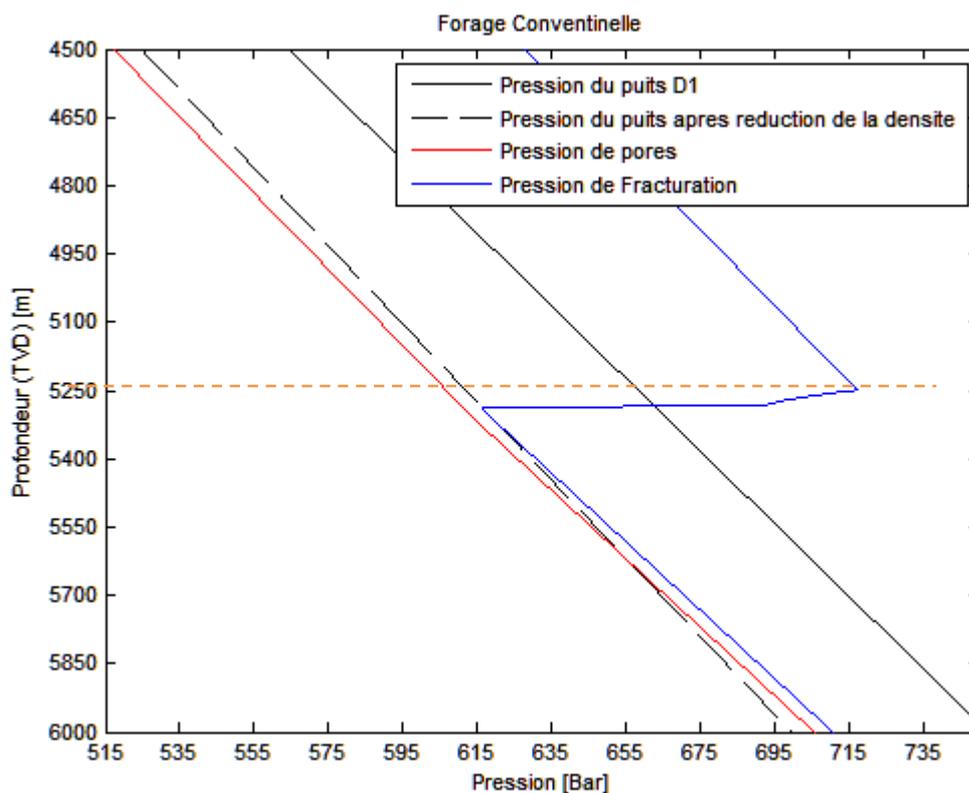
La première zone de perte : 5283m TVD,  $P_{pore,1er \text{ frac}}=611.73 \text{ bar}$ ,  $PI > 1000 \text{ lpm/bar}$

La deuxième zone de perte : 5333m TVD,  $P_{pore,2eme \text{ frac}}=618.23 \text{ bar}$ ,  $PI > 1000 \text{ lpm/bar}$

## 8.2 Les Profils de Pression dans la Fenêtre de Forage:

### 8.2.1 Forage Conventionnel

Le forage conventionnel est la plus ancienne, aussi la méthode de forage la plus établie aujourd'hui. C'est l'option préférée, car elle est normalement la moins coûteuse et la moins complexe, bien qu'il ait ses inconvénients. Le changement de la densité de la boue est le moyen principal pour contrôler le profil de pression dans le puits pour faire face aux venues et aux pertes, qui peuvent être difficiles à contrôler et prennent beaucoup de temps. Dans notre cas, rester dans la fenêtre de forage, sera pratiquement impossible pour le forage conventionnel ou l'un des autres techniques. La différence est que CBHP et PMCD ont une façon plus sûre et plus efficace pour faire face aux conséquences, qui augmentent la possibilité d'atteindre le TD.



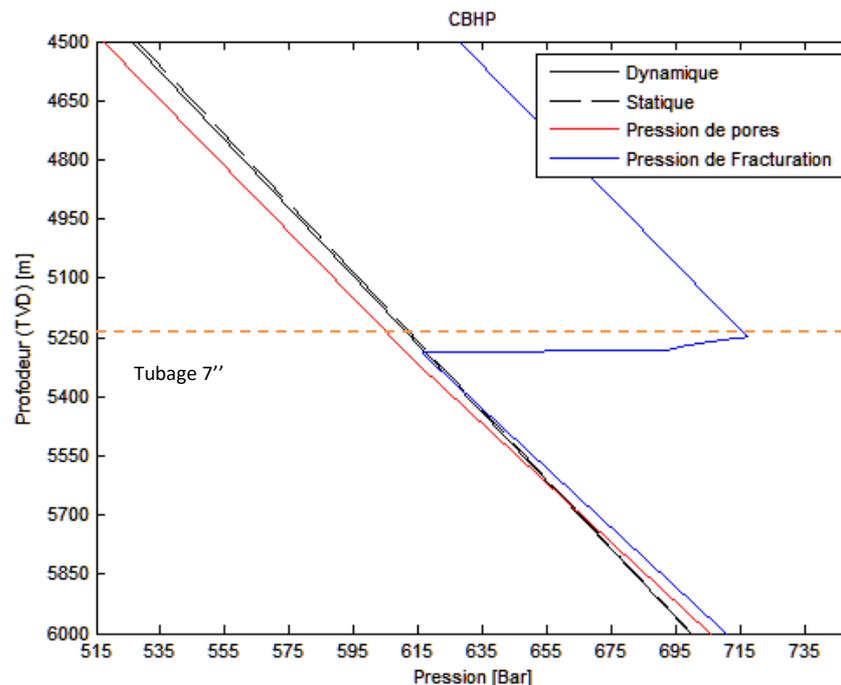
**Figure 8. 3:** Fenêtre de forage - forage conventionnel.

La figure 8.3 montre le profil de pression dans le mode conventionnel à travers la fenêtre de de pression. La courbe ligne montre le profil de pression dans le puits avec une densité initiale, tandis que la courbe noire en pointillé montre un autre gradient de pression de la boue. Une réduction de la densité de la boue rapporterait le profil de pression pré de la pression des pores et réduire les pertes, mais aussi nous rapproche d'une situation potentielle de venue, et une telle diminution doit être évitée. Même si on néglige nos suppositions sur la pression de fracturation le forage conventionnel ne peut pas continuer à cause de la sévérité des pertes.

D'autres zones de perte peuvent se manifester dans le puits. Le forage conventionnel à la plus grande overbalance des trois techniques et le contrôle du puits deviendrait un problème. Dans le cas de pertes totales, il n'existe pas beaucoup de différences de procédures pour contrôler les pertes par rapport au CBHP. LCM où d'autres matérielles pour colmater la zone de perte sont pompés dans un effort pour arrêter les pertes.

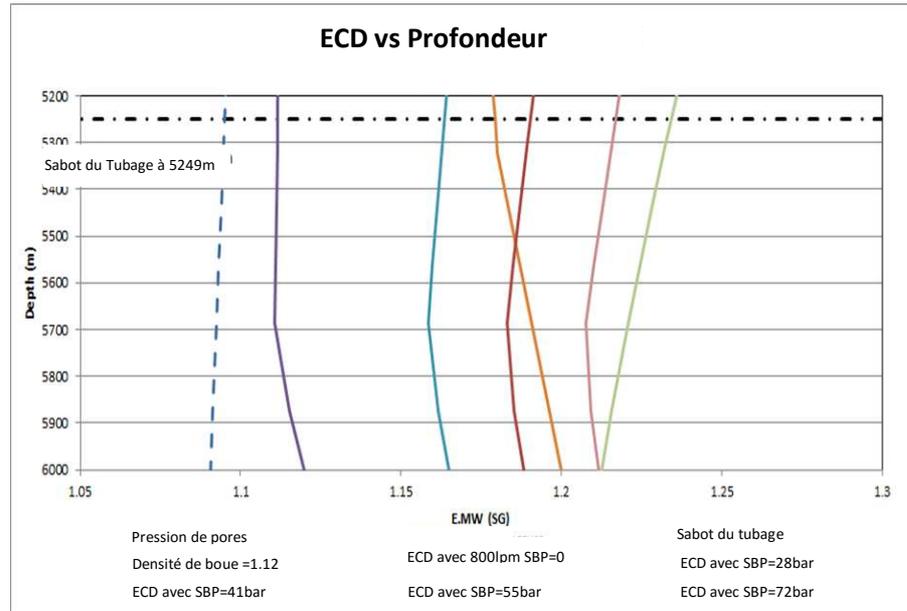
## 8.2.2 CBHP

CBHP est spécialement conçue pour le forage à travers une fenêtre de forage étroite aussi bas que 5 bars et détermine les conditions de fond et gère la pression au même temps pour s'adapte à ces conditions. Dans notre scénario la fenêtre de forage disparaître à la cote 5283m en raison de la zone de perte au le forage conventionnelle n'a pas pu continuer jusqu'au TD. Le même cas pour le CBHP en raison qu'il utilise les même méthodes pour contrôlé ces pertes.



**Figure 8. 4 :** Profil des pressions –CBHP.

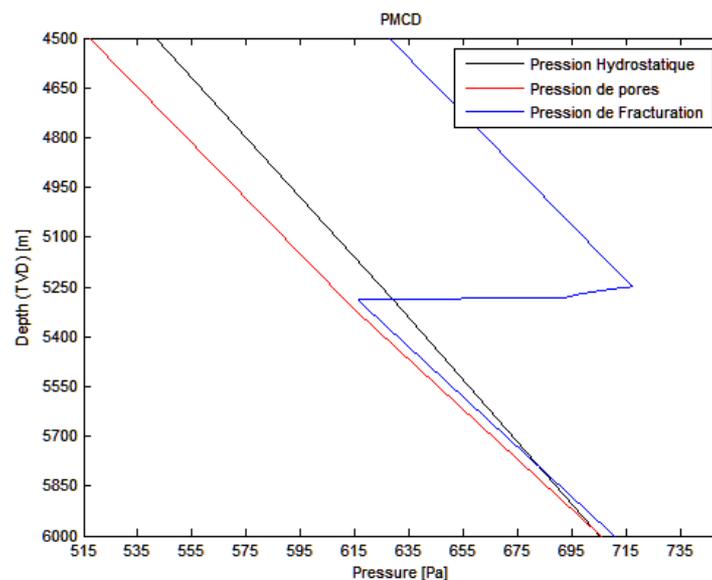
La figure 8.4 montre le profil de pression en mode CBHP à travers le puits. Les deux courbes noires, continue et en pointillé, montrent effectivement l'un des avantages de la technique MPD. La courbe continue à une contre-pression de 1,5 bar dans les conditions dynamiques, tandis que le pointillé à 10 bars dans les conditions statiques. Celui-ci signifie qu'une faible densité de boue peut être utilisée dans le puits, qui réduira l'overbalance dans les sections supérieures et fournir une BHP souhaité. Une opération de forage qui rencontre des pertes totales en mode CBHP est simulée dans la section 7.4. La Figure 8.5 illustre Les différents types de densité de circulation équivalant avec différent valeur de SBP par rapport à la pression des pores.



**Figure 8. 5:** Les différents types ECD avec différent valeur de SBP en mode CBHP.

### 8.2.3 PMCD

Le LAM (Casquette de boue) sera une colonne statique de fluide depuis la surface jusqu'aux les cotes des pertes totales, en haut des fractures. (5283m). De ce point, l'eau va remplir le puits et le gradient hydrostatique sera vas diminué. Le changement est légèrement visible sur la figure 8.6. Un faible overbalance sera maintenu pour diminuer les pertes de fluide SAC.



**Figure 8. 6 :** Profile des pressions –PMCD.

## 8.3 Simulation d'une Opération de Forage à Travers les Zones de Perte Totale.

L'objectif principal de cette simulation est de voir comment l'opération de PMCD est réalisée et comment elle gère les zones de pertes totales. La première partie du puits sera forée en utilisant CBHP, car il n'y a pas de pertes, ce qui signifie que PMCD n'est pas applicable (5250m-5283m). La raison de l'utilisation du CBHP et non le forage conventionnel, c'est que le CBHP est le mieux adapté à la fenêtre de forage étroite. CBHP a une façon plus sûre et plus rapide pour faire face aux pertes et aux venues. Avoir l'équipement de MPD déjà installé permettra également de réduire le temps nécessaire pour se convertir vers et depuis le mode PMCD. Une transition depuis CBHP vers PMCD sera simulée quand il est confirmé que la zone de perte est suffisamment importante pour que la perte de circulation aille se poursuivre pendant une longue période de temps.

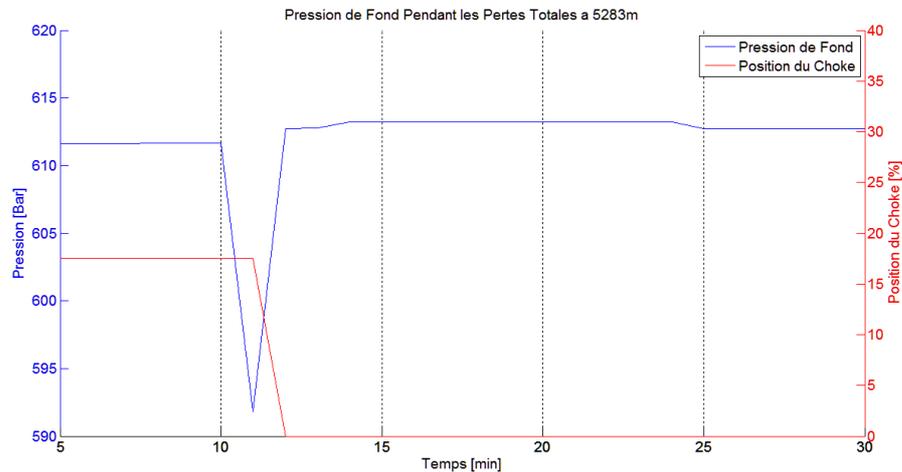
On va supposer que la zone située entre le train de tiges et l'espace annulaire est constants sur le long de la trajectoire du puits. La compressibilité du fluide est négligée, ce qui signifie que les pressions seront légèrement différentes d'un scénario réel. Les figures de la simulation contiennent une échelle de temps sur l'axe des x, se cala ne signifie pas une estimation précise de combien de temps prendre les différentes étapes d'une opération, mais plutôt une approximation.

### 8.3.1 Les Opérations de CBHP

L'opération débute à 5249m, qui est la profondeur du sabot du tubage 7". La densité de la boue dans le puits est de 1.14 et fournit une pression hydrostatique de 587 bars. Les pertes de charge dans l'annulaire,  $\Delta P_{ann}$  contribueront avec environ 17 bars pendant la circulation et la contre-pression de référence est fixée à 7.5 bars au choke. Pendant l'opération, l'ACS travaillera pour maintenir cette contre-pression lors de la circulation.  $P_{pore}$  Est initialement 606.86 bars alors que la pression de fond est  $(587 + 17 + 7.5) \text{ bar} = 611.5 \text{ bars}$ , qui donnent un Over balance 4.5 bar à ce stade. Voir la figure 8.7.

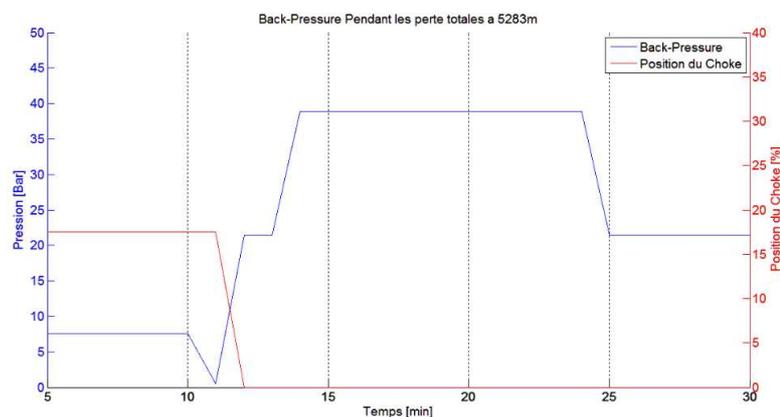
Temps (Min)	Événements
10	Les pertes totales se produisent. Aucun écoulement à travers le choke zéro contre-pression
11	Choke est fermé pour empêcher le niveau de la boue dans l'annulaire de chuter.
13	La pompe de Bullhead est actionnée, Bullhead en bas de l'annulaire pendant 10 minutes.
24	la pompe de Bullhead est arrêtée, évaluation pour la transition vers PCMD.

**Tableau 8. 1 :** Les opérations de CBHP dans la zone de perte totale en fonction du temps.



**Figure 8. 7 :** CBHP - BHP lors de la rencontre d'une zone de perte totale.

Les pertes totales sont rencontrées à  $t=10$  min (5283m), ce qui entraîne une perte de BHP et SBP devient zéro sans écoulement à travers le choke. La Hauteur du crochet indique la chute du train de sonde. Le niveau de la boue va commencer à diminuer à mesure que PI est assez élevé et la réponse est d'arrêter le forage et de fermer le choke. Cela fonctionne efficacement comme l'exemple de mettre un doigt sur une paille remplie d'eau. Il n'y a pas accès à l'air pour remplacer l'eau et donc il sera suspendu dans la «paille». Figure 8.7 et 8.8 montre comment BHP et SBP tomberont jusqu'à ce que le choke attrape le fluide. La formation va exercer une pression plus grande sur la colonne de la boue qui est en Underbalance et cela sera retenu au RCD, équilibrant la pression du puits avec la pression des pores au sommet de la zone fracturée une fois que le choke est complètement fermé.



**Figure 8. 8 :** CBHP - Back-Pressure lors de la rencontre de la zone de perte totale.

La pompe de Bullhead est allumée à  $t=13$  min, en augmentant à la fois BHP et SBP. Mais beaucoup plus la SBP due à la friction pour déplacer la boue vers le bas dans l'annulaire. Bullheading est effectuée pendant 10 minutes pour vérifier si les fractures / cavernes peuvent être remplies dans une petite période de temps. Surveillez attentivement les signes que le puits commence à nouveau à circuler, cela signifie que les fractures sont remplies et elle est vue comme une augmentation de la SBP et La pression des pompes. Il faut être prêt pour ouvrir le

choke et/ou fermer le BOP si cela devait arriver, pour reprendre le contrôle du puits. De ce point, il y a un nombre limité d'options pour faire face aux pertes totales en utilisant CBHP, si les pertes continuent. La boue est suspendue et les pressions s'équilibrent, mais une venue est une menace imminente. La venue est sous contrôle aussi longtemps que bullheading continue. Les options pour la poursuite du fonctionnement avec CBHP:

- Pomper LCM, de ciment ou d'autres moyens pour colmater la zone de perte.
- Poursuivre le forage avec des pertes.

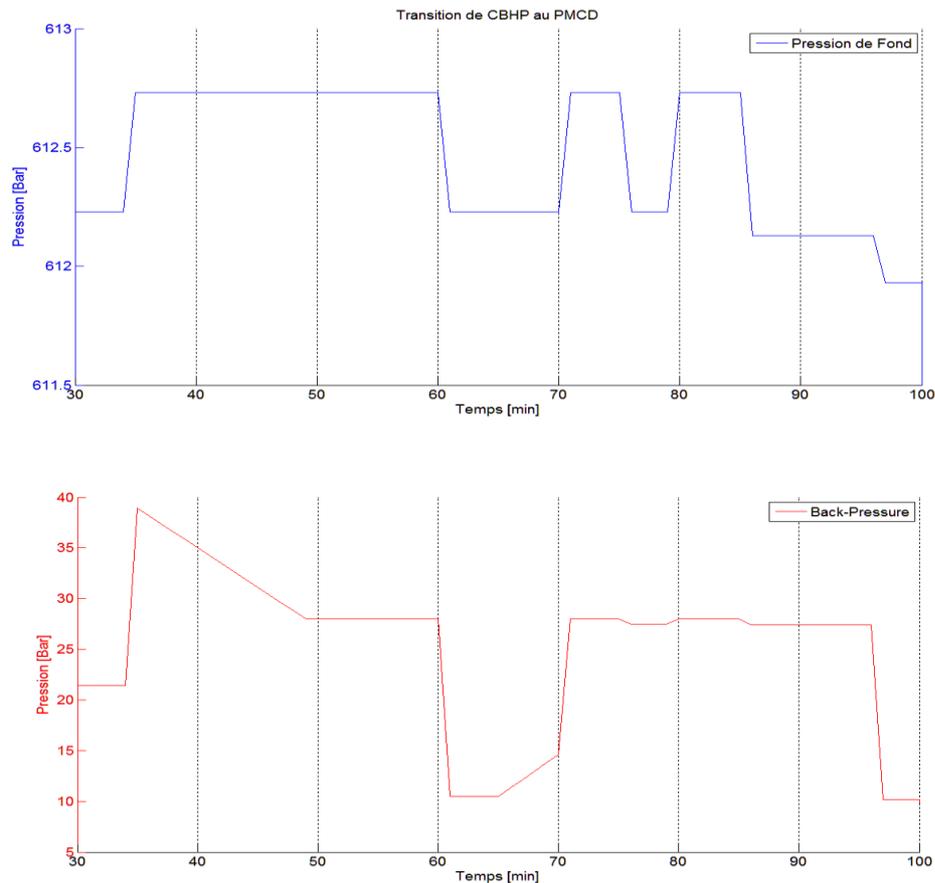
Essayer d'arrêter les pertes avec ces matériaux peut être un exercice absolument futile et continuer le forage avec des pertes sera coûteux. Comme les pressions de formation sont assez élevées, FMCD ne peut pas être utilisé et la meilleure option à ce stade est de se convertir en mode PMCD. Les équipements de MPD sont déjà installés et fluide SAC est facilement accessible. Comme le puits est dans une situation de pertes totales, la pompe de Bullhead est éteinte à t=24min et la formation est évaluée pour PMCD.

### 8.3.2 Transition de CBHP au PMCD

En se référant aux procédures décrites dans la section 6.1.2, maintenant les étapes à faire sont de mesurer la pression de la formation au sommet de la fracture et à partir d'elle on va déterminer la densité de LAM pour équilibrer cette pression de formation tout en maintenant une SBP souhaitée. Les Procédures pour bullheading et la casquette de boue (LAM) doivent être déterminées:

- LAM
  - Diluer la vieille boue et l'utiliser dans l'ensemble de l'annulaire.
  - Utilisez la boue la plus légère au-dessus la vieille boue en dessous d'elle.
- Bullheading
  - Continue bullheading vers le bas de l'annulaire à un faible débit pendant l'opération.
  - Bullheading que lorsque SBP atteint une pression prédéterminée.

Dans notre simulation, la vieille boue sera diluée et remplira la totalité de l'annulaire. Pour être en mesure de montrer clairement comment une venue est remarquée et traitée dans une opération de PMCD, bullheading sera lancé lorsque SBP atteint une valeur prédéterminée, ce qui signifie que bullheading ne sera pas continu pendant l'opération. La configuration détaillée de Weatherford pour PMCD se trouve dans l'annexe.



**Figure 8. 9** : Transition du CBHP au PMCD.

Temps (Min)	Événements
30	La pompe Bullhead Off, diluer vieille boue pour faire LAM
35	La pompe Bullhead On, le pompage du LAM jusqu'à stabilisation du SBP.
60	La pompe Bullhead off, vérifier la stabilisation de la SBP. Calculer la migration de gaz si une venue entre dans le puits.
65	Une venue entre le puits et remonte vers le haut dans le puits.
70	La pompe Bullhead on, forçant la venue à retourne dans la formation.
75	Les pompes de forage off, passage de boue au fluide SAC dans le train de tiges.
80	Les pompes de forage On, pompée le fluide SAC. la vieille boue est forcée dans la zone de perte.
85	La garniture de forage est complètement déplacée avec SAC et les pertes pression due aux frictions de pénétration dans la zone de perte sont réduites.
96	La pompe Bullhead off, continuer le forage en mode PMCD.

**Tableau 8. 2** : Les opérations pendant la transition.

On va supposer que le test d'injectivité a réussi et que PMCD peut être utilisé, c'est-à-dire il y a des pertes totales. Le test d'injectivité a été réalisé à plusieurs débits. BOP est fermé, et en lisant la pression dans la conduite d'injection (Kill Line) avec l'utilisation de la pression hydrostatique de boue dans le puits, La pression des pores est calculée à 611.73bars. SBP désirée est fixée à 10 bars et de cela la densité du LAM est d'environ 1161 kg/m<sup>3</sup> qui est calculé en utilisant l'équation 7.1. Le nettoyage et l'alésage du trou on était réalisés, cela ne se voit pas dans la figure 8.9. Dans un premier temps, la pompe de forage est actionner, et la pompe de Bullhead est arrêter, en même temps on calcule le volume de l'eau nécessaire pour diluer la boue ancienne à une densité appropriée pour le LAM:

$$\rho_{LAM} = \frac{V_{mud} \times \rho_{mud} + V_{eau} \times \rho_{eau}}{V_{mud} + V_{eau}}$$

Réarrangé pour trouver le volume d'eau qui doit être ajoutée dans les bacs a boue:

$$V_{eau} = \frac{V_{mud} \times (\rho_{mud} - \rho_{eau})}{\rho_{LAM} - \rho_{eau}} \quad (8.1)$$

La pompe Bullhead est à nouveau actionné, et LAM est pompé en bas à travers l'annulaire au t=35min. Le LAM a une densité qui crée un gradient de pression inférieure à la pression de la formation, qui va créer une plus grande underbalance par rapport à la formation que de la vieille boue. Figure 8.9 montre comment SBP est en hausse comme LAM est pompé vers le bas. Remarquez, comment il n'y a pas un grand changement de BHP au cours de cette opération. Comme le gradient du LAM est en underbalance, la différence de pression hydrostatique est compensée par la SBP. La seule augmentation constatée dans BHP est quand la pompe de bullheading est activée.

L'ensemble de l'espace annulaire est rempli de LAM à t=50min et bullheading continue jusqu'à ce que SBP se stabilise à 29 bars. Une fois SBP est stable, la pompe de Bullhead est éteint à t=60min pour voir à nouveau la tendance de stabilisation, cette fois dans les conditions statiques (12 bars). Comme le LAM a été calculé avec une SBP souhaitée de 10 bars, la contribution de friction de la pénétration du SAC dans les fractures est déterminée à 2 bars, tandis que 17 bars sont nécessaires pour déplacer le LAM vers le bas de l'annulaire et dans les fractures.

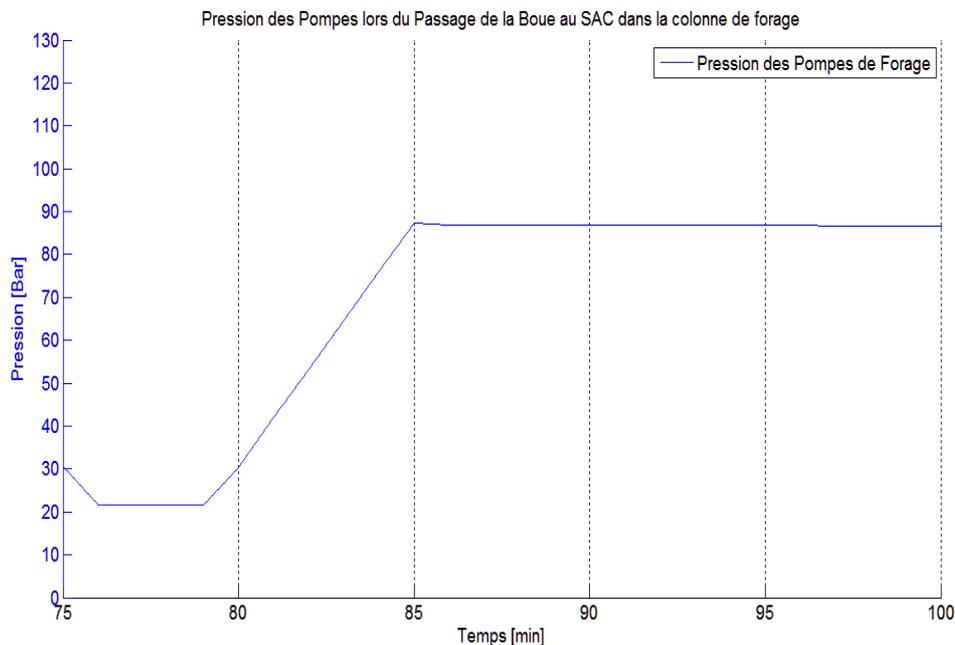
Comme prévu, une venue entre dans le puits à t=65 min, considérés comme une augmentation constante de la SBP et aucun changement de BHP. De cette augmentation, il est possible de calculer le débit de bullheading minimum qui est suffisante pour contrôler la migration de gaz en utilisant l'équation 7.2 et 7.3, L'augmentation est d'environ 0,6 bar par minute, donnant une migration de gaz:

$$V_{gm} = \frac{\Delta SBP}{\rho_{LAM} \times g} = \frac{0.6 \times 10^5}{1161 \times 9.81} = 5.268 \text{ m/min}$$

$$q_{bullhead} = 2 \times 5.268 \times (0.16^2 - 0.11^2) = 0.142 \text{ m}^3/\text{min}$$

Le débit calculé de bullheading minimum pour forcer la venue dans la formation est calculé à 142 lpm. Pour cette simulation 1000 lpm sera utilisé pour être en mesure de voir plus clairement la différence des pressions pendant bullheading. La pompe de Bullhead est allumée à  $t=70$  min et venue est forcée à sortir du puits vers la formation.

La pompe principale doit maintenant être arrêtée pour le passage de la boue vers le SAC dans la garniture de forage, comme une étape vers la réduction des coûts. Le fluide SAC est l'eau qui n'est pas chère et disponible. La pompe de forage est arrêtée à  $t=75$ min. Cela va être vu comme une légère diminution BHP et SBP, mais bullheading continue de maintenir overbalance suffisant pour maintenir la venue d'entrer dans le puits.

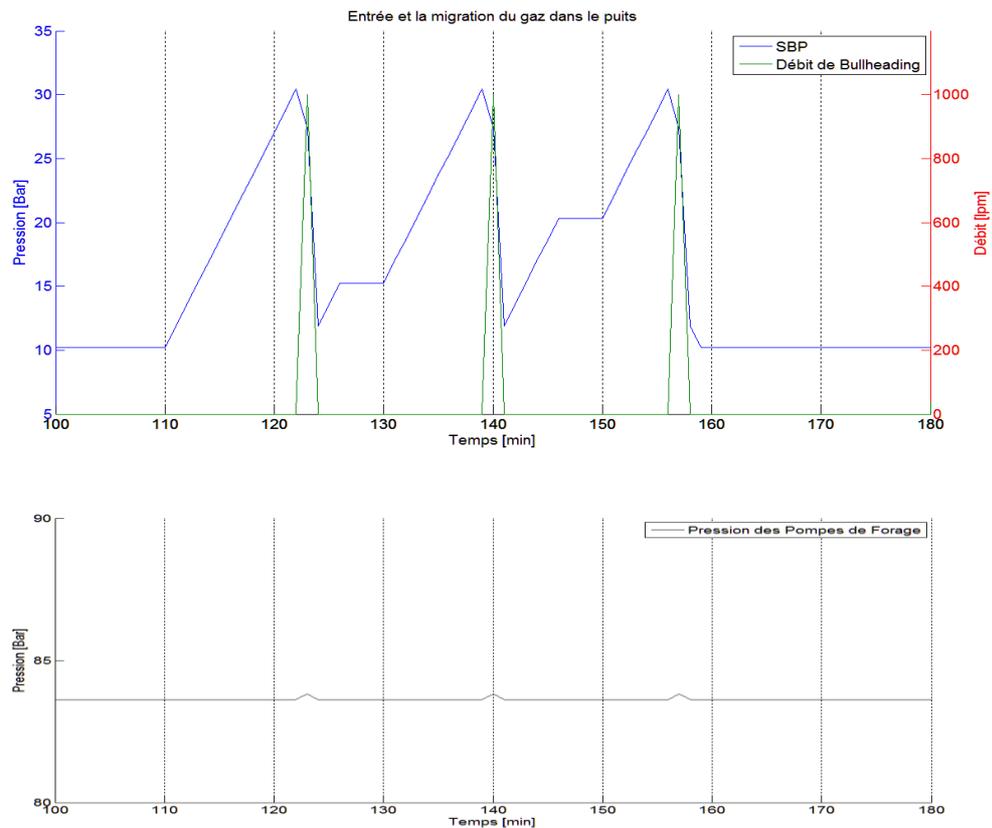


**Figure 8. 10 :** Transition de CBHP au PMCD, le passage au SAC.

Le pompage du SAC est initié à  $t=80$ min. La figure 8.10 montre comment le pompage augmente d'une manière considérable. L'augmentation est due à l'eau qui a une densité inférieure que l'ancienne boue. La pression différentielle par rapport à la formation deviendra plus en plus grande que l'eau remplit la garniture de forage, ce qui nécessite une pression de pompe supérieur pour garde la balance. Une petite réduction de la pression de pompe de forage est considérée comme la vieille boue est complètement déplacée au  $t=85$  min et les frottements dus à la pénétration du SAC dans les fractures sont réduits en raison que la densité de l'eau est inférieure par rapport la boue ancienne. SAC est maintenant pompé continuellement. La pompe de bullheading est arrêtée à  $t = 96$  min et le puits est prêt pour le forage en mode PMCD.

### 8.3.3 Les Opération de PMCD :

Le forage progresse maintenant en mode PMCD. Les venues finiront par pénétrer dans la casquette de boue statique qui sera vu comme une augmentation continue du SBP, voire la figure 8.11, et le tableau 8.3. Une fois que le SBP atteint un niveau prédéterminé, dans ce cas 30bars, bullheading est lancée jusqu'au retour de la SBP à sa valeur d'origine. La figure montre une petite augmentation de la SBP une fois que la pompe de bullheading est activée comme prévue. Le débit de Bullhead est réglé à la valeur calculée précédemment. La pompe de cimentation doit être prête à tout moment pour injecter la Kill mud dans des situations d'urgence.

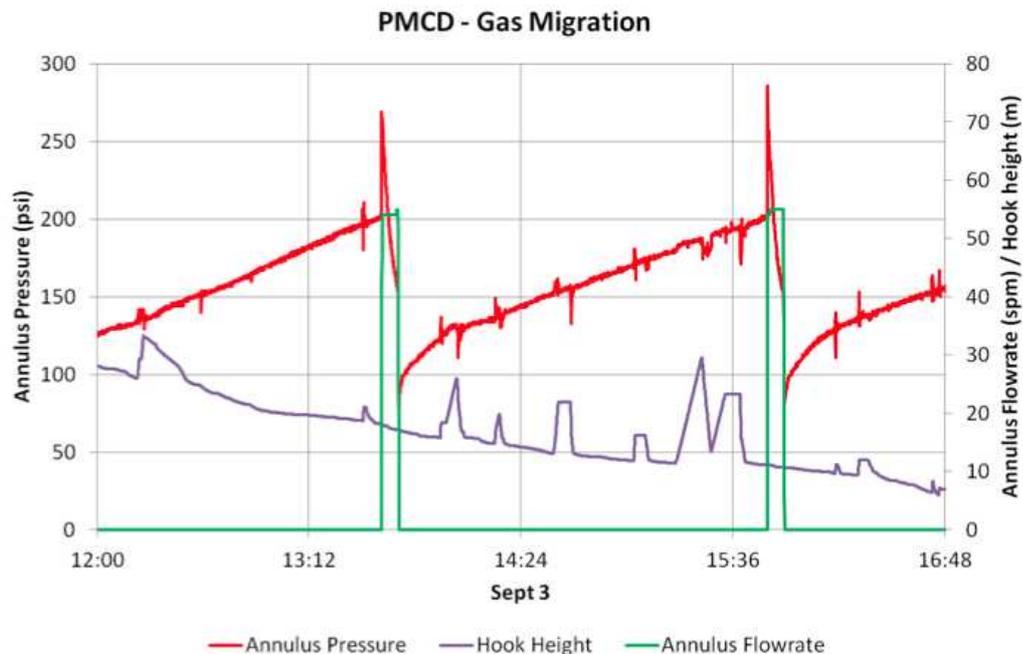


**Figure 8. 11 :** PMCD - Les venues et bullheading pendant le forage.

Temps (Min)	Événements
110, 130, 150	Une venue entre dans le puits et SBP augmente en raison de l'augmentation d'underbalance.
122, 138, 156	La pompe de Bullhead est allumée, le pompage vers le bas LAM et en forçant la venue en arrière dans la formation. Bullheading pendant deux minutes.

**Tableau 8. 3 :** Les opérations de bullheading pendant les venues.

Dans la section 5.1.3, il est dit que la migration de gaz ne doit pas produire une augmentation de la pression des pompes. Cela est confirmé dans la figure 8.11. Il n'y a pas de changement dans la pression des pompes, la seule différence est quand bullheading est lancée et la pression dans le puits augmente. Bullheading va augmenter le BHP avec la même valeur que la perte de pression due aux frottements de la pénétration du fluide LAM dans la zone de perte.



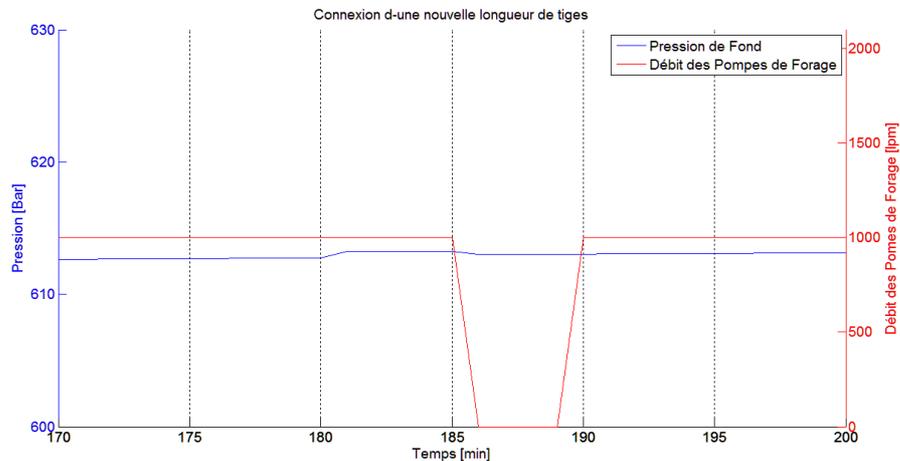
**Figure 8. 12 :** Opération de PMCD réel dans un réservoir à gaz (Rojas, et al., 2013).

Figure 8.12 est tirée d'une opération de forage réelle dans l'offshore en Malaisie, par Petronas. Cela est un graphe plus détaillé que la figure 8.11, mais la similitude est assez claire. La ligne courbe violette montre la hauteur du crochet au cours du forage. Les fluctuations de la courbe sont causées par des arrêts de la circulation et le train de tiges étant tiré vers le haut, le plus probable en raison du nettoyage du trou ou de procédures similaires. Une explication plus détaillée des venues et les cycles de bullheading se trouvant dans l'annexe. Ces opérations sont effectuées jusqu'à atteindre TD, dans ce cas 6000m TVD.

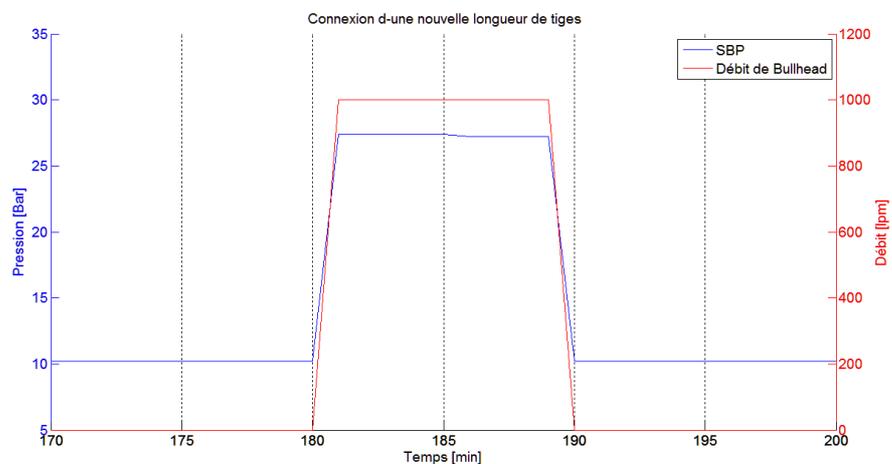
#### a) **Connexion d'une nouvelle longueur de tiges pendant le forage en mode PMCD**

Pour réduire le risque d'une venue lors d'une connexion, la pompe à bullheading est mise en marche au temps  $t=180$  min, et le gaz est poussé aussi loin dans la formation que possible. La figure 8.13 montre comment BHP augmente au cours du bullheading. Bullheading peut ou ne pas être continue tout au long de la connexion, dans ce cas, il sera aussi longtemps si n'y a pas circulation du fluide SAC.

Pour assurer le bon nettoyage du trou, des bouchons de haute viscosité sont pompés. Cet événement ne se voit pas dans les figures. Quand la circulation de SAC est arrêtés à  $t=185$  min, BHP va tomber en équivalent de  $\Delta P_{frac,SAC}$ . La figure 8.14 montre comment la SBP augmente en raison de bullheading avant une connexion, alors que la chute de cette dernière est lors de l'arrêt de circulation du SAC. Toutes les pressions reviennent à la normale une fois que la pompe de Bullhead est éteint et la pompe principale est allumée, à  $t=190$ min.



**Figure 8. 13 :** PMCD - BHP et le débit des pompes de forage lors d'une connexion.



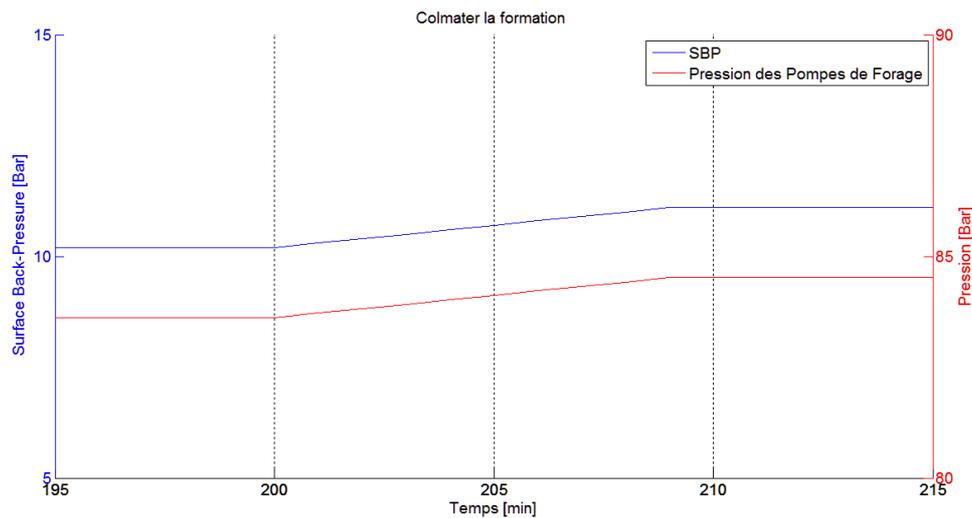
**Figure 8. 14 :** PMCD - SBP et le débit de bullheading lors d'une connections.

Temps (Min)	Événements
180	Bullhead pompe on, pousser le gaz aussi loin dans la formation que possible.
185	Pompe principale off, faire la connexion. Continuer bullheading.
190	Pompe principale on, pompe bullhead off. Continuer le forage avec PMCD

**Tableau 8. 4 :** Les opérations pendant les connexions.

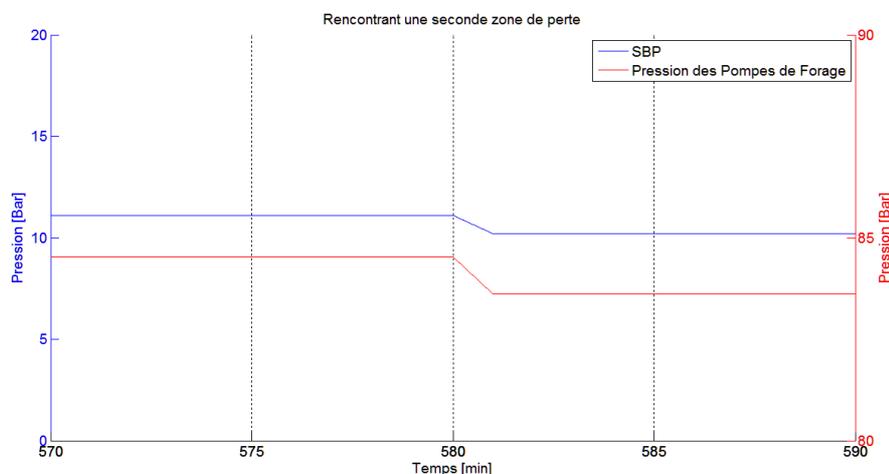
## Le colmatage et le nettoyage de la Formation

Comme indiqué dans le chapitre 6, le colmatage de la formation sera considéré comme une augmentation dans la pression des pompes et SBP. Cela est dû à une augmentation des frottements lors de la circulation. La figure 8.15 illustre cette situation à  $t=200$  min, la formation est colmater et force la pompe à fournir une pression plus élevée afin de continuer la circulation du SAC au même débit. Le mauvais nettoyage du trou sera aussi vu comme une augmentation similaire de la SBP et la pression des pompes.



**Figure 8. 15 :** PMCD - Augmentation de la pression de la pompe et de SBP au cours du colmatage de la formation.

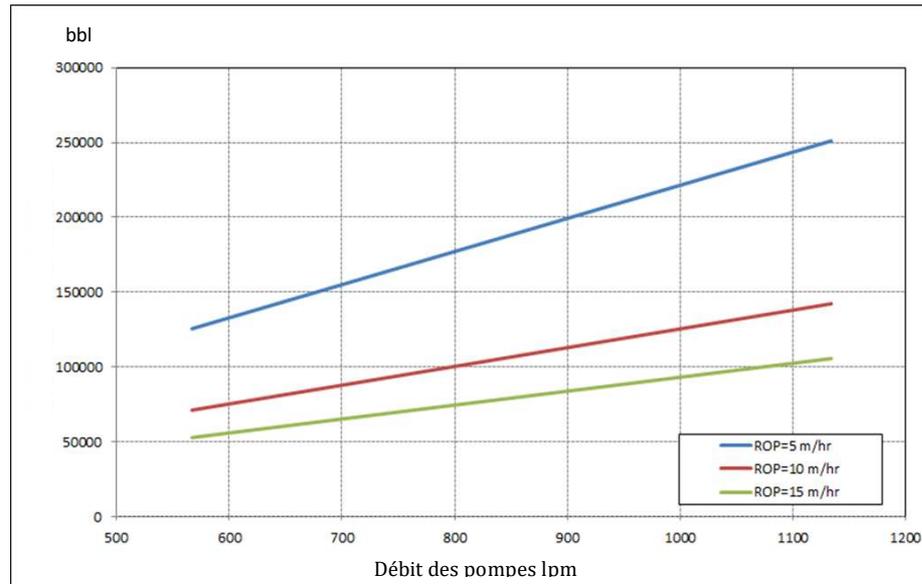
Lorsque la seconde zone de perte est rencontrée à 5333 m et  $t= 580$  min, les frottements vont baisser comme la nouvelle cave sera facilement remplie. Figure 8.16 montre cette situation. La différence est une diminution de coefficient de frottement similaire dans la pression des pores et SBP. Cela peut provoquer une baisse du niveau de la casquette de boue dans ce cas le bullheading est initié.



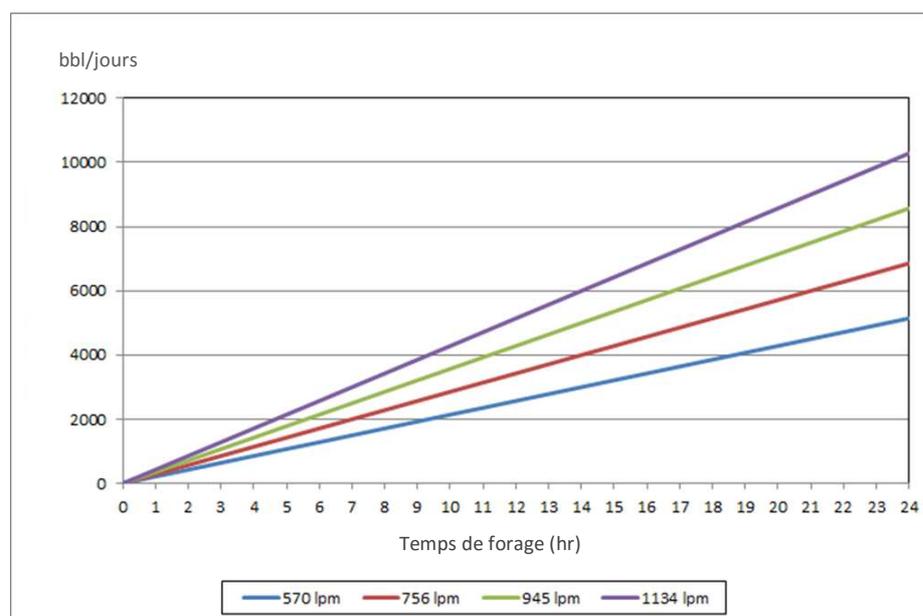
**Figure 8. 16 :** PMCD - diminution de la pression des pompe et SBP une fois qu'une nouvelle zone de perte est rencontrée

### 8.3.4 Volume Totale Requis du Fluide Sacrificiel

Le fluide sacrificiel (eau) sera pompé continuellement à travers la garniture en cours de forage et habituellement on nécessite une grande quantité d'eau pendant l'opération de forage. La capacité de stockage sur le site de forage doit être suffisamment adéquate pour le fluide sacrificiel, la casquette de boue et les bouchons de haute viscosité. Le volume du fluide sacrificiel dépend de la vitesse d'avancement et le débit des pompes. La figure 8.17 et 8.18 montreront le volume nécessaire du fluide sacrificiel en fonction du ROP et journalier en fonction du débit des pompes.



**Figure 8. 17 :** Volume nécessaire du fluide sacrificiel en fonction du ROP débit des pompes.



**Figure 8. 18 :** Volume journalier nécessaire du fluide sacrificiel en fonction débit des pompes et temps de forage.

# Conclusion

Tout au long de ce mémoire, les différentes méthodes sont expliquées avec leurs avantages et inconvénients. Sur la base des connaissances théoriques seulement, le PMCD offre clairement une meilleure solution dans un scénario de pertes totales. Lorsque le forage conventionnel ou CBHP sont dépendant de temps, de LCM et de ciment ou d'autres moyens pour colmater la formation qui sont coûteux où le PMCD fonctionne à son optimum. La lutte contre les pertes et les venues ont été la principale source de NPT dans ces zones.

Le coût est un aspect important d'une opération de forage, en particulier lorsque l'on considère le nombre de puits qui sont forés dans un seul champ. Les petites réductions peuvent avoir des avantages financiers. PMCD est en mesure d'atténuer la majorité de NPT décrite précédemment. Les venues sont efficacement bullheaded dans la formation. Avec la combinaison d'un bouchon de boue sous-pression et l'eau comme fluide de forage.

Un côté essentiel et unique de PMCD doit être adressé; les puits ne peuvent pas être forés en utilisant cette technique seulement, car elle est associée aux pertes totales pour son fonctionnement. Cela est où les inconvénients commencent. CBHP est normalement utilisé comme un plan d'urgence où le forage conventionnel a échoué, mais il peut être utilisé dès le début. Le CBHP et le forage conventionnel devront être utilisés jusqu'à la rencontre des pertes suffisantes pour que PMCD soit applicable. Si le puits reprend la circulation, le forage devrait revenir à l'un des deux autres techniques. Ce scénario pourrait être dangereux si le BOP n'est pas fermé ou le choke est ouvert. Une venue pourrait remonter à la surface et endommager des équipements essentiels ou créer une fuite dans le système de circulation fermé. Le PMCD manque clairement de polyvalence, mais le MPD dans son ensemble a une grande polyvalence. MPD et PMCD devraient au minimum être utilisés comme un plan d'urgence dans des puits d'explorations pour avoir une chance plus élevée pour développer les champs où les pertes totales se présentent.

PMCD n'a pas encore été pleinement accepté par l'industrie, la plupart des puits forés par la méthode PMCD sont situés en Asie. La nature non conventionnelle de PMCD est très probablement une partie de l'équation. Pourtant, ces puits ont montré des résultats prometteurs pour PMCD soutenue par l'évaluation théorique, chaque puits a été foré conventionnellement avant de rencontrer de graves pertes, certaines avec la migration de gaz. Les expériences précédentes sur le terrain appuient la conclusion théorique. L'inconvénient avec les activités post-forage ont été résolus et il est désormais possible d'effectuer ces opérations.

Le modèle et la simulation ont été efficaces en montrant l'aspect physique derrière PMCD, ses procédures et la valide ses avantages même si l'environnement du réservoir et du modèle on était très simplifié.

Dans le chapitre 5 on a étudié la méthodologie d'application de MPD et ces bénéfices en Algérie. Le MPD a produit d'importants avantages de coûts et de réduction de l'incertitude pour adopter des changements judicieux dans les performances économiques du forage dans le champ de Nezla.

# Recommandation

En raison des découvertes faites lors de l'écriture de cette thèse, la poursuite des travaux est recommandée:

- Reprendre le puits RKFP-1 en utilisant le PMCD pour atteindre le TD et tout puits qui sera foré à côté de ce dernier.
- MPD et PMCD devraient au minimum être utilisés comme un plan d'urgence dans des puits d'explorations pour avoir une chance plus élevée pour développer les champs ou les pertes totales se présentent.
- Faire un modèle hydraulique dynamique pour le PMCD et prendre en compte le changement de volume dans l'annulaire ainsi que le module de compressibilité des fluides. Simuler avec le Torque et drag comme ils sont des excellents indicateurs de nettoyage du trou.
- Ce travail portait sur les réservoirs qui contiennent du gaz, il faut faire des recherches similaires sur PMCD dans les formations qui contiennent des hydrocarbures liquides.
- Comparer le forage des puits horizontaux et verticaux par rapport à PMCD.
- Étudier les inconvénients et les expériences négatives avec le mode PMCD.

# References

**Algharibeh, F. 2014.** *MPD Operating Procedures: Tripping Out Of The Hole* . Algeria : Weatherford, OPS-SDS-DZ-OEPS-L3-25, 2014.

**Almagro, Santiago Pablo Baggini, et al. 2014.** *Sealing Fractures: Advances in Lost Circulation Control Treatments*. s.l. : Oilfield Review, Schlumberger, 2014. 3.

**COA-INV. 2010.** *Investigation report, well incident on Gullfaks C*. s.l. : Statoil, <http://tinyurl.com/hhkbl6y>, 2010.

**Daniel (Dan), J, et al. 2014.** *LOST CIRCULATION GUIDE*. s.l. : Drilling Specialties Company a division of Chevron Phillips Chemical Company LP, 2014.  
<http://www.cpchem.com/bl/drilling/en-us/Documents/LOSS%20OF%20CIRCULATION%20Guide.pdf>.

**Darmawan, G, et al. 2011.** Integrated Downhole Isolation Valve and Managed Pressure Drilling to facilitate development of sour fractured-limestone gas reservoir in East Java, Indonesia. 2011, Vols. SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, SPE 140267 , <http://dx.doi.org/10.2118/140267-MS>.

**Dave, Elliott and al. 2011.** *Managed Pressure Drilling Erase the Lines*. s.l. : Oilfield Review Schlumberger, 2011.

**Durkee, T, et al. 2012.** *Whats is the Future of MPD? High Deviation Drilling*. NTNU, Norway : s.n., 2012.

**Frink, Philip. 2006.** *Managed Pressure Drilling (MPD)*. 2006.

**Helgeland, Leif Rune. 2014.** *Drilling of Deep-set Carbonates Using Pressurized Mud Cap Drilling*. s.l. : NTNU, 2014.

**IADC. 2014.** *Managed Pressure Drilling (MPD)*. s.l. : <http://www.iadc.org/iadccommittees/iadc-underbalanced-operations-managed-pressure-drillingcommittee/>, 2014.

**Joseph, U. 1981.** *Lost Circulation*. Tulsa, Oklahoma : Messenger, Pennwell Publishing Company, 1981.

**Kaasa, G.-O, et al. 2011.** *Intelligent estimation of downhole pressure using simplified hydraulic model*. s.l. : Society of Petroleum Engineers, IADC/SPE Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference & Exhibition, 5-6 April, Denver, Colorado, USA , 2011. SPE-143097-MS.

**Kartobi, Khelil and Asif, Muhammad. 2016.** s.l. : Document non Publie, 2016.

**Mutawa, Abdulaziz. 2015.** *The Successful Application of MPD Technology in Drilling Horizontal Wells in a High Pressure Formation Heterogeneity to Mitigate Drilling Hazards: Case Study.* s.l. : SPE, 2015 IADC/SPE MPD & UBO Conference & Exhibition, Dubai, 2015.

**Nas, S. W, et al. 2009b.** *Managed Pressure Drilling Proves its Value in Offshore East Java Field Development.* s.l. : Society of Petroleum Engineers, Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition, 2009b. SPE-122771, <http://dx.doi.org/10.2118/122771-MS>.

**Nas, Steve, Toralde, Shaun and Wuest, Chad. 2009a.** Offshore Managed Pressure Drilling Experiences in Asia Pacific. 2009a, SPE-119875-MS.

**Niznik, M. R, et al. 2009.** *Pressurized Mud Cap Drilling in Qatar's North Field.* s.l. : IADC/SPE Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference & Exhibition, 2009. SPE 122204 <http://dx.doi.org/10.2118/122204-MS>..

**NORSOK-STANDARD. 2014.** *Well integrity in drilling and well operations.* 2014. Rev. 3.

**Petrowiki. 2016b.** *Kicks.* s.l. : Society of Petroleum Engineers (SPE), 2016b. <http://petrowiki.org/Kicks>.

—. **2016.** *Lost of circulation.* s.l. : Society of Petroleum Engineers, 2016. [http://petrowiki.org/Lost\\_circulation](http://petrowiki.org/Lost_circulation).

**Rehm, Bill and al. 2008.** *Managed Pressure Drilling.* Houston : Gulf Publishing Company, 2008.

**Rojas, F, et al. 2013.** Implementation of PMCD to Explore Carbonate Reservoirs from Semi-Submersible Rigs in Malaysia results in Safe and Economical Drilling Operations. 2013, SPE-163479 <http://dx.doi.org/10.2118/163479-MS>.

**Runtuwene, M, et al. 2009.** *Pressurized Mud Cap Drilling Drastically Reduces Non-Productive Time in Soka Field South Sumatera.* Middle East Drilling Technology Conference & Exhibition : Society of Petroleum Engineers, 2009. SPE 125311, <http://dx.doi.org/10.2118/125311-MS>..

**Sasongko, D, et al. 2011.** Downhole Isolation Valve Performance in Drilling and Subsequent Completion Operations. 2011, Vols. IPTC-15445-MS.

**Schlumberger. 2016a.** *Schlumberger Oilfield Glossary.* 2016a. page d'accueil, <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>.

**Shaun, Julmar S, Toralde J, S and Hillis, Keith. 2010.** Running Liners and Well Completion in Pressurized Mud Cap Drilling Mode in Indonesia. 2010, Vols. SPE 132117, <http://dx.doi.org/10.2118/132117-MS>.

**Stødle, Trond. 2013.** *Managed Pressure Drilling from Floaters – Existing Technology & Where do we go from here.* NORVÈGE : These de Master, University of Stavanger, 2013.

**Toralde, J. S. S, et al. 2010.** Drillpipe Conveyed Logging Provides Solutions for Pressurized Mud Cap Drilling Operations. 2010, Vols. SPE 132116 , <http://dx.doi.org/10.2118/132116-MS>.

**Urselmann, R, et al. 1999.** Pressured Mud Cap Drilling: Efficient drilling of high-pressure fractured reservoirs. 1999.

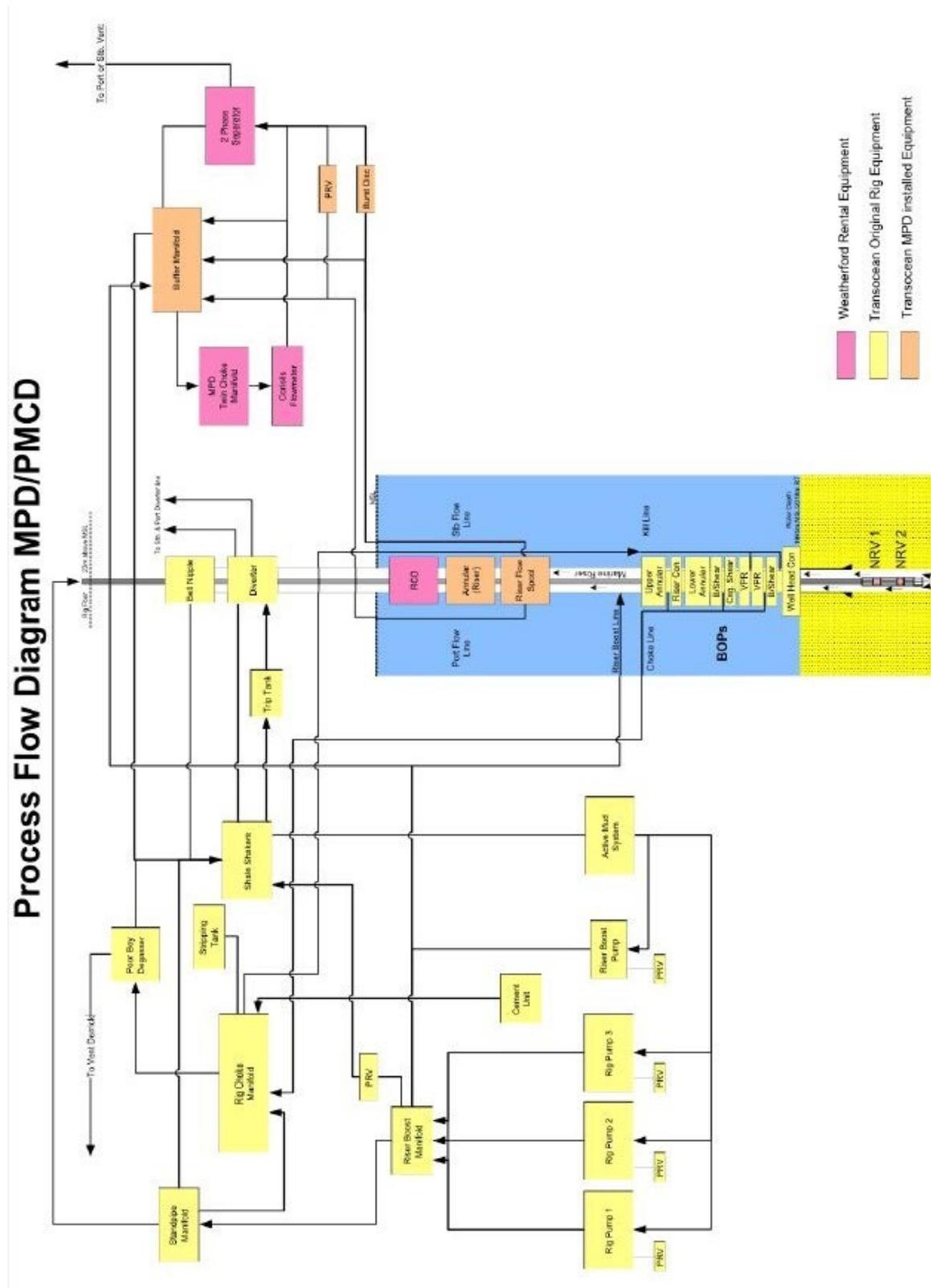
**Weatherford. 2010.** *Managed Pressure Drilling (MPD) Services*. s.l. : Weatherford (2005-2010). , 2010.

**Zaait, Z and Boucetta, A. 2015.** *Rapport d'implantation du puits RKFP-1*. s.l. : Sonatrach , 2015.

**Zhou, J, et al. 2009.** *pressure regulation and kick attenuation in a managed pressure drilling system*. Shanghai, P.R. China : IEEE Conference on Decision and Control and, 2009. ThC10.3.

# Annexes

## Annexes A- Weatherford- Circuit de PMCD en offshore



**Annexes B - Cycles de venues et Bullheading en PMCD**

