

N° Ordre...../Faculté/UMBB/2017

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED

BOUGERA BOUMERDES



Faculté des hydrocarbures et de la chimie

Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

MAYOUF MANSOUR

DJAARIT YASSER

Filière : hydrocarbure

Option : Forage des puits des hydrocarbures

Thème

**APPLICATION DE LA TECHNIQUE DE FORAGE À PRESSION
CONTRÔLÉE (MPD) AU PUIT HAZ-103 DANS LE CHAMP D'HAMRA**

Devant le jury :

MELLAK Abderrahmene	Prof	UMBB	Président
CHIEB Bachir	C.Forage	ENTP	Examineur
BOUMAZA Nadia	MA(A)	UMBB	Examinatrice
M.HADJADJ Ahmed	Prof	UMBB	Encadreur

Année universitaire : 2016/2017

Remerciement

Nous remercions Dieu, le Tout Puissant, de nous avoir donné la force et le courage de venir à bout de ce travail.

Nous tenons à remercier du fond du cœur nos parents pour leur soutien indéfectible.

Nos sincères remerciements vont à Mr. Hadjadj pour nous avoir consacré assez de son temps et pour ses conseils.

Nous remercions tout le personnel de SONATRACH en particulier les superviseurs de forage des appareils ENF53 et ENF32.

Nous remercions vivement tous ceux qui ont, de près ou de loin, contribué pour que ce modeste travail arrive à son terme.

Dédicaces

Je dédie ce travail en premier lieu à mes parents, qui m'ont toujours soutenu, qui ont toujours crus en moi et m'ont encouragé tout au long de mes étude

A toute ma grande famille.

A mes très chers frères Adel, Badro, Nizar, mes tendres sœurs.

A tous mes amis surtout Mahmood, Yazid, bouelam, Karim

A tout le groupe FP2012.

A ceux qui n'ont eu de cesse de me soutenir pendant tout ce temps.

MERCI INFINIMENT

YASEER

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à mes parents qui m'ont toujours supporté à mes études et qui je ne serais pas où je suis maintenant sans eux.

A toute ma famille

A mes très chers amis Akram, Khaled et Wassim

A tout qui m'a soutenu le long de ma vie en tant qu'étudiant

Merci à tous

Mansour

Résumé :

Dans la plupart des opérations de forage, il est évident qu'une somme considérable d'argent est consacrée aux problèmes liés au forage, tels que le coincement de la garniture, les pertes de circulation et le coût excessif de la boue. Afin de diminuer le pourcentage de temps non productif (TNP) causé par ce type de problèmes, l'objectif est de contrôler la pression au fond du puits, en particulier dans les champs où le gradient de pression des pores et celui de la pression de fracturation sont trop proches, ce qu'on appelle "la fenêtre de forage étroite". Si nous pouvons résoudre ces problèmes, on pourra réduire le budget alloué au projet. Ainsi l'industrie pétrolière pourra forer des puits qui n'étaient pas économiquement exploitables. Le forage à pression contrôlée (MPD) est une nouvelle technique qui nous permet de surmonter ces types de problèmes de forage en contrôlant la pression au fond du puits. Comme l'industrie reste relativement inconsciente de l'ensemble de ses avantages, ce travail implique l'application d'une des variantes de l'MPD appelée CBHP pour la première fois dans le champ de Hamra, et propose suite à des simulations hydrauliques une optimisation du choix de l'ECD pour améliorer et rentabiliser les nouveaux puits susceptibles à être forés dans ce champ.

Mot clés : Managed Pressure Drilling (MPD), Constant Bottom Hole Pressure (CBHP), pression au fond, densité équivalente, contre-pression.

Abstract:

In the most of the drilling operations it is obvious that a considerable amount of money is spent for drilling related problems; including stuck pipe, lost circulation, and excessive mud cost. In order to decrease the percentage of non-productive time (TNP) caused by these kind of problems, the aim is to control the bottom hole pressure especially in the fields where pore pressure and fracture pressure gradients are too close which is called "narrow drilling window". If we can solve these problems, the budget spent for drilling the wells will fall, which will enable the industry to be able to drill wells that were previously uneconomical. Managed Pressure Drilling (MPD) is a new technology that allows us to overcome these kinds of drilling problems by controlling the bottom hole pressure. As the industry remains relatively unaware of the full spectrum of its benefits, this work involves the application of one of the MPD variants for the first in the Hamra field, and suggests, after carrying out hydraulic simulations and validating with manual calculations, an optimization of the ECD choice to enhance the new wells to be drilled in the field and make them more profitable.

Key words: Managed Pressure Drilling (MPD), Constant Bottom Hole Pressure (CBHP), Bottom hole pressure, Equivalent density, Back pressure.

Sommaire

Résumé

Nomenclature

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction.....	1
I. Etude Bibliographique.....	3
I.1 Origines du forage à pression contrôlée MPD (Managed Pressure Drilling)	3
I.2. Historique et développement.....	3
I.3. Exemples des cas réels	5
I.5. Historique de l'application de l'MPD en Algérie	8
I.5.1 Justification technique pour l'application de MPD dans le champ de Nezla et Hamra.....	8
I.5.2. Exemples d'application de l'MPD en Algérie	10
Chapitre II : Etude géologique du champ d'Hamra	13
II.1. Introduction.....	13
II.2. Situation géographique	14
II.3. Situation géologique	14
II.4. Localisation en blocs.....	14
II.5. Historique des travaux	15
II.6. Intérêt pétrolier.....	16
II.6.1. Les Roches mères	16
II.6.2. Les Réservoirs	17
II.6.3. Les roches couvertures	18
II.7. Le cadre géologique.....	19
Chapitre III : Forage à pression contrôlée (Managed pressure drilling : MPD)	22
III.1. Définition des concepts de base.....	22
III.1.1. Pression des pores de formation.....	22
III.1.2 La pression de surcharge	23
III.1.3. Pression de fracturation.....	23
III.1.4. Forage conventionnel OBD.....	25
III.1.5. Forage en Under balance UBD	26
III.2. Managed Pressure Drilling (MPD).....	27

III.2.1. Introduction de la technique MPD	27
III.2.2. Définition de l'MPD.....	27
III.2.3 Les Avantages du Forage en MPD.....	28
III.2.4. Les Inconvénients du Forage en MPD	31
III.2.5. Sélection d'un puits candidat pour l'MPD.....	32
III.2.6. Catégories et variations de MPD.....	33
III.3. CBHP (Constant Bottom Hole Pressure).....	36
III.3.1 Généralités.....	36
III.3.2 BHP en mode de forage conventionnel.....	37
III.3.3. BHP en mode de forage par CBHP.....	38
III.3.4. Opérations de manœuvre dans la méthode CBHP	39
III.3.5. Opération de connexion dans la méthode CBHP	39
III.3.6. Équipement pour la technique de contre pression.....	40
III.4. Analyse de la variation de la contre pression en MPD.....	50
III.4.1. La variation de la contre pression en fonction de débit.....	51
III.4.2. La variation de contre pression en fonction de densité des déblais.....	52
III.4.3. La variation de contre pression en fonction de la concentration des déblais	53
III.5. Well control en CBHP.....	54
III.5.1. Fermeture traditionnelle avec BOP.....	54
III.5.2. Augmentation rapide de la pression au manifold du duse.....	55
III.5.3. Considérations supplémentaires.....	55
III.5.4 Matrice de contrôle du puits.....	56
Chapitre IV : Etude de cas du puits HAZ-103.....	57
IV.1. Présentation du puits	57
IV.2. Objectifs de l'MPD dans le puits HAZ-103.....	60
IV.3. Choix de l'ECD.....	60
IV.3.1. Estimation des limites supérieures et inférieures de pression (Mud window).....	60
IV.3.2. Détermination de l'ECD convenant par simulations hydrauliques.....	60
IV.3.3. Valeurs réelles des limites supérieures et inférieures de pression	62
IV.4. Evolution de la pression de fond en fonction de la profondeur.....	63
IV.5. Analyse du nettoyage du puits à la profondeur de 3755m MD.....	65
IV.5.1. Profil du puits.....	66
IV.5.2. Discussion des résultats	67
IV.6. Analyse du ROP	67
IV.7. Répartition du temps pendant le forage de la phase 6'' en utilisant l'MPD.....	70

IV.8. Discussion des résultats des puits forés dans le champ d'Hamra.....	70
Puits HA-101	70
Puits HA-102.....	71
Puits HAZ-103	71
IV.9. Conclusion.....	71
Chapitre V : Optimisation du Choix de l'ECD.....	72
V.1. Présentation du problème	72
V.2. Proposition d'une ECD convenable pour le forage de la phase 6''	73
V.2.1. Choix du débit de forage	73
V.2.2. Simulation par l'utilisation de Drillbench	74
V.2.3. Calcul analytique de l'ECD à la côte finale de forage 3775m MD/ 3164m TVD.....	75
V.3. Conclusion	81
Conclusion générale.....	82
Recommandations	83
Références	
Annexe	

Nomenclature

Abréviations :

AFP :	Annular friction pressure
BHA :	Bottom Hole Assembly
BHCP :	Bottom Hole Circulating Pressure ; psi
BHP :	Bottom Hole Pressure ; psi
CTR :	Cuttings Transport Ratio
DDV :	Downhole Deployment Valve
DEA :	Drilling Engineering Association
ECD :	Equivalent Circulating Density ; sg
ESD :	Equivalent Static Density ; sg
FP :	Pression de fracturation
HPHT :	High Pressure High Temperature
LWD :	Logging While Drilling
MD :	Mesured Depth ; m ou ft
MPD :	Managed Pressure Drilling
MW :	Mud weight ; sg ou ppg
MWD :	Mesuring While Drilling
OBD:	Over Balance Drilling
Pc :	Pertes de charge annulaires ; psi
PDC :	Polycrystallin Diamond Compact
Ph :	Pression hydrostatique ; psi
PP :	Pression de pore
RCD :	dispositif de commande rotatif
ROP :	Rate Of Penetration ; m/hr
SBP :	Surface Back Pressure ; psi
TD :	True Depth ; m
TNP :	Temps Non Productif
TVD :	True Vertical Depth ; m

UBD:	Under Balanced Drilling
WCM :	Well control matric
WFT :	Weatherford
WOB :	Weight On Bit ; tonnes

Symboles :

a =	le numérateur dans la forme de Blasius de l'équation de facteur de frottement
b =	l'exposant dans la forme de Blasius de l'équation de facteur de frottement
d₂ =	diamètre extérieur (tubage 7''/trou 6'') ; in
d₁ =	diamètre intérieur (tiges 3,5''/BHA 4,75'') ; in
f =	facteur de frottement
f_{int} =	facteur intermédiaire de frottement (transitoire et turbulent)
f_{lam} =	facteur de frottement (laminaire)
f_{trans} =	facteur de frottement (transitoire)
f_{turb} =	facteur de frottement (turbulent)
G =	facteur de correction géométrique
k =	facteur de consistance (Herschel-Bulkley fluids) ; lb.s ⁿ /100ft ²
L =	longueur de la section d'écoulement ; ft
n =	indice de comportement de l'écoulement (Herschel-Bulkley fluids)
n_p =	indice de comportement de l'écoulement (power-law fluids)
N_{ReG} =	Nombre de Reynolds généralisé
Rec =	Nombre de Reynolds des déblais
Q =	Débit de forage ; l/min, gal/min
R600 =	lecture du rhéomètre à 600 rmp ; °Fann (≈ lb/100ft ²)
R300 =	lecture du rhéomètre à 300 rmp ; °Fann (≈ lb/100ft ²)
R200 =	lecture du rhéomètre à 300 rmp ; °Fann (≈ lb/100ft ²)
R100 =	lecture du rhéomètre à 300 rmp ; °Fann (≈ lb/100ft ²)
R6 =	lecture du rhéomètre à 6 rpm ; °Fann (≈ lb/100ft ²)
R3 =	lecture du rhéomètre à 3 rpm ; °Fann lb/100ft ² (≈ lb/100ft ²)
V_{sc} =	estimation de la vitesse de glissement des déblais ; ft/s

V_{mean} =	Vitesse du fluide de forage dans l'annulaire ; ft/s
V_a =	vitesse annulaire ; ft/min ou m/min.
VP =	Viscosité Plastique ; cP
YP =	Yield Point ; lb/100ft ²
ρ =	la densité du fluide ; lb _m /gal ou sg
τ_w =	la contrainte de cisaillement à la paroi ; lb/100ft ²
τ_y =	la contrainte de rupture ; lb/100ft ²
γ_w =	la vitesse de cisaillement à la paroi ; s ⁻¹

Liste des figures

Chapitre I

Figure I. 1 : Utilisation de l'MPD à travers le monde	5
Figure I. 2 : Comparaison de la profondeur mesurée en fonction des jours des 3 puits	7

Chapitre II

Figure II. 1: Carte de localisation du périmètre de Hamra	14
Figure II. 2: Carte de localisation de bloc 220	15
Figure II. 3 : Coupe géologique dans le périmètre de Hamra.	19
Figure II. 4 : Coupe stratigraphique du puits HAZ103	21

Chapitre III

Figure III. 1: Processus sédimentaire	22
Figure III. 2: Evolution de la pression pendant le Leak Off Test	24
Figure III. 3 : Profil de pression statique et dynamique de la boue	25
Figure III. 4: Exemple de fenêtre à grande pression	26
Figure III. 5: Variations conventionnelles de forage BHP	26
Figure III. 6: Fenêtre de forage	28
Figure III. 7: Variation de l'avancement en fonction Δp	29
Figure III. 8: Etat de contrainte qui provoque le collapse du trou.	31
Figure III. 9: Arbre de décision pour le choix du puits candidat pour l'MPD	33
Figure III. 10: Forage en PMCD	35
Figure III. 11: Forage en Dual Gradient	35
Figure III. 12 :La méthode CBHP de l'MPD contre le forage conventionnel	37
Figure III. 13: BHP dans le forage conventionnel	38
Figure III. 14: MPD and BHP management	39
Figure III. 15: Variation de la pression au fond du puits, au manifold et du débit de la pompe MPD pendant les connections	40
Figure III. 16: Schéma de circuit du fluide de forage en MPD	41
Figure III. 17: RCD	42
Figure III. 18: MPD Choke-Semi Automated	43
Figure III. 19: MPD Choke-Fully Automated	44
Figure III. 20: Schéma de débitmètre Coriolis	44
Figure III. 21: " Promass 80F "Fonctionnement	45
Figure III. 22: Pompe MPD de contre-pression	46
Figure III. 23: Non Return Valves	47
Figure III. 24: Séparateur MPD.....	48
Figure III. 25: Downhole Deployment Valve DDV	49
Figure III. 26: Emergency Shut Down ESD	50
Figure III. 27: Constant operational BHP over flow rate change in MPD.....	51

Figure III. 28: La variation de la contre pression en fonction de débit	52
Figure III. 29: Variation de la contre pression en fonction de la densité des déblais.....	53
Figure III. 30: Variation de la contre-pression en fonction de la concentration des déblais....	54
Figure III. 31: Matrice de contrôle du puits	56

Chapitre IV

Figure IV. 1: Localisation du puits HAZ-103 et les puits de référence	57
Figure IV. 2: Programme prévisionnel de forage	59
Figure IV. 3: Hydrauliques de l'MPD à la profondeur finale avec 1,10sg MW	61
Figure IV. 4: Gains/pertes et SBP en fonction du temps	62
Figure IV. 5: Fenêtre de forage comme testé par l'MPD et la pression de fond appliquée en fonction de la profondeur	64
Figure IV. 6: Zone de nettoyage critique	66
Figure IV. 7: Profil du puits	66
Figure IV. 8: Résultats de simulation montrant le CTR en fonction de la profondeur mesurée MD	67
Figure IV. 9: Mètres forés et ROP des outils utilisés	69
Figure IV. 10 : ROP et WOB en fonction de MD dans la phase 6'' du puits HAZ-103	69
Figure IV. 11: La répartition du temps pendant le forage de la phase 6'' puits HAZ-103	70

Chapitre V

Figure V. 1: BHCP et la fenêtre de forage en fonction de la profondeur.....	72
Figure V. 2: Simulation hydraulique pour des différentes densités de boue	74
Figure V. 3: Simulation de l'ECD au niveau du sabot de tubage 7''	75
Figure V. 4: Simulation de l'ECD à la côte finale de forage	75

Liste des tableaux

Chapitre I

Tableau I. 1: cas d'application de l'MPD n° 1	5
Tableau I. 2: cas d'application de l'MPD n° 2	6
Tableau I. 3: cas d'application de l'MPD n° 3	6
Tableau I. 4: cas d'application de l'MPD n° 4	6
Tableau I. 5: cas d'application de l'MPD NZ22	10
Tableau I. 6: cas d'application de l'MPD NZ23	10
Tableau I. 7: cas d'application de l'MPD NZ24	11
Tableau I. 8: cas d'application de l'MPD NZ25	11
Tableau I. 9 : cas d'application de l'MPD NZ26	11
Tableau I. 10: cas d'application de l'MPD HAZ103	12

Chapitre IV

Tableau IV. 1 : Identifiants du puits et localisation	58
Tableau IV. 2: les limites supérieures et inférieures prévues dans la phase 6'' HAZ103.....	60
Tableau IV. 3: résultats des tests des limites de formations dans la phase 6'' HAZ103	63
Tableau IV. 4: résultats finals des tests des limites des formations dans la phase 6'' du puits HAZ103.....	63
Tableau IV. 5: Vsc en fonction de Rec	65
Tableau IV. 6: Les outils utilisés pour le forage de la phase 6''	68
Tableau IV. 7: Mètres forés et ROP de chaque outil utilisé	68

Chapitre V

Tableau V. 1 : Données pour le calcul des pertes de charge	78
Tableau V. 2: Résultats Intermédiaires du modèle	78
Tableau V. 3: Pc dans la partie Moteur de fond - MWD / Découvert	79
Tableau V. 4: Pc à la partie HW – DP / Découvert.....	79
Tableau V. 5: Pc à la partie DP/tubage 7''	80
Tableau V. 6 : Paramètres de forage recommandés	81

Introduction

La demande mondiale d'énergie augmente continuellement pour répondre aux besoins énergétiques des pays en développement. L'augmentation des taux de consommation d'énergie oblige les scientifiques et les ingénieurs à découvrir d'autres façons de collecter de l'énergie ou de meilleures façons de récupérer les sources que nous utilisons déjà depuis des années.

La plupart des ressources mondiales en hydrocarbures restantes seront de plus en plus difficiles à forer que celles qu'on a pris plaisir à exploiter dans le passé. En fait, beaucoup diront que les plus faciles ont déjà été forés. Et avec les prix du pétrole actuels, le forage rentable, sécurisé, tout en produisant de bons puits devient une denrée rare.

Compte tenu de tout cela, le MPD devrait maintenant être considéré comme une réponse qui pourrait fournir une augmentation remarquable de la capacité de rentabiliser le forage en réduisant les coûts excessifs liés au temps non productif associé généralement aux événements de contrôle du puits, coïncement par pression différentielle, perte de circulation et beaucoup d'autres.

Il existe quatre variantes de la technique MPD ; l'une entre elles est appelée "Constant Bottom Hole Pressure" ou CBHP, elle implique essentiellement le maintien d'une pression constante au fond du puits, exprimée en fonction de la densité équivalente, en réglant la pression appliquée en surface. Ainsi il faut choisir une densité équivalente convenable pour éviter la survenance, des venues en restant au-dessus de la pression de pores, et des pertes de circulation en restant au-dessous de la pression de fracturation. Cette technique a été appliquée dans le champ Hamra pour la première fois sur le puits HAZ103, et en absence des données concernant le champ, la densité équivalente choisie ne convenait pas pour le forage de la phase 6" où l'MPD a été utilisée. Nous essayerons dans ce travail de choisir et proposer une densité équivalente qui permettra le forage de la phase 6" du champ Hamra tout en évitant le risque de venue ou de perte de circulation. Ainsi on l'a divisé en cinq chapitres, comme suit :

- Chapitre 1 : Une introduction de la technique MPD, l'historique concernant son origine et son développement, et quelques exemples de son application dans le monde et l'Algérie.
- Chapitre 2 : Présente des informations géologiques concernant le champ y compris sa situation géographique, les formations qui y sont présents et les intérêts pétroliers qu'il comprend.
- Chapitre 3 : Quelques définitions de base, puis on définit les aspects techniques et théoriques de l'MPD, ses avantages et inconvénients, ensuite ses différentes variantes existantes en se concentrant sur la variante CBHP, son principe, les équipements qui sont y attribués et la description des opérations de forage, manœuvre et contrôle du puits lors de son application.
- Chapitre 4 : L'étude de cas du puits HAZ103 dans le champ de Hamra. On commence par une présentation du puits, puis l'étude descriptif de l'opération de forage de la phase 6" en utilisant la technique CBHP de l'MPD. On commencera par le choix de l'ECD,

ensuite analyse du nettoyage du puits puis le WOB utilisé et le ROP obtenu, et finalement une discussion comparative des résultats des puits forés dans le champ.

- Chapitre 5 : on présente dans ce chapitre le problème du mauvais choix de l'ECD pendant le forage de la phase 6'', et on propose par la suite une densité équivalente qui convient pour le forage de cette phase et permet d'éviter les problèmes éventuels de pertes de circulation et de venue en utilisant une simulation hydraulique puis en vérifiant par le calcul analytique.

Enfin une conclusion qui résume les résultats obtenus, suivie de quelques recommandations.

I. Etude Bibliographique

I.1 Origines du forage à pression contrôlée MPD (Managed Pressure Drilling)

Une décennie après l'adoption du forage sous-équilibré (UBD) par l'industrie du pétrole et du gaz, le forage conventionnel est resté la technique de forage plus souhaitable pour la plupart des opérations en raison de coûts réduits et moins de complications. L'UBD nécessite une formation du personnel et des équipements de surface pour traiter les fluides produits. Il pose également des limitations sur la télémétrie de la pression de boue (Mud Pulse Telemetry), employée par la majorité des outils de mesure / logging pendant le forage (MWD / LWD). Les outils MWD / LWD sont souvent utilisés dans la garniture de fond (BHA) pour forer et acquérir simultanément les données pétrophysiques nécessaires pour la prise de décision en temps réel.

Cependant, l'application de forages conventionnels OBD est souvent inefficace en particulier dans les environnements en eaux profondes qui ont des fenêtres de pression de pores (PP) et de pression de fracturation (FP) étroite (également appelé la fenêtre de forage). En effet, ces environnements engendrent des problèmes liés au forage tels que les incidents de contrôle du puits, les pertes de circulation, les dépenses de remplacement de la boue, etc. Une autre lacune du forage conventionnel OBD conduisant à un coût d'exploitation plus élevé est un taux de pénétration plus faible (ROP), principalement en raison de sélection du fluide de forage plus lourd.

Une étude a révélé que les problèmes liés au forage représentaient environ un tiers du temps non productif (TNP) rencontrés lors du forage des puits de gaz dans les eaux peu profondes du golfe du Mexique (GOM). Le coût du TNP associé à ces incidents de forage peut facilement entraîner des coûts supérieurs à l'autorisation de dépense d'un programme de forage, et rendent donc de nombreuses perspectives économiquement non viables. Cela devient plus sévère avec une profondeur d'eau augmentée, où la fenêtre de forage devient plus étroite. Le forage dans des marges étroites impose non seulement des risques de forage qui provoquent le TNP, mais aussi plus de colonnes de tubage. Une contrainte typique du programme de forage dans les eaux profondes du Gulf du Mexique est la nécessité d'environ 7 à 9 colonnes de tubage. Cela conduit à un plus petit, ultime, diamètre du trou de forage qui réduit malheureusement la taille de la colonne de production, le taux de production qui peut être atteint et, finalement, l'économie du puits. (Davoudi, 2009)

Une technique novatrice et innovante au-delà du forage conventionnel et le forage UBD semblait essentielle pour gérer la pression annulaire dans les fenêtres PP-FP, et donc, aider à atténuer les TNP liés au forage. Ainsi, une nouvelle technique appelée Forage à pression administrée ou contrôlée (MPD) est émergée du contexte de la technique UBD en 2004.

I.2. Historique et développement

L'idée de forage à pression contrôlée MPD remonte à l'époque où des outils ont été développés pour un forage sous-équilibré UBD. Les BOP rotatifs ont été mentionnés en 1937 Catalogue des outils de Shaffer¹.

¹ Référence 7 dans (Khan, 2012)

Dans les années 1970, le concept de la densité équivalente en circulation ECD était bien défini et utilisé avec succès. Dans les années 1960, les dispositifs de commande rotatifs RCD ont permis le forage avec des fluides compressibles tels que l'air, la brume, le gaz et la mousse, qui est maintenant connu sous le nom de forage de performance, qui s'est avéré avec succès à un taux de pénétration élevé, une durée de vie plus longue d'outil de forage et plus de contrôle économique sur coût global du puits².

Plusieurs des idées sur lesquelles MPD est prédictat ont été présentées à la première fois officiellement dans trois symposiums de pression anormales à l'université de l'État de Louisiane entre 1967 et 1972. Ces symposiums ont examiné l'origine et l'étendue de la pression anormale et la façon de prédire les pressions et les gradients de fracturation à partir des données disponibles¹.

Forage en bouchon de boue « Mud Cap Drilling » (MCD) depuis des années également connu sous le nom de forage à sec ou le forage sans retour. Une version plus formalisée du MCD a été utilisée au Venezuela dans les années 1980, dans le champ de Hibernia au large de la Nouvelle-Écosse dans les années 1990 et aussi au Kazakhstan².

Au fil du temps, les utilisations du dispositif de commande rotatif (RCD) ont évolué et l'industrie a appris à manipuler le contrôle précis de la pression annulaire à l'aide du RCD. Le RCD a également aidé à forer le puits près de la pression des pores de formation, bien qu'il ne soit pas destiné à permettre des venues de la formation, mais il faut se préparer au pire scénario. En 2003, l'ensemble des techniques a été reconnue comme une technologie en elle-même et étiquetée comme forage à pression contrôlée².

Depuis 2005 et au bout de l'année 2012, plus de cent puits ont été forés avec la technique MPD. Après des études extensives, il est noté que tous les puits forés avec la technique MPD se traduisent par une meilleure économie et de gain de temps en éliminant le TNP due aux pertes et d'autres problèmes de contrôle de puits. Le contrôle de la pression du puits de forage avec un système en cycle fermée et l'introduction de quelques techniques simples a permis de forer ce qu'a été préalablement considéré comme non forable. Environ 20% de temps a été gagné, qui est habituellement perdu à cause des pertes de circulation et les problèmes liés aux venues. L'MPD a été utilisé dans tous les puits des réservoirs de carbonate fracturés, mais seulement utilisé dans certains des puits qui ont été confrontés au scénario de perte/venue ; MPD a permis de forer tous ces puits à la profondeur cible (TD) sans retards significatifs³.

John Kozicz⁴ a présenté différentes expériences d'autres personnes décrivant les réalisations prospères grâce à la technique MPD et a suggéré que les perspectives d'utiliser ces méthodes avec le motif principal d'améliorer les compétences s'élargiront au fur et à mesure que les capacités de diverses méthodes MPD seront mieux comprises. (Khan, 2012)

¹ Référence 7 dans (Khan, 2012)

² Référence 8 dans (Khan, 2012)

³ Référence 9 dans (Khan, 2012)

⁴ Référence 10 dans (Khan, 2012)

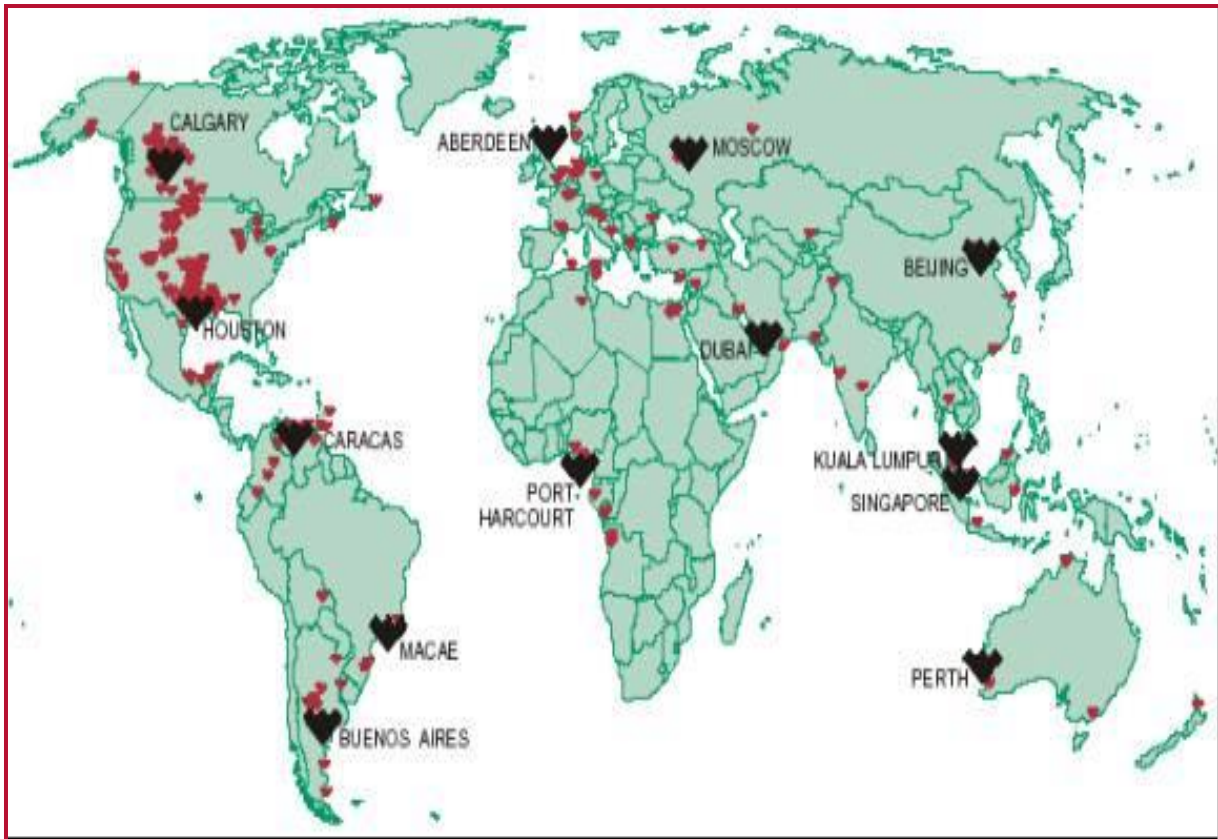


Figure I. 1 : Utilisation de l'MPD à travers le monde (Weatherford,2009)

I.3. Exemples des cas réels

Des recherches bibliographiques ont été faite sur les raisons de l'utilisation de l'MPD et les résultats qu'elle a donnée dans différents endroits dans le monde, les 4 cas suivants sont des puits réels qui ont été extraits des publications de SPE, et les résultats sont les suivants :

Cas1 :

Tableau I. 1: cas d'application de l'MPD n° 1	
Emplacement	Mexico
Type de puit	on shore, vertical, développement brut
Diamètre de trou	6 ^{1/8} in
Longueur de la section	480m
Profondeur	4169m

Ce puits a été originalement considéré non-forable où il y'avait des zones à une pression de pores élevée juxtaposée des zones à pertes dont la fenêtre de forage été bien réduite. Durant la réalisation de ce puits, un système complètement automatisé d'MPD a été utilisé avec tous ces avantages pour détecter et contrôler les venues et garder la pression au fond constante dans une fenêtre de forage étroite qui été entre 2.426sg et 2.451sg, en réduisant les pertes de 40% comparée à la phase précédente. Après l'échoue des deux tentatives précédentes, ce puits est le premier de pénétrer le réservoir dans le champs Camaronero. (Rodriguez et al. 2013)

Cas 2 :

Tableau I. 2: cas d'application de l'MPD n° 2	
Emplacement	Vietnam
Type de puit	on shore, vertical, développement
Diamètre de trou	8 ^{1/2} in
Longueur de la section	370m
Profondeur	4393m

Le profil de pression des formations a été caractérisé comme anormalement élevé, avec une fenêtre de forage étroite qui variait entre 0.09sg et 0.12sg. Dans cette fenêtre, l'utilisation d'un système d'MPD automatisé n'a pas seulement permis au client de forer avec une pression presque égale à celle de la formation, mais aussi de contrôler le puits efficacement quand une venue est survenue au niveau du réservoir tout en réduisant le temps no productif TNP qui suivait le contrôle de la venue conventionnellement. (Bao et al. 2016)

Cas3 :

Tableau I. 3: cas d'application de l'MPD n° 3	
Emplacement	Egypt
Type de puit	offshore (profondeur d'eau 30m, vertical, développement, gaz)
Diamètre de trou	8 ^{1/2} in
Longueur de la section	789m
Profondeur	5630m

En forant cinq phases, et depuis la phase 14^{1/2} x 17^{1/2} jusqu'à TD de la phase 8^{1/2} Les profils de pression de pores et de fracturation n'étaient pas bien compris où il y'avait des incidents d'afflux de gaz de la formation. BG Egypt qui est l'un des peu opérateurs qui utilise l'MPD à son maximum de potentiel en circulant avec succès les venues dans les puits à extrêmement haute pression-haute température dans les puits offshore d'Egypt, a pu forer le puits avec succès en maîtrisant les zones problématiques. (Hollman et al. 2015)

Cas 4 :

Tableau I. 4: cas d'application de l'MPD n° 4	
Emplacement	Canada (champs Montney)
Type de puit	onshore, dévié, développement, huile
Diamètre de trou	6 in

Les formations compactées de ce champ sont généralement difficiles à forer en causant une vitesse d'avancement très faible ; et les venues à travers les fractures naturelles sont fréquents.

3 puits ont été forés dans ce champs, l'un conventionnellement jusqu'à 3596m MD, puis continué avec système MPD manuel jusqu'à 4598m MD. Les deux autres puits ont été foré en utilisant un système MPD automatique respectivement de 2905-4490m MD et 3171-4770m MD. Le puits conventionnel a mis 31 jours pour forer 1380m où les deux ont mis respectivement 1585m dans 17 jours et 1599 dans 18 jours.

On observe clairement que l'incorporation du système MPD avec un bon plan a permis d'améliorer largement la vitesse d'avancement dans ce champ. (Mammadov et al. 2015)

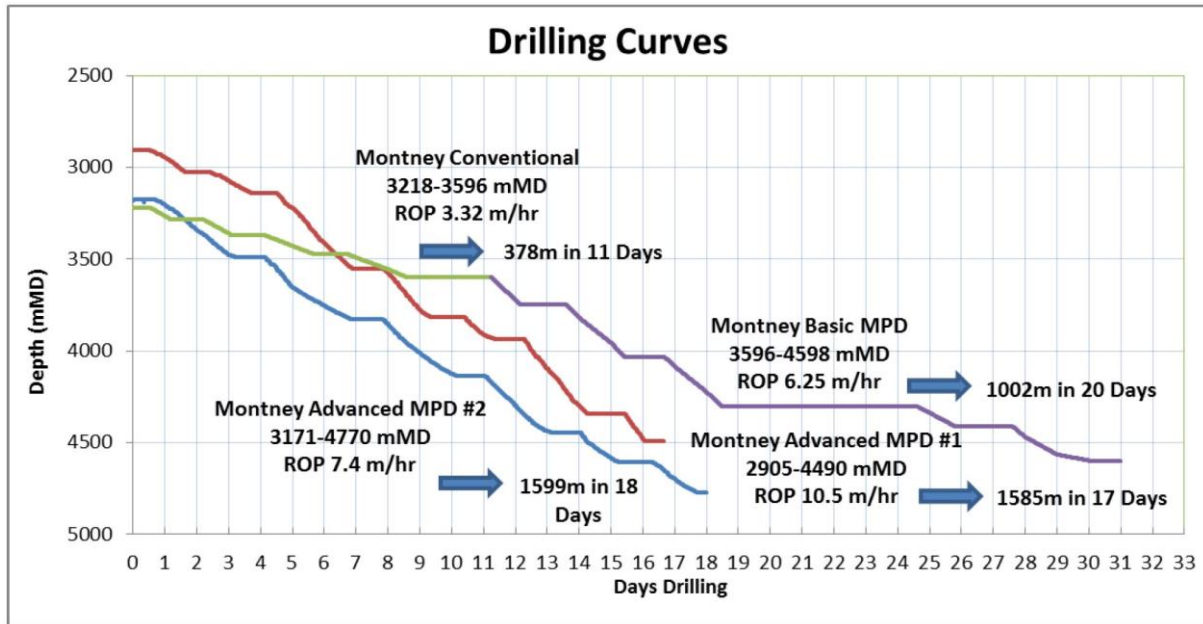


Figure I. 2 : Comparaison de la profondeur mesurée en fonction des jours de forage des 3 puits

I.4. Nouvelles techniques

Santos⁵ a introduit le "micro-flux control", une nouvelle technologie pour constamment gérer la BHP dans la fenêtre PP-FP en contrôlant la contre-pression convenablement grâce à un système de choke automatisé. Le système surveille en permanence le débit de boue entrant dans le puits et le débit de la boue sortant du puits pour détecter une perte ou une venue dans le puits en temps réel. Une alarme est automatiquement déclenchée lorsque la différence entre le débit entrant et le débit sortant dépasse une certaine valeur spécifiée, et le système de contrôle ajuste la duse pour modifier la contre pression jusqu'à ce que les deux débits s'égalisent. Cette égalisation implique que la venue ou la perte ont été arrêtées, restaurant la pression du puits de forage dans la fenêtre PP-FP. La technologie prétend être capable de déclenchement précoce avec aussi peu que 0.040m³ de venue, ce qui est favorable pour maintenir la pression du puits de forage faible avec un minimum de chances de fracturation de la formation pendant la circulation de la venue. Le système utilise un débitmètre massique, plus sensible et plus précis que les capteurs conventionnels à palette pour mesurer le retour de débit de boue. Une fois la venue est détectée, le système prétend de circuler la venue par réglage automatique de la duse en maintenant constante la pression au fond du trou.

Le principal défi de l'MPD est de maintenir la pression au fond du trou dans les limites souhaitées lorsque la pompe est éteinte pour une connexion de tiges. L'outil de contrôle de la pression annulaire dynamique (Dynamic Annular Pressure Control DAPC) utilise un système qui peut appliquer une contre-pression supplémentaire sur le puits avec de la boue en état statique pour compenser la perte de l'ECD lorsque la circulation est arrêtée. Le système intègre un manifold de duse spécialement conçu avec contrôle automatisé des chokes et une pompe

⁵ Référence 2,47 dans (Das, 2007)

auxiliaire pour faire circuler de la boue à travers le manifold pour appliquer la contre-pression dans le puits. Le système est contrôlé par ordinateur et avec l'entrée de données du système de surveillance de la plate-forme et/ou PWD, un calculateur hydraulique calcule l'exigence de pression au fond du trou et le contrôleur logique gère automatiquement la sortie de la pompe auxiliaire et le réglage du manifold pour appliquer la pression nécessaire au puits. La technologie a été appliquée avec succès pour le contrôle automatisé de la pression au fond du trou dans un puits en eau profonde du golfe du Mexique⁶. (Das, 2007)

I.5. Historique de l'application de l'MPD en Algérie

L'utilisation de la technique MPD aurait lieu en Algérie pour la première fois dans le champ de Nezla en 2009. (WFT, 2009)

Le champ a été découvert en 1960 pendant la phase d'exploration, ce champ se situe entre le champ Hassi Messaoud et Champ central de Rhourd de Nouss dans le bassin du Trias en Algérie. (Hamoudi, 2011)

En année 2016, une autre utilisation de l'MPD est marquée dans le champ Hamra de la région de Rhoud de Nouss. Le périmètre de Hamra est situé dans la partie Nord-Ouest du bassin d'Illizi. La partie orientale du périmètre de Hamra est située sur le flanc ouest du môle de Maouar, à l'ouest il est limité par le graben d'Eaktaïa et le môle d'El Biod.

Les terrains représentent de nombreux défis pour le forage conventionnel en raison de la complexité des structures géologiques, l'une d'entre elles est la formation des Hamra Quartzites; qui est un réservoir gréseux de gaz fortement fracturé à cause de la tectonique. L'historique de forage de cette formation montre des événements de pertes totales de fluide conduisant à des venues de gaz conséquent de la perte de la pression hydrostatique dans l'espace annulaire.

I.5.1 Justification technique pour l'application de MPD dans le champ de Nezla et Hamra

L'MPD est essentiellement une technique d'optimisation du processus de forage où les principaux objectifs sont d'atténuer les risques de forage afin d'améliorer le contrôle du puits et de diminuer le temps non productif (TNP). En d'autres termes, forer avec succès jusqu'à la cible planifiée tout en économisant les coûts et en améliorant les conditions de sécurité. En se basant de l'expérience de l'application de l'MPD dans la région du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord, ainsi que l'expérience mondiale extrapolée, les cas des candidats habituels dans lesquels MPD a été utilisé avec succès ont été identifiés par présence ou occurrence d'un ou de plusieurs des problèmes de forage / objectifs prévus suivants :

- forer dans une fenêtre des gradients de pression et de fracturation étroit et "non forable"
- forer des carbonates fracturés "non forable" où la circulation en OB est impossible
- Prolonger le profil des puits ERD (Extended Reach Wells i.e. MD/TVD ≥ 2)

⁶ Référence 32 dans (Das, 2007)

- Augmenter le ROP en s'approchant des conditions d'équilibre de pression
- Réduire le nombre d'occurrences de pertes / venues
- Réduire le temps consacré aux événements de contrôle du puits
- Détecter les venues plus tôt
- Réduire les cycles de pression qui provoquent une instabilité du trou liée à la fatigue
- Réduire les coûts de boue
- Poser le tubage plus profondément
- Réduire le nombre de colonne de tubage (atteignant TD avec une plus grande OD)
- Manœuvre en toute sécurité
- Réduire / éviter l'effet de pistonage
- Supprimer le risque de H₂S
- Supprimer le risque HPHT sur les équipements
- Contenu positif des fluides à la surface dans les endroits marins ou d'autres endroits sensibles au côté de l'environnement

Plus précisément pour ces champs, les principaux objectifs de l'utilisation de l'MPD ont été résumés dans la liste suivante : (Hamoudi, 2011)

- En raison de la fenêtre de forage extrêmement étroite, évaluer et déterminer les limites de pression de formation supérieure et inférieure de la fenêtre de forage dans laquelle l'équilibre avec la pression de pores de formation et la pression de perte sera atteint en ajustant l'ECD en variant la pression de tête de puits au lieu de changer le poids de la boue.
- Identifier les venues d'hydrocarbures et les pertes de circulation en appliquant des mesures correctives instantanément.
- Pour maintenir la pression au fond du puits constante pendant les conditions dynamiques (pompes de circulation activées) et statiques (pompes en arrêt)
- forer jusqu'à l'objectif de production primaire prévu en toute sécurité. Complétez le puits.
- Développer une stratégie pour exploiter en toute sécurité le domaine.

Les raisons du temps non productif TNP dans le forage conventionnel dans le champ de Nezla et Hamra sont les suivants :

- Changer (augmenter-diminuer) la densité de la boue en statique pour contrôler le flux de gaz – perte de circulation
- Pomper des bouchons d'LCM et ciment pour remédier aux pertes

- coincement de la garniture, collage par pression différentielle et les opérations de repêchage
- Incidents de contrôle de puits identifiés en retard et dans un cas a terminé par une éruption du puits
- TNP non productif invisible lié à la faible vitesse d’avancement

I.5.2. Exemples d’application de l’MPD en Algérie : (Weatherford, 2011)

Des exemples de puits dans lesquels l’MPD a été appliquée sont mentionnés dans le tableau suivant :

Le champ de Nezla

- Le puits NZ22

Tableau I. 5: cas d’application de l’MPD NZ22					
Zone	Formatio	Depths (mTVD)	Width (m)	Window (sg)	As Drilled (sg)
1	Gres d’Ouargla	2295 – 2322	27	1.265-1.31	1.31–1.29
2	Hamra Quartzite	2322 – 2486	164	1.265-1.275	1.275

- Le puits NZ23

Tableau I. 6: cas d’application de l’MPD NZ23					
Zone	Formation	Depths (mTVD)	Width (m)	Window (sg)	As Drilled (sg)
1	TAGI	2419-2460	41	1.22–1.45	1.32–1.33
2	Gres d’Ouargla	2460– 2482	22	1.22–1.45	1.31–1.32
3	Hamra Quartzite	2482– 2695	213	1.22–1.45	1.31

- Le puits NZ24

Tableau I. 7: cas d'application de l'MPD NZ24					
Zone	Formation	Depths (mTVD)	Width (m)	Window (sg)	As Drilled (sg)
1	Gres d'Ouargla	2494 – 2545	51	1.15–1.45	1.20–1.21
2	Hamra Quartzite	2545 – 2855	310	1.19–1.36	1.21– 1.23
3	Gres El Atchane	2855 – 2885	30	1.19–1.36	1.24

- Le puits NZ25

Tableau I. 8: cas d'application de l'MPD NZ25					
Zone	Formation	Depths (m TVD)	Width (m)	Window (sg)	As Drilled (sg)
1	TAGI	2413-2446	33	1.22 – 1.45	1.31–1.32
2	Gres d'Ouargla	2446 – 2482	36	1.22 – 1.29	1.28–1.26
3	Hamra Quartzite	2482 – 2565	83	1.22 – 1.29	1.26

- Le puits NZ26

Tableau I. 9 : cas d'application de l'MPD NZ26					
Zone	Formation	Depths (m TVD)	Width (m)	Window (sg)	As Drilled (sg)
1	TAGI	2280 – 2354	74	1.22 – 1.45	1.31–1.32
2	Gres d'Ouargla	2354 – 2418	64	1.23 – 1.45	1.29–1.30
3	Hamra Quartzite	2418 – 2600	182	1.23 – 1.45	1.30

Le champ de Hamra (Weatherford, Well HAZ104 drilling program, 2017)

- Le puits HAZ103

Tableau I. 10: cas d'application de l'MPD HAZ103

Zone	Formation	Depths (m TVD)	Width (m)	Window (sg)	As Drilled (sg)
1	Gres d'Ouargla	2973 – 2998	25	1.11 – 1.65	1.27
2	Hamra Quartzite	2998– 3218	220	1.11 – 1.65	1.27

Chapitre II : Etude géologique du champ d'Hamra

II.1. Introduction

La région de Rhourde Nouss est composée de plusieurs champs (Gisements) sur un rayon de 100 Km par rapport au Rhourde Nouss Centre, les principaux champs mise en exploitation sont:

- ❖ Champ de Rhourde Nouss
- ❖ Champ de Rhourde Adra
- ❖ Champ de Rhourde Chouf
- ❖ Champ de Rhourde Hamra
- ❖ Champ de Hamra

D'autres champs, de moindre importance, ont été découverts et seront développés après, il s'agit de :

- ❖ Champ de Rhourde Hamra Sud-est
- ❖ Champ de Rhourde-Nouss 3
- ❖ Champ de Mouilah
- ❖ Champ de Meksem
- ❖ Champ de Draa Allal
- ❖ Champ d'Elketaia

Le champ dont lequel situent les puits que nous venons d'étudier et **le champ de Hamra**.

Le périmètre de **Hamra** est situé dans le Sahara oriental vers le centre Ouest de la synéclyse Est saharienne, appelée également province BERKINE –Illizi (figure II.1) (Bendjazia et Madoui, 2009)

Dans ce périmètre le Paléozoïque et le Mésozoïque contiennent plusieurs horizons réservoir représentant un intérêt économique important car, ils renferment de l'huile et du gaz ; ce sont :

- Les grés du Cambrien.
- L'ensemble des quartzites de Hamra et les grés d'El Atchane.
- Les grés du Caradocien (Ordovicien supérieur).
- Les grés de l'Ashgillien (Ordovicien supérieur).
- Les bancs gréseux du Silurien supérieur.
- Les unités gréseuses du TAGS.

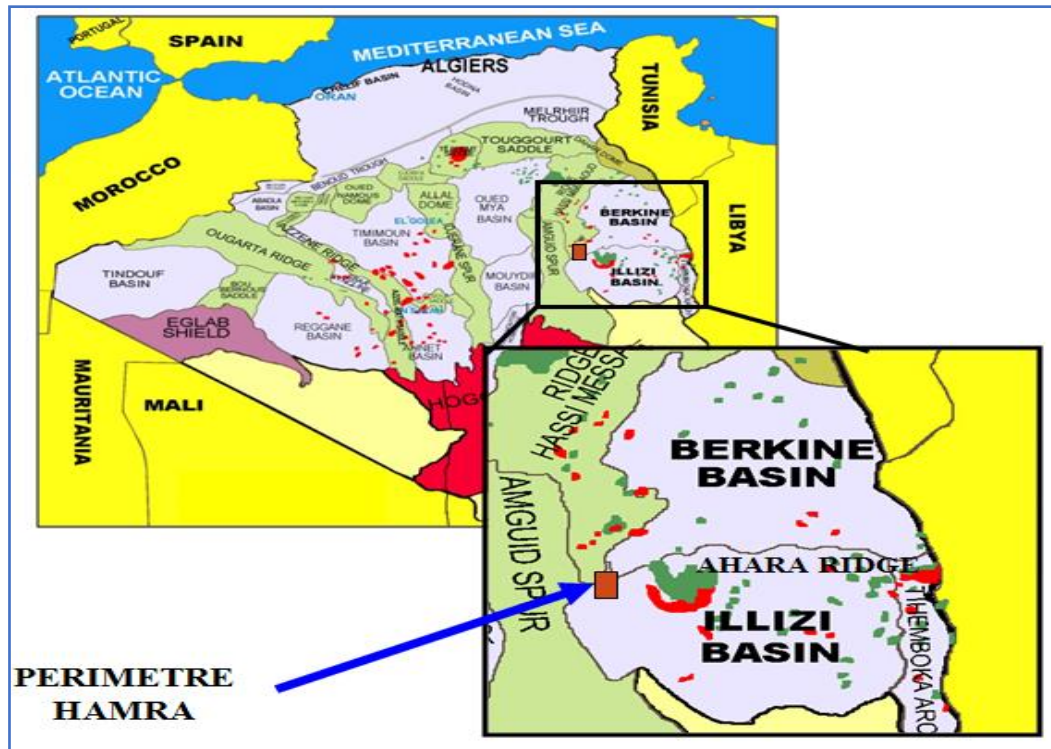


Figure II. 1: Carte de localisation du périmètre de Hamra

II.2. Situation géographique

Le périmètre de Hamra est situé dans la partie Nord-Ouest du bassin d'Illizi. Il est délimité par les latitudes : $28^{\circ}45'0''N$; $29^{\circ}25'0''N$ et les longitudes : $6^{\circ}30'0''E$; $7^{\circ}0'0''E$.

II.3. Situation géologique

La partie orientale du périmètre de Hamra est située sur le flanc ouest du môle de Maouar, à l'ouest il est limité par le graben d'Eaktaïa et le môle d'El Biod (fig. 02), sa superficie totale est : 2473,28 km². Ce périmètre est entouré par les gisements suivants : (fig. 03)

- Rhourde Nouss et Rhourde El Adra, au Nord.
- Meksem El Assal et Hamra à l'Ouest.
- Tin fouye –Tabenkort, au Sud-est.

II.4. Localisation en blocs

Le périmètre de Hamra occupe le bloc 220 localisé entièrement dans la wilaya d'Illizi-commune de Bordj Omar Driss. Il est subdivisé en :

- Bloc 220a au Nord-Est.
- Bloc 220b à l'Ouest.

Il est limité par :

- Au nord par le bloc 246.
- A l'Est les blocs : 221et 238.
- Au sud le bloc 225.
- A l'ouest le bloc 219.

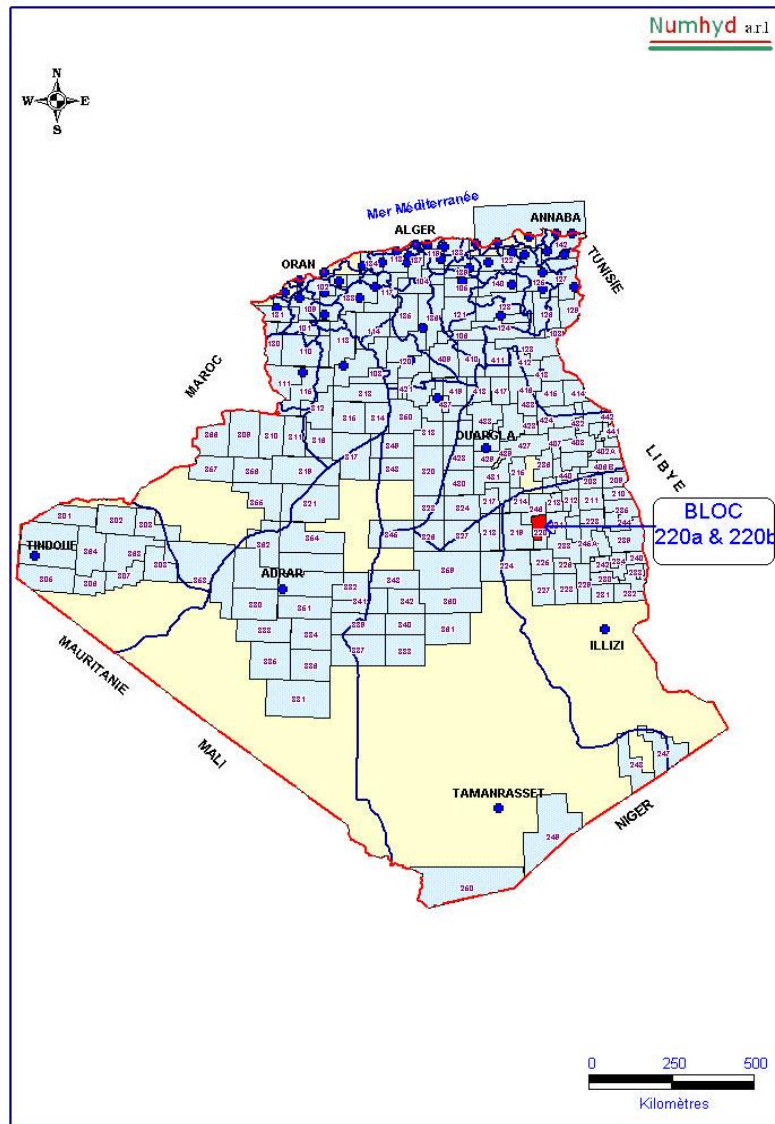


Figure II. 2: Carte de localisation de bloc 220

II.5. Historique des travaux

L'histoire de l'exploration dans le bassin d'Illizi a commencé en 1956, elle peut se résumer en quatre périodes :

- ❖ De 1956-1962 les activités de l'exploration ont été basées sur la gravimétrie, le magnétisme et la sismique de réfraction ; pendant cette période 40 découvertes ont été enregistrées telle que : Zarzaitine, In- Amenas, Ohanet, Edjeleh. En termes de forage 598 puits ont été réalisés :
 - 152 puits d'exploration.
 - 162 puits d'extension.
 - 284 puits de développement.
- ❖ De 1963-1970 : cette période est caractérisée par une forte acquisition de sismique réflexion et une baisse dans le nombre de forage. Les principales découvertes réalisées durant cette période sont : Tin Fouye « Huile et Gaz » pendant cette période 387 puits ont été réalisés.
- ❖ De 1970-1980 : cette période était principalement marquée par une augmentation de l'activité de la sismique (47000 km de sismique de 2D), 325 puits ont été forés, dont :
 - 51 puits d'exploration.
 - 31 puits d'extension.
 - 243 puits de développement.
- ❖ De 1981-2004 : L'exploration chute sensiblement malgré les efforts remarquables. Pendant cette période, sur 80 puits réalisés, seulement 30 ont donné un résultat positif. Durant ces dernières années l'ouverture du domaine de la recherche des hydrocarbures, a intéressé de plusieurs compagnies internationales qui ont apporté une technologie très moderne et très rentable ; beaucoup de nouveaux gisements ont été découverts grâce à une sismique de qualité qui a fourni un volume important des données. Parmi les nouvelles découvertes dans le bassin d'Illizi on peut citer :
 - Gisement d'huile Takouazet-Est et Takouazet-Sud en 2003-2004.
 - Gisement du gaz à condensat Tessilit –Nord découvert en 2006 « bloc 245 ».

Dans le périmètre de Hamra les travaux ont été effectués par plusieurs compagnies pétrolières telles que : SONATRACH, SOPEFAL, CREPS, CEP. (Bendjazia et Madoui, 2009)

II.6. Intérêt pétrolier

II.6.1. Les Roches mères

Les principales roches mères dans le périmètre de Hamra sont les argiles du Silurien et du Frasnien ; celles de l'Ordovicien (argiles d'Azzel d'el Gassi) sont considérées ainsi comme roche mère mais à potentiel très faible.

a- Les argiles du Silurien

Ces argiles à Graptolites du Silurien basal sont radioactives. Elles ont été déposées pendant la première transgression marine du Paléozoïque couvrant la totalité du périmètre de Hamra avec une épaisseur moyenne de 5-15 mètres.

La matière organique (kérogène, type II) est mature à huile et très mature à gaz (T_{max} varie de 442 à 526 °C et $IH = 2 - 60$ mg /g), les valeurs élevées de la pyrolyse S1 : 0,7 - 2,54 supposent existence des hydrocarbures libres.

b - Les argiles de Dévonien supérieur (Frasnien)

Au Frasnien une transgression générale a affecté une partie importante de la plateforme saharienne ; l'érosion hercynienne a par la suite influencé ces dépôts et contribué à leur configuration. Leur épaisseur atteint 25 mètres dans le puits AKI-1.

La matière organique (kérogène, type II) est mature à huile (T_{max} 451-461°C et $IH = 20 - 40$ mg/g) et les valeurs du pyrolyse S1 : 0,8 - 2,78, confirment la présence des hydrocarbures libres.

Dans le périmètre de Hamra les argiles du Frasnien sont présentes dans la région Sud et Est du périmètre et érodées dans le reste du permis.

c- La roche mère de l'Ordovicien (argiles d'Azzel)

Les analyses géochimiques montrent que ce sont des argiles pauvres en matière organique (0,5-3%), leur potentiel pétrolier varie de 1-4% et IH entre 75-200mg/g. La T_{max} entre 442-452°C caractérise une maturation de la roche mère dominée par un kérogène de type III favorable à la génération du gaz. (Bendjazia et Madoui, 2009)

II.6.2. Les Réservoirs

A - Ordovicien

Il représente l'objectif principal dans le périmètre de Hamra. Il est généralement subdivisé en trois Unités :

- **Les quartzites de Hamra :(Unité III-2)**

Les quartzites de Hamra se présentent comme un réservoir globalement homogène constitués de quartzites et de grès quartzitique moyen à grossier et quelques niveaux d'argile gréseuses ou silt. La porosité varie de 5-8% et la perméabilité est inférieure à 1Md ; ces paramètres pétrophysiques peuvent être améliorés par la fracturation. Vers le Nord (Rhourde Nouss) ce réservoir produit de l'huile et du condensât.

- **Les Unités III-3 et IV-3**

Elles correspondent au remplissage de paléovallées glaciaires ; elles sont constituées de grès à grains grossiers et grès conglomératiques, ce qui leur confère de bonnes qualités pétrophysiques. Elles subissent également une variation dans leurs épaisseurs.

-L'Unité III-3 (grés d'Oued Saret)

Elle est de 110 mètres dans la partie Nord-ouest du permis mais, se réduit à 20 mètres vers le Sud-Est à l'approche du haut de Maouar. La porosité varie de 8-10% et la perméabilité atteint 100md ; ce réservoir produit de l'huile et de condensat dans Rhourde Adra, et au Nord à Tin foyé et à Amssak à l'ouest.

-L'Unité IV-3

Sa porosité varie de 8-10% et la perméabilité maximale 200 md, ce réservoir produit du gaz et du condensat à Rhourde Nouss et Rhourde Adra situés au Nord.

B - Le Silurien (réservoir F6)

Les unités sableuses du Silurien supérieur peuvent être considérées comme un réservoir potentiel dans la partie Ouest du périmètre où leur épaisseur atteint 318m dans le puits OUS-1

et 294.5m dans le puits OUA-1. La porosité mesurée atteint la moyenne de 12% et la perméabilité est approximativement 115md. Les niveaux gréseux sont productifs d'huile et de gaz dans les champs de Rhourde Nouss et Tin fouyé respectivement situés au Nord et à l'Ouest.

c - Le Trias

Le Trias argilo-gréseux supérieur représente un objectif principal dans la partie Nord du périmètre, tandis que dans la partie Sud il n'existe pas (dans le puits OUS-1=0 m d'épaisseur). Sa porosité varie de 12 -24% et la perméabilité varie de 0,1-300 Md ; ce réservoir produit du gaz à Rhourde Nouss et Hamra situés au Nord.

II.6.3. Les roches couvertures

-La couverture des niveaux gréseux du réservoir silurien (F6) est assurée par des argiles intra-formationnelles.

-La couverture des grès du Trias argilo-gréseux (TAGS) est assuré par les couches supérieures du Trias et du Lias évaporitiques et les alternances d'argile, mais vers le Sud du périmètre les niveaux argileux deviennent plus silteux ce qui entraîne une dégradation de la qualité couverture.

-La couverture des quartzites de Hamra est assurée par les argiles du Silurien inférieur.

II.6.4. Les pièges

- **Les pièges structuraux**

Les pièges structuraux qui ont pris naissance au cours des phases compressives du Paléozoïque (Calédonienne ou Hercynienne) ou du Mésozoïque (Autrichienne), sont généralement associés principalement aux failles de direction Sub-méridienne. Ce type de piège est rencontré dans la partie Nord du périmètre.

- **Les pièges mixtes**

Les pièges mixtes (structural – stratigraphique) se trouvent au niveau du réservoir Triasique (TAGS). En effet, le biseutage stratigraphique des unités du TAGS vers la partie centrale du périmètre de Hamra pourrait offrir un contexte favorable pour un piégeage stratigraphique des hydrocarbures. Néanmoins, la fiabilité de ce piège stratigraphique est tributaire de la présence d'une fermeture latérale des deux côtés Est et Ouest et notamment de la présence effective d'une étanchéité vers le Sud (pas de fuite vers les grès de Zarzaitine).

- **Les pièges stratigraphiques**

Les pièges stratigraphiques potentiels au niveau des unités gréseuses du Silurien F6 (unités A2 et M1) et au niveau de grès d'Oued Saret sont liés à leurs milieux de dépôts. En fait, la géométrie lenticulaire et l'extension latérale limitée de certains corps gréseux du réservoir Silurien F6 (unités M1 et A2) et d'Oued Serrat pourraient constituer des pièges stratigraphiques essentiellement dans la partie Nord-Est du périmètre. (Bendjazia et Madoui, 2009)

II.7. Le cadre géologique

A / Stratigraphie – Morphologie du bassin

a-Description morphologique

Le socle qui correspond à l'héritage panafricain d'âge Précambrien. Après l'orogénèse panafricaine la région connaît des périodes alternatives de cycles transgressifs et régressifs qui vont provoquer le dépôt des sédiments du Paléozoïque sur une surface pénéplanée ; ces cycles sédimentaires ont eux-mêmes été influencés par l'orogénèse hercynienne à la fin du Paléozoïque ; les dépôts ainsi obtenus sont discordants sur le socle précambrien.

Au-dessus, le Mésozoïque va s'étaler sur la surface topographique du Paléozoïque héritée de la phase orogénique hercynienne et qui correspond à un monoclinal de pendage doux vers le Nord, ce dernier va influencer la variation latérale des dépôts. La série sédimentaire du Mésozoïque déposée dans un bassin moins profond est intensivement perturbée par l'orogénèse autrichienne qui a provoquée des failles atteignant le socle et une inversion structurale qui donne une morphologie nettement différente de l'ancienne. Le Cénozoïque qui clôture la série sédimentaire du périmètre de Hamra est représenté par les dépôts de Mio-pliocène qui s'étalent en couvrant la partie Nord et centrale du périmètre, par contre vers le Sud apparaît le Crétacé supérieur (Sénonien). (Bendjazia et Madoui, 2009)

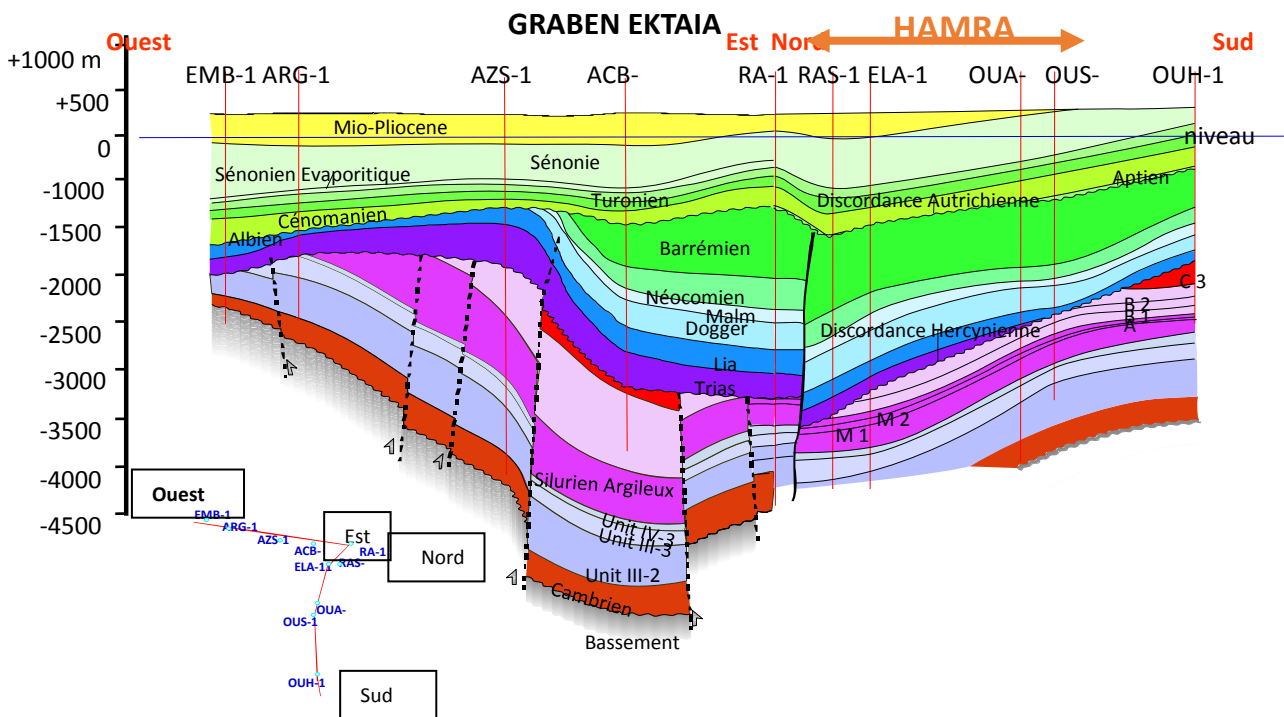


Figure II. 3 : Coupe géologique dans le périmètre de Hamra.

b-Stratigraphie

Sur le plan lithologique la région d'étude est constituée principalement par un socle précambrien au-dessus duquel repose une couverture sédimentaire d'épaisseur importante qui s'étend du Cambrien jusqu'au Miocène –Pliocène.

Deux cycles majeurs de dépôts ont été identifiés :

- **Un cycle paléozoïque** : Caractérisé par la présence des séquences argilo-gréseuses répétitives ; le toit de ce cycle est marqué par la discordance hercynienne, au niveau du périmètre de Hamra. Au-dessus de cette discordance le Trias argilo gréseux supérieur (TAGS) repose en discordance sur les différents termes du Silurien (réservoir F6).
- **Un cycle post- hercynien** : Il est représenté par des dépôts argilo- gréseux et lagunaires (sels et anhydrites) avec présences des dépôts carbonatés, vers le sommet de la série sédimentaire.

-Commentaire sur la stratigraphie

Le cycle paléozoïque est caractérisé par la présence des séquences argilo-gréseuses et son toit est marqué par la discordance hercynienne.

Dans cette région Nord-occidentale du bassin d'Illizi le réservoir F6 a perdu les unités C (Dévonien inférieur).

Le périmètre de Hamra est caractérisé par trois systèmes pétroliers prouvés qui sont associés principalement à la roche mère silurienne ; ce sont les réservoirs ordoviciens (Quartzites de Hamra), siluriens argilo-gréseux (F6) et triasique (TAGS).

La figure ci-dessous montre un exemple de la stratigraphie du champ obtenu du programme de forage du puits HAZ103.

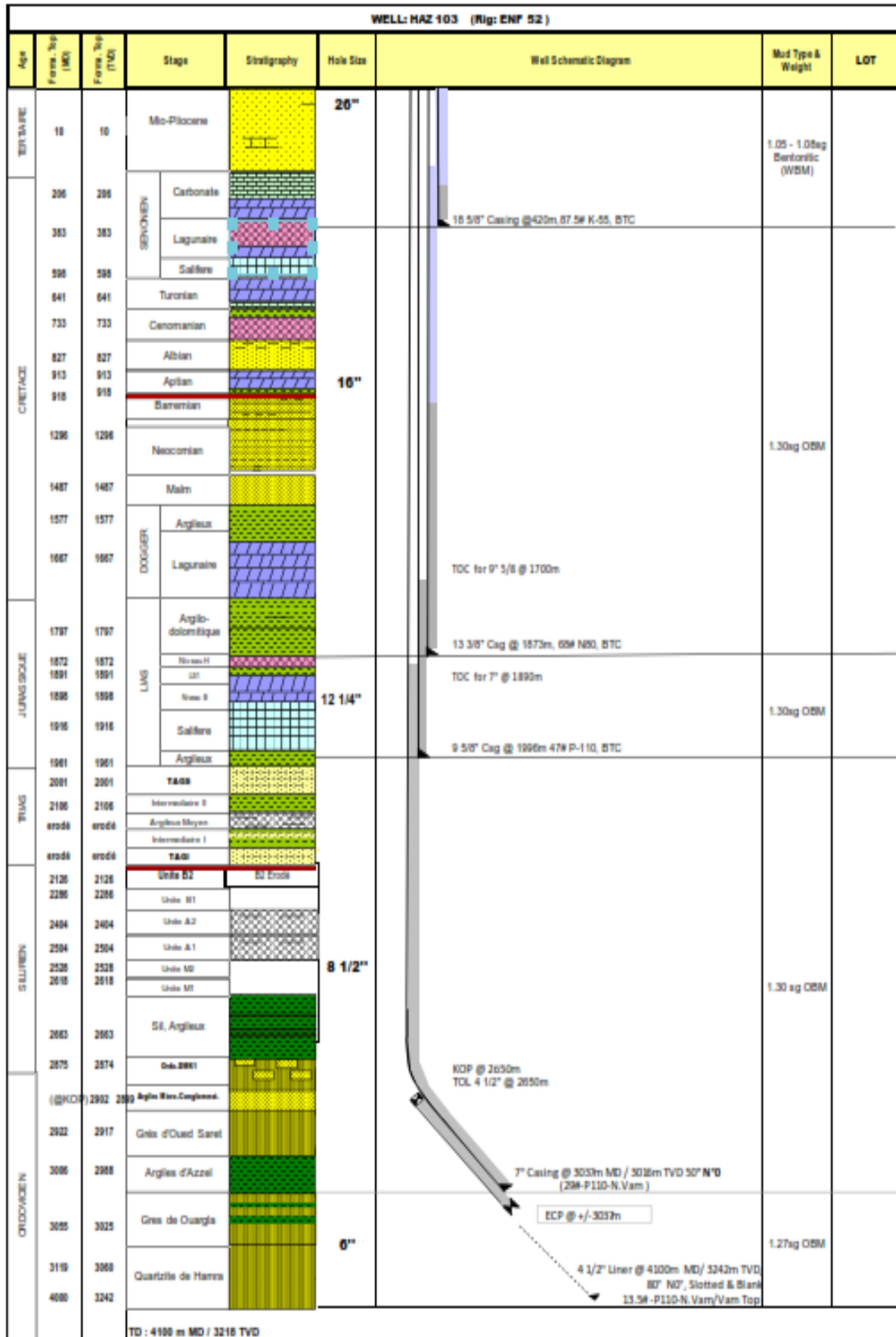


Figure II. 4 : Coupe stratigraphique du puits HAZ103 (Sonatrach, 2016)

Chapitre III : Forage à pression contrôlée (Managed pressure drilling : MPD)

III.1. Définition des concepts de base

III.1.1. Pression des pores de formation

La pression du fluide de formation, ou la pression des pores, est la pression exercée par les fluides dans les formations forées. Les roches sédimentaires, qui sont d'une importance primordiale dans la recherche et le développement des champs pétrolifères, contiennent du fluide en raison de leur mode de formation. La plupart des roches sédimentaires sont formées sous forme d'accumulation de débris de roche ou de matière organique, sous l'eau. Comme on le sait, plus des deux tiers de la surface terrestre est couverte d'océans, la grande majorité des roches sédimentaires sont posées comme des sédiments marins dans les mers peu profondes autour des terres. En général, les zones de la surface terrestre qui sont au-dessus du niveau de la mer sont affectées par les processus d'érosion (rupture et destruction des masses terrestres). Les débris sont apportés par l'eau dans les bassins de la mer peu profonde où il s'établit sur le fond de la mer, le matériau plus grossier qui s'installe généralement plus près du rivage que les silts et les argiles. Une illustration du processus sédimentaire se trouve à la figure 7⁷. (Tercan, 2010)

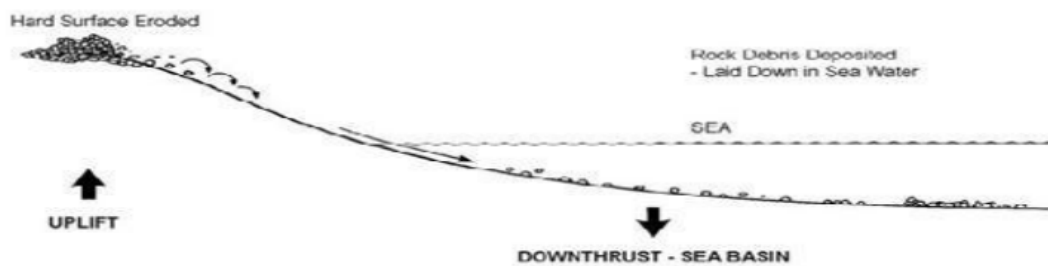


Figure III. 1: Processus sédimentaire (Tercan, 2010)

Ce processus peut se poursuivre pendant de longues périodes à mesure que la surface de la Terre se déplace lentement, certaines zones étant poussées pour fournir des surfaces fraîches pour l'érosion, les bassins maritimes adjacents approfondissant lentement pour permettre de grandes longueurs de sédiments de s'accumuler. Ainsi, les roches sédimentaires contiennent de l'eau, habituellement de l'eau de mer, en tant que partie intégrante de leur formation. Au fur et à mesure que la profondeur des sédiments augmente, les roches sont compactées, éjectant de l'eau. L'eau contenue dans les roches devient de plus en plus salée à mesure que les molécules d'eau relativement petites se déplacent dans les espaces poreux de la roche, tandis que la plus grande molécule de sel est retenue⁷.

Il en résulte que la pression du fluide de formation, ou la pression des pores, exercée par l'eau dans une séquence sédimentaire normale et ouverte est équivalente à celle produite par une colonne d'eau salée libre, qui est plutôt plus salée et plus lourde que la typique eau de mer. Étant donné que la concentration en salinité ou en chlorure varie en fonction du bassin déposé, les pressions des pores de formation devraient être identifiées selon la zone d'intérêt plutôt que

⁷ Référence 4 dans (Tercan, 2010)

d'utiliser les gradients de pression spécifiquement estimés des bassins spécifiques. Les tendances de la variation de la pression normale devraient être clairement identifiées ou estimées afin de faire des designs précis pour forer les puits où la gestion de la pression est un problème important et des profils de pression anormalement élevés ou bas existent.

Les formations sous la pression normale ont des gradients de pression moins que les formations de pression normale. Des pressions anormalement bas peuvent se produire naturellement dans des formations qui ont subi une régression de pression en raison de l'enfouissement plus profond du mouvement tectonique ou, plus souvent en raison de l'épuisement d'une formation en raison de la production de fluides de formation dans un ancien champ.

Dans les formations de pression anormalement élevée, qui ont des gradients de pression supérieurs aux formations de pression normale, les fluides dans les espaces poreux sont pressurisés et exercent une pression supérieure au gradient de pression du fluide de formation contenu. De nombreuses formations de pression anormalement élevée sont créées lors du compactage des sédiments imperméables à l'eau ou des schistes adjacents (diagenèse). Lorsqu'une formation massive de schiste est totalement scellée, la compression des fluides de formation cause le fluide dans l'espace des pores de supporter une partie de la pression surchargée. Les formations sous pression anormalement élevée peuvent se former d'autres façons et peuvent être trouvées en présence des failles, de dômes de sel ou de discontinuités géologiques. La zone de transition à un gradient de pression plus élevé peut varier de quelques mètres à des milliers de mètres. En outre, l'injection de fluide à l'objectif de production pourrait également entraîner une augmentation du profil de pression existant.

Dans l'industrie du forage, la pression des pores de formation est la principale variable tout en programmant un puits à forer, car mesurer, estimer et prédire les pressions des pores sont des problèmes importants qui conduisent la conception hydraulique précise du puits. L'estimation et la prédiction des pressions de la formation en analysant les données sismiques, de diagraphies, de production et de test, et l'évaluation des paramètres de forage sont les moyens les plus courants. En outre, les technologies en développement apportent l'utilisation de l'évaluation en temps réel. (Tercan, 2010)

III.1.2 La pression de surcharge

La pression de surcharge est la pression en tout point de la formation exercée par le poids total des sédiments en recouvrement. Il s'agit d'une charge statique et est fonction de la hauteur et de la densité de la colonne de roche. Cependant, la détermination de la pression de surcharge est un concept important, car la répartition du stress surchargé varie en fonction des hypothèses tout en prédisant les pressions. Les valeurs réelles de pression ne peuvent pas être prédites car les distributions des roches sus-jacentes ne sont pas homogènes, contrairement aux hypothèses⁸.

III.1.3. Pression de fracturation

La pression de fracturation est la contrainte qui doit être surmontée pour que la fracturation hydraulique se produise⁸. Cette contrainte est connue comme la contrainte latérale minimum. Lorsque la fracturation se produit, l'orientation de la fracture sera habituellement parallèle à la plus grande contrainte (ce qui est normalement la pression de surcharge), ce qui signifie que les

⁸ Référence 6 dans (Tercan, 2010)

fractures seront verticales. Pour que les fractures horizontales se produisent, la pression de surcharge doit être dépassée. Cela se produira dans les zones de gros contraintes tectoniques horizontales.

On peut aussi la définir en étant la pression à laquelle se forment des fractures et à laquelle le fluide circulant est perdue. La pression de fracture est habituellement exprimée en gradient, avec les unités communes psi / ft (kg / m) ou ppg (kPa). Les formations profondes peuvent être fortement compactées en raison des fortes surcharges et des gradients de fracturation élevés. Dans les champs offshore peu profonds, en raison de la pression de surcharge plus faible résultant du gradient de l'eau de mer, des gradients de fracture plus faibles sont rencontrés. Lors du forage des puits offshore, les profils de pression doivent être gérés avec plus de précision afin d'éviter la perte de circulation.

La pression de fracturation (PF), qui est la limite supérieure de la fenêtre de forage, est connue sous le nom de variable de contrôle secondaire lors de la conception de l'hydraulique du puits. Afin d'éliminer les dangers, la prévision de la PF est nécessaire. L'estimation de PF sur site est possible avec un moyen couramment utilisé appelé Leak Off Test (LOT). (Tercan, 2010)

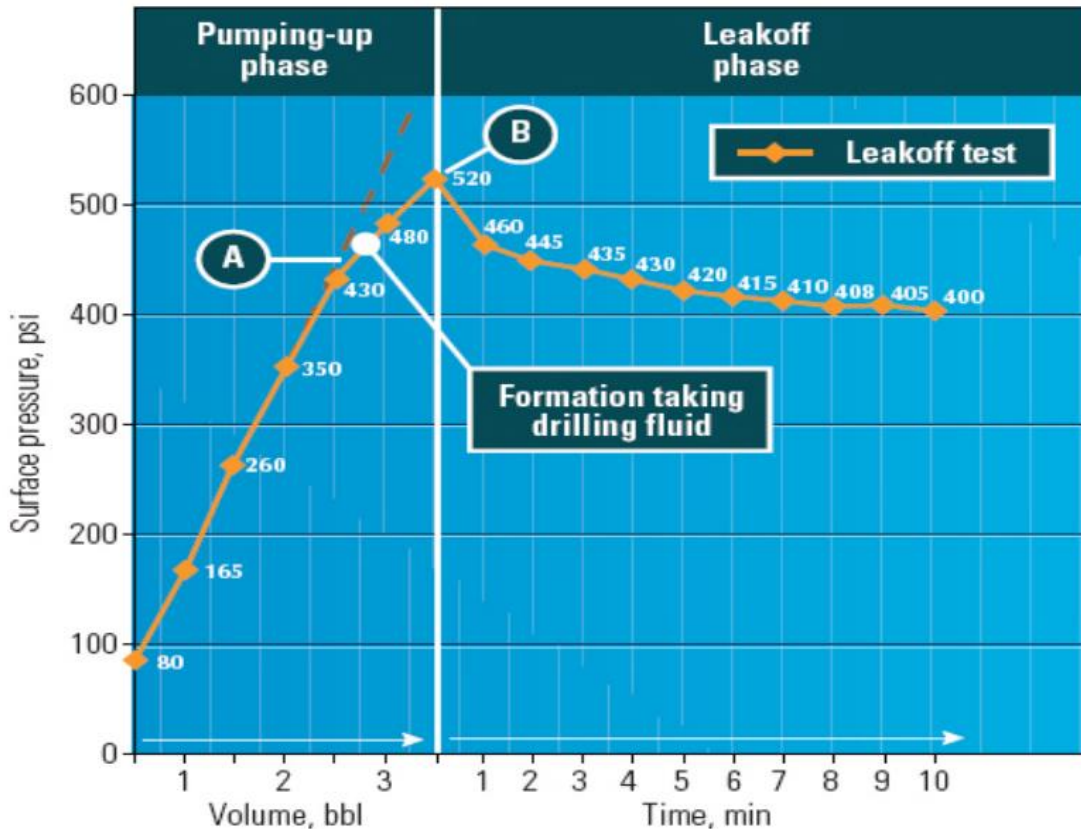


Figure III. 2: Evolution de la pression pendant le Leak Off Test (Tercan, 2010)

III.1.4. Forage conventionnel OBD

Dans le parcours de circulation dans le forage conventionnel, le fluide de forage sort du haut du puits ouvert à l'atmosphère par l'intermédiaire d'une goulotte, pour ensuite passer le séparateur de gaz et l'équipement de contrôle des solides, une approche à puits ouverts. Le forage puits ouvert présente des difficultés lors des opérations qui frustreront tous les ingénieurs de forage. La gestion de la pression annulaire est principalement contrôlée par la densité de la boue et les débits de la pompe à la boue. Dans la condition statique, la pression de fond (BHP) est fonction de la pression de la colonne hydrostatique. En condition dynamique, lorsque les pompes de boue font circuler le trou, BHP est fonction de la pression de boue hydrostatique et de la pression de friction annulaire (AFP), comme le montre la figure 03.

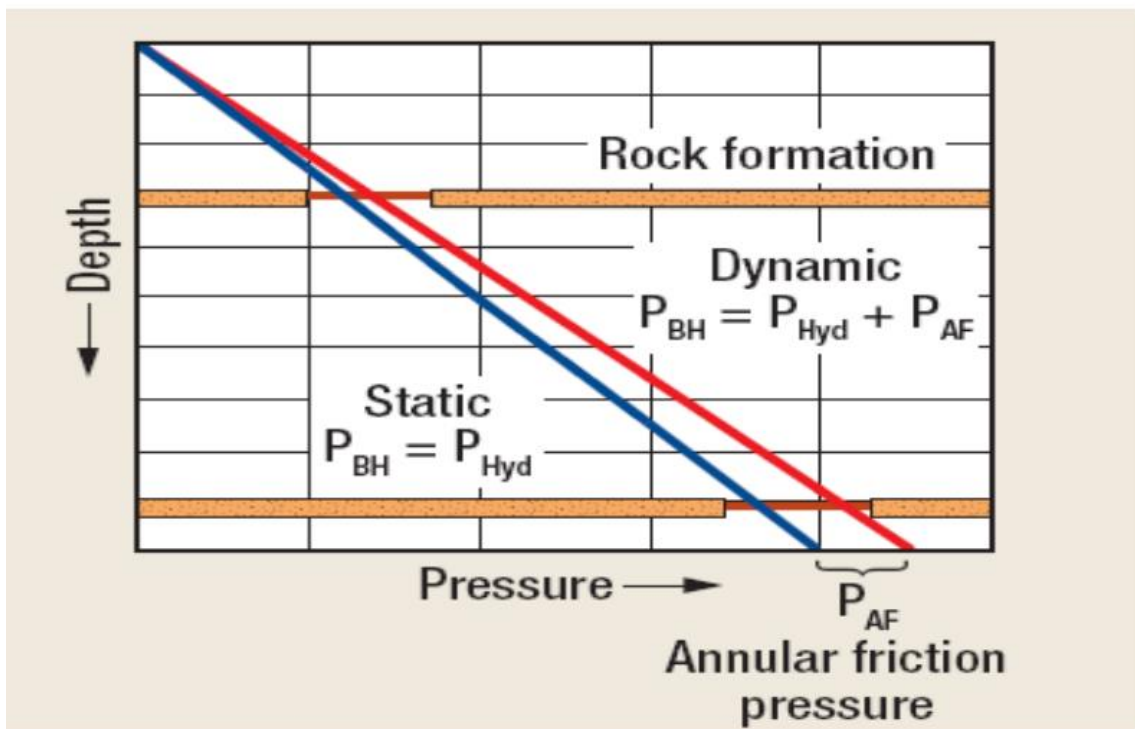


Figure III. 3 : Profil de pression statique et dynamique de la boue (Tercan, 2010)

Sur terre et dans certains environnements d'eaux peu profondes, une fenêtre de forage confortable existe souvent entre les profils de pression des pores et la pression de fracturation, dont laquelle le trou peut être percé de façon sûre et efficace⁹.

⁹ Référence 9 dans (Tercan, 2010)

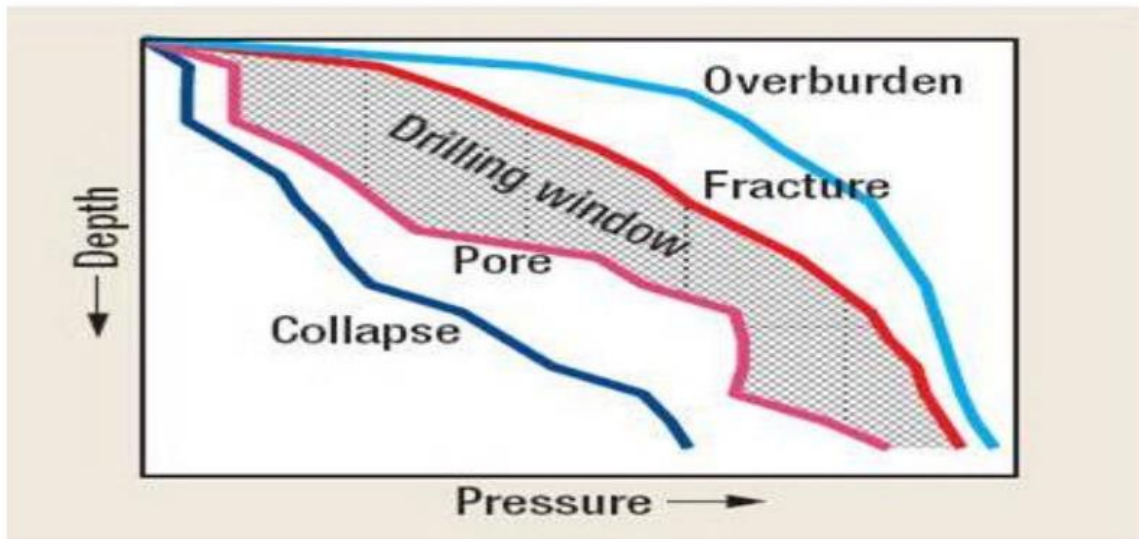


Figure III. 4: Exemple de fenêtre à grande pression (Tercan, 2010)

Comme il est illustré à la figure 4, d'un point de vue hydraulique, l'objectif est de forer dans la fenêtre de pression délimitée par la pression des pores à gauche et le gradient de fracturation à droite.

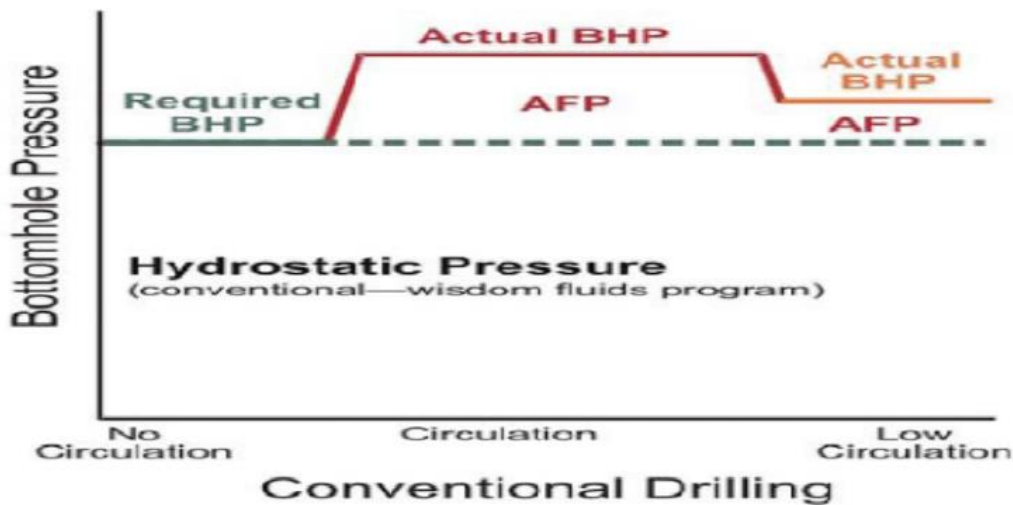


Figure III. 5: Variations conventionnelles de forage BHP (Tercan, 2010)

La figure 5 illustre comment la pression du fond change selon que le système est statique ou dynamique. Dans le forage conventionnel, la boue est conçue pour compenser statiquement ou légèrement au-dessus de l'équilibre afin d'éviter tout afflux, lorsque les pompes sont éteintes pour établir une connexion ou toute défaillance dues aux équipements de surface.

III.1.5. Forage en Under balance UBD

L'Association d'ingénierie de forage (DEA) a défini le forage en UBD comme un forage délibéré dans une formation où la pression de formation ou la pression des pores est supérieure à la pression exercée par la colonne annulaire de fluide ou de gaz. À l'origine, le forage sous-

équilibré n'utilise l'état de sous-balance que si la boue est statique et s'il n'y a pas de mouvement de garniture. En d'autres termes, le système est OBD alors que le forage se poursuit, car dans les conditions dynamiques, les pertes annulaires de frottement et les pressions induites par les mouvements de la garniture de forage sont ajoutées à la pression exercée par la colonne de fluide de forage.

La DEA a déclaré que la « boue » utilisée dans l'UBD peut être de la boue de forage classique, de l'eau, du pétrole, des systèmes aérés (boue aérée ou de la mousse) ou de l'air pur avec ou sans brouillard. Les systèmes "Air" ou aérés peuvent utiliser de l'air, du gaz naturel, de l'azote ou une combinaison de gaz¹⁰. Bien que l'utilisation de l'air sous la forme d'une boue UBD soit définie comme Air Drilling (AD) par certaines grandes entreprises, elle est récemment appelée Power Drilling (PD) avec UBD et MPD sous les sous-catégories de Control Pressure Drilling (CPD). (Tercan, 2010)

En général, le forage UBD est entrepris pour trois raisons seulement :

- Pour améliorer le taux d'avancement.
- Limiter les pertes de circulation.
- Pour protéger les formations réservoirs.

III.2. Managed Pressure Drilling (MPD)

III.2.1. Introduction de la technique MPD

Le MPD « Managed Pressure Drilling », étant une technique de forage, est le résultat d'un coût élevé de Temps non productif (TNP) causé par des problèmes de forage provenant principalement de la fenêtre étroite entre la pression des pores et la pression de fracturation. MPD est une description générale des méthodes de gestion et de contrôle de la pression du puits. MPD comprend un certain nombre d'idées qui décrivent les techniques et l'équipement développés pour limiter les venues, les pertes de circulation et le coincement par pression différentielle. Il peut également réduire le nombre de colonnes de tubage supplémentaires nécessaire pour atteindre la profondeur totale (TD) car il peut permettre de forer des sections de trous ouverts plus longs. (Rahimov, 2009)

III.2.2. Définition de l'MPD

Le sous-comité de l'association internationale des entrepreneurs de forage IADC sur le forage en UBD et OBD a fait la définition formelle suivante de la MPD : « MPD est un procédé de forage adaptable utilisé pour contrôler plus précisément le profil de pression annulaire tout le long du puits. Par conséquent, les objectifs sont de déterminer les limites de pression au fond du puits, et en conséquence de contrôler et de gérer le profil de pression annulaire dans cette marge de pression prédéfinie. L'intention de MPD est d'éviter l'afflux continu de fluides de formation à la surface. Tout afflux incidentel à l'opération sera contrôlé en utilisant un processus approprié. »

¹⁰ Référence 11 dans (Tercan, 2010)

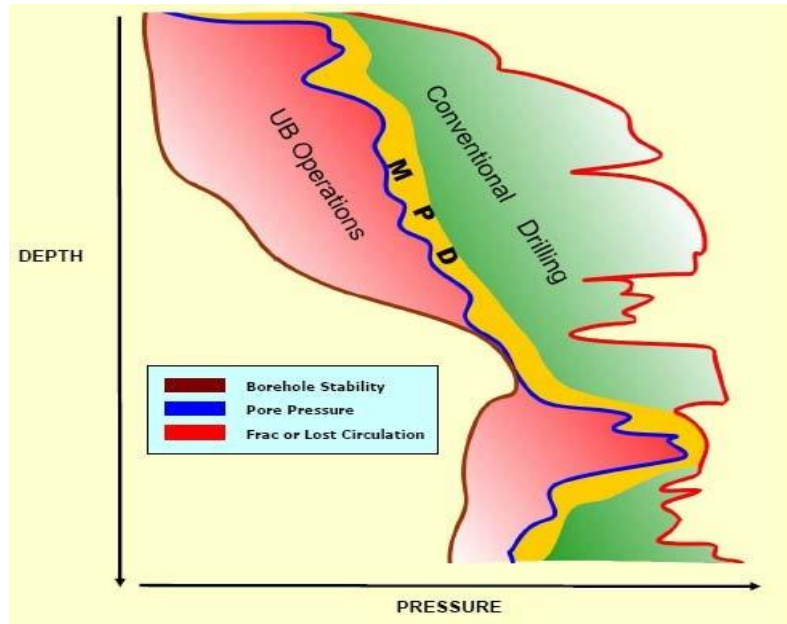


Figure III. 6: Fenêtre de forage (Rahimov, 2009)

Cela peut inclure le contrôle de la contre-pression SBP (Surface Back Pressure) en utilisant un système de retour de boue sous pression. MPD fournit une aide précieuse dans la gestion des pertes massives associées au forage des réservoirs fracturés. Cela nous permet de diminuer les problèmes de ECD (densité équivalente en circulation) pendant le forage des puits profonds et en particulier les puits avec une fenêtre de pression opérationnelle étroite. Comme indiqué dans la définition, MPD est un processus adaptatif de forage qui suggère que le programme de forage, le plan et la procédure sont modifiables et seront modifiés selon ce que dictent les conditions dans le puits de forage. MPD est un nom commun pour une méthode de forage selon laquelle plusieurs techniques existantes sont disponibles. (Rahimov, 2009)

III.2.3 Les Avantages du Forage en MPD

L'expérience a montré que le forage en MPD est le mieux adapté pour le forage du réservoir que le forage en overbalance. Cette technique présente plusieurs avantages, parmi lesquels :

- **Élimination du Phénomène du Colmatage du Réservoir :**

Parmi les problèmes rencontrés dans le forage en overbalance est l'invasion de la formation par le filtrat de la boue. Cet endommagement par le filtrat est d'autant plus sévère quand le filtrat est très incompatible avec le fluide de formation. Dans ce cas le forage en MPD est fortement recommandé, car la pression de fond sera contrôlée et maintenue inférieure à la pression du réservoir durant toute l'opération du forage. Lorsque la différence de pression entre la pression de fond et la pression de gisement ainsi que la perméabilité sont suffisantes, l'effluent s'écoule du réservoir vers le puits.

- Amélioration de la vitesse d'avancement (ROP) :

En forage en overbalance, l'avancement de l'outil de forage diminue au fur et à mesure que le gradient de pression hydrostatique augmente. Une pression plus grande sur le fond a tendance à faire augmenter les contraintes effectives de la formation à forer d'où une réduction de la vitesse d'avancement et une usure plus grande de l'outil. Ce qui implique une grande consommation des outils et augmentation du prix du mètre foré.

En MPD, on obtient des avancements beaucoup plus grands due à la diminution de la pression différentielle au fond du puits.

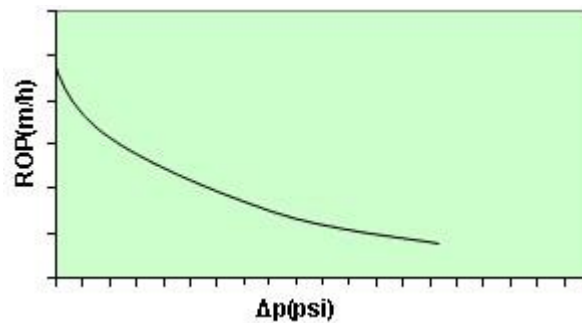


Figure III. 7: Variation de l'avancement en fonction Δp (Lahcen, 2014)

- Elimination des Collages par Pression Différentielle :

Le collage par pression différentielle courant en forage horizontal constitue un problème lors du forage en OBD.

Lorsqu'on traverse une formation qui contient deux zones différentes l'une plus fragile que l'autre en forage en OBD, on enregistre des infiltrations de boue plus grande dans le côté fragile, ainsi qu'un cake plus épais. La dépression d'un côté de l'autre de la garniture de forage entraîne celle-ci à se plaquer à la paroi du puits. Par contre en forage en MPD le risque d'infiltration du fluide de forage dans les parois du puits est exclu, car la pression exercée par le fluide de formation est légèrement inférieure à la pression à l'intérieur du puits, d'où l'élimination du phénomène de collage.

- Un processus d'adaptation

La réussite d'un projet nécessite une planification minutieuse et une attention particulière aux détails d'exploitation. Cependant, en cas de problème, la planification devrait être suffisamment souple pour remédier à la situation. Comme mentionné dans la définition, MPD est un « processus de forage adaptable ». Bien que ce soit le principal avantage de MPD, le mot « adaptative » est la clé. MPD prépare l'opération à changer pour atteindre les objectifs de profil de pression pendant le forage.

- Minimiser le nombre de colonne de tubage

Le tubage est la solution à la majorité des problèmes du trou. Cependant, jusqu'à l'arrivée de tubage expansible, chaque colonne de tubage réduisait la taille du trou. La technique MPD

traitent des méthodes d'extension du point de tubage au-delà des limites de la pression normale des pores ou limite de gradient de facture pour réduire le nombre de colonne de tubage requis.

MPD contrôle le profil de pression dans l'espace annulaire pour éviter les problèmes de forage. Forer plus profondément et éliminer des colonnes de tubage permettent d'atteindre la cible avec un plus grand diamètre pour la complétion et la production. Cela réduit le coût de l'opération et augmente la valeur économique du projet.

- **Remède aux Pertes de circulation**

La perte de circulation est l'une des principales causes du temps perdu. Elle se produit quand la densité de la boue est augmentée au point où la pression de fracturation de formation est dépassée. Tous les ingénieurs de forage sont formés pour contrôler les pressions dans le trou. Leur formation, leur réponse et leur tendance naturelle sont d'augmenter la densité de la boue pour éviter les venues et le gaz pendant les manœuvres. Dans l'MPD, maintenir la densité de la boue sous la pression de fracturation et utiliser une contre-pression annulaire variable à la surface permettent à l'opérateur de maintenir la pression du trou entre la pression de pores et la pression de fracturation. Par conséquent, les pertes de circulation et bien les venues sont évitées.

- **Remède aux venues**

Même dans le meilleur des mondes, où une venue est détectée au moment opportun, fût circulé hors du trou et la densité de fluide de forage est augmentée sans difficulté, il y a des coûts supplémentaires pour le temps et les matériaux de boue. En outre, les chances de collage par pression différentiel de la garniture, la perte de circulation et le coût global due aux venues peuvent être une partie grande du budget de forage. MPD cherche à éviter le problème des venues en surveillant attentivement la ECD dans le trou et en contrôlant les changements en débit entrant et sortant ou les changements de pression dans le puits foré avec une pression appliquée en surface.

- **Forage en eaux profondes**

Le forage en eau profonde avec des venues d'eau peu profondes et les pertes de circulation sont un défi majeur qui devient plus critique lorsque la profondeur de l'eau augmente. Le forage à double densité (Dual Density Drilling) a permis de résoudre ce problème.

En forage en eau profonde, la pression de fracturation des sédiments doux sur le fond marin est à peu près égale à la pression de surcharge (la pression de la colonne d'eau de mer plus la pression des sédiments). Dans les sédiments, le sable contenant des zones d'eau est soumis à des pressions proche de la pression de surcharge. La longue colonne du fluide de forage dans le riser peut être donné la densité pour contrôler les venues d'eau juste dessous du sabot de tubage, mais à mesure que le découvert est approfondi, l'augmentation de la densité de fluide de forage requise pour contrôler les venues d'eau plus profondes et pressurisée entraînera une perte de circulation au niveau du sabot.

- **Profits économiques :**

L'objet de l'application de l'MPD est de gagner le temps grâce à l'avancement rapide durant le forage parce que le ROP est mieux que dans le forage conventionnel. (Rehm, 2008)

III.2.4. Les Inconvénients du Forage en MPD :

Comme tous les techniques utilisées la technique du MPD présente des inconvénients parmi eux en cite :

- Instabilité des Parois du Puits :

La stabilité du puits est l'une des limitations principales du forage en MPD.

L'effondrement des parois du puits en raison de la Δp appliquées est une question à considérer. Le processus du collapse c'est un problème engendré par le draw down dans ce cas les deux contraintes effectives axiale et tangentielle sont dues à la compression tandis que la contrainte radiale est due à la traction, ce qui provoque le collapse.

Quand le forage tend à se dévier de la verticale le puits devient sensible au collapse, pour remédier à ça le choix de la direction de forage est très important (azimut choisi dans le sens de la contrainte maximale).

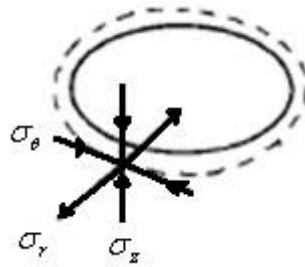


Figure III. 8: Etat de contrainte qui provoque le collapse du trou. (Lahcen, 2014)

- Limitations liées à l'équipement de forage directionnel :

L'équipement de forage directionnel peut avoir des limitations dans le forage en MPD. Des outils actionnés hydrauliquement ne peuvent pas être utilisés dans des puits d'MPD et si un système gazéifié et employé les systèmes d'impulsion de MWD peuvent ne pas fonctionner. Certains moteurs et tout autre équipement directionnel peuvent être enclins à l'échec en raison des composants en caoutchouc devenant imbibés du gaz utilisé.

Le couple de torques plus élevés dans les puits d'MPD peut également empêcher certaines trajectoires d'être forées en MPD. Le couple très élevé est provoqué par la flottabilité réduite combinée avec le manque du filtre cake sur les parois.

- **L'utilisation des équipement spéciaux :**

Le forage en MPD exige des équipement spéciaux tell que l'installation du séparateur, BOP rotatif qui sont très coûteux

- **Le nettoyage de fond de puit :**

Un bon maintien de forage signifie un bon nettoyage de fond du trou au cour de forage il n'y a pas de problème au fond mais lors des Manœuvres de remontée et de descende il y a toujours le problème de nettoyage de fond actuellement, pour réduire ce problème en utilise les produits viscosifiants pour avoir un bouchon visqueux utilisé toujours avant les manœuvre les avantages de ces bouchons sont le bon nettoyage du fond du puit et tient les déblais en suspension. (Lahcen, 2014).

III.2.5. Sélection d'un puits candidat pour l'MPD

Pour déterminer si l'MPD est nécessaire ou non, nous devons déterminer si aucune autre option n'est possible. Nous supposons que l'MPD n'est pas nécessaire et cherchons d'autres options disponibles. Quand rien ne fonctionne, MPD est la solution. (Nauduri, 2009)

Après étude, il y'a trois possibilités :

- MPD n'est pas nécessaire :
 - o Le puits considéré ne nécessite pas l'utilisation de l'MPD
 - o Le forage peut être réalisé par la méthode conventionnelle (changer la rhéologie ou autre paramètre suffit)
- MPD n'est pas utile :
 - o Le puits donné est un candidat potentiel pour l'MPD
 - o Cependant, MPD n'est pas la solution
- MPD est applicable :
 - o Le puits donné est un candidat pour l'MPD
 - o Il y'a une variante ou une solution MPD disponible pour répondre à la situation donnée

La figure suivante représente l'arbre de décision pour la sélection du puits candidat :

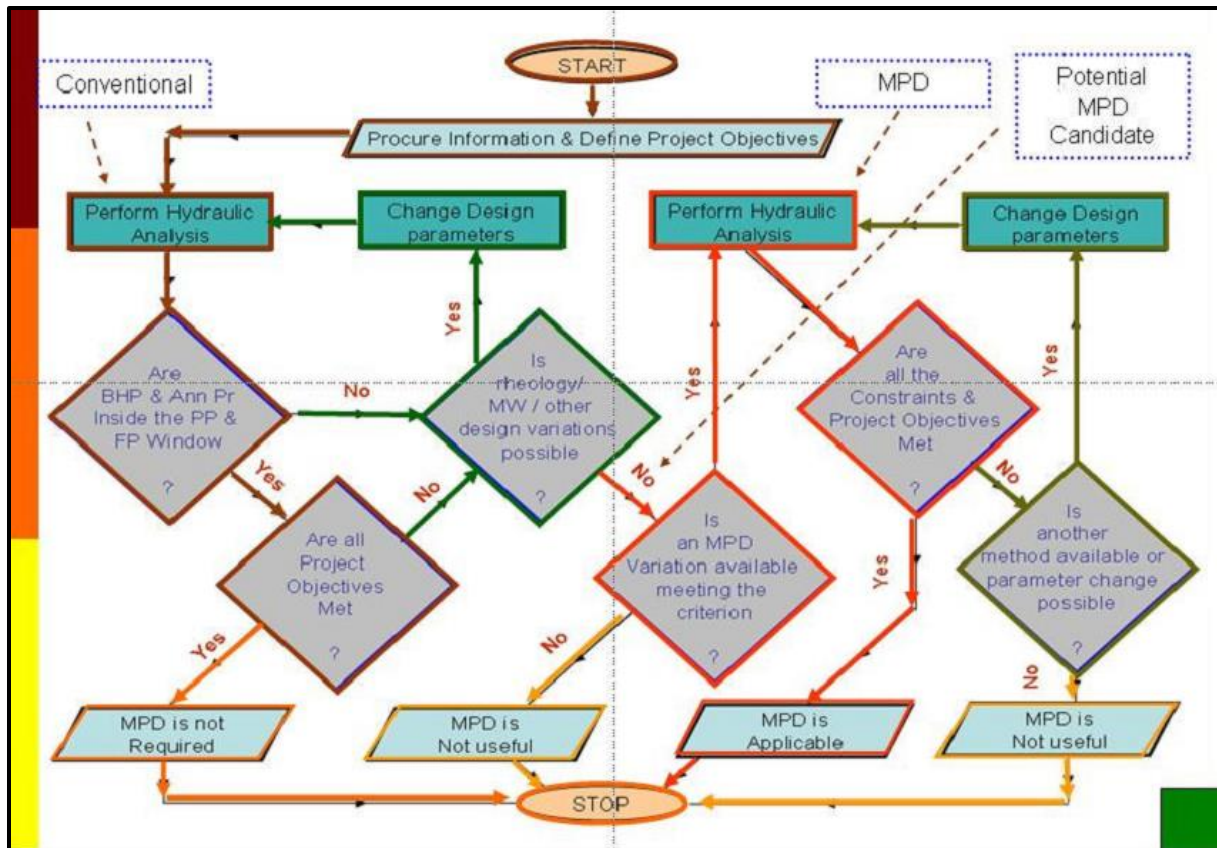


Figure III. 9: Arbre de décision pour le choix du puits candidat pour l'MPD (Nauduri, 2009)

III.2.6. Catégories et variations de MPD

Le sous-comité MPD de l'IADC sépare MPD en deux catégories : "réactif" (le puits est conçu pour le forage conventionnel, mais l'équipement est installé pour réagir rapidement aux changements inattendus de pression) et "proactif" (l'équipement est installé pour modifier activement le profil de pression annulaire, pouvant allonger ou éliminer des colonnes de tubage). L'option réactive a été utilisée pour remédier aux problèmes potentiels du puits pendant des années, mais très peu d'application proactive a été vue jusqu'à récemment, comme le besoin de techniques de forage alternatives a augmenté¹¹.

• MPD réactive

Malloy⁹ a déclaré que le MPD réactif utilise des méthodes et / ou équipements MPD comme une éventualité pour atténuer les problèmes de forage à mesure qu'ils surviennent. En règle générale, les ingénieurs planifient le puits conventionnellement, et les équipements et procédures de l'MPD sont activés pendant des événements inattendus.

⁹ Référence 9 dans (Tercan, 2010)

¹¹ Référence 19 dans (Tercan, 2010)

Hannegan¹² a souligné qu'un programme de puits et de fluides conventionnel est prévu, mais la plate-forme est équipée d'au moins d'un RCD, manifold de duses comme moyen de traiter de manière plus sûre et plus efficace les limites inattendues de pressions de formations (par exemple, la boue dans le trou à l'heure n'est pas la mieux adaptée pour la fenêtre de forage rencontrée). Afin de se préparer aux développements inattendus, le programme de forage est conçu dès le début pour traiter de manière plus efficace et plus sûre avec les surprises de fond de puits.

- **MPD proactive**

Le programme de forage est conçu dès le début avec un tubage, des fluides et un plan de forage de découvert et / ou des plans alternatifs qui profitent pleinement de la capacité de gérer plus précisément le profil de pression du puits de forage. Selon Hannegan¹², cette catégorie de la technique MPD offre le plus grand bénéfice pour les deux forage onshore et offshore. C'est important de noter le fait qu'un pourcentage croissant de programmes MPD passe de l'MPD réactive à celle proactive. Ce changement exige que les puits soient minutieusement planifiés.

Malloy⁹ a expliqué que l'MPD proactif utilise des méthodes et / ou des équipements de l'MPD pour contrôler activement le profil de pression le long du découvert.

Plusieurs techniques proactives en conséquence ont été développés pour permettre un contrôle précis de la pression dans l'espace annulaire. Les plus commun des méthodes ou des variantes de l'MPD sont :

- **Pressurized Mud-cap drilling :**

PMCD est le mieux adapté quand il y'a un risque élevé de perte de circulation, où les vides cavernaux rencontrés au cours de forage induisent d'énormes pertes de fluide. Une RCD utilisée pour sceller l'espace annulaire, mais des pressions supérieures à la limite de fonctionnement de RCD peuvent survenir. Pour éviter ce problème, un fluide léger et durable, comme l'eau de mer avec les additifs appropriés, est utilisé pour forer la zone de problème. Cela augmente le ROP, tandis que le fluide de forage avec les déblais sera forcé dans la zone de perte de circulation. En ajoutant une hauteur prédéterminée de la colonne de boue lourde dans l'espace annulaire en plus de la contre pression de surface, aucun fluide n'est envoyé à la surface. Ou bien le contrôle est ainsi maintenu, même si les pertes en fluide de forage importantes se produisent. La figure ci-dessous représente une application typique de la technique PMCD.

⁹ Référence 9 dans (Tercan, 2010)

¹² Référence 13 dans (Tercan, 2010)

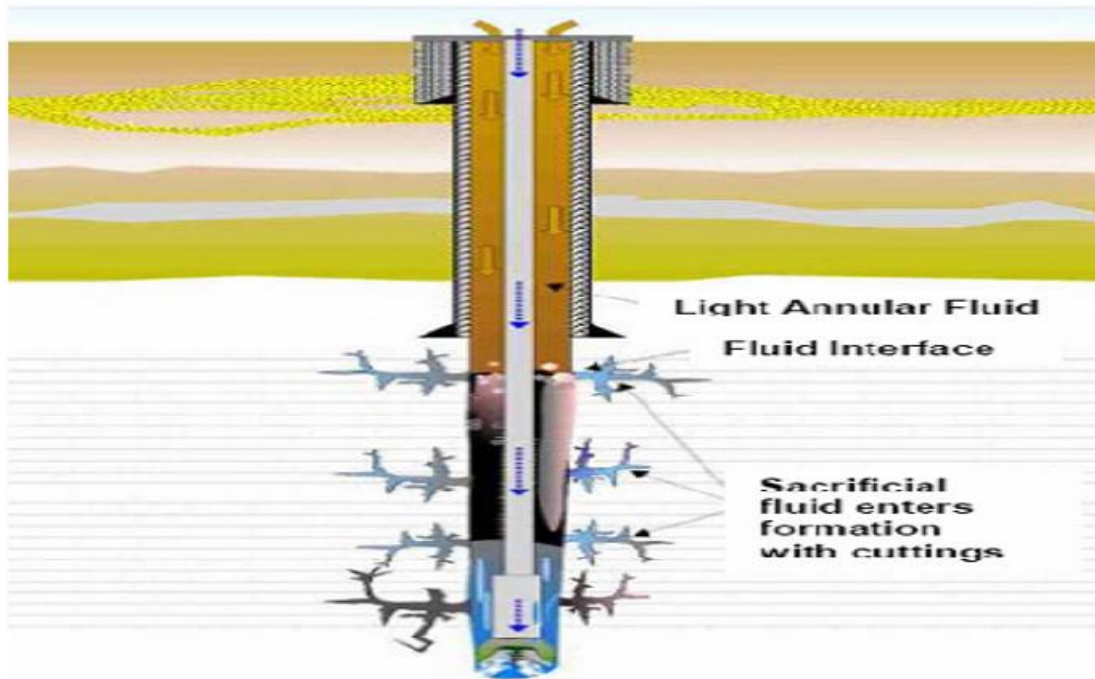


Figure III. 10: Forage en PMCD (Tercan, 2010)

• **Dual gradient Drilling :**

Principalement appliquée dans les puits en eau profonde. Un gaz inerte ou un autre fluide léger est injecté dans le riser à une profondeur prédéterminée pour réduire la pression hydrostatique de la colonne de boue et donc de réduire BHP. On aura désormais deux gradients de pressions, l'un avant le point d'injection et l'autre après.

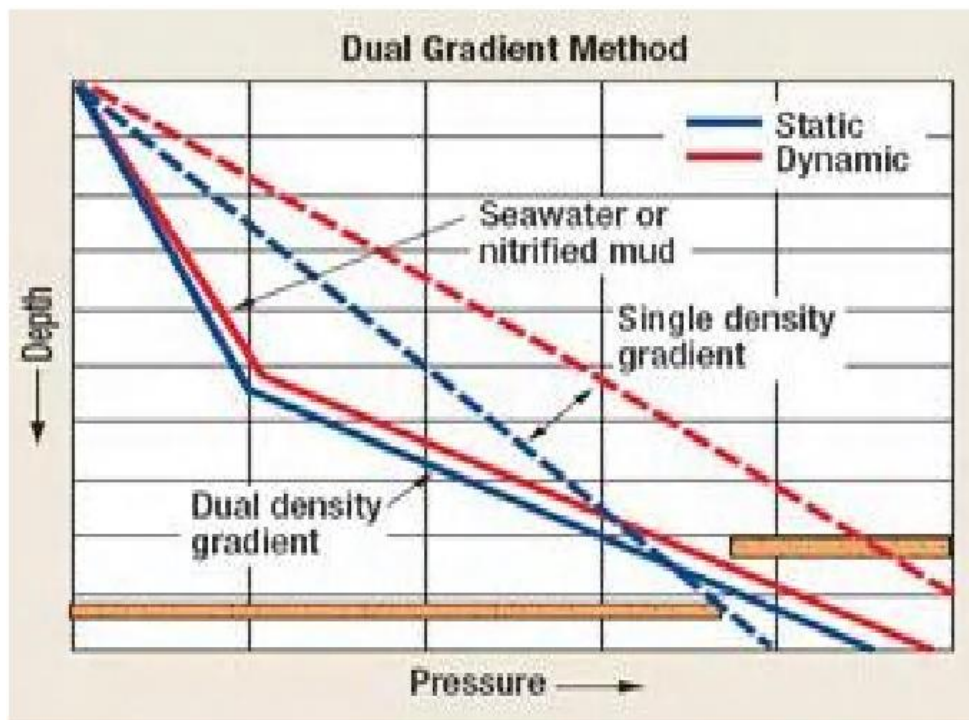


Figure III. 11: Forage en Dual Gradient (Tercan, 2010)

- **Health, Safety and environment (HSE) MPD:**

Cette variante n'offre aucun contrôle de pression annulaire, cependant, en ayant un système de circulation fermé par l'installation de la RCD, cela permet d'améliorer les conditions de sécurité comparées à un système conventionnel qui est exposé à la pression atmosphérique. Un système fermé protège le personnel de l'exposition au gaz potentiellement dangereux comme H₂S, et élimine aussi le danger d'un feu à la surface.

- **CBHP :**

Technique de contre pression qui implique essentiellement le maintien d'une pression constante au fond du puits en réglant la contre-pression par étranglement à la surface.

On ne considère comme objet d'étude que la variante CBHP de l'MPD.

III.3. CBHP (Constant Bottom Hole Pressure)

III.3.1 Généralités

Dans cette technique de l'MPD, le but est de maintenir une pression de fond constante CBHP (Constant Bottom Hole Pressure) tout le long du forage. L'idée derrière la technique est d'appliquer une contre-pression dans l'annulaire pour maintenir la pression désirée au fond lors du forage et des connexions des tubes à la fois. La fenêtre de forage étroite entre la pression des pores et de fracturation est habituellement le cas dans les champs matures. Dans de nombreux cas, ceci est dû à l'épuisement de la pression du réservoir qui mènera à l'approchement de la pression de pores et la pression de fracturation au fil du temps.

Une petite fenêtre de pression de forage peut également être le résultat d'une anomalie dans la pression des formations et des réservoirs souterrains pressurisés. Dans ces cas, nous avons besoin d'une technique et procédure de gestion de pression appropriée pour maintenir l'ECD dans la fenêtre de forage. Les puits à problèmes de pression ne peuvent être forés de manière conventionnelle ou, s'ils sont forés, ils ne seront pas économiques en raison de problèmes de forage tels que les pertes de circulation, le collage par pression différentielle. La technique de contre-pression permet une réduction du poids de la boue et compense adéquatement cette réduction pendant le forage et ou les connexions et par conséquent maintient la pression au fond au niveau souhaité. (Rahimov, 2009)

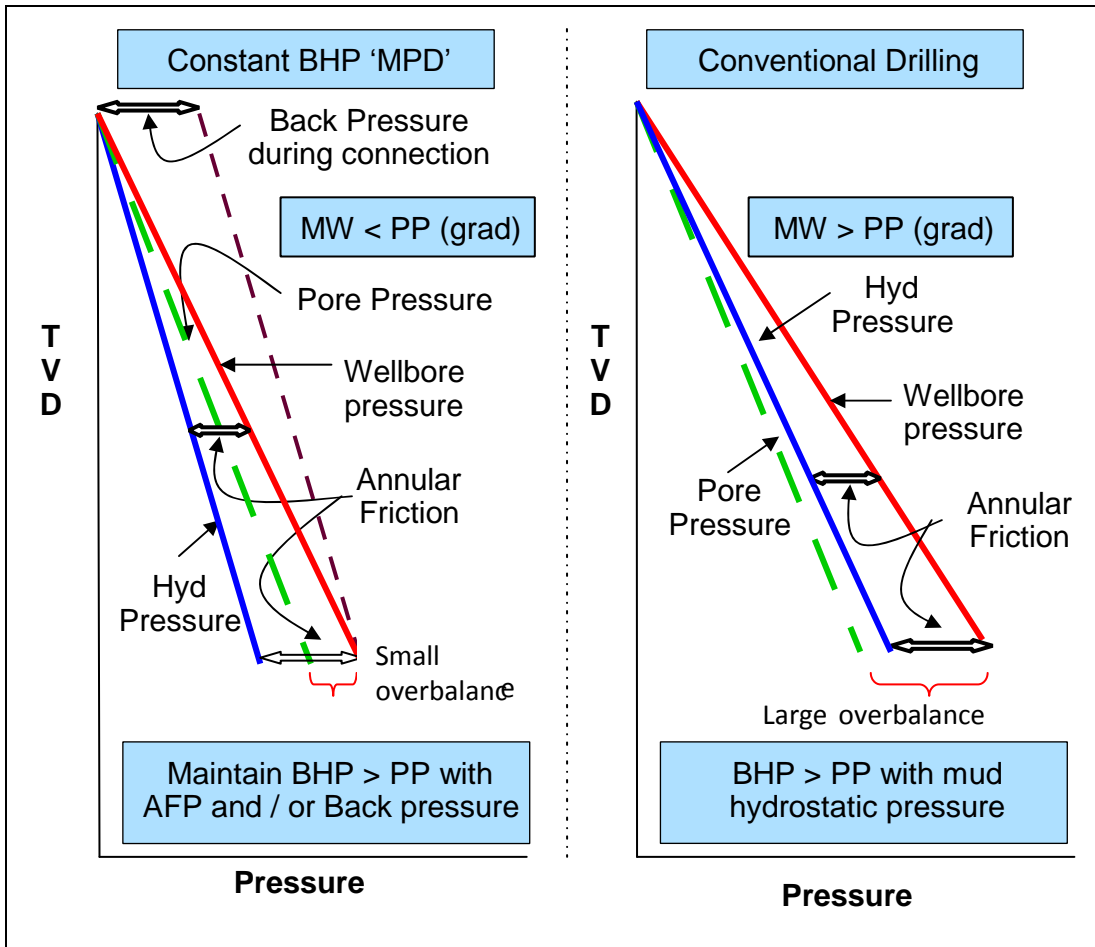


Figure III. 12 : La méthode CBHP de l'MPD contre le forage conventionnel (Rahimov, 2009)

III.3.2 BHP en mode de forage conventionnel

En forage conventionnel, BHP est défini par deux paramètres lorsque la boue est en circulation. L'un est Le poids statique de la boue (MW) et l'autre est les pertes de charge annulaire AFP (Annular Friction Pressure). Dans ce Cas, l'équation de BHP est définie comme suit :

$$BHP_{\text{dynamique}} = P_{\text{mw}} + AFP \quad (III.1)$$

Lors de l'arrêt de circulation pour la connexion des tubes, l'équation ci-dessus se réduit à

$$BHP_{\text{statique}} = P_{\text{mw}} \quad (III.2)$$

AFP est fonction d'un certain nombre de paramètres tels que la géométrie du puits de forage, le débit, la concentration en déblais et la rhéologie du fluide. Dans le forage conventionnel, le poids de la boue doit être plus important que la limite de pression inférieure définie par la pression des pores. Dans les puits ayant une fenêtre de forage étroite, l'ECD dépassera facilement la limite de pression supérieure définie par la pression de fracturation, ce qui entraîne par conséquent une perte de circulation et un TNP (Temps non productif). La figure 13 montre comment cela se produit en forant une section de réservoir particulière ayant une fenêtre étroite. (Rahimov, 2009)

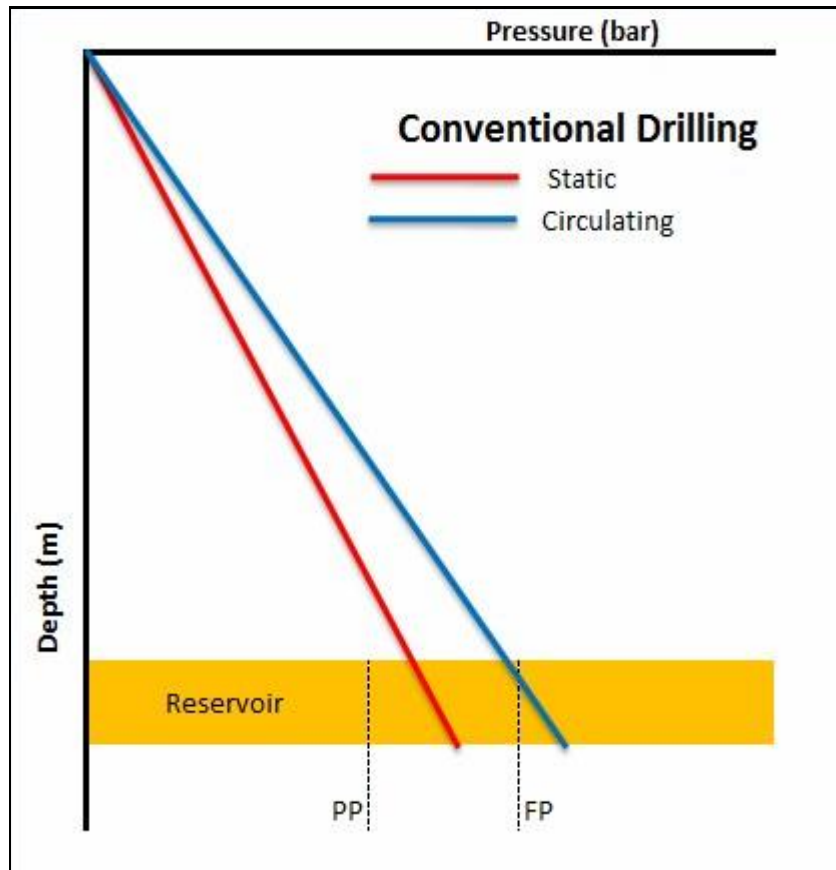


Figure III. 13: BHP dans le forage conventionnel (Rahimov, 2009)

III.3.3. BHP en mode de forage par CBHP

Dans le forage à pression contrôlée, un réservoir peut être suréquilibré, équilibré ou même sous-équilibré. C'est-à-dire que le poids de la boue peut être supérieur à la pression des pores, égal ou légèrement inférieur dépendant de la situation. La philosophie est de réduire le poids de la boue et le BHP en forant dans une fenêtre étroite. Dans ce cas, l'équation de BHP est écrite comme suit :

$$\text{BHP}_{\text{dynamic}} = P_{\text{mw}} + \text{AFP} + P_{\text{bp}} \quad (\text{III.3})$$

Avec P_{bp} (Back Pressure) = Pression appliquée à la surface

Lorsque le forage est arrêté pour la connexion des tubes, l'équation se simplifie à l'équation suivante.

$$\text{BHP}_{\text{static}} = P_{\text{mw}} + P_{\text{bp}} \quad (\text{III.4})$$

La contre-pression à la surface peut être ajustée par le manifold de duses avec la présence d'une pompe de contre-pression pour maintenir BHP au niveau requis. La figure 14 illustre le processus de forage où MPD a été utilisé pour forer à une fenêtre de forage étroite qui ne pouvait pas être foré conventionnellement.

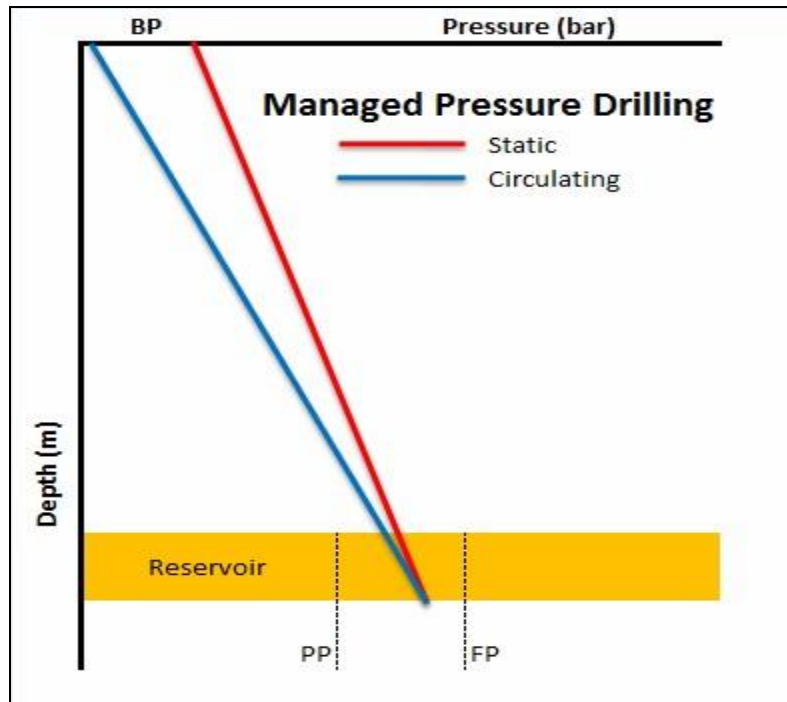


Figure III. 14: MPD and BHP management (Rahimov, 2009)

Dans ce cas, la pression appliquée à la surface dépend des conditions de pression de fond du trou. Pendant l'arrêt de circulation, le modèle hydraulique engagé définit automatiquement la contre-pression en fonction des valeurs de pression des pores / de fracturation. La pression appliquée à la surface définie est appliquée à l'aide du choke manifold et de la pompe de contre-pression. (Rahimov, 2009)

III.3.4. Opérations de manœuvre dans la méthode CBHP

Les opérations de manœuvre sont identiques à celles du forage conventionnel, si le fluide de forage est assez lourd pour que le puits soit stabilisé de manière statique. Si le puits est statiquement sous-équilibré, une boue plus lourde devrait être circulée avant d'entamer les opérations de manœuvre, ou un volume suffisant de bouchant devrait être pompé vers le bas à travers le BHA au fond de puits pour équilibrer la perte de contre-pression. Un équipement appelé DDV peut être également incorporé au tubage de la phase précédente pour fermer le puits au fond afin d'éliminer l'opération de remplacement de la boue légère par une boue lourde.

III.3.5. Opération de connexion dans la méthode CBHP

Pour atteindre les objectifs de la technique CBHP quand les pompes de forage sont en arrêt, une méthode de transition de l'état statique à l'état dynamique est employée. Elle dépend d'un modèle hydraulique pour estimer les pertes de charge annulaires et la densité équivalente en circulation ECD à différentes vitesses de la pompe de forage. Ensuite, l'ECD est manipulée en ajustant la pression au niveau du manifold de duses afin de maintenir la pression du puits

constante lorsque le débit de la pompe est réduit en compensant les valeurs des pertes de charge perdues par conséquence.

L'estimation de pression et de l'ECD dans le puits est faite avec des modèles hydrauliques qui peuvent être validés avec les outils MWD. Par exemple, pour établir une connexion, l'ouverture de la duse dans le manifold MPD est réduite pour augmenter la pression annulaire en tête du puits à la pression désirée, puis la vitesse de la pompe est réduite. Ainsi, la pression appliquée en surface augmente à mesure que les pertes de charge annulaire diminuent d'une valeur égale. Ce processus se poursuit par étape jusqu'à ce que la pression en surface soit à la valeur maximale calculée et les pompes soient à l'arrêt.

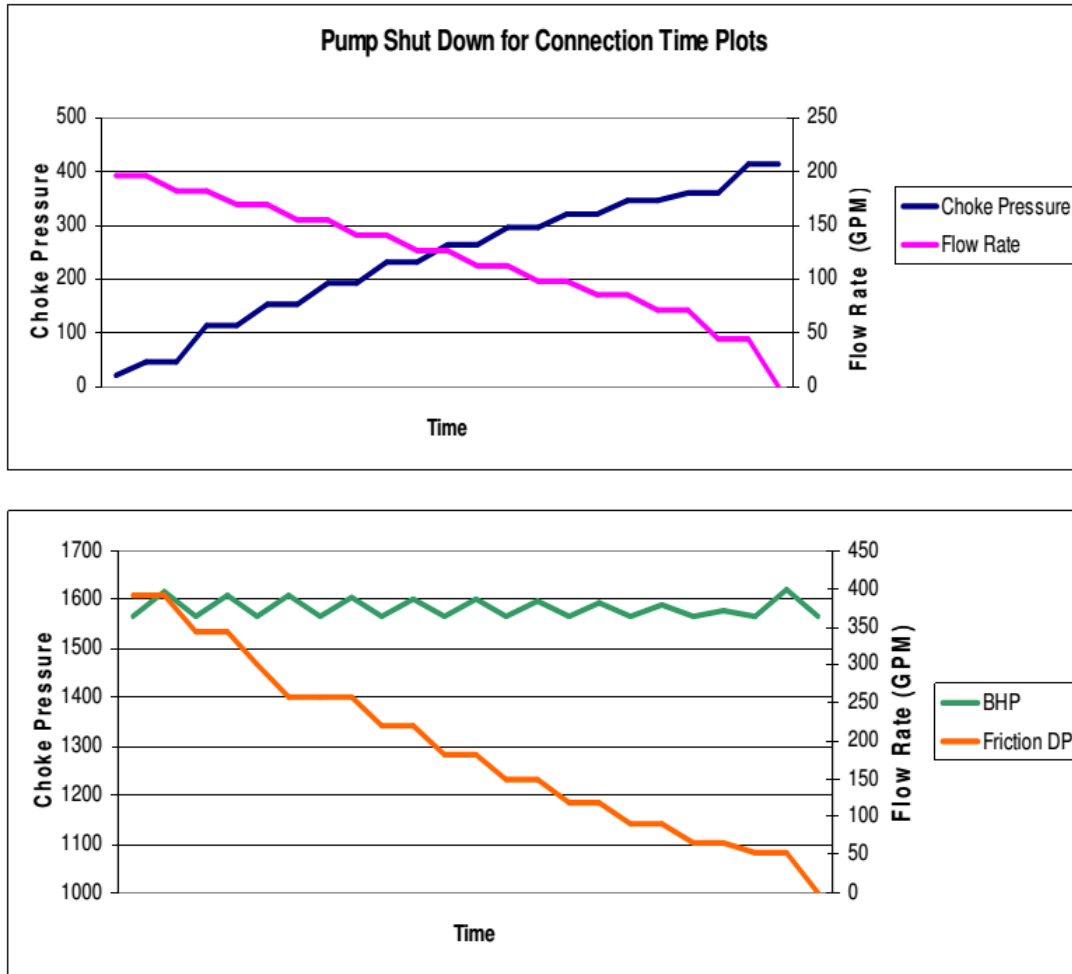


Figure III. 15: Variation de la pression au fond du puits, au manifold et du débit de la pompe MPD pendant les connexions (Weatherford, 2009)

III.3.6. Équipement pour la technique de contre pression

En forage conventionnel, le retour du fluide de forage est reçu à la pression atmosphérique à la surface. Pour cette raison, le forage conventionnel est un système ouvert à l'atmosphère. La gestion de la pression annulaire est principalement contrôlée par la densité de la boue et du débit de la pompe. En plus du forage classique, MPD utilise plusieurs autres équipements. Il utilise un manifold spécialisé qui comprend des sub-manifold, un débitmètre, un système d'acquisition de données et des circuits de contrôle électroniques.

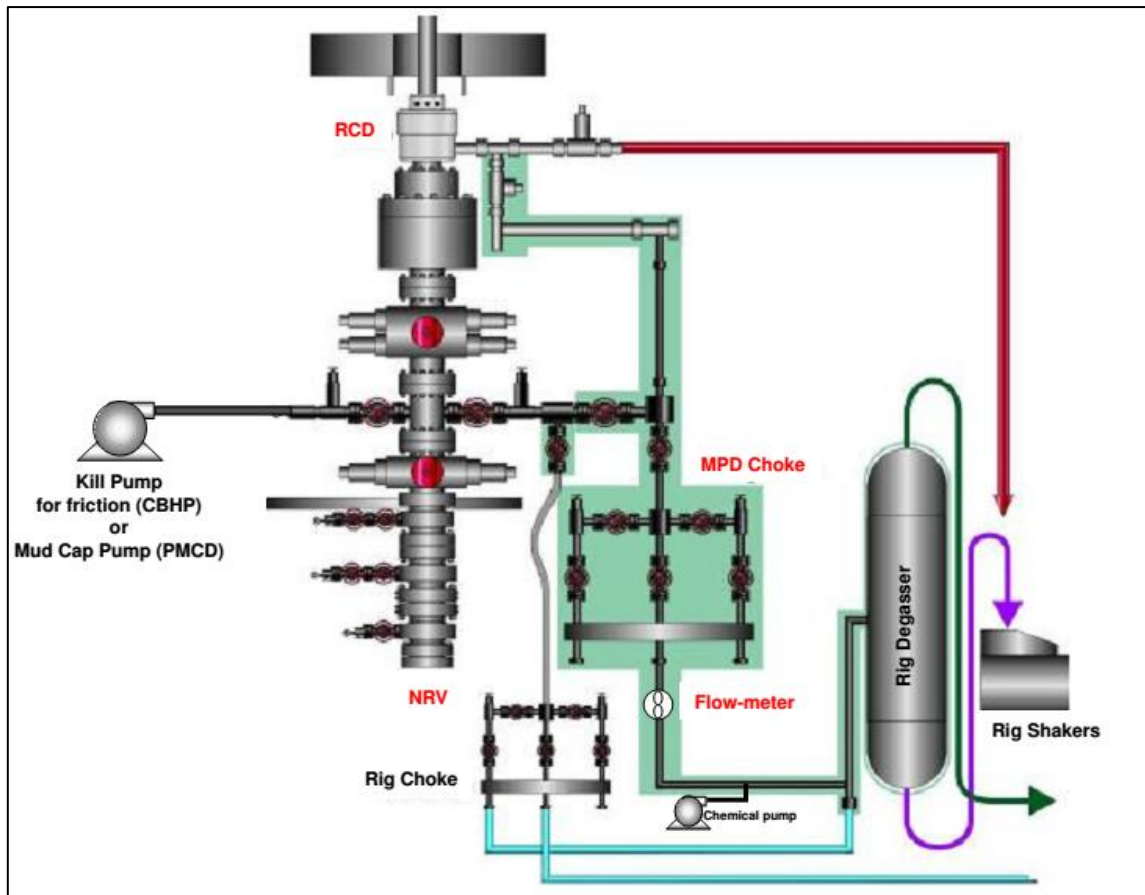


Figure III. 16: Schéma de circuit du fluide de forage en MPD (Weatherford, 2009)

Les équipements MPD ajoutent une modification à la séquence de montage de l'appareil de la tête de puits jusqu'au plancher et la disposition des installations sur le derrick. Les équipements spéciaux pour la technique de contre pression MPD en plus des équipements de forage normaux sont :

- Dispositif de commande rotative (RCD : Rotating Control Device), également appelé tête de commande rotative
- Pompe de contre-pression (Back pressure pump)
- manifold du duses
- Clapet anti-retour (Non return valve)
- Autres équipements

III.3.6.1. Rotation Control Device (RCD)

Le RCD est commun pour toutes les techniques d'MPD car il est nécessaire que l'annulaire soit scellé. Le BOP annulaire ou un pipe ram peut effectuer cette tâche comme mesure temporaire. L'industrie pétrolière est venue de dépendre d'un dispositif de commande rotatif RCD ou un BOP rotatif pour limiter l'usure due à la rotation pendant le forage.



Figure III. 17: Rotating Control Device (RCD)

La fonction principale de la RCD est de détourner l'écoulement en amont du puits de forage au manifold des duses, tout en conservant une étanchéité efficace entre le train de tiges et le puits. Le dispositif de commande rotatif (RCD) assure l'étanchéité de rotation entre l'annulaire et l'atmosphère pendant les opérations de l'MPD. La technique consiste à forcer un composé développé d'étanchéité en caoutchouc contre le train de tiges, qui fournit une étanchéité efficace tout en permettant un mouvement vertical de la garniture. Le manchon d'étanchéité est situé dans un logement secondaire qui permet une rotation libre de la tige de forage tout en maintenant l'étanchéité. Les RCD sont disponibles en plusieurs modèles selon la pression qu'ils peuvent supporter. (Rahimov, 2009)

III.3.6.2. Manifold des duses (MPD Choke)

Le manifold est une unité qui crée une restriction de débit variable pour exercer une pression contrôlée pendant le forage. Le manifold peut être également utilisé pour traiter des problèmes de contrôle de puits. Apart de contrôler le retour de fluide de forage vers les bacs à boue, la fonction particulière du choke manifold dans l'MPD est de contrôler la pression annulaire et l'ECD. Le manifold est ouvert à un certain niveau pendant le forage. Lorsque les pompes de boue sont éteintes et que la circulation est arrêtée pour la connexion, les pompes de contre-pression et le manifold sont automatiquement engagés, c'est-à-dire, le débit de la pompe est augmenté alors que le manifold est fermé de manière graduelle pour maintenir la pression au fond du trou à la même valeur que dans la phase de circulation.

Le manifold peut être actionné par des moyens manuels, semi-automatiques ou entièrement automatiques. En raison de la nécessité d'éliminer les changements brusques de pression du puits, le manifold automatique complet est le plus préféré. Le manifold à manutention manuelle n'est pas si efficace quand comparé à ce qui est automatique. Il est opéré par un opérateur de duse et la fermeture / ouverture incorrecte des vannes peut entraîner des changements brusques de pression du puits de forage. Cependant, le système de manifold à commande automatique est très sensible et peut contrôler plus précisément la pressions dans le puits de forage.

a) Semi-automatic MPD Choke (Weatherford System)

Le manifold de duses semi-automatique régleme la contre-pression annulaire aux valeurs fixées par l'opérateur de manifold MPD afin de maintenir la pression de fond constant et compenser les pertes de charge lorsque des changements dans les conditions de débit dynamique sont requises (les connexions, etc...)



Figure III. 18: MPD Choke-Semi Automated (Weatherford, 2008)

b) Full-automatic MPD Choke

En utilisant la technique automatique MPD, les venues et les pertes peuvent être détectées très tôt, beaucoup plus tôt que lorsque le puits est foré conventionnellement. En plus de cela, le système est capable de réagir à ces événements en appelant juste l'attention du foreur par une alarme, ou en réagissant automatiquement à un venue ou une perte. Ceci assure la minimisation des problèmes, l'empêcher de s'aggraver et permet à l'équipe de forage de mettre en œuvre les mesures correctives ce qui résultera et aura un grand impact dans la réduction des risques et du temps non productif. Ceci a été montré comme un avantage important du système dans toutes les opérations.

Comme avec les opérations de forage normales à l'aide d'un dispositif de commande rotative, les retours de forages seront déviés de la sortie de RCD à un manifold de MPD automatique conçu pour accueillir des débits prévus maximale.

La technique automatique MPD est exclusivement capable de fournir une flexibilité totale pour l'opérateur en forant le puits. De cette façon, quand le système est installé sur une plate-forme, l'opération de forage peut être effectuée en sélectionnant les options suivantes :

- Contrôle de débit sortant (manuellement ou automatiquement)
- contrôle de pression : pression au fond, pression appliquée en surface, pression de refoulement ou tout autre pression désirée (manuellement ou automatiquement)
- détection et contrôle automatique de venue, cela permet une détermination plus précise de la pression de pore.
- détection et contrôle automatique des pertes, cela permet une détermination plus précise du gradient de fracturation.
- Détection automatique de nombreux problèmes pendant le forage

Le système bénéficie d'un niveau élevé d'automatisation. L'utilisateur sélectionne la variable à contrôler, et le système suivra cette exigence automatiquement. Par exemple, si la décision est de forer sous une pression de fond fixe, l'utilisateur entre la valeur de consigne souhaitée et le manifold sera automatiquement manipulé pour offrir la valeur choisie.

Si un MWD est disponible et si l'opérateur estime qu'il est fiable, l'utilisateur peut sélectionner la lecture de MWD comme la variable de contrôle, et le système ajustera le manifold pour fournir la pression désirée selon les lectures reçues.

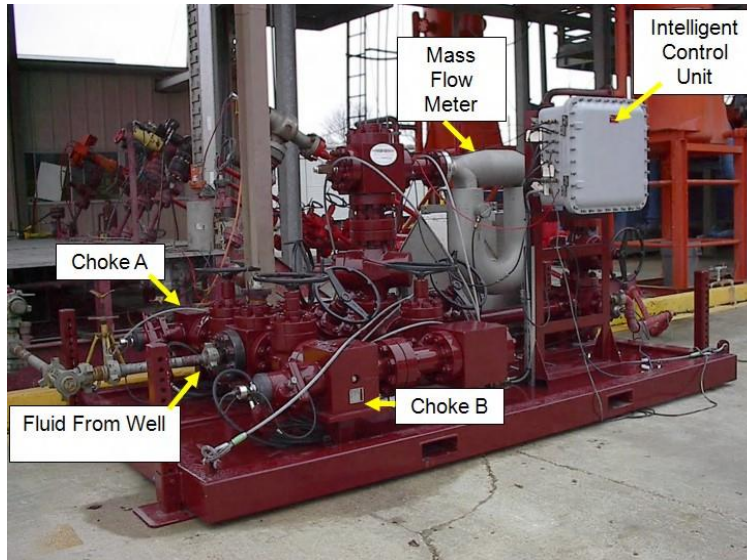


Figure III. 19: MPD Choke-Fully Automated (Tercan, 2010)

III.3.6.3. Débitmètre Coriolis

Le débitmètre Coriolis est un équipement séparé quand le manifold semi-automatique est utilisé, mais il est intégré au manifold lorsque le système de manifold MPD entièrement automatique est sélectionné.

Le point clé de l'outil est la détection rapide de venue et la précision de la mesure du débit provenant de l'annulaire. L'expérience sur le terrain a montré que l'utilisation du débitmètre à ultrasons en tant que compteur non intrusif a été perturbée par le niveau élevé de bruit environnant et par des éléments inconnus concernant les propriétés des conduites (dépôts de déblais, etc.). En raison de la grande précision et de l'immunité des forces extérieures et de l'installation, le compteur Coriolis est un outil fiable pour mesurer le débit.

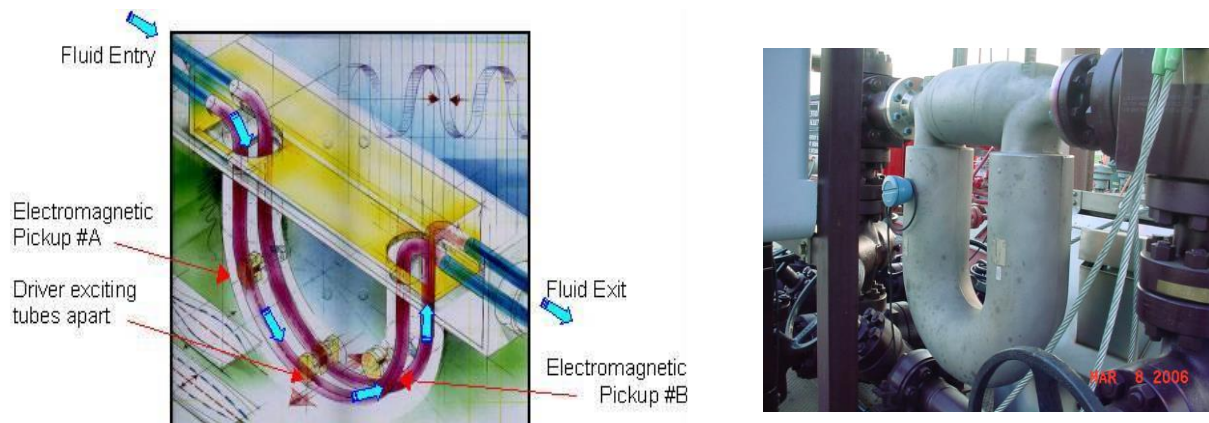


Figure III. 20: schéma de débitmètre Coriolis

Le principe de mesure de Coriolis fonctionne indépendamment des propriétés physiques du fluide, telles que la viscosité et la densité. Une mesure extrêmement précise des liquides et des gaz avec une température allant jusqu'à +350 ° C et de traitement de pression aussi élevées que 5000 psi est effectué selon le modèle. (Weatherford, 2008)

Exemple de débitmètre coriolis : Promass 83F (Weatherford)

Les appareils de mesure de Promass 83F permettent d'enregistrer simultanément plusieurs variables (masse / densité / température) pour diverses conditions lors de l'opération de mesure.

Le principe de mesure repose sur la génération contrôlée des forces de Coriolis. Ces forces sont toujours présentes lorsque les mouvements de translation et de rotation sont superposés.

$$FC = 2 * \Delta m * (V * \omega) \tag{III.5}$$

Où :

FC = force de Coriolis

Δm = masse en mouvement

ω = vitesse de rotation

V = vitesse radiale dans le système rotatif ou oscillant

L'amplitude de la force de Coriolis dépend de la masse en mouvement Δm , de sa vitesse v dans le système et donc du débit massique. Au lieu d'une vitesse angulaire constante ω , le capteur Promass utilise l'oscillation.

Dans le Promass , deux tubes de mesure parallèles contenant du fluide coulant oscillent en antiphasse, agissant comme un diapason. Les forces de Coriolis produites aux tubes de mesure provoquent un décalage de phase dans les oscillations du tube :

- À un débit nul, c'est-à-dire lorsque le fluide est à l'arrêt, les deux tubes oscillent en phase (1).
- Le flux de masse provoque une décélération de l'oscillation à l'entrée des tubes (2) et l'accélération à la sortie (3).

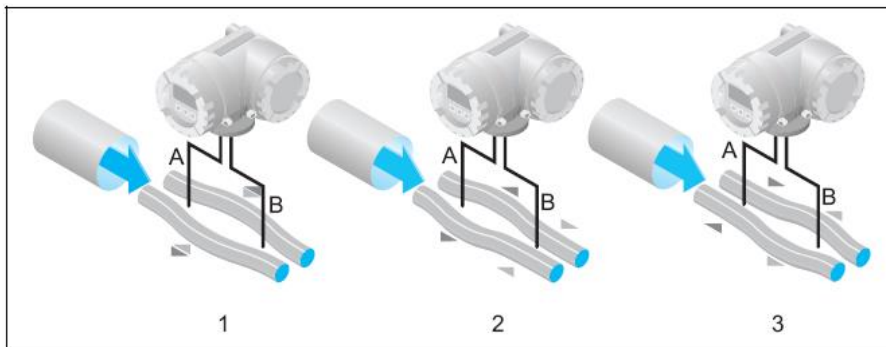


Figure III. 21: “ Promass 80F "Fonctionnement

La différence de phase (A-B) augmente avec l'augmentation du débit massique. Les capteurs électro-dynamiques enregistrent les oscillations du tube à l'entrée et à la sortie. L'équilibre du système est assuré par l'oscillation en antiphasse des deux tubes à mesure.

Le principe de mesure fonctionne indépendamment de la température, de la pression, de la viscosité, de la conductivité et du profil d'écoulement.

Les tubes de mesure sont continuellement excités à leur fréquence de résonance. Un changement dans la masse et donc la densité du système oscillant (comprenant des tubes de mesure et du fluide) aboutit à un réglage automatique correspondant de la fréquence d'oscillation. La fréquence de résonance est donc fonction de la densité des fluides. Le microprocesseur utilise cette relation pour obtenir un signal de densité.

La température des tubes de mesure est déterminée afin de calculer le facteur de compensation en raison des effets de température. Le signal correspond à la température du processus et est également disponible pour la lecture.

III.3.6.4. Pompe MPD

Il s'agit d'une pompe auxiliaire installée sur la plate-forme. Lorsque le débit fournit par les pompes à boues de forage est progressivement et lentement réduit pour établir les connexions, la pompe de contre-pression MPD est allumée et augmentée en débit réciproquement lorsque les pompes de boue tombent sous un seuil défini.



Figure III. 22: Pompe MPD de contre-pression (Tercan, 2010)

Ceci consiste à réaliser un écoulement via le RCD et le manifold et, par conséquent, créer une contre-pression à la surface. Alternativement, la pompe MPD peut être directement fixée sur le manifold sur la plate-forme. La figure 22 illustre la pompe de contre-pression utilisée pour les opérations MPD.

La pompe MPD est généralement activé lors de la connexion des tiges pour créer une pression dans l'espace annulaire qui compensera la perte de pression par frottement annulaire. La pression devra être piégée dans l'espace annulaire en ajustant la duse. (Rahimov, 2009)

III.3.6.5. Vanne de non-retour NRV ou Clapet anti-retour

La vanne de non-retour (NRV) est essentielle aux opérations MPD. En prenant en compte le principe du tube en U le très fameux dans le domaine de contrôle du puits, il est évident que toute surpression dans l'espace annulaire force le retour du fluide de forage à travers les tiges. Le fluide de forage peut transporter des déblais qui peuvent boucher le moteur de fond ou l'outil

de mesure pendant le forage MWD. Dans le pire des cas, une éruption à travers la garniture de forage peut se produire. Pour éviter cela, la NRV est incorporée dans le train de sonde.

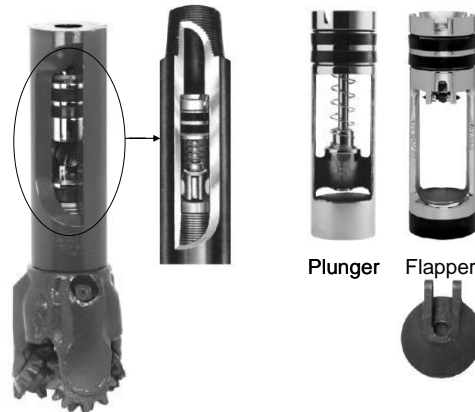


Figure III. 23: Non Return Valves (Rahimov, 2009)

Le clapet anti-retour est une vanne unidirectionnelle. La figure 23 montre une NRV montée dans le train de sonde, à gauche est une image de NRV. Les clapets anti-retour (NRV) sont nécessaires pour empêcher le retour du fluide à travers la garniture de forage lorsque les activités de connexion et de manœuvre sont activées. Le positionnement d'au moins deux NRV dans la BHA permet de manœuvrer en toute sécurité, répondant à la politique de deux barrières à l'intérieur du train de sonde. (Rahimov, 2009)

III.3.6.6. Data Acquisition

- Option d'acquisition des données lorsque le manifold semi-automatique est utilisé :

Il existe des systèmes applicables uniquement si le manifold semi-automatique est utilisé. Le manifold entièrement automatique est intégré à son propre système d'acquisition de données.

Afin de maintenir un niveau élevé de contrôle de la pression, une connaissance précise en temps réel des variables qui affectent le ECD est nécessaire. Les méthodes standard de détection des pertes et des venues et l'enregistrement des données conventionnelles sur les plates-formes n'est pas suffisant pour ce degré de contrôle. Un système d'acquisition de données qui a un détecteur électronique des niveaux des bacs, pression de stand pipe, pression de tête de puits et la vitesse de la pompe, La mesure de la profondeur forée, du couple(torque), les nombre de tour par minute et d'autre capteurs supplémentaires est également bénéfique.

Un moniteur d'affichage d'acquisition de données sera placé dans des endroits où la surveillance des paramètres MPD est essentielle. Cela comprend un panneau situé à côté de l'opérateur de choke les données peuvent être affichées en temps réel dans tous les emplacements où se trouvent les moniteurs de données de plate-forme tels que le plancher et le bureau du gestionnaire de forage. (Weatherford, 2008)

- Option d'acquisition des données lorsque le manifold entièrement automatique est utilisé :

Le système MPD automatique est un système de contrôle et d'acquisition de données en temps réel intégrant le serveur de base de données, les interfaces homme-machine (HMI), y compris le panneau de l'opérateur de forage, le panneau du foreur, le panneau d'écran MPD automatique et les panneaux distants, selon les besoins. L'IHM est liée à l'unité de contrôle intelligente (ICU) qui se trouve sur le choc automatique MPD et est le cerveau du système automatique. Toutes les données sont acquises et dirigées vers elle et l'opération est surveillée et contrôlée à partir de cette unité. Tous les contrôles critiques, les algorithmes et l'acquisition de données sont installés sur le manifold pour éviter tout problème potentiel de communication et pour augmenter la fiabilité du système.

III.3.6.7. Flow Line

La ligne d'écoulement de MPD principal en amont de manifold est conçue pour 5000psi et 5^{7/8}" de diamètre nominal. Les connexions sont à brides ASME ou des connexions de type Techlok. Toutes les connexions sont testées sous pression à la pression de travail complet du RCD avant le début des opérations MPD.

III.3.6.8. Les séparateurs

L'utilisation des séparateurs est particulièrement nécessaire dans les applications MPD où la séparation du gaz est un problème évident ou peut être utilisée en cas de venue pour conditionner la boue. Il existe différents modèles des séparateurs compatibles avec leur but. Les séparateurs verticaux sont la conception optimale pour séparer le gaz du liquide, et les séparateurs horizontaux sont la conception optimale pour la séparation des liquides de densités variées.



Figure III. 24: Séparateur MPD

III.3.6.9. Down Hole Deployment Valve DDV

Le système de vanne de fond (DDV) est un système de vanne de fond réglable en surface qui fonctionne comme une partie intégrante de la chaîne de tubage du puits qui augmente la sécurité et élimine l'arrachement de l'opération de forage. Le DDV assure la sécurité et les économies

de temps pour les déplacements des pipes. Au cours de manœuvre cet outil empêche de tue le puit et éliminant le temps requis pour le faire. Le DDV peut être récupérable s'il est placé dans un tubage 7 "ou 9 5/8" ou permanent si le tubage est cimenté en place.

Le DDV est utilisé chaque fois que le train de forage est extrait du puits ou déployé dans le puits dans le cas où la pression de surface existe. Lorsqu'il est nécessaire de tirer le train de forage hors du trou, le fil de forage est dépouillé à travers les éléments d'étanchéité jusqu'à ce que le bit soit au-dessus de la vanne. La vanne est alors fermée, la pression au-dessus de la vanne est éliminée et le train de forage peut être retiré en toute sécurité. Le train de forage retourné dans le puits sera effectué jusqu'à ce que le bit soit juste au-dessus du DDV, Et ensuite le DDV est rouvert, et le train de forage est finalement atteindre le bas pour continuer l'opération de forage.

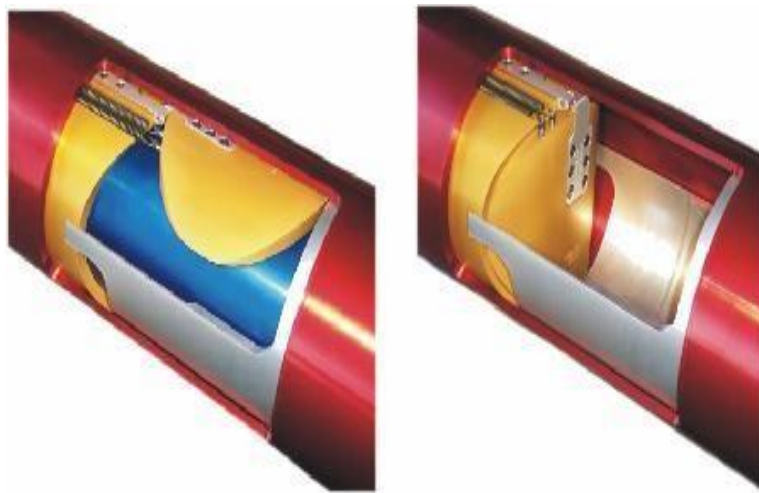


Figure III. 25: Downhole Deployment Valve DDV (Weatherford, 2008)

III.3.6.10. ESD (Emergency Shut Down)

C'est une vanne hydraulique située sur le flow line. Son rôle principal est la fermeture de puit en cas d'urgence. Cette valve est utilisée dans les cas suivant :

- Un problème au niveau de manifold des duses du MPD
- Détection d'une grande pression
- Utilisé pour l'égalisation de pression en cas de manœuvre
- En cas de détection d'un gaz toxique

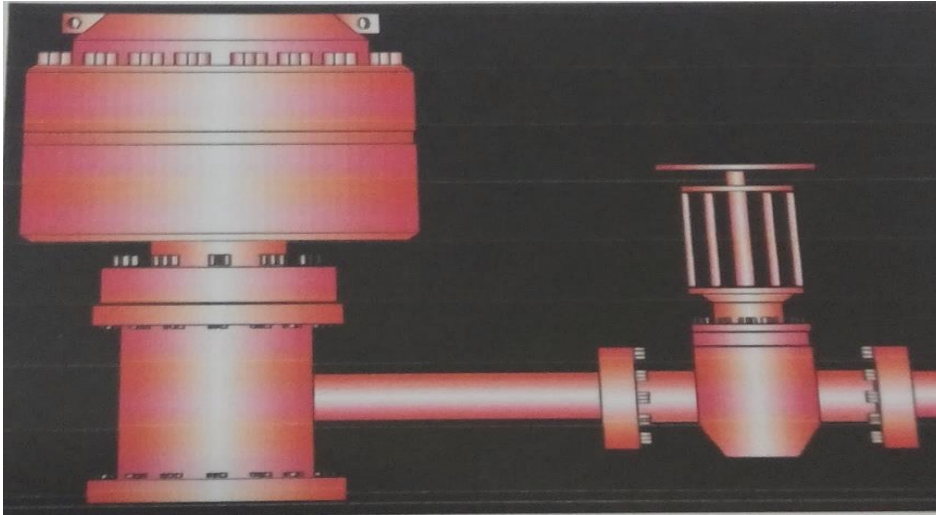


Figure III. 26: Emergency Shut Down ESD

III.4. Analyse de la variation de la contre pression en MPD

Le montage de l'MPD est différent du forage en OBD car il nécessite des équipements supplémentaires à ajouter aux équipements de forage conventionnels déjà existants. La configuration d'équipement est dépendante du cas et de l'entreprise. Un certain nombre de fournisseurs sont disponibles tels que Halliburton, Weatherford, etc.

Néanmoins, les spécifications d'équipement et des procédures de l'MPD peuvent varier d'une entreprise à une autre, mais la pompe de contre pression, le manifold des duses et le RCD sont nécessaires pour la technique de contre-pression de MPD à n'importe quel cas. Le RCD est situé sous le plancher de forage et sur le BOP. La sortie d'annulaire se fait à travers la ligne d'écoulement qui est la composante la plus basse de RCD. BPP (pompe de contre pression) peut être attachée à la ligne d'écoulement ou directement au choc dépendant du fournisseur. Tout au long du forage, l'augmentation de contre-pression et sa diminution sont effectués en engageant la pompe et le manifold. Le système MPD automatique est préféré pour l'utilisation. StatoilHydro utilise un système entièrement automatique. Un modèle hydraulique avancé intégré dans le système calcule la contre-pression à appliquer et l'ajuste pour s'adapter au pistonage vers le haut, vers le bas, la variation de la vitesse de la pompe, l'effet de la température, le changement de densité de la boue et la vitesse de rotation.

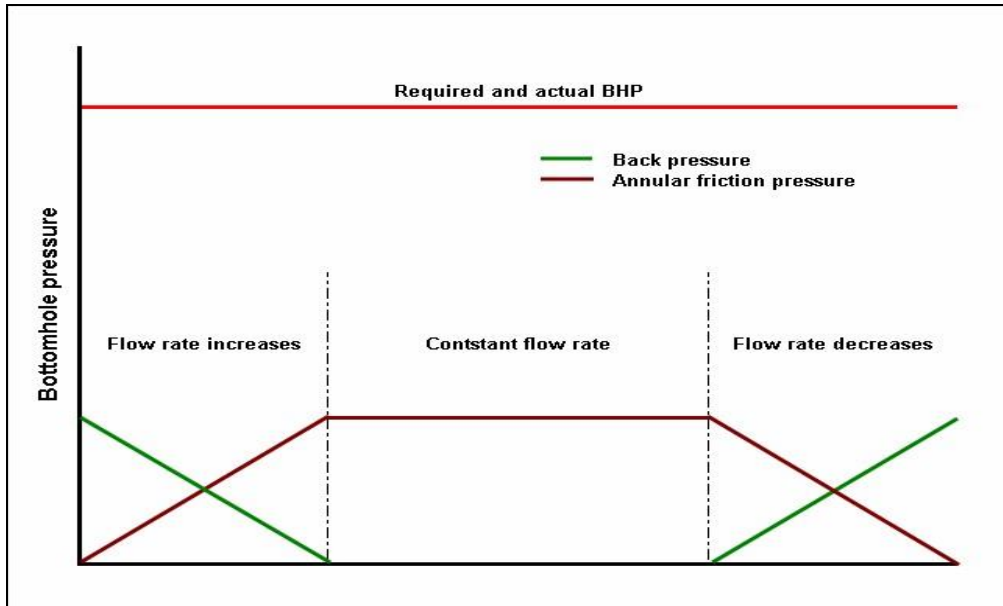


Figure III. 27: Constant operational BHP over flow rate change in MPD

La pompe et le manifold travaillent de manière interactive. Lorsque les pompes à boue s'éteignent, la pompe à contre-pression augmente en débit de façon interactive avec la diminution du débit des pompes à boue. Le manifold commence à se fermer de manière à ce que les pertes de charge annulaire soient compensées doucement par la contre-pression appliquée à la surface. Le contraire se produit lorsque le forage reprend à nouveau. La pompe MPD est lentement diminuée avec l'augmentation du débit des pompes à boue. Le manifold dans ce cas commence à s'ouvrir un certain niveau permettant le retour de la boue de circuler à travers le manifold sans piéger une pression inutile. En conséquence de cette gestion de la pression, la pression au fond est maintenue constante tout au long du forage, comme le montre la Figure 27. La figure montre le contrôle automatique de la pression dans la technique MPD avec un changement de débit. (Rahimov, 2009)

III.4.1. La variation de la contre pression en fonction de débit

Dans l'ordre de clarifier le concept de la contre-pression à appliquer au cour de forage avec la technique MPD, les effets des paramètres de forage doivent être pris en considération dans les conditions statiques et dynamiques. L'objectif d'étudier ce paramètre est de savoir avec exactitude là contre pression à appliquer pour maintenir la pression de fond constant, pour les différents paramètres comme la densité, débit, densité des déblais, concentration des déblais, concentration et les longueurs des composent de la BHA. Le graphe suivant illustre la valeur de là contre pression nécessaire pour les différents paramètres de forage.

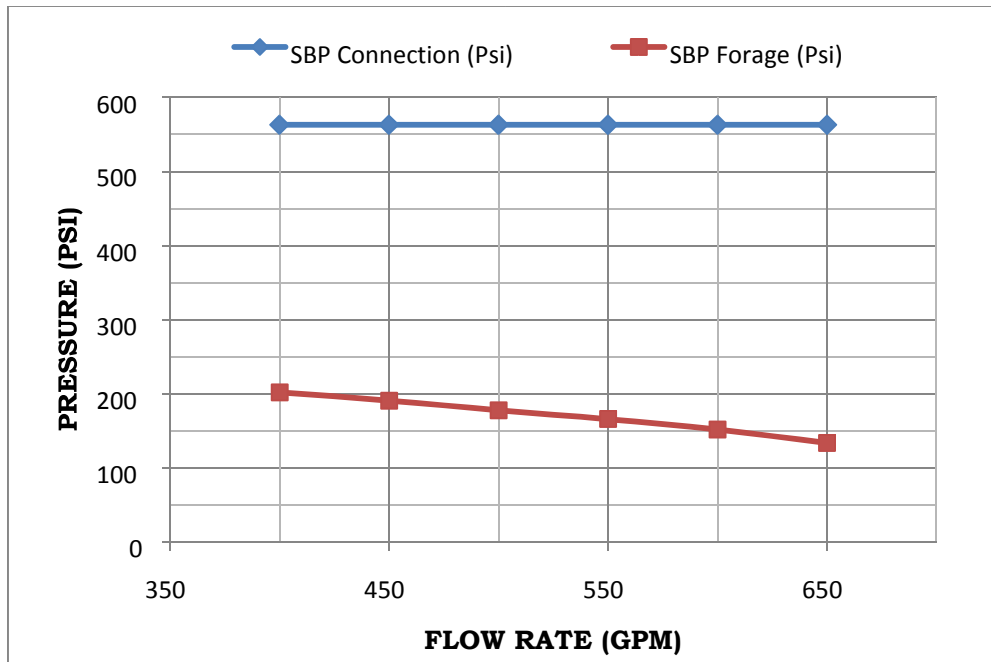


Figure III. 28: La variation de la contre pression en fonction de débit

La figure ci-dessus illustre la variation de la contre pression en fonction de débit la ligne bleue simule l'état statique et la ligne rouge simule l'état dynamique, comme le montre la figure ci-dessus la contre pression est constant sous les conditions statiques et la pression du fond en fonction de la pression hydrostatique de la colonne de boue avec les déblais.

Si la concentration des déblais est considéré constant sous les conditions dynamiques, la variation de la contre pression est inversement proportionnelle au débit comme l'augmentation de débit génère une augmentation des pertes de charge dans l'espace annulaire ce qui mène à réduire la contre pression en surface pour garder la pression du fond constant et dans le cas contraire une diminution de débit conduit à augmenter la contre pression en surface pour compenser les pertes de charges dans l'annulaire . (Tercan, 2010)

III.4.2. La variation de contre pression en fonction de densité des déblais

La figure ci-dessous illustre la variation de la contre pression (back pressure) en fonction de la densité des déblais, la pression de fond est en fonction de la densité de la formation forée, la contre pression requise pour maintenir la stabilité des parois est grand lorsque la formation forée a une faible densité dans ce cas on peut ignorer l'effet des déblais dans la colonne de boue et par contre si la densité de formation est grand l'effet des déblais dans l'augmentation de gradient hydrostatique de la colonne de boue ne peut pas être ignoré . (Tercan, 2010)

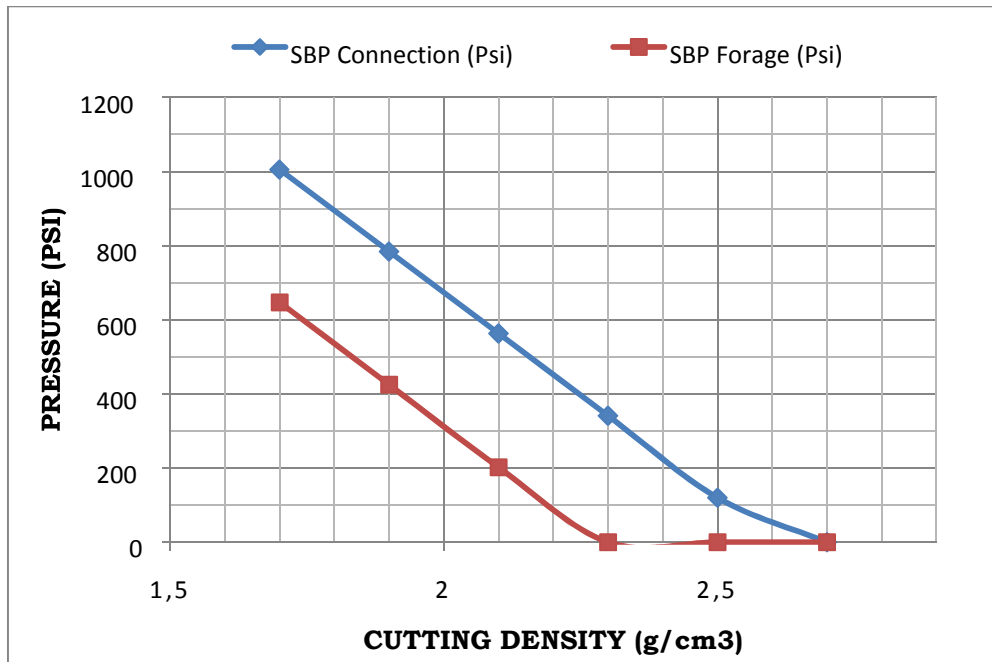


Figure III. 29: Variation de la contre pression en fonction de la densité des déblais

III.4.3. La variation de contre pression en fonction de la concentration des déblais

La figure ci-dessous illustre la variation de contre pression en fonction de la concentration des déblais comme on voit sur la figure tout augmentation de la quantité des déblais diminue la nécessité de la contre pression due à la charge des déblais sur la pression de fond en outre , la concentration des déblais dans la boue est en fonction de la vitesse de pénétration ROP qui limite le maximum de pression en tête du puit ,afin de prévenir les perte de fluide dans la fenêtre de forage, la vitesse d'avancement doit être optimisée ,en se réfèrent à la figure ci-dessous lors de forage une augmentation de la concentration de 3 à 4% nécessite une diminution de la pression en tête de puit de 1100Psi 1000psi, si la contre pression est maintenue constant tout augmentation de la vitesse d'avancement peut entraine des pertes de fluide de forage ,d'autre par la concentration des déblais est en fonction du temps de leur évacuation alors si en circulent seulement en aura une diminution de la concentration des déblais de 3 à 0% ce qui nécessite une augmentation de la contre pression de 1100psi à 1300psi ce qui signifiait que si la contre pression est maintenu constant (1100psi) pourrait provoquer une venue.

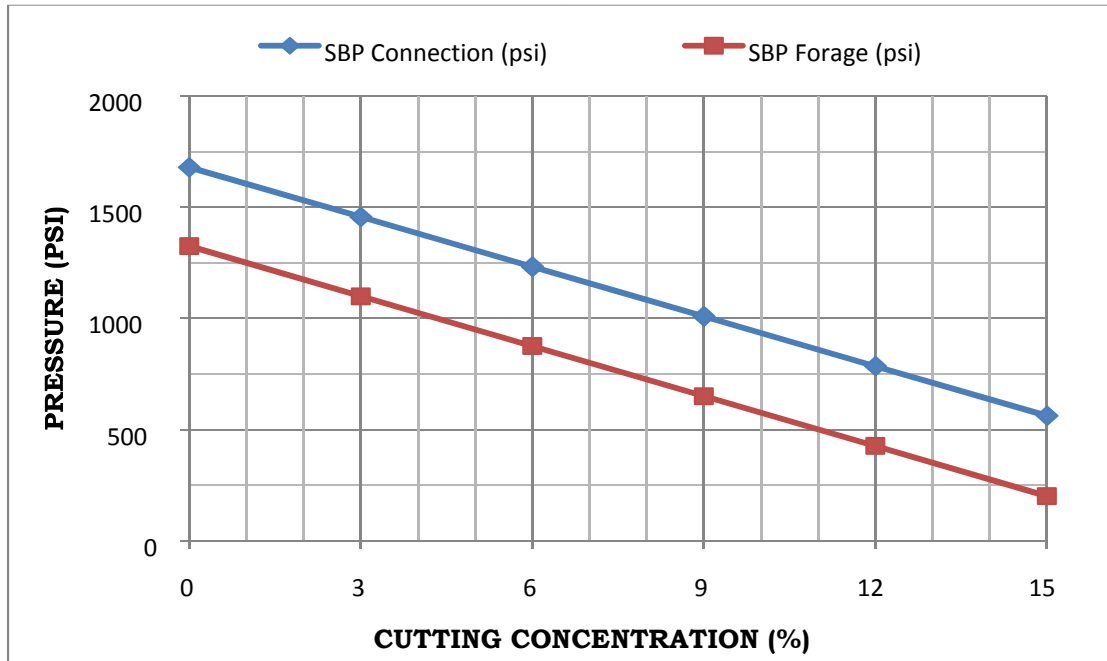


Figure III. 30: Variation de la contre-pression en fonction de la concentration des déblais

III.5. Well control en CBHP

Deux méthodes différentes de contrôle de puit sont généralement applicables en cas de venue pendant les opérations de CBHP. La première stratégie de contrôle et la plus souvent appliquée est l'approche traditionnelle, consistant à fermer le puits avec le BOP suivi par la circulation avec la méthode driller's ou la méthode wait and weigh.

La deuxième stratégie implique d'arrêter la venue en augmentant rapidement la pression de fond par le manifold du duse de l'MPD et faire circuler la venue en utilisant le premier cycle de la méthode driller's. (Picolo, 2013)

III.5.1. Fermeture traditionnelle avec BOP

Arrêt des pompes, vérification du débit, et la fermeture de BOP suivie par la circulation de venue avec la méthode driller's ou la méthode wait and weight c'est toujours la forme la plus courante de contrôle de puits. Dans les deux méthodes, le fluide de forage est circulé en bas à travers la garniture de forage, en haut à travers l'espace annulaire et dévié à travers une ligne d'écoulement dans la BOP au manifold de duses en maintenant une pression constante au fond du puits et légèrement au-dessus de la pression de formation.

Le manifold de duse est manipulé pour maintenir une pression de fond constante tout en permettant à la venue de gaz de se dilater en toute sécurité en migrant vers la surface soit dans la driller's ou la wait and weight method. Laisser une venue de se détendre en approchant de la surface permet d'éviter des pressions qui peuvent être aussi élevées que la pression de formation d'être directement appliquées à la zone fragile, le tubage et l'équipement de surface. À mesure que le gaz se détend, le fluide de forage est déplacé du puits de forage entraînant une perte de pression hydrostatique. Compenser la perte de pression hydrostatique avec une pression supplémentaire de duse empêche la chute de la pression du puits pendant que le bouchon de

gaz déplace le fluide de forage pendant son expansion. En conséquence, la pression du puits de forage à une profondeur donnée peut rester constante. (Picolo, 2013)

III.5.2. Augmentation rapide de la pression au manifold du duse

Les experts de MPD dans l'industrie proposent également l'augmentation rapide de pression de choke comme moyen de contrôle des venues sans le temps nécessaire pour effectuer un arrêt de la pompe, une vérification du débit et une fermeture du BOP. Pour ce faire, un afflux est détecté lorsque l'écoulement sortant de l'annulaire dépasse de manière inattendue le flux injecté dans Le puits de forage par les pompes de boue. L'augmentation du débit est dû au fait que le fluide de forage provenant des pompes de boue et le fluide de formation sont tous les deux injectés dans l'espace annulaire simultanément. Une fois la venue est détectée, l'équipe de forage compte sur le RCD pour contrôler la pression dans l'espace annulaire alors qu'un manifold MPD désigné est utilisé pour augmenter la pression du puits suffisamment pour limiter l'écoulement sortant et l'égaliser à l'écoulement entrant, en arrêtant ainsi l'afflux et permettre une circulation de la venue avec un pression au fond constante CBHP.

Le manifold MPD est utilisé pour faire circuler l'afflux hors du puits de forage en maintenant une pression de puits constante en suivant le premier cycle de la driller's Method, après confirmation que les débits sont à nouveau égaux les uns aux autres (entrant = sortant). Ainsi, le bouchon de gaz est autorisé à se détendre en toute sécurité pendant la circulation alors que la pression du manifold est appliquée pour compenser toute perte de pression hydrostatique et maintenir une pression constante au fond du puits. (Picolo, 2013)

III.5.3. Considérations supplémentaires

Normalement, le forage sera interrompu après qu'une venue est détectée et avant l'application de l'une de ces méthodes de contrôle de venues. Après avoir arrêté l'afflux en égalisant la pression au fond du puits avec la pression des pores, la venue devrait être circulée en maintenant un BHP constant, puis le forage sera repris. Cependant, une autre option possible est de continuer à forer pendant que le manifold de duses et / ou la pompe à boue sont manipulées pour augmenter la pression au fond pour arrêter l'afflux. Cette option présente des avantages conceptuels d'éliminer le temps de non-forage associé au contrôle de la venue et de profiter de la densité ajoutée par les déblais dans l'espace annulaire.

Il existe plusieurs soucis à l'égard de cette approche. Le débit croissant lors de la pénétration supplémentaire de la zone de venue entraînera un volume de venue plus grand et peut retarder l'arrêt de la formation à débiter. La stratégie de routine consistant à maintenir constante la pression de refoulement pendant la circulation ne maintiendra pas un BHP constant opposé à la zone de venue comme dans la driller's method en raison de l'augmentation des pertes de charge avec l'augmentation de la profondeur. Un problème de sécurité est que le meilleur contrôle de la pression offert par la BOP ne peut être utilisé que si le forage est arrêté. (Das, 2007)

III.5.4 Matrice de contrôle du puits

Les WCM aident l'équipe à déterminer rapidement quand il est acceptable de continuer à forer, quand on peut utiliser le contrôle dynamique des puits, et quand il faudra passer au contrôle du puits classique.

Les WCM sont un moyen de définir la stratégie MPD. La figure ci-dessous montre un WCM qui dicte que l'opération de forage peut se poursuivre si le SBP est inférieur à la « limite de pression prévue » et s'il n'y a pas de venue détectée dans le puits. Cela implique que la densité de la boue doit être augmentée de telle sorte qu'aucune SBP supérieur à la « limite de pression prévue » est de besoin pendant l'opération de forage. C'est en fait une partie de la stratégie de l'MPD.

	SBP < Planned Pressure Limit	Planned Back Pressure < SBP < Back Pressure Limit	Back Pressure Limit < SBP < Ultimate Back Pressure Limit	SBP > Ultimate Back Pressure Limit
No Influx	Continue Operation	Increase pump rate, mud weight, or both AND reduce surface pressure to planned or contingency levels	Cease operation, pick up, space out, evaluate next action	Secure the well, evaluate next action
Influx Volume < Influx Volume Limit	Cease operation, stop influx with increased surface back pressure, circulate out influx	Cease operation, stop influx with increased surface back pressure, circulate out influx, evaluate next action	Secure the well, evaluate next action	Secure the well, evaluate next action
Influx Volume > Influx Volume Limit	Secure the well, evaluate next action	Secure the well, evaluate next action	Secure the well, evaluate next action	Secure the well, evaluate next action

Figure III. 31: Matrice de contrôle du puits

Comme tout autre outil, pour que WCM ait une valeur, son but et son bon usage doivent être proprement communiqués aux équipes qui ont l'opération directement entre leurs mains. Les équipes devraient connaître le bénéfice et la façon d'utiliser les WCM pour en profiter pleinement, des séances de formation avant chaque projet MPD sont essentiels. (Mehdi et al. 2014)

Chapitre IV : Etude de cas du puits HAZ-103

IV.1. Présentation du puits

Le puits HAZ-103 est le troisième puits à être développé dans le champ Hamra incliné après HA-101 et HA-102. Les dépôts d'ordovicien (Grès d'Ouargla et Quartzite de Hamra) sont les principaux objectifs de forage. Ceci était destiné à optimiser la production de gaz et de condensat dans le développement du champ Quartzites de Hamra à travers la trajectoire inclinée de $79,77^\circ$ dans le réservoir avec un azimut de $357,826$ parallèle à la tension minimale pour l'interception d'autant de fractures ouvertes que possible.

Dans le champ de Hamra, il y'avait un grand risque d'incertitude des limites supérieures et inférieures de pression, donc l'un des objectifs était de mettre en évidence les limites de pression et de contrôler le profil de la pression annulaire par conséquent. La partie forée avec l'MPD était à partir du sabot de la phase 7'' 3222m MD jusqu'à la profondeur de 3775m MD valant d'une longueur de 553m. (Weatherford)

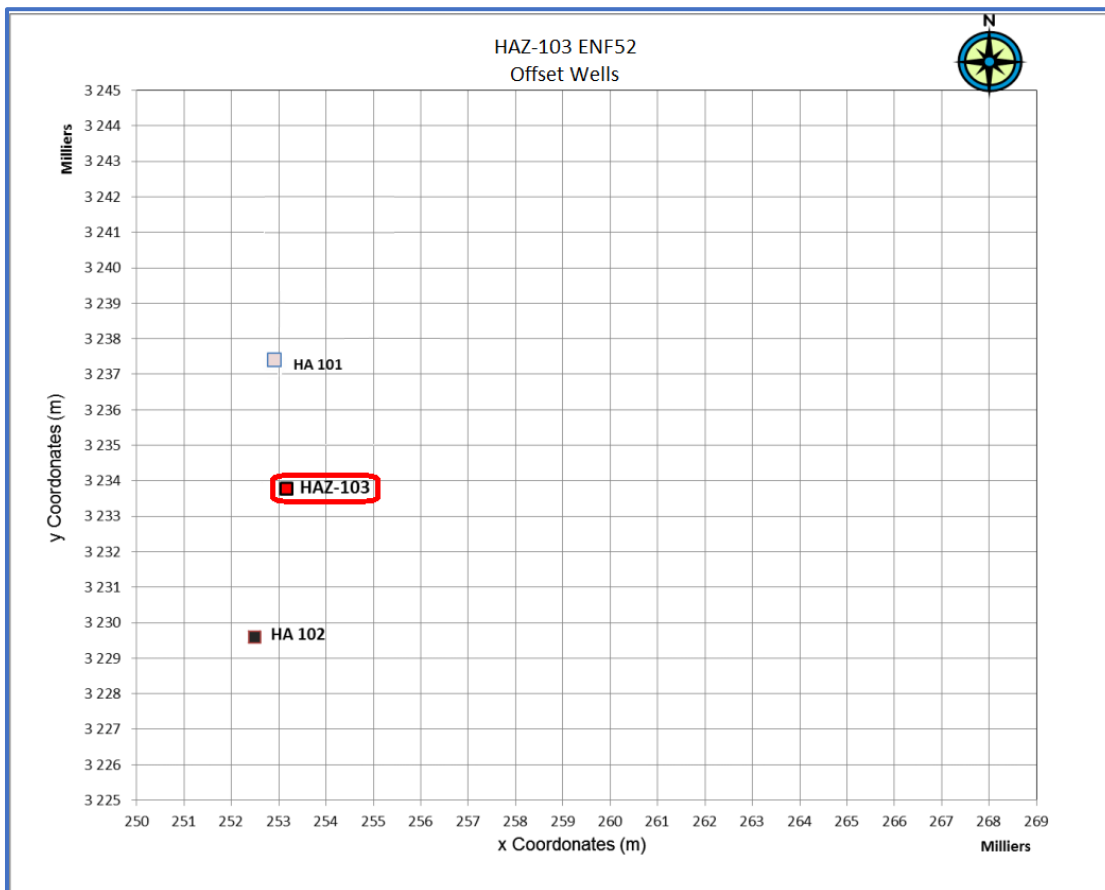


Figure IV. 1: Localisation du puits HAZ-103 et les puits de référence (Sonatrach)

Tableau IV. 1 : Identifiants du puits et localisation

Informations Générales	
Operateur	Sonatrach
Contracteur de forage & Nb° de l'appareil	ENAFOR-52
Nom du puits	HAZ-103
Pays	Algérie
Emplacement	287 Km de Hassi Messaoud
Champ	HAMRA
Profondeur atteinte	3775 m MD / 3164 m TVD
Position Géographique	
Latitude	29° 12'' 40.02324'' N
Longitude	6° 27'' 39.3536'' E
Système de carte X	253148.93 m E
Système de carte Y	3233791.81 m N
Élévation de TDR du niveau de la mer	300 m
Élévation de TDR du sol	9 m
Informations du puits	
Type du puits	Dévié 78° / Développent
Type du fluide	Condensat / Gas
Formations	Quartzites de Hamra

Les problèmes attendus lors du forage de la phase 6''

- Coincement de la BHA pendant l'opération de sliding (avancement avec moteur de fond sans rotation de la garniture) indiquant l'accumulation des déblais
- Usure de l'outil en diamètre causant dans des cas la formation des endroits rétrécis
- Risque de perte partielle de circulation
- Retour de gaz de formation 3-4 %

Pour remédier au problème de mauvais nettoyage du puits, et il est recommandé de :

- Pomper des bouchons de boue de haute viscosité avant les connexions et pendant l'opération de sliding
- Reforer de la dernière simple
- Minimiser le rapport entre le sliding et le rotary

D'après l'analyse des puits de référence, le programme suivant a été élaboré :

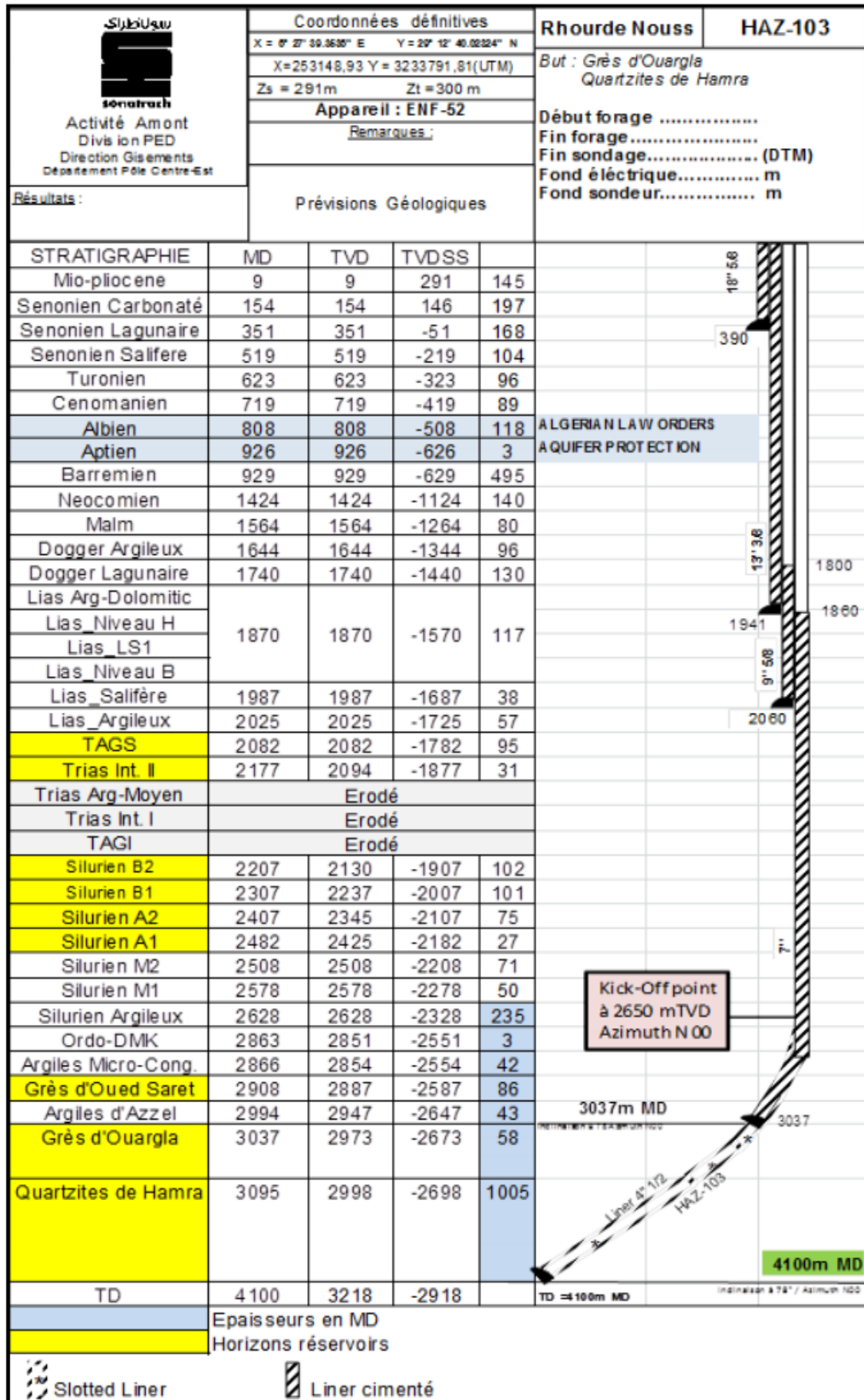


Figure IV. 2: Programme prévisionnel de forage (Sonatrach)

IV.2. Objectifs de l'MPD dans le puits HAZ-103

L'utilisation de la technique MPD dans le puits HAZ-103 avait comme objectifs les points suivants :

- Minimiser les problèmes de venues et de pertes dans la phase 6''
- Effectuer des tests des limites supérieure et inférieure pour l'amélioration du programme de boue (ECD) selon la fenêtre de forage, ceci aussi peut déterminer le potentiel du puits avant l'opération de DST
- Traverser les formations avec une densité de boue minimale pour minimiser le risque des pertes
- Maintenir une pression constante au fond du puits pendant le forage et l'arrêt de circulation
- Comme un résultat des derniers objectifs, forer la phase 6'' avec une inclinaison de 78° pour améliorer la production du puits HAZ-103

IV.3. Choix de l'ECD

IV.3.1. Estimation des limites supérieures et inférieures de pression (Mud window)

D'après les puits offset forés précédemment, une estimation des limites supérieures et inférieures de pression des formations traversées par cette phase a été élaboré ; ces limites et les paramètres de forage programmés sont représentés dans le tableau suivant :

	Drilled Interval		Formation	Pore Pressure	MPD MW	Drilling Window (sg)		Pump Rate	Target ECD/	Applied SBP		ECD at applied SBP		ESD at applied SBP	
	(m)			(sg)	(sg)	Lower	Upper	(lpm)	ESD	(psi)		(sg)		(sg)	
	From	To							(sg)	Drilling	Conn.	TD	At shoe	TD	At shoe
1	3037	3095	Gres d'Ourgla	1.11	1.10	1.11	1.65	900	1.27	263	640	1.27	1.26	1.26	1.26
2	3095	4100 (TD)	Quartzite de hamra	1.11	1.10	1.11	1.65	900	1.27	200	806	1.27	1.24	1.27	1.29

Tableau IV. 2: les limites supérieures et inférieures prévues dans la phase 6'' HAZ103

IV.3.2. Détermination de l'ECD convenant par simulations hydrauliques

En prenant en compte les estimations de la fenêtre de forage, des simulations hydrauliques pour calculer l'ECD correspondant à un débit convenable de 900 l/m, une densité de boue de 1,10sg et des différentes pressions appliquées en surface ont été faites. Le graphe suivant montre le résultat d'une des simulations faites correspondant à la profondeur finale de 4100m MD.

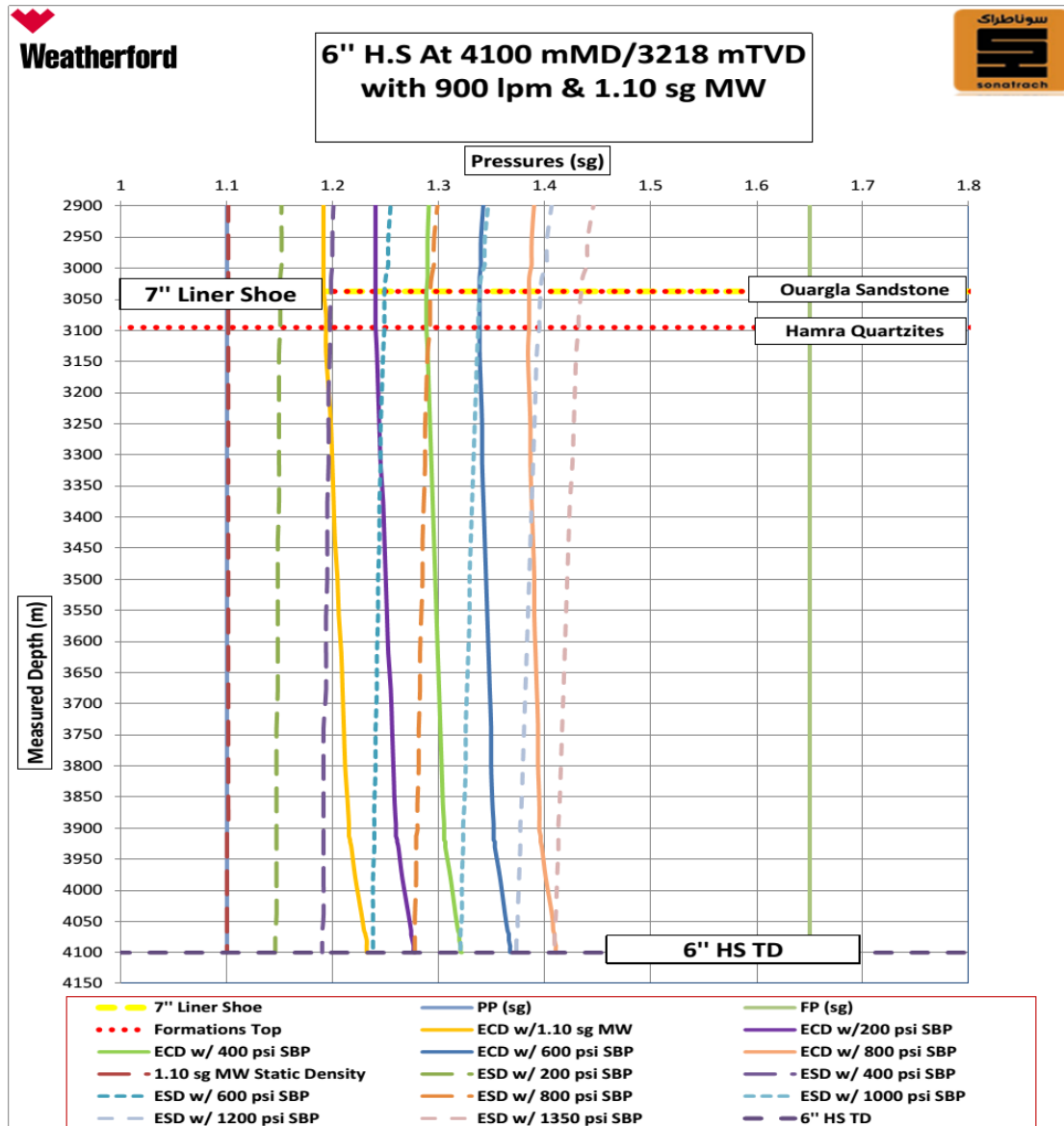


Figure IV. 3: Hydrauliques de l'MPD à la profondeur finale avec 1,10sg MW

Un scénario recommandé avec le débit sélectionné de 900 l/m a été choisi pour illustrer l'approche de l'MPD en traçant le profil de pression dans l'annulaire à la profondeur finale de la phase 6''. Dans le graphe ci-dessus, il est présenté que :

- La densité de boue recommandée pour finir cette phase est **1,10** sg avec un débit de 900 l/m et 200 psi come pression appliquée en surface pour avoir une densité équivalente de **1,27** sg ; cependant, la pression appliquée dépendra des résultats des tests de limites supérieures et inférieures.
- S'il arrivait des pertes de circulation, la pression appliquée serait réduite jusqu'à ce que le débit entrant soit égal au débit sortant.
- Il est recommandé de forer avec une densité équivalente de 1,27 sg l'intervalle 3135-3276m TVD (en se basant sur les données des puits de corrélation ou il y'avait un coincement mécanique) et en mode rotary en pompant des bouchons Hi-Vis (boue de haute viscosité) pour éviter le problème de coincement mécanique.

IV.3.3. Valeurs réelles des limites supérieures et inférieures de pression

Pendant le forage de la phase, des tests de limites ont été effectués pour obtenir les valeurs réelles de la pression de pores et de fracturation des formations traversées pour ensuite ajuster l'ECD pour maintenir une pression au fond constant sans risque de perte de circulation ou de venue.

Test des limites à la côte 3658m MD/ 3142m TVD :

Après avoir foré 436 m avec un ECD de 1,27 SG, des pertes de circulation étaient rencontrées et il fallait réévaluer la limite inférieure pour actualiser la fenêtre de forage. Le train de sonde a été remonté à l'intérieur de tubage, avec un poids de boue de 1,15sg dans le trou et une SBP de 400 psi. Avant d'effectuer le test, la boue de densité 1.15sg a été remplacé par une boue de densité 1.10sg au niveau du sabot, puis le train de sonde est descendu dans le trou jusqu'au fond et la boue restante de 1,15sg est déplacée, ensuite, il a été confirmé que toute la boue à l'intérieur du trou est homogène.

Puis, le train de sonde est remonté à l'intérieur de tubage, tous les équipements de surface sont testés (dégazeur, torche, manifold de duses...)

En utilisant la pompe MPD pour maintenir la contre-pression à travers le manifold MPD, où l'aspiration de la pompe et le retour du puits sont connectées au trip tank pour surveiller toute modification de volume.

Chaque fois, SBP est diminuée de 45psi, ce qui représente 0,01sg et le volume est surveillé pendant 15 minutes et par la suite la perte / gain sont calculés.

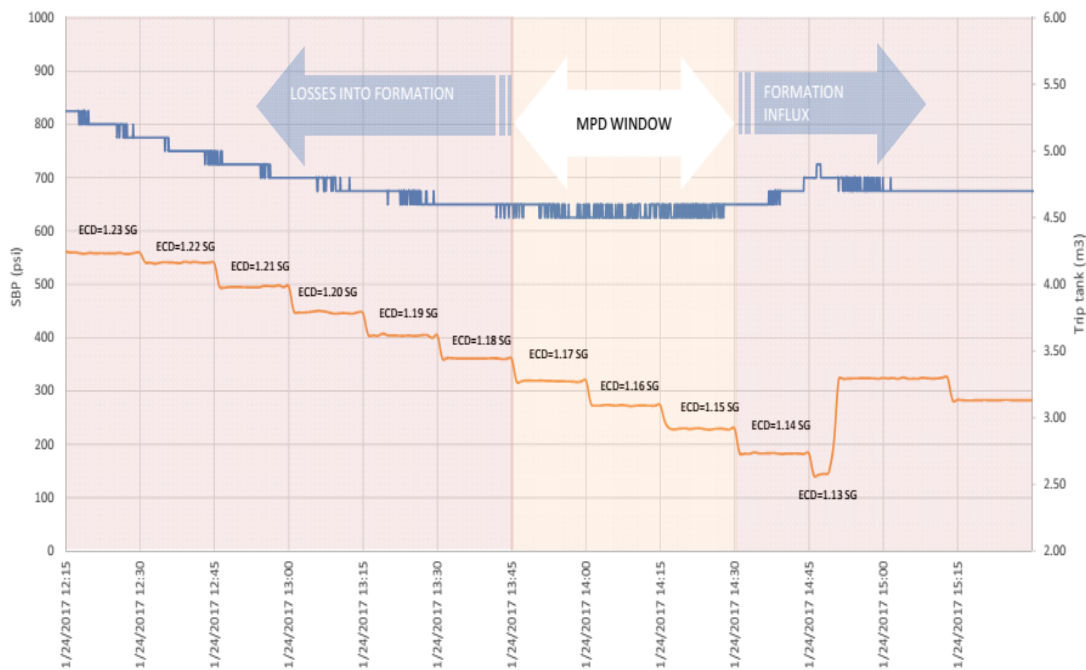


Figure IV. 4: Gains/pertes et SBP en fonction du temps

Les résultats réels sont présentés dans le tableau suivant :

Test #	Prof. MD (m)	Limite Supérieure				Limite Inférieure			
		Test SG	Temps de début/fin	Perte	Commentaire	Test SG	Temps de début/fin	Gain	Commentaire
1	3222	1.30->1.64sg (0.02sg/étape)	18 :20- >20 :30	Aucune perte a arrivé	Test arrêté à 1.64sg suivant SH	1.30->1.1 sg, (0.01sg/step)	20 :45->22 :10	Pas de gain observé	Limite Inf. établie ~ 1.1
2	3658	1.23->1.17 sg (0.01sg/étape)	12 :15->14 :00	Perte arrêta à 1.17 sg	Pas de perte à 1.17 sg	1.23->1.13 sg (0.01sg/step)	12 :15->14 :30	Un gain de 100L arrivait à 1.14 sg et 33 % de gaz après bottom's Up	Limite inf. 1.14 sg
3	3775	1.19->1.16sg (0.01sg/étape)	13 :45->13 :05	Perte arrêta à 1.16 sg	Pas de perte à 1.16 sg	1.19->1.14sg (0.01sg/step)	12 :45->13 :10	Un gain de 10L arrivait à 1.14 sg et 40% de gaz après bottom's Up	Limite inf. 1.14sg

Tableau IV. 3: résultats des tests des limites de formations dans la phase 6'' HAZ103

Les résultats des tests sont résumés dans le tableau suivant :

HAZ103 : la fenêtre de forage comme vérifiée par l'MPD					Commentaire
Zone	Profondeur m	Supérieure sg	Inférieure sg	Forée avec sg	
Grès d'Ouargla	3218 - 3303	1,64	1,1	1.1 - 1.15	Test arrêté à 1.64 sg
Hamra Quartzite	3303 - 3658	1.30	1.14	1.15	Résultat obtenu d'après le Daily reports de WFT
Hamra Quartzite	3658 - 3775	1,18	1,14	1.1	Pertes arrivaient à 1.30, 1.27 puis à 1.23 sg ; test de limite fait (1.18sg statique/ 1.14 sg gain)

Tableau IV. 4: résultats finals des tests des limites des formations dans la phase 6'' du puits HAZ103

On constate qu'il y'a un écart entre les valeurs des limites supérieure et inférieure de la formation de Hamra Quartzite prévues et réelles ; cette mauvaise estimation est due au manque de données concernant cette région.

IV.4. Evolution de la pression de fond en fonction de la profondeur

La figure suivante montre l'évolution de la pression de fond en fonction de la profondeur mesurée, y montré les limites supérieure (pression de fracturation) et inférieure (pression de pore).

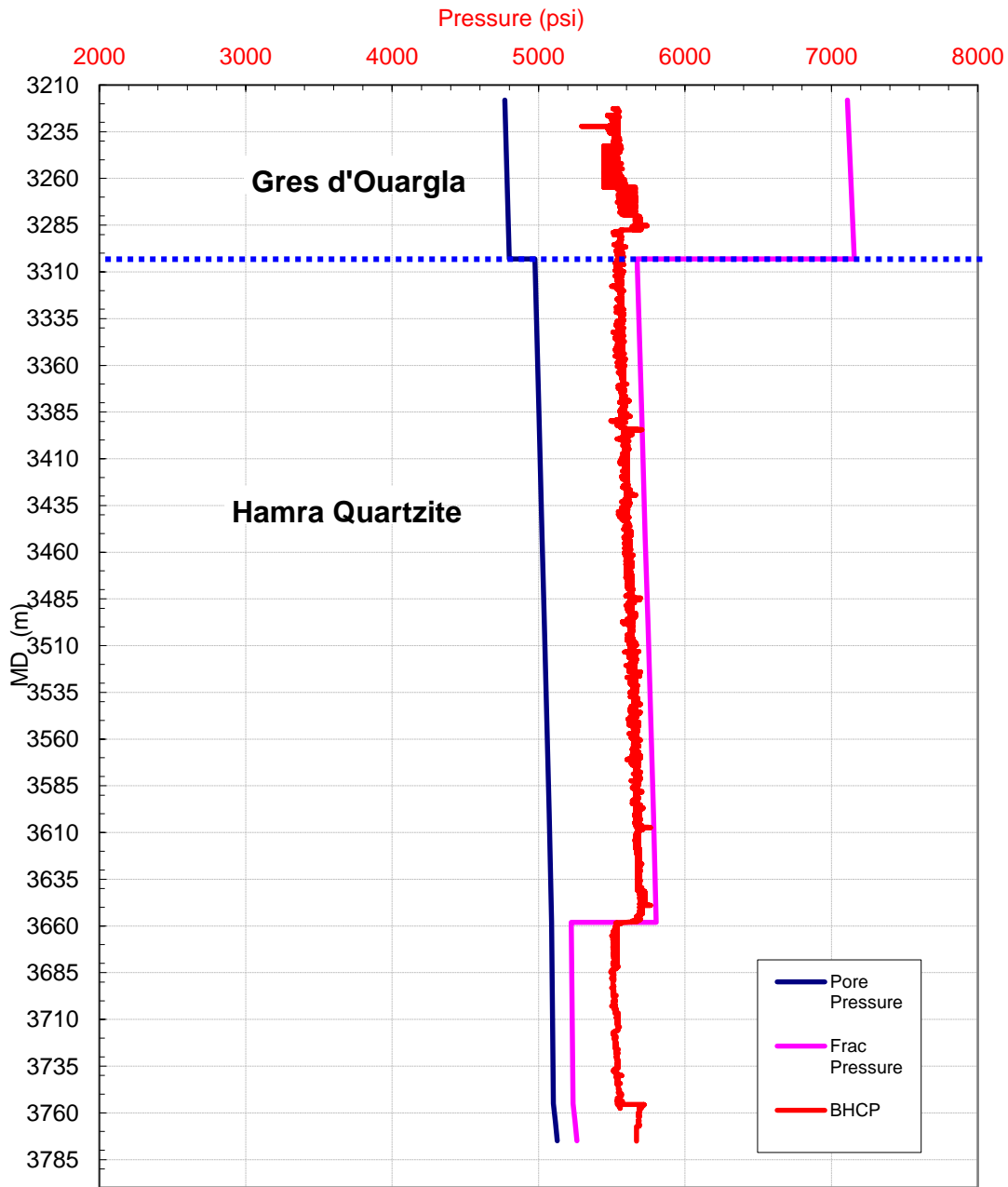


Figure IV. 5: Fenêtre de forage comme testé par l'MPD et la pression de fond appliquée en fonction de la profondeur

D'après la représentation précédente de la fenêtre de forage dans la phase 6'' du puits HAZ-103, on observe que la fenêtre est suffisamment large dans la formation de Grès d'Ouargla allant de 1,10 sg jusqu'à 1,64 sg, ce qui a permis de la forer aisément par la densité équivalente de 1,27sg obtenue de la simulation. Cependant, en arrivant à la formation de Quartzite de Hamra, la fenêtre devient étroite premièrement au top de la formation à la profondeur de 3303m MD où la fenêtre devient 1,14-1,30 sg, et elle devient encore plus étroite en arrivant à la profondeur mesurée de 3658m où la pression de pore reste la même mais la pression de

fracturation devient 1,18 sg donnant un intervalle de forage valant de 0,04 sg, où une réévaluation des limites de pression de la formation a été faite, et par la suite, la densité équivalente fallait être réduite à 1,23 sg à cause des pertes rencontrées à cette côte. On observe une augmentation dans la pression de fond à partir de la côte 3755m, ce qui correspond à l'arrêt des opérations MPD et la poursuite de forage conventionnellement à cause de la présence des débris de l'outil précédent dans le puits.

IV.5. Analyse du nettoyage du puits à la profondeur de 3755m MD

L'optimisation des paramètres de forage est très importante dans l'MPD pour maintenir l'ECD cible avec un nettoyage optimum du puits.

La combinaison et la bonne gestion du ROP, la rhéologie du fluide de forage et le débit des pompes est primordial pour assurer un nettoyage des déblais efficace et des opérations de forage sans problèmes et minimiser le temps non productif TNP due aux problèmes causés par le mauvais nettoyage du trou, tels que le torque élevé ou les rétrécissements du diamètre du trou résultant de la formation des lits des déblais par accumulation.

Un CTR (Cutting Transport Ratio/Rapport de transport des déblais) est calculé pour déterminer si le critère de nettoyage du puits minimal est vérifié pour assister à la détermination de l'efficacité du fluide de forage choisi dans le nettoyage du trou.

Le CTR définit la capacité du fluide coulant de transporter les déblais. De même que l'action de glissement qui se passe entre les vitesses du liquide et de gaz, un glissement se trouve aussi entre la vitesse des particules solides (déblais) et celle du fluide de forage. Il est impératif pour un design de nettoyage du trou d'assurer que le glissement n'est pas trop élevé que les déblais glissent et s'accumulent à n'importe quelle section depuis l'outil jusqu'à la surface. Un CTR supérieur à 0,7 dans les puits verticaux et à 0,9 dans les puits horizontaux sont recommandés pour assurer un bon nettoyage du trou.

Pour calculer le CTR, on utilise l'équation suivante :

$$CTR = 1 - \frac{V_{sc}}{V_{mean}} \tag{IV.1}$$

Avec : CTR : le rapport de transport des déblais

V_{sc} : l'estimation de la vitesse de glissement des déblais, ft/s

V_{mean} : la vitesse du fluide, ft/s

Les équations utilisées pour calculer V_{sc} sont données dans le tableau :

Tableau IV. 5: V _{sc} en fonction de Rec	
Rec	V _{sc}
Rec < 3	V _{sc} = 82,87*(ρ _s -ρ _f)*(ds ² /μ _f)
3 = Rec < 300	V _{sc} = 2,90*[(ρ _s -ρ _f) ^{0,667}]/[(ρ _f *μ _f) ^{0,333}]
300 = Rec < 4000	V _{sc} = 1,54*[(ds*(ρ _s -ρ _{ff}] ^{0,5}
Rec = 4000	V _{sc} = 1,06*[ds*(ρ _s -ρ _f)/ ρ _f] ^{0,5}

Avec : Rec : le nombre de Reynolds des déblais

Vsc : l'estimation de la vitesse de glissement des déblais, ft/s

ds :diamètre des déblais, in

ps : densité des déblais solides, ppg

pf : la densité du fluide, ppg

μf :viscosité du fluide, cp

$$Rec = \rho_f * V_{sc} * d_s / \mu_f$$

IV.5.1. Profil du puits

Le fluide de forage s'écoule du fond par l'espace annulaire entre le BHA et le trou 6'' et les DP et le trou ou le tubage 7''. La section de nettoyage critique (40 -60°) est localisée dans le tubage 7''. Le profil du puits est illustré dans la figure suivante :

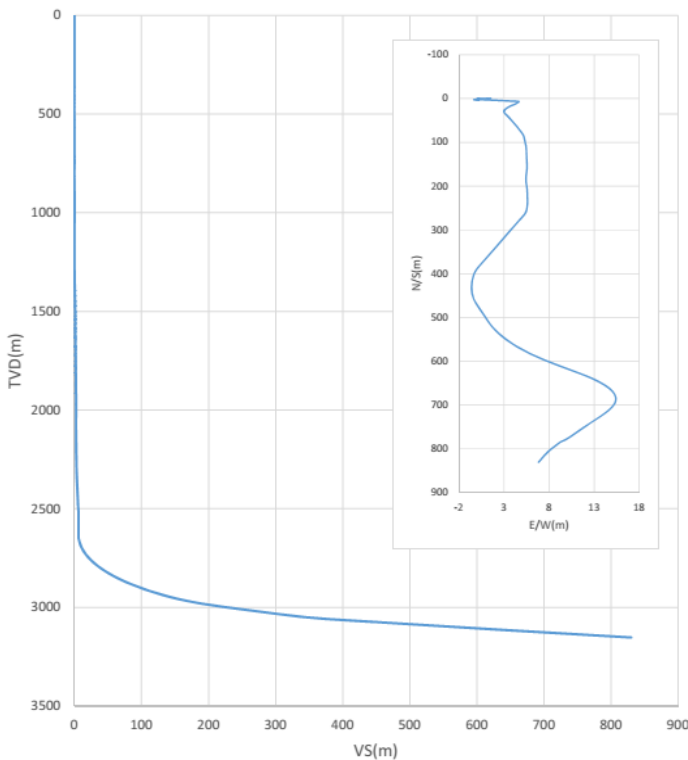


Figure IV. 7: Profil du puits (WFT)

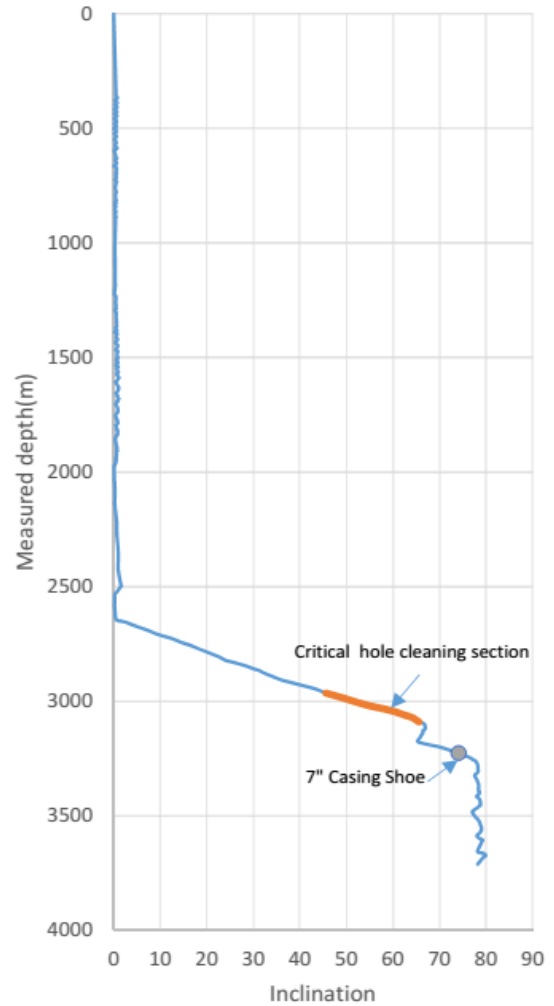


Figure IV. 6: Zone de nettoyage critique (WFT)

Une simulation pour calculer le CTR a été réalisée en utilisant Wellflo dans la profondeur 3755m MD, et les résultats sont montrés dans la figure suivante où il est indiqué le CTR en fonction de la profondeur mesurée.

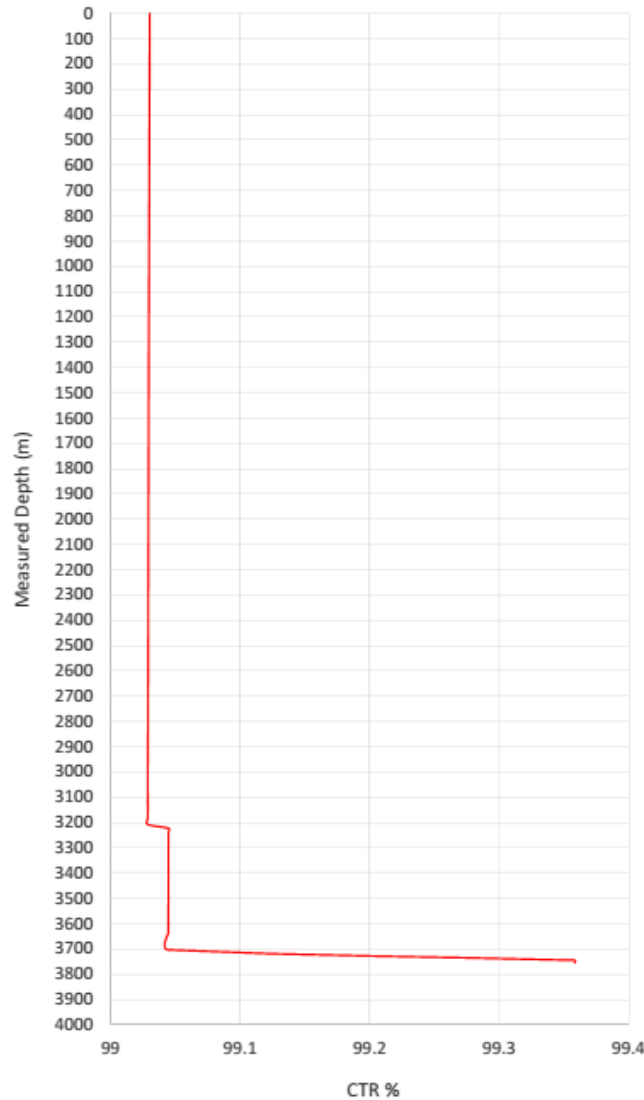


Figure IV. 8: Résultats de simulation montrant le CTR en fonction de la profondeur mesurée MD (WFT)

IV.5.2. Discussion des résultats

D’après les résultats obtenus, on voit que le CTR est bien supérieur à 0,7 dans la section verticale et à 0,9 dans la section horizontale du puits, ce qui indique un bon nettoyage du trou.

La concentration des déblais dans l’annulaire est très faible du fait que le ROP est faible aussi ; pour un ROP moyen de 1m/h la concentration des déblais est environ 0,043%.

La quantité des déblais dans les tamis vibrants, la capacité de manœuvrer vers le haut sans poids supplémentaire et le forage sans anomalies dans la pression de refoulement tous montrent un bon nettoyage du trou.

IV.6. Analyse du ROP

5 outils ont été utilisé pour forer cette phase qui allait de 3222 à 3775m MD. Le premier outil était un outil diamant SMITH qui a pu foré 171m avec un ROP moyenne de 0,96 m/h. le deuxième outil étant un PDC qui a foré une totalité de 214m avec un ROP moyenne valant de

0,93m/h. le troisième outil qui était le modèle que le dernier avait foré une autre 148m avec un ROP moyenne égal à 1,21m/h. le quatrième outil était un outil diamant et qui a foré 12m avec un ROP moyenne de 0,71m/h. le dernier outil utilisé pour arriver à l'objectif était un outil diamant et a foré 8 m avec un ROP moyen de 0,85 m/h.

Tableau IV. 6: Les outils utilisés pour le forage de la phase 6'' (WTF)

Outil	Diamètre	Fabricant	Type	TFA/ Jet size	Condition (codes API)
1	6	SMITH	K50KBXP	1.2000 / Fixed nozzles	1-2-WT-A-I-NO-DHT
2	6	NOV	DD5560	1.2500 / Fixed nozzles	3-4-WT-A-X-1-NO-HR
3	6	NOV	DD5560	1.2500 / Fixed nozzles	8-8-BB-C-X-1-WT-HR
4	6	SMITH	XR30TYP5	3 x 13	3-4-WT-A-3-3-BT-BHA
5	6	SMITH	K505BPX	1.2000 / Fixed nozzles	2-2-WT-A-X-I-NO-TD

Tableau IV. 7: Mètres forés et ROP de chaque outil utilisé (WTF)

Outil	De (m)	À (m)	Mètres forés	ROP (m/h)
1	3222	3393	171	0,96
2	3393	3607	214	0,93
3	3607	3755	148	1,21
4	3755	3767	12	0,71
5	3767	3775	8	0,85

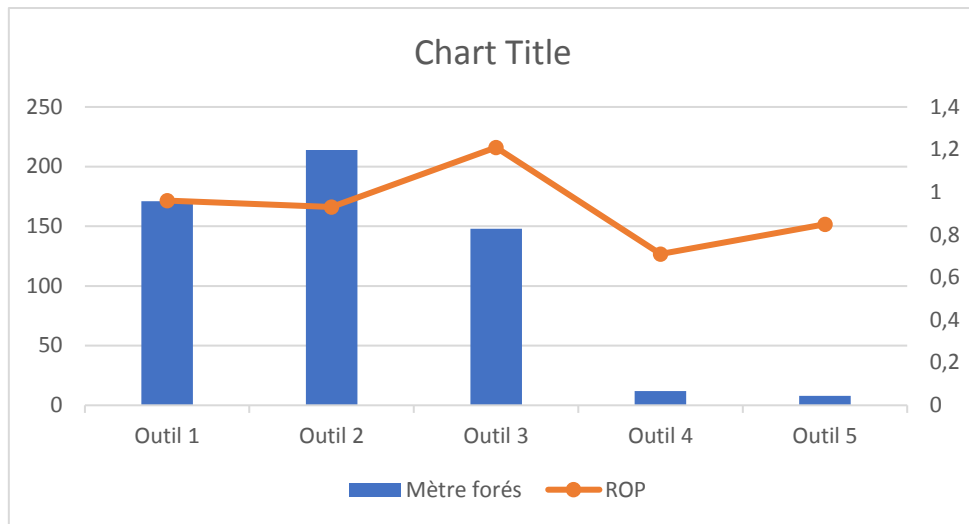


Figure IV. 9: Mètres forés et ROP des outils utilisés

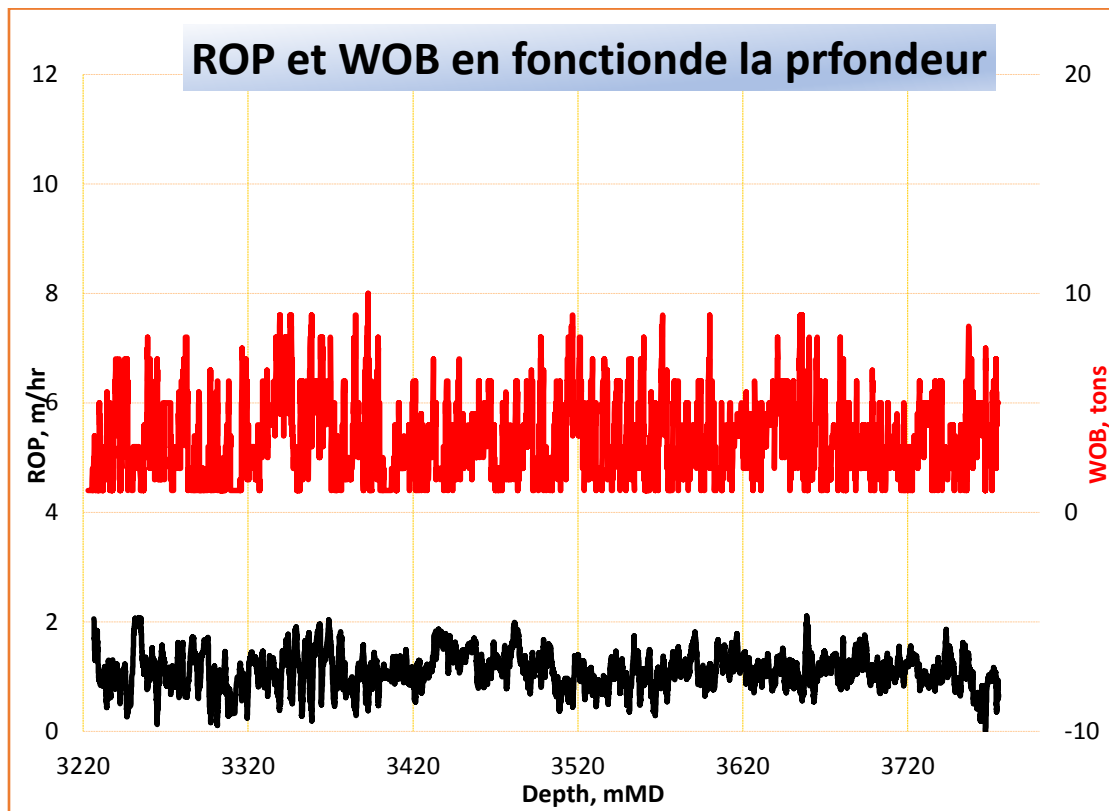


Figure IV. 10 : ROP et WOB en fonction de MD dans la phase 6'' du puits HAZ-103 (Weatherford)

Analyse : d'après le graphe précédent, qui montre l'évolution du ROP (m/h) et le WOB (tonnes) correspondant pendant le forage de la phase 6'', on voit que le ROP est généralement faible le long de la phase avec une valeur maximale de 2m/h, et c'est due à la nature dur de la formation de Quartzite de Hamra et aussi au poids faible appliqué sur l'outil (marge entre 4 et 8 tonnes) ; le poids appliqué sur l'outil étant limité à cause du profil du puits dévié où on favorise la vitesse de rotation du poids appliqué.

IV.7. Répartition du temps pendant le forage de la phase 6'' en utilisant l'MPD

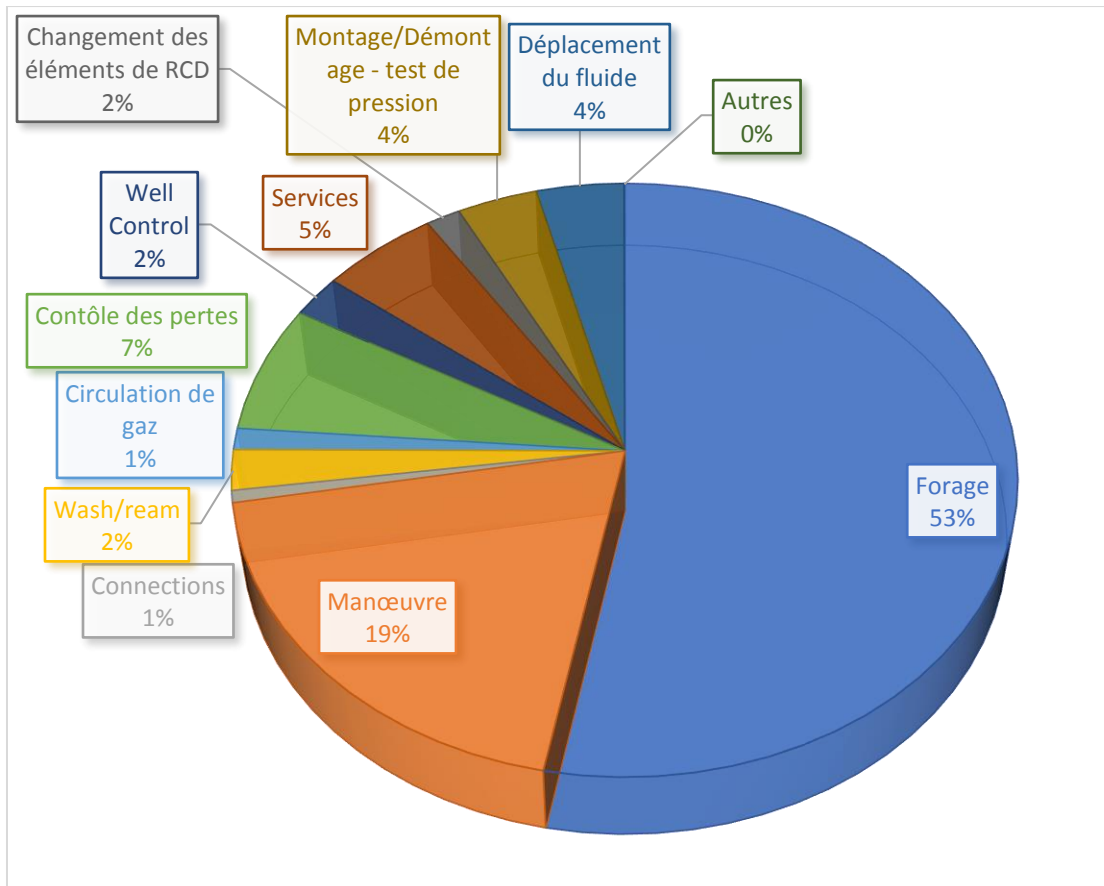


Figure IV. 11: Répartition du temps pendant le forage de la phase 6'' puits HAZ-103 (Weatherford)

La figure représente la répartition du temps de HAZ-103 depuis que l'équipement d'MPD de Weatherford a été installé et jusqu'à son démontage en arrivant à la profondeur de 3775m MD et finalisant les travaux de forage.

On voit que le temps dominant est le temps de forage, mais il y'a un temps non productif représenté par le temps consacré aux opérations de well control, la circulation des bouchons de gaz, le déplacement de la boue pour effectuer les opérations de manœuvre et les opérations auxiliaires (services).

IV.8. Discussion des résultats des puits forés dans le champ d'Hamra

Puits HA-101

La phase 6'' a été forée de 3051m à 3135m MD avec une densité de boue 1,27 sg donnant approximativement une densité équivalente de 1,40sg. Pendant le forage, il y'avait un coincement de la garniture à la côte 3135m et un poisson de 40 cm a été laissé dans le puits (pas de perte pendant le coincement, ce qui montre que le coincement été mécanique). Des essais pour libérer le poisson ont été faites mais sans succès. Un bouchon de ciment a été pompé et un sidetrack a été réalisé à la côte 3070m MD. Un faible ROP observé dans la totalité de la section du trou pendant le forage. Un test DST été exécuté (puits non tubé) a donné des résultats négatifs. Le puits a été isolé par un bouchon de ciment à 3000m MD.

Puits HA-102

La phase 6'' a été forée de 3106m à 3276m MD avec une densité de boue 1,27 sg donnant approximativement une densité équivalente de 1,40sg. Il y'avait un coincement de la garniture à 3276m mais elle était libérée par battage vers le haut (de même que le puits HA-101, pas de perte observée pendant le coincement, ce qui indique que le coincement est mécanique). Un gaz piégé de formation et un ROP faible ont été observé pendant le forage. Un test DST était accompli (puits non tubé) mais a donné des résultats négatifs. Le puits été abandonné en l'isolant par un bouchon de ciment à la côte 3052m.

Ces deux puits ont été foré conventionnellement et ceux sont les premiers puits à être forés dans le champs de Hamra.

Puits HAZ-103

La phase 6'' a été forée de 3222m à 3775m MD en utilisant la technique MPD avec une densité de boue à base huile de 1,10sg et en maintenant une densité équivalente de 1,27sg au fond. La densité de la boue a été augmentée à 1,15sg donnant une densité équivalente de 1,30sg suivant les instructions de Sonatrach ; des pertes ont survenue et la décision de diminuer la densité équivalente de nouveau à 1,27sg a été faite. Le forage s'est continué avec les mêmes paramètres jusqu'à la côte 3658m où des pertes partielles sont arrivées et la décision de diminuer de nouveau la densité de la boue à 1,10 sg en maintenant une densité de 1,23sg a été faite. A la côte 3755m MD, les tests des limites supérieure et inférieure ont montré que la fenêtre de forage été bien entre **1,14** et **1,17**sg. La boue a été remplacé par une autre de densité 1,20sg et le puits a été foré conventionnellement jusqu'à 3775m MD à cause de la présence des débris de l'outil précédent. (Weatherford)

IV.9. Conclusion

D'après ce qu'a été cité précédemment, il est clair que l'utilisation de l'MPD dans le champ d'Hamra a mené à des résultats satisfaisant en considérant les défis de forage présents dans ce champ, le plus grand étant la fenêtre de forage étroite qui était la raison du non succès des deux premier puits foré conventionnellement dans ce champs ; ces deux puits avaient des problèmes de perte qui, en essayant de les contrôler, ont causé l'endommagement et le colmatage du réservoir, ce qui a conduit à l'impossibilité de production en considérant en premier pas la faible perméabilité de ce réservoir. Le puits HAZ103 est le premier puits à être foré avec la technique MPD dans cette région, et c'est pour cela le premier à être foré sans problèmes majeurs. Le forage du puits HAZ103 avec l'MPD a aussi fourni des informations précieuses concernant le champ d'Hamra et qui sont déjà utilisées dans la conception des puits à venir tels que les puits HAZ104 et HAZ105.

Chapitre V : Optimisation du Choix de l'ECD

V.1. Présentation du problème

La phase 6'' du puits HAZ103 a été foré avec un densité équivalente de 1,27sg depuis le début de la phase correspondant à la côte 3219m jusqu'à la côte de 3658m où ils sont arrivés des pertes de circulation et il fallait réévaluer les limites supérieures et inférieures de la formation, et par conséquent la densité équivalente était réduite à 1,23sg. Le choix de l'ECD dans le programme de la phase a été réalisé à la suite des simulations hydrauliques précédemment montrés.

En se basant sur ces simulations, les paramètres suivants ont été recommandés :

- Débit = **900** l/m ;
- Densité du fluide de forage = **1,10** sg ;
- Pression appliquée à la surface = **200** psi ;

Ces paramètres combinés, donne une densité équivalente de **1,27** sg à la côte finale de forage 4100m MD (3218m TVD).

Pendant le forage de la phase 6'', ils ont survenu des problèmes de pertes de circulation et il était clair que la densité équivalente de 1,27sg ne convenait pas pour le forage de cette phase.

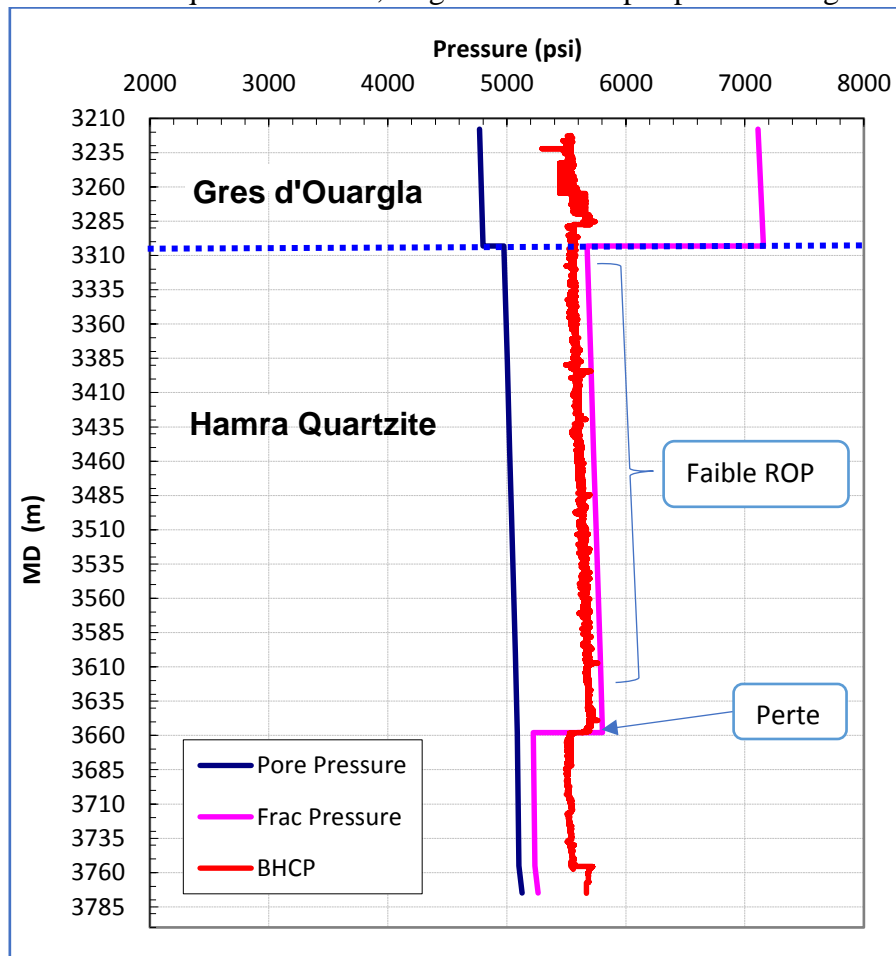


Figure V. 1: BHCP et la fenêtre de forage en fonction de la profondeur

Le défaut majeur qui a conduit au mauvais choix de l'ECD concerne la fenêtre de forage, où on voit clairement, en prenant en compte les résultats des tests des limites supérieure et

inférieure de pression des formations effectuées, que l'ECD choisisse ne convient pas pour le forage de ces formations, et ce qui a été confirmé par la survenance des pertes, ce qui rendait nécessaire de diminuer la densité à 1,23sg plus tard, ainsi que le faible ROP le long de la phase ; Cette mauvaise définition n'est pas due au défaut de la simulation mais au manque de données concernant le champ.

V.2. Proposition d'une ECD convenable pour le forage de la phase 6''

En se basant sur les données réelles obtenues lors du forage de la phase 6'' du puits HAZ103, on essaiera de choisir une ECD convenable pour le forage de cette phase, et qui peut être utilisée lors du développement des puits à l'avenir.

V.2.1. Choix du débit de forage

Le critère pour le choix du débit de forage consistait essentiellement de la vitesse annulaire qui assurerait un nettoyage satisfaisant du puits, cette vitesse doit être généralement supérieure à 65 m/min i.e. 213,25 ft/min. en considérant ce critère-là, on choisit le débit de 900 l/min et on vérifie les vitesses annulaires par la formule de vitesse suivante :

$$V_a = 24,51 * \frac{Q}{d_2^2 - d_1^2} \quad (V.1)$$

Avec V : vitesse annulaire ; ft/min

Q : débit de forage ; Q = 237,76 UsGal/min

d₂ : diamètre extérieur (tubage 7''/trou 6'') ; in

d₁ : diamètre intérieur (tiges 3,5''/BHA 4,75'') ; in

a- Vitesse annulaire dans la section tubage (7'')/tiges (3,5'') :

$$V_a = 24,51 * \frac{237,76}{6,094^2 - 3,5^2} = 234,16 \text{ ft/min}$$

b- Vitesse annulaire dans la section trou (6'')/tiges (3,5'') :

$$V_a = 24,51 * \frac{237,76}{6^2 - 3,5^2} = 245,36 \text{ ft/min}$$

c- Vitesse annulaire dans la section trou (6'')/BHA (4,75'')

$$V_a = 24,51 * \frac{237,76}{6^2 - 4,75^2} = 433,76 \text{ ft/min}$$

On observe que la vitesse minimale dans le puits se trouve au niveau de la section tubage(7'')/tiges(3,5'') qui vaut 234,16 ft/min, mais elle reste bien supérieure à la vitesse minimale requise de 213,25 ft/min, donc on déduit que le débit de 900 l/min convient pour le forage de cette phase.

V.2.2. Simulation par l'utilisation de Drillbench

En utilisant le débit précédemment choisi de **900 l/min**, on a fait des simulations hydrauliques en utilisant le logiciel Drillbench¹³ pour estimer l'ECD au niveau du sabot de tubage 7'' et par la suite choisir une ECD optimale. Ensuite, on vérifiera si cette ECD permettra de rester dans la fenêtre de forage le long de la phase en simulant l'ECD avec SBP utilisée à la côte finale de forage.

a) Simulation de l'ECD au niveau du sabot de tubage 7'' (3219m MD / 3050m TD)

On procède à simuler l'ECD en variant les densités de la boue et les pressions appliquées en surface SBP ; le résultat d'une de ces simulations pour une SBP convenante de **170 Psi** et des densités variant de **1.05 à 1.10sg** sont montrés dans la figure suivante :

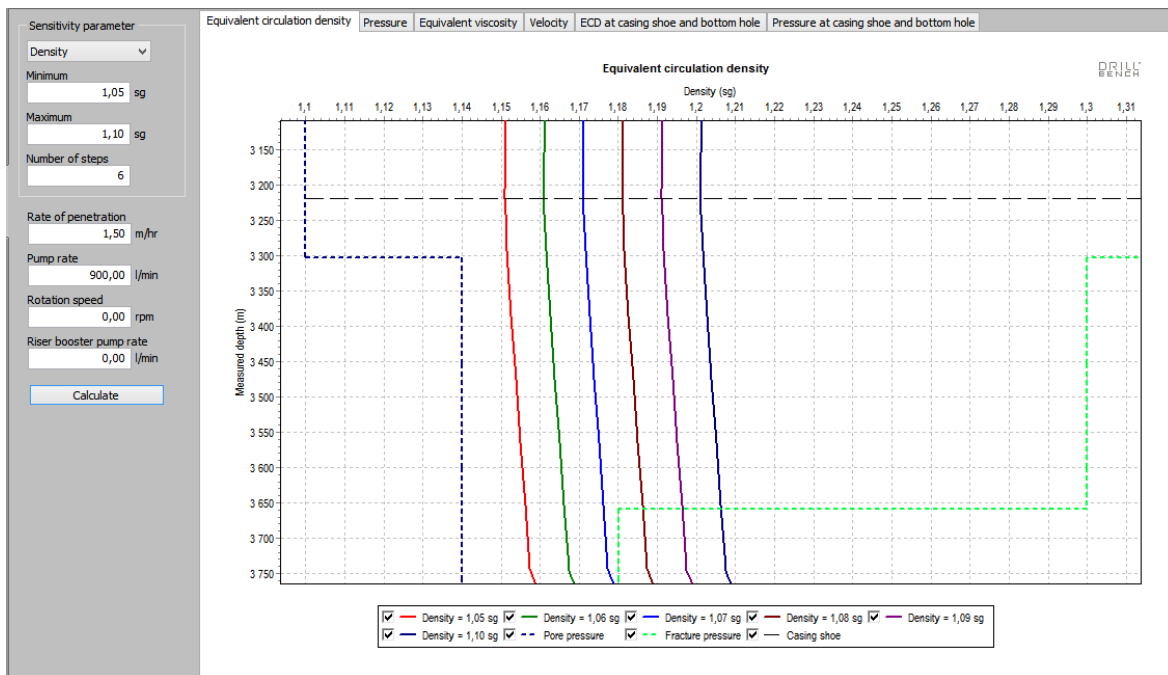


Figure V. 2: Simulation pour les différentes densités de boue

D'après les résultats de la simulation, on recommande de choisir la boue de densité **1,05sg** car elle donne une ECD de **1.15 sg** et qui la plus proche de la limite inférieure de la formation pour optimiser la vitesse d'avancement qui est en fonction de la différence de pression au fond du puits tout en restant dans la fenêtre de forage le long de la phase. On doit jouer sur SBP pour garder l'ECD constante de 1.15sg.

Les résultats de simulation pour la densité **1,05sg**, SBP de **170 Psi** et un débit de **900 l/m** sont montrés dans la figure suivante :

¹³ Voir annexe 2

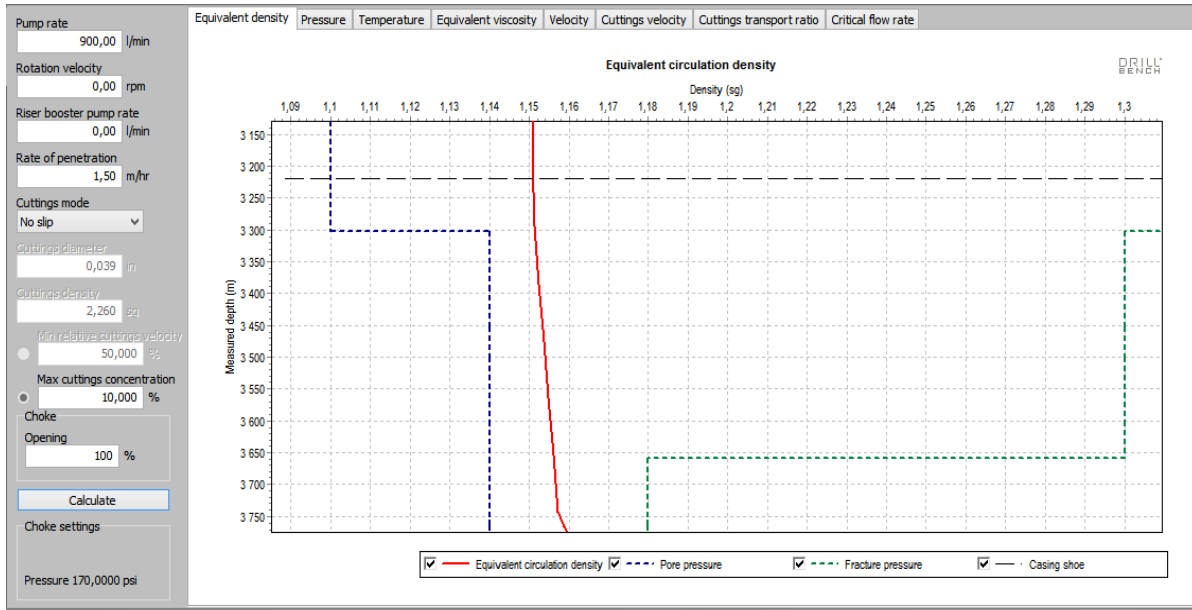


Figure V. 3: Simulation de l'ECD au niveau du sabot de tubage 7''

b) Simulation de l'ECD à la côte finale (3775m MD / 3164m TVD) :

En utilisant les mêmes paramètres précédents de densité de boue et débit, et en variant SBP pour obtenir une ECD de 1.15sg, la simulation suivante a été faite :

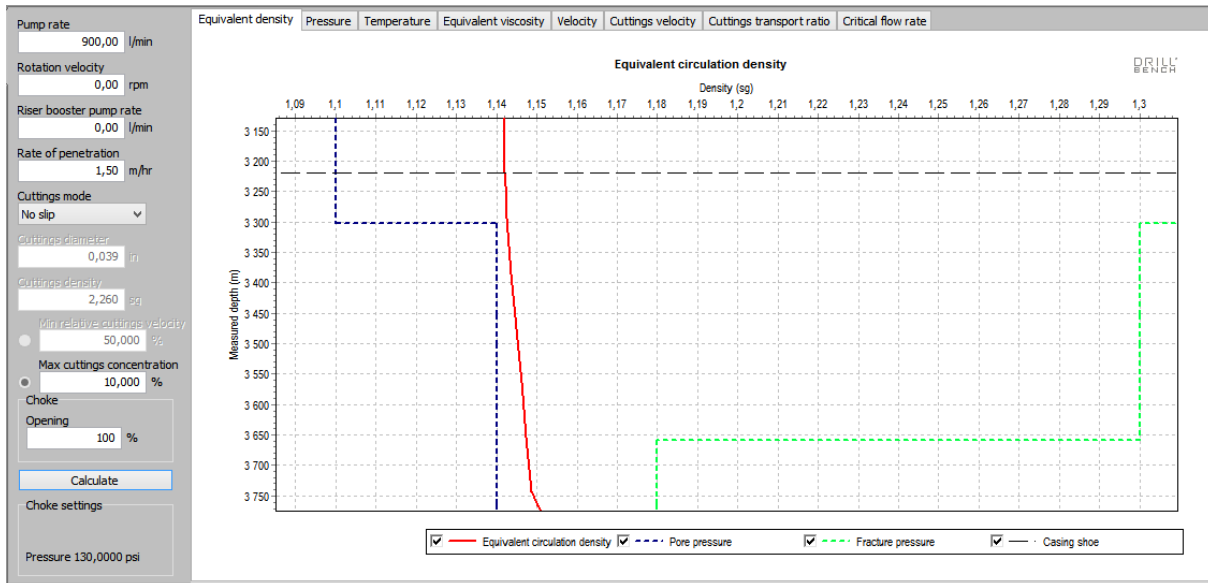


Figure V. 4 : Simulation de l'ECD à la côte finale de forage

D'après les résultats de la simulation, une SBP de 130 psi est recommandée pour maintenir une ECD de 1.15sg au fond du puits tout en restant dans la fenêtre de forage.

V.2.3. Calcul analytique de l'ECD à la côte finale de forage (3775m MD/ 3164m TVD)

On procède à vérifier le résultat obtenu avec Drillbench par le calcul manuel de la densité équivalente en circulation en utilisant les mêmes paramètres de débit, densité de boue et SBP.

La densité équivalente à une profondeur donnée est exprimée par la relation suivante :

$$ECD = BHP / (1.4228 * TVD) \quad (V.2)$$

avec : $BHP = Ph + Pc + SBP \quad (V.3)$

$$Ph = 1.4228 * TVD * MW \quad (V.4)$$

V.2.3.1. Calcul de la pression hydrostatique

La pression hydrostatique est donnée par la relation suivante :

$$Ph(3775m MD) = TVD * 1,4228 * MW$$

$$Ph(3775m MD) = 3164 * 1,4228 * 1,05$$

$$Ph = 4726.83 \text{ psi}$$

V.2.3.2. Calcul des pertes de charge annulaires

On va utiliser dans le calcul manuel des pertes de charges dans l'espace annulaire le "Unified Model" qui est un ensemble d'équations basées sur le modèle de Herschel-Bulkley, et qui a prouvé de donner des résultats suffisamment justes pour les programmes hydrauliques les plus avancés. (Zamora et al. 2005)

Le modèle utilise les paramètres suivants :

Paramètres géométriques : L : Longueur de la section d'écoulement, d_h : le diamètre du trou, d_c : le diamètre intérieur de tubage, d_p : le diamètre extérieur des tiges, d_{BHA} : le diamètre extérieur de la BHA.

Paramètres du fluide : ρ : la densité, VP : Viscosité plastique, YP : Yield Point, τ_y : la contrainte de rupture, n et k : les paramètres du modèle de Herschel-Bulkley.

Les valeurs de VP et YP peuvent être estimées comme suivant :

$$VP = R_{600} - R_{300} \quad (V.5)$$

$$YP = R_{300} - VP \quad (V.6)$$

Où R_{600} et R_{300} sont les lectures du Viscosimètre Fann correspondant au vitesse de rotation 600 et 300 tr/min respectivement.

On peut utiliser l'approximation suivante pour calculer τ_y

$$\tau_y = 2R_3 - R_6 \quad (V.7)$$

Les paramètres du modèle n et k peuvent être dérivés des mesures rhéologiques en utilisant les équations suivantes :

$$n = 3,32 \log_{10} \left[\frac{2VP + YP - \tau_y}{VP + YP - \tau_y} \right] \quad (V.8)$$

On peut utiliser l'approximation suivante pour le calcul du paramètre n qui sera appelé n_p :

$$n_p = 3,32 \log_{10} \left[\frac{2VP + YP}{VP + YP} \right] \quad (V.9)$$

$$k = \frac{VP+YP-\tau_y}{511^n} \quad (\text{V.10})$$

Calcul de la vitesse annulaire :

$$Va = \frac{24,51Q}{d_2^2 - d_1^2} \quad (\text{V.11})$$

La vitesse de cisaillement à la paroi :

$$\gamma_w = \frac{1,6GV}{d_2 - d_1} \quad (\text{V.12})$$

avec G un facteur de correction correspondant à la géométrie :

$$G = 1,5 \left[\frac{2n+1}{3n} \right] \quad (\text{V.13})$$

la contrainte de cisaillement à la paroi :

$$\tau_w = 1,066 [1,5^n \tau_y + k \gamma_w^n] \quad (\text{V.14})$$

Le nombre de Reynolds généralisé :

$$N_{ReG} = \frac{\rho V^2}{19,36 \tau_w} \quad (\text{V.15})$$

Facteurs de frottement pour les différents régimes d'écoulement :

Facteur de frottement pour l'écoulement laminaire :

$$f_{lam} = \frac{16}{N_{ReG}} \quad (\text{V.16})$$

Facteur de frottement pour l'écoulement transitoire :

$$f_{trans} = \frac{16 N_{ReG}}{(3470 - 1370n)^2} \quad (\text{V.17})$$

Facteur de frottement pour l'écoulement turbulent :

$$f_{turb} = \frac{a}{N_{ReG}^b} \quad (\text{V.18})$$

avec :

$$a = \frac{\log_{10}(n_p) + 3,93}{50} \quad (\text{V.19})$$

$$b = \frac{1,75 - \log_{10}(n_p)}{7} \quad (\text{V.20})$$

Facteur de frottement général :

$$f = (f_{int}^{12} + f_{lam}^{12})^{1/12} \quad (\text{V.21})$$

Avec f_{int} un terme intermédiaire basé sur les facteurs de frottement des régimes transitoire et turbulent :

$$f_{int} = (f_{trans}^{-8} + f_{turb}^{-8})^{-1/8} \quad (V.22)$$

Les pertes de charge dues au frottement du fluide dans l'espace annulaire dans la partie de longueur L sont :

$$\Delta P = \frac{1,076\rho V^2 fL}{10^5(d_2-d_1)} \quad (V.23)$$

Application numérique :

Les données :

Composition de la garniture de forage

Outil + Moteur de fond + NM-MWD + OnTrak + MWD + BCPM + 02xNM sub + MPD Float Sub + Circulation Sub + 126xDP + 24xHWDP + Coulisse de battage + DP

Tableau V. 1 : Données pour le calcul des pertes de charge

R600	38
R300	25
R200	15
R100	13
R6	8
R3	7
VP	13
YP	12
MW ; ppg	8,76
Q ; gal/min	237,7602
Diamètre du trou en découvert ; (in)	6
Diamètre garniture ; (in)	3,5
Diamètre intérieur Tubage ; (in)	6,094
Diamètre moteur de fond/MWD ; (ft)	4,75
Longueur tubée du puits ; (ft)	10532,8084
Longueur de découvert ; (ft)	1744,32415
Longueur moteur de fond/MWD ; (ft)	79,82283465

- Le calcul des pertes de charge à la côte 3303m MD

Tableau V. 2: Résultats Intermédiaires du modèle

Ty	6
N	0,751635973
K	0,174987498
G	1,665215634
A	0,076120151

<i>B</i>	0,267713206
<i>Np</i>	0,603720712

a- Dans la partie Moteur de fond-MWD /Découvert :

<i>Va</i>	433,6746048
<i>Yw</i>	924,3670168
<i>Tw</i>	40,29765744
<i>Nre</i>	2111,771553
<i>f_{Lam}</i>	0,007576577
<i>f_{Trans}</i>	0,005674076
<i>f_{Turbulent}</i>	0,009805003
<i>f_{Partiel}</i>	0,005665218
<i>F</i>	0,007595597
<i>Pc/ft</i>	0,107719981
<i>Pc totale</i>	8,598514202

$$Pc(1) = 8,59 \text{ Psi}$$

b- Dans la partie HW-DP/Découvert :

Dès que le diamètre extérieur des Heavy Weight est le même que ce des DP, on les considère comme étant une seule partie :

<i>Va</i>	245,3685264
<i>Yw</i>	261,498564
<i>Tw</i>	20,91602912
<i>Nre</i>	1302,438498
<i>f_{Laminaire}</i>	0,012284649
<i>f_{Transitoire}</i>	0,003499496
<i>f_{Turbulent}</i>	0,011159327
<i>f_{Partiel}</i>	0,003499455

<i>F</i>	0,012284649
<i>Pc/ft</i>	0,027885398
<i>Pc totale</i>	48,64117298

$$Pc(2) = 48,64 \text{ Psi}$$

c- Dans la partie DP/tubage 7''

<i>Va</i>	234,1600395
<i>Yw</i>	252,0225173
<i>Tw</i>	20,58108955
<i>Nre</i>	1205,46875
<i>f Laminaire</i>	0,013272845
<i>f Transitoire</i>	0,00323895
<i>f Turbulent</i>	0,011392879
<i>f Partiel</i>	0,003238932
<i>F</i>	0,013272845
<i>Pc/ft</i>	0,026444539
<i>Pc totale</i>	279,2814001

$$Pc(3) = 279,28 \text{ Psi}$$

- Pertes de charge annulaires totales à la côte 3303m MD sont :

$$Pc = Pc(1) + Pc(2) + Pc(3)$$

$$Pc = 8,59 + 48,64 + 279,28$$

$$Pc = 336,52 \text{ Psi}$$

V.2.3.3. Calcul de l'ECD

$$ECD = BHP / (1,4228 * TVD)$$

$$BHP = Phc + Pc + SBP$$

$$BHP = 4726.83 + 336.52 + 130$$

$$BHP = 5193.35 \text{ psi}$$

$$ECD = 5193.35 / (1,4228 * 3164)$$

$$ECD = 1,153 \text{ sg}$$

Ce résultat correspond bien au résultat obtenu de la simulation par Drillbench, mais on constate que la valeur calculée est légèrement supérieure à celle obtenue par la simulation, et c'est dû au fait que le programme de simulation prend en compte l'effet de l'expansion thermique. Ce phénomène s'introduit par la diminution de la densité du fluide de forage à base huile sous l'effet de la température qui par la suite engendre la diminution de la pression hydrostatique appliquée par le fluide de forage au fond du puits. (Inge,2008)

A l'état statique, la densité équivalente diminue en raison de la disparition des pertes de charge, pour cette raison-là, SBP doit être augmentée lors de l'arrêt de circulation pour compenser aux pertes de charge. La valeur ajoutée à SBP correspond à la valeur des pertes de charge dans l'annulaire.

La valeur qui doit être ajoutée au SBP pendant l'arrêt de circulation est 336.52 Psi, alors la nouvelle SBP sera :

$$SBP(\text{statique}) = 336.52 + 130 = 466.52 \text{ psi}$$

Pour conclure, les paramètres qu'on recommande pour le forage de la phase 6'' dans le champ de Hamra en utilisant la technique MPD sont :

Tableau V. 6 : Paramètres de forage recommandés

Paramètre	Valeur recommandée
Débit (l/min)	900
Densité de boue à base huile (sg)	1,05
Contre Pression SBP à l'état dynamique (Psi) à la côte finale de forage	130
Contre Pression SBP à l'état statique (Psi) à la côte finale de forage	466.52
Densité équivalente obtenue :	1,15

V.3. Conclusion

Considérant les paramètres choisis pour le forage de cette phase et le manque d'informations concernant le champ, il y'a une fenêtre pour l'amélioration des programmes de forage des puits à suivre, ce que nous avons essayé de faire en proposant une densité équivalente qui convient à la fenêtre de forage et les paramètres nécessaires pour l'obtenir y compris le débit de forage, la densité de la boue utilisée et la pression appliquée en surface.

Conclusion générale

On rappelle que notre présent travail traite les différents aspects de forage tels que la pression au fond du puits, la vitesse d'avancement et le nettoyage du puits lors de l'application de la technique CBHP de l'MPD dans le puits HAZ103 au champ de Hamra. Nous pouvons conclure en mettant en exergue les points ci-dessous :

- Le champ de Hamra est un champ qui présente un grand défi de forage à cause de la fenêtre de forage étroite qu'il implique et qui va de 1,14sg jusqu'à 1,18sg au niveau de la formation Quartzite de Hamra.
- Le forage conventionnel de la phase 6'' s'est montré infructueux, et en s'appuyant sur les résultats négatifs des puits HA101 et HA102 forés conventionnellement, parmi les problèmes rencontrés dans cette phase on peut citer les pertes de circulation et le coincement mécanique.
- La vitesse d'avancement est faible dans la phase 6'' qui est généralement entre 1 et 2 m/h ; ceci est due au caractère dur des formations rencontrées.
- Les paramètres tels que le débit et la rhéologie de la boue choisis assurent un bon nettoyage du puits. Ce choix judicieux était fait grâce aux bons leçons apprises des puits précédents, avec entre autres le problème de nettoyage du trou suivi par des coincements mécaniques et une faible vitesse d'avancement.
- L'utilisation de la technique MPD dans la phase 6'' du puits HAZ103 a permis de forer 553m de découvert dans les formations Grès d'Ourgla et Quartzite de Hamra sans problèmes majeurs, ce travail ne pouvait pas être fait d'une manière conventionnelle.

En plus, nous avons traité le problème de mauvais choix de l'ECD due au manque de données concernant le champ, et par la suite nous avons proposé une valeur d'ECD qui convenait mieux au forage de la phase 6''. Particulièrement pour la fenêtre de forage étroite, nous avons fait des simulations hydrauliques pour déterminer l'ECD correspondant au puits HAZ103 et on a vérifié les résultats par un calcul analytique. La nouvelle ECD la plus appropriée correspondant à la fenêtre de forage est égale 1.15 sg. Cette ECD permettra de forer la totalité de la phase 6'' en évitant les problèmes de venues et de pertes de circulation tout en améliorant la vitesse d'avancement.

Recommandations :

Suite à notre modeste contribution, nous recommandons ce qui suit :

- Considérant les avantages que la technique MPD offre, elle doit être employée plus fréquemment et particulièrement dans les champs à fenêtre de forage étroite.
- Une étude minutieuse pour un choix judicieux de l'ECD est primordiale pour la réussite de l'opération de forage, car du choix de l'ECD on peut dire si un puits est productif ou non.
- Une étude économique détaillée est exigée avant l'utilisation de la technique MPD.
- Un minimum de deux circulations complètes doivent être faites après le test de la limite inférieure pour s'assurer que tout le gaz a été circulé.
- Tous les changements dans les paramètres de forage devraient être communiqués aux ingénieurs de l'MPD pour réévaluer la modélisation hydraulique.
- Une initiation en MPD pour le personnel de l'appareil de forage est recommandée pour éviter toute malentendu entre eux et ceux de la société de service de l'MPD.
- Dans le cas d'un puits dévié, les performances de nettoyage du trou sont réduites, il est alors nécessaire de pomper un bouchon de boue à haute viscosité qui va nettoyer le trou et aide à éviter les problèmes lors de la remontée de la garniture.

Références bibliographiques

- Majid Davoudi (2009), A simulation-based evaluation of alternative initial responses to gas kicks during managed pressure drilling operations, LSU Master's Theses, Louisiana State University.
- Ahsan Khan (2012), Riserless Drilling (Managed Pressure Drilling), Master's Thesis, University of Stavanger.
- Weatherford MPD Presentation (2006).
- J. Rodriguez, A. Dominguez, S. Villalobos, PEMEX; M. A. Chavarria, J. A. Morales, J. C. Beltran, C. A. Ruiz, J. Rojas, Schlumberger DPM (2013), Successful Exploration Drilling in a Very Narrow Mud Weight Window with Crossflow Using Automated Managed Pressure Drilling: a Case History in Mexico East, SPE 166163.
- Bao Ta Quoc, Tan Chai Yong, Harpreet Kaur Dalgit Singh, and Vi Pham Nguyen (2016), A Well Control Approach with Managed Pressure Drilling MPD on HPHT Wells in Vietnam - Case History, SPE 180628.
- Landon Hollman, Inam Haq, Clayton Christenson, and Thiago Pinheiro da Silva, Blade Energy Partners; Mohamed Idris Ben Fayed, Nigel Thorn, and Wilco Geldof, BG Egypt (2015), Developing a MPD Operation Matrix – Case History, SPE 173094.
- Elvin Mammadov, Nadine Osayande, John Breuer, and Wamidh Al-Hashmy, Weatherford Canada (2015), Predicting and Optimizing ROP in Competent Shale by Utilizing MPD Technology, SPE 174805.
- Asis Kumar Das (2007), Simulation study evaluating alternative initial responses to formation fluid influx during managed pressure drilling, Master's Thesis, Louisiana State University.
- Weatherford (2009), End of Well Report, Well NZ 22.
- I. Hamoudi and K. Kartobi, SONATRACH; H. Qutob, M. Arnone, F. Torres, and N. Barakat, Weatherford International (2011), Conventionally Undrillable Open Fractured Reservoir, Drilled Using Managed Pressure Drilling Technology, SPE 139989.
- Weatherford (2011), End of Well Report, Well NZ26.
- Weatherford (2017), Well HAZ104 drilling program.
- Bendjazia, Madoui (2009), Etude sédimentologique dans la région du périmètre de Hamra et évaluation des caractéristiques pétrolières du réservoir des quartzites de Hamra, Ingenieur Thesis, Université M'Hamed Bougara, Boumerdes.

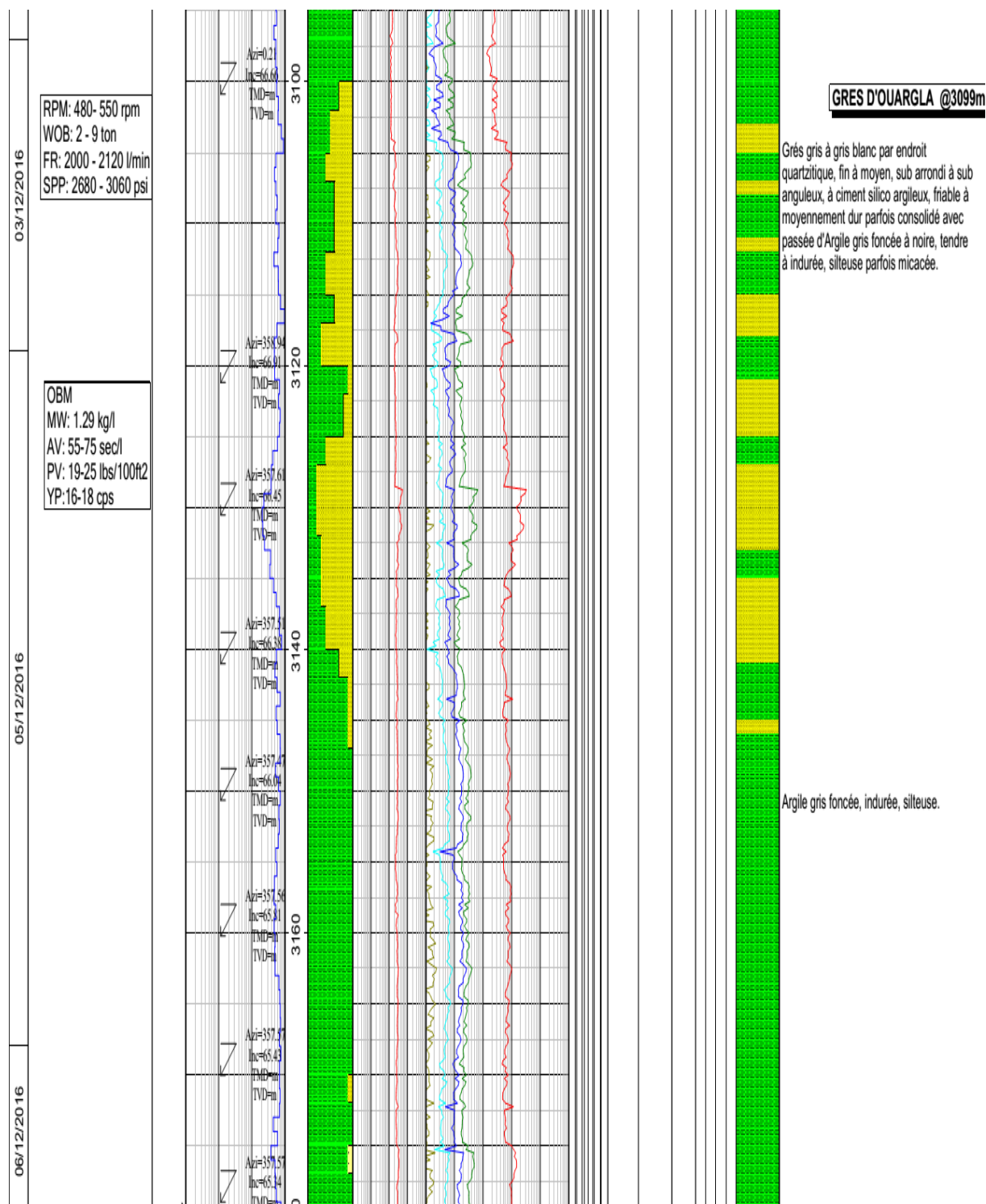
- Programme du puit HAZ103 Sonatrach, (2016).
- Erdem Tercan (2010), Managed pressure drilling techniques, equipment & applications, Master's Thesis, Middle East Technical University.
- Elmaddin Rahimov (2009), Through Tubing Rotary Managed Pressure Drilling, Master's Thesis, University of Stavanger.
- Chetfour Lahcen (2014), Forage en MPD des Quartzites de Hamra sur le puits NZ27 - Nezla, Mémoire de fin de formation, IAP Sonatrach.
- Arash Haghshenas, Texas A&M University, Amir Saman Paknejad, Texas A&M University, Bill Rehm, Drilling Consultant, and Jerome Schubert, Texas A&M University (2008), Managed Pressure Drilling, Houston, Texas.
- Brian Piccolo (2013), The diagnosis of well control complications during Managed Pressure Drilling, Master's Thesis, Louisiana State University.
- Mehdi Mir Rajabi, Don Hannegan, Weatherford; Dennis Moore, Marathon Oil (2014), The MPD Well Control Matrix: What is Actually Happening, SPE 170684.
- Inge, Bjørn-Tore, Anne Sofie, SPT Group (2008), Impact of thermal expansion on kick tolerance should be part of pre-drilling risk assessment. IADC article : <http://www.drillingcontractor.org/impact-of-thermal-expansion-on-kick-tolerance-should-be-part-of-pre-drilling-risk-assessment-1586>.
- Mario Zamora, Sanjit Roy, and Ken Slater, M-I SWACO (2005), Comparing a Basic Set of Drilling Fluid Pressure-Loss Relationships to Flow-Loop and Field Data , American Association of drilling engineers (AADE) , Houston, Texas.
- Anantha Sarat Sagar Nauduri (2009), Managed Pressure Drilling Candidate Selection ,Master theise , Texas A&M University.

Annexe :

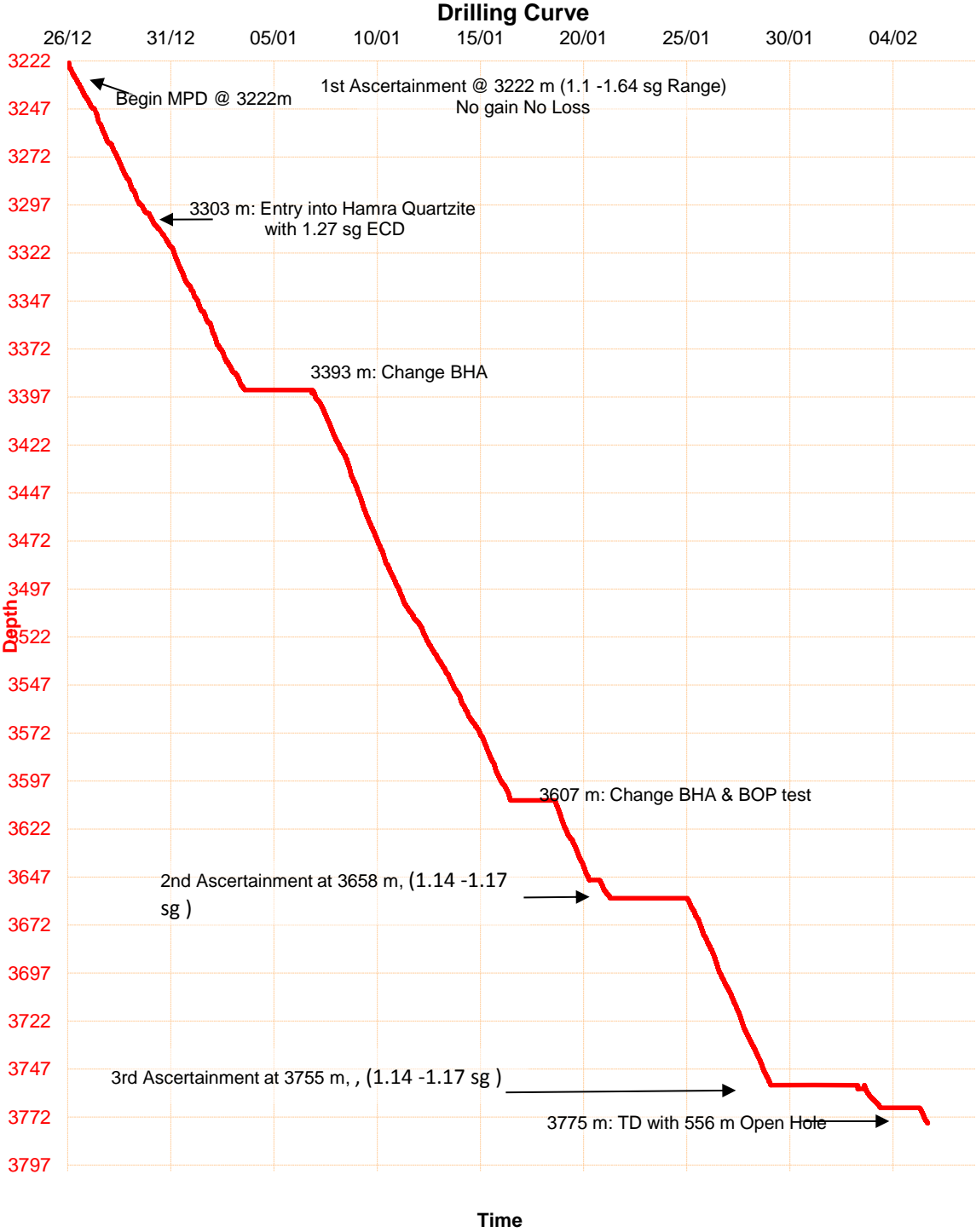
Annexe 1 : tableau des donnée d'entrée pour la simulation de l'ECD au niveau du sabot de tubae 7'' dans le programme prévisionnel puit HAZ 103 (WFT) :

INPUT DATA			
Casing / Hole Description			
Open Hole Section and Casing Size	ID (in)	OD (in)	Depth (m)
23" Hole Section, 18 5/8" Conductor		18.625	393 m MD
17" Hole Section, 13 3/8" Surface Casing		13.375	1836.2 m MD
12 ¼" Hole Section, 9 5/8", Intermediate Casing		9.625	2060 m MD
8 ½" Hole Section, 7" Intermediate Casing	6.180	7	3037 m MD
6" hole section	6.000	N/A	3037 m MD
MPD Fluid Properties			
MPD Density [sg] :	1.10 & 1.21	Mud Type " Oil Base Mud"	Oil Percent : 78%
Oil Specific Gravity	0.82	Solids Percent: 16%	Water Percent: 6%
YP (lbf/100 ft ²)	12	PV (c P) : 17	
Drilling Parameters			
OBM Injection Rate [lpm]:	900 lpm		
Annular Frictional Losses [psi]:	377 psi		
Min. Acceptable CTR :	0.7		
Min Acceptable Annular Velocity [m/min]- :	65 m/min		
ROP [m/h] :	3 m/hr		
Other Consideration			
Dynamic - Circulating (SBP) [psi]	0 to 800 psi		
Static - Connection (SBP) [psi]	200 to 1200 psi		
Plan trajectory	Deviated at 58°.05' at Casing depth		
Bit Nozzles Size / TFA	1.18 in2 TFA		
RCD Max. allowable Pressure[psi]	1500 (Dynamic) - 3000 (Static)		
Rig Pump Injection Pressure thru SPP	900 lpm		
Cuttings density [lb/US gal] :	23.66		
Bottom hole temperature	119 C (From DST data on offset wells)		
Fluid outlet Temperature to Shaker	40 C		
Suction tank temperature to the drill string	35		

Master log puit HAZ 103 (ENSP) :



graphe de l'avancement de la phase 6'' dans le puits HAZ 103 en utilisant l'MPD (WFT) :



Annexe 2 : programme de simulation Drillbench :

Drillbench est un ensemble de logiciels avancés pour la conception et l'évaluation de toutes les opérations de forage. Il est le résultat de plus de 15 années de recherche dans le domaine de forage et qui a des caractéristiques uniques dans la simulation dynamique du processus de l'écoulement dans le puits.

Drillbench est une compilation de plusieurs logiciels individuels concentrant sur les différents défis rencontrés lors d'une opération de forage. Toutes les applications sont basées sur la même base de conception et ils ont beaucoup d'outils et de caractéristiques communes, mais chaque logicielle dispose d'une interface utilisateur adaptée aux tâches que le logiciel est conçu pour

“Dynamic Hydraulics” est l'un des logiciels dans Drillbench. Il se concentre sur l'hydraulique de forage et la modélisation des pressions et des températures pendant toutes les phases de l'opération de forage. Dynamic Hydraulics combine la modélisation dynamique des températures du puits avec la modélisation dynamique de l'écoulement. Dynamic Hydraulics comprend également un modèle pour le pistonnage vers le haut et vers le bas.

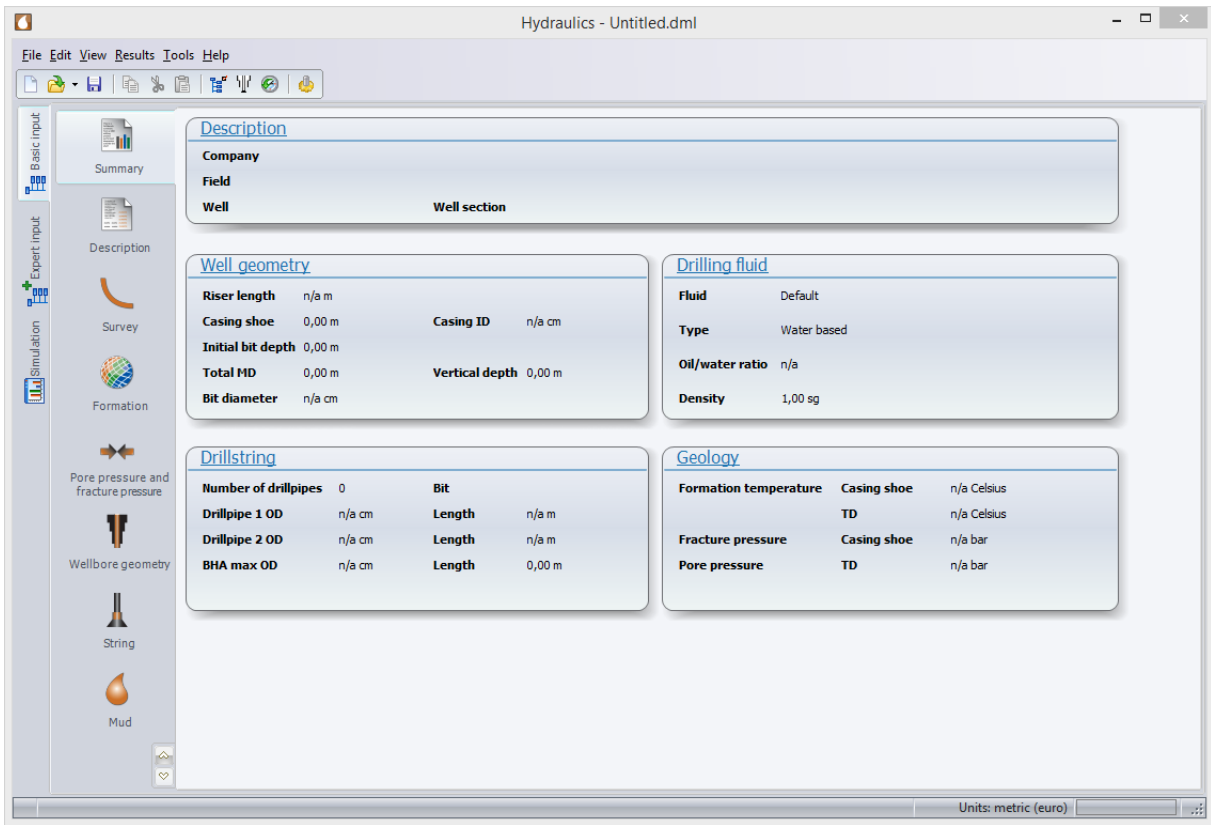
Hydraulic Dynamics comprend des paramètres importants tels que la pression et les propriétés des fluides dépendant de la température, les propriétés thermophysiques, la description détaillée de la géométrie et des effets opérationnels. Il a été prouvé de modéliser avec précision à la fois la pression (ECD & ESD) et la température dans les puits en eau profonde et HPHT, où il est essentiel d'inclure les effets de la température. La précision de dynamic hydraulics en fait un outil très précieux dans les opérations de forage avec des marges étroites entre les pressions de pores et de fracturation

Dynamique hydraulique a une large gamme d'applications. Il peut être utilisé pour :

- Sélection des systèmes de fluide
 - o Décider les vitesses de circulation maximale et minimale
 - o Décider les vitesses maximales de manœuvre
 - o Évaluer les effets de la température
- L'élaboration de procédures opérationnelles assurant l'atteinte des objectifs de puits sans dépasser les limites de pression
- Remédier au manque d'information fourni par le MWD, et fournir des informations au cours de périodes statiques lorsque la transmission à partir de capteurs de fond n'est pas disponible
- Fournir des informations de température dans les puits qui sont en dehors des conditions de fonctionnement des équipements électroniques de fond.

Dynamic hydraulics présente plusieurs caractéristiques visuelles qui peuvent être utilisés pour analyser le processus d'écoulement dans le puits. Avec la fonction unique “batch” , la possibilité d'exécuter plusieurs simulations l'une au-dessus de l'autre, il est également très facile d'effectuer une analyse de sensibilité

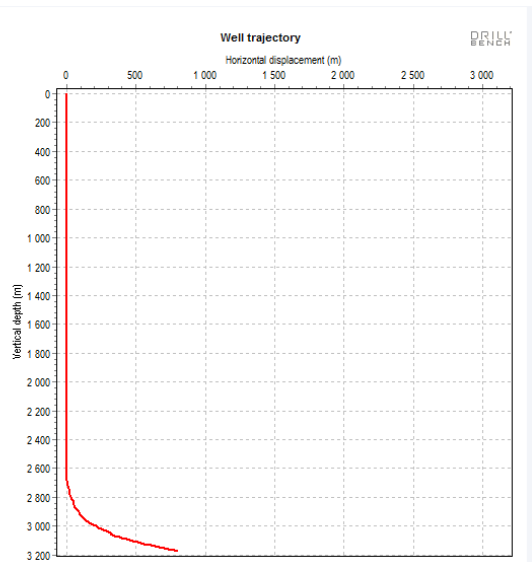
- Interface du logiciel Hydraulics de Drillbench V6.1



Données d'entrée pour le puits HAZ103 :

- Les surveys de trajectoire et le profil du puits :

	Measured depth (m)	Inclination (deg)	Azimuth (deg)	Vertical depth (m)	North (m)	East (m)	Horizontal displacement (m)	Dogleg severity (deg/30 m)
26	3040,0	59,7	0,2	2981,9	173,919	0,033	173,919	6,04
27	3060,0	62,6	0,3	2991,6	191,428	0,107	191,428	4,37
28	3080,0	64,8	0,1	3000,4	209,357	0,156	209,357	3,40
29	3100,0	66,7	0,2	3008,6	227,59	0,199	227,591	2,75
30	3120,0	66,9	358,0	3016,5	245,967	-0,088	245,967	3,07
31	3160,0	65,8	357,0	3032,6	282,575	-1,685	282,58	1,07
32	3180,0	65,3	357,0	3040,8	300,76	-2,638	300,771	0,71
33	3200,0	69,3	322,0	3048,7	317,663	-9,047	317,792	48,69
34	3210,0	71,0	233,0	3052,9	318,688	-17,156	319,149	247,57
35	3228,0	73,3	312,0	3059,3	319,445	-32,605	321,104	124,28
36	3243,0	73,3	300,0	3063,6	327,873	-44,206	330,839	22,99
37	3264,0	75,4	310,0	3069,3	339,463	-60,742	344,854	14,08
38	3285,0	77,9	350,0	3074,3	356,777	-70,696	363,714	55,65
39	3303,0	75,4	321,0	3078,6	372,535	-77,852	380,582	47,18
40	3318,0	78,3	317,0	3082,0	383,553	-87,434	393,393	9,69
41	3341,0	77,5	317,0	3086,8	400,002	-102,772	412,994	0,99
42	3362,0	75,4	317,0	3091,7	414,934	-116,697	431,032	3,03
43	3382,0	78,6	302,0	3096,2	427,277	-131,695	447,112	22,43
44	3393,0	78,6	302,0	3098,4	432,991	-140,84	455,321	0,00
45	3417,0	78,4	299,0	3103,2	444,925	-161,10	473,193	3,69
46	3444,0	79,0	299,0	3108,5	457,759	-184,253	493,45	0,66
47	3471,0	78,4	302,0	3113,8	471,193	-207,06	514,681	3,33
48	3496,0	77,0	320,0	3119,2	487,136	-225,416	536,762	21,16



- La composition de la garniture de forage :

Average stand length ft Use tool joints

Components are specified from bottom to top

Component	Type	Section length (ft)	Inner diameter (in)	Outer diameter (in)	Distance from bottom (ft)	Thermophysical properties	Properties
PDM A475XP	Motor	26,7	3,000	4,748	26,7		
FloatSub	Custom	2,3	0,886	1,823	29,0		
4 3/4" Pony Non-Mag DC	DrillCollar	8,2	2,250	4,750	37,2		
Slim Pulse 475 Batt	Custom	31,0	3,250	4,750	68,2		
4 3/4" Non-Mag	Custom	29,6	2,250	4,630	97,7		
Circulating Sub	Custom	8,2	2,250	4,750	105,9		
dp 3 1/2" G105 13,30 lb/ft	Drillpipe	2746,1	2,764	3,500	2852,0		
HWDP 3 1/2" NC38(3 1/2 IF)	Drillpipe	640,7	2,063	3,500	3492,7		
Drilling Jar	Custom	30,5	2,250	3,500	3523,2		
HWDP 3 1/2" NC38(3 1/2 IF)	Drillpipe	244,1	2,063	3,500	3767,3		
dp 3 1/2" G105 13,30 lb/ft	Drillpipe	8617,8	2,764	3,500	12385,1		

Bit data

Bit

Bit / Open hole diameter in

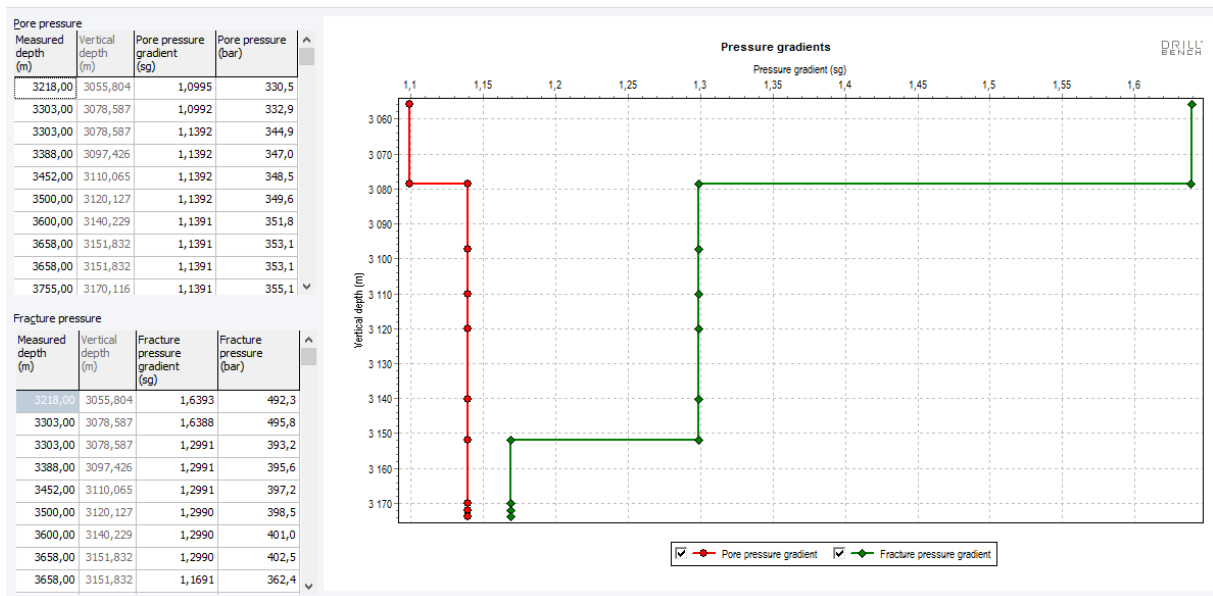
Area definition method

Total nozzle area ft2

Nozzle diameter (1/32 in)

1	1
2	1
3	1

- La fenêtre de forage (limite supérieure et inférieure) :



- Fenêtre de simulation de l'ECD :

