

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département d'Hydraulique

Mémoire de projet de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en hydraulique

**Méthodologie pour l'optimisation des pertes de charge
dans les forages horizontaux.**

TOUNSI Sihem / SAHLI Nour El Houda

Sous la direction de

Pr **Saâdia BENMAMAR** Professeur

Mr **Amine BOUBEKRI** North Africa Well Construction Fluids

Legacy

Présenté et soutenu publiquement le 10 juillet 2021

Composition des jurys

Président	Mr Salah Eddine TACHI	MCA	ENP
Promoteur	M ^{me} Saâdia BENMAMAR	Professeur	ENP
	Mr Amine BOUBEKRI	North Africa Well Construction Fluids Legacy	Schlumberger/ M-I Swaco
Examineur	M ^{me} Meriem CHETIBI	MAB	ENP
Examineur	Mr Rabie MESSAHLI	MAA	ENP

ENP 2021

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



MISWACO
A Schlumberger Company

Schlumberger

Département d'Hydraulique

Mémoire de projet de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en hydraulique

**Méthodologie pour l'optimisation des pertes de charge
dans les forages horizontaux.**

TOUNSI Sihem / SAHLI Nour El Houda

Sous la direction de

Pr **Saâdia BENMAMAR** Professeur

Mr **Amine BOUBEKRI** North Africa Well Construction Fluids

Legacy

Présenté et soutenue publiquement le 10 juillet 2021

Composition des jurys

Président	Mr Salah Eddine TACHI	MCA	ENP
Promoteur	M ^{me} Saâdia BENMAMAR	Professeur	ENP
	Mr Amine BOUBEKRI	North Africa Well Construction Fluids Legacy	Schlumberger/ M-I Swaco
Examineur	M ^{me} Meriem CHETIBI	MAB	ENP
Examineur	Mr Rabie MESSAHLI	MAA	ENP

ENP 2021

Dédicace

À ma très chère mère,

Pour tous ces sacrifices, son dévouement, et son soutien tout au long de mes études, que Dieu la protège,

À la mémoire de mon père,

Que Dieu l'accueille dans son vaste paradis, aucune dédicace ne pourra exprimer ce que je ressens,

À mon très cher mari,

Pour son encouragement permanent, et son soutien moral le long de tout ce travail, merci d'être là,

À mon unique sœur Melissa et mon très cher frère Khalef,

Vous n'avez cessé de me soutenir et de m'encourager durant toutes ces années,

À mes chers amis qui ont toujours cru en moi,

Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués, et le fruit de votre soutien infaillible,

Merci d'être toujours là pour moi.

Sihem

Dédicace

Il est difficile de trouver des mots qui sauront exprimer à leur juste valeur la gratitude, l'amour, le respect et la reconnaissance que j'éprouve à décrire ce que je ressens.

C'est aux gens que j'aime que je dédie ce travail.

A celle qui m'a toujours soutenu, comblé de tendresse, d'affection, d'encouragement tout au long de mon parcours ...

Ma tendre mère.

A celui qui a fait de moi l'a femme que je suis aujourd'hui, à l'homme qui m'a appris le sérieux, la discipline, la persévérance et le respect et qui a sacrifié leur vie pour notre réussite ...

Mon très cher père.

A ma sœur Anfal, et mes deux frères Tahar et Younes, à qui je souhaite tous le succès et le bonheur du monde.

À celui que j'aime beaucoup et qui m'a soutenue tout au long de ce travail : mon fiancé Mahieddine.

A mes grands-parents que je les aime beaucoup

A mes amis, que j'aime plus que tout le au monde, Imene et Amel pour avoir été comme une deuxième famille pour moi.

A mon binôme Sihem, pour sa patience et sa compréhension, tout au long de ce projet.

A toute personne qui m'a aidé à franchir une nouvelle étape de ma vie...

Nour El Houda

Remerciment

Tout d'abord, nous remercions Dieu le tout puissant de nous avoir donné le courage et la patience nécessaires à mener ce travail à son terme.

En premier lieu, nous remercions vivement les membres du jury qui nous font l'honneur d'évaluer notre travail.

Nous tenons à remercier tout particulièrement notre professeur et encadrante Madame Benmamar Saâdia, pour l'aide compétente qu'elle nous a apportée, pour sa patience et son encouragement. Son œil critique nous a été très précieux pour structurer le travail et pour améliorer la qualité des différentes sections.

Nous tenons à remercier également notre promoteur Monsieur Boubekri Amine pour son aide immense, la qualité de son suivi ainsi que pour tous les conseils et les informations qu'il nous a prodigués avec un degré de patience et de professionnalisme sans égal.

Nous tenons aussi à adresser nos plus sincères remerciements Monsieur Si Abderahman, NAF Supply Chain Manager pour nous offrir l'opportunité d'intégrer la famille Schlumberger.

Un très grand remerciement et une très grande reconnaissance sont destinés à Monsieur Zouaghi Isknader de nous avoir aidé à obtenir ce stage de fin d'études.

Nous tenons aussi à adresser nos plus sincères remerciements à Monsieur Haddadi Nouredine de nous avoir soutenu le long de notre stage.

Nous remercions également Madame Ancer Yasmine, Messieurs Fekrache Samir, Merar Karim et Boutalbi Mourad ainsi que tous les ingénieurs de MI-SWACO pour leurs aides précieuses, leurs encouragements et pour avoir rendu notre stage à Schlumberger une expérience très enrichissante.

Pour finir, nous souhaitons remercier toute personne ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Sihem TOUNSI
SAHLI Nour El Houda

التلخيص

والهدف من هذا العمل هو اقتراح منهجية تنطبق على جميع الآبار الأفقية في هاسي مسعود. الهدف الرئيسي هو الحفاظ على الحفر خالية من المتاعب مع انخفاض الضغط الأمثل على السطح ومعدات الحفر وأسفل الحفرة. وتنقسم هذه الأطروحة إلى قسمين رئيسيين، الجزء الأول يتعلق بالبحوث الببليوغرافية حيث ركزنا على مشاكل ومخاوف التنقيب عن النفط من ناحية الجزء الثاني يتناول دراسة وتحليل واقتراح الحلول ، ثم التحقق منها على أساس نتائج المحاكاة التي وسوائل الحفر أجريت عن طريق برنامج "الهيدروليكية الافتراضية

الكلمات المفتاحية: آبار أفقية، أنبوب، طين حفر، قطرات ضغط، هيدروليكيات افتراضية

Abstract

The purpose of this work is to propose a methodology applicable to all horizontal wells in Hassi Messaoud. The main objective is to maintain a problem-free drilling with an optimized pressure drop at the surface, the drilling equipment and the bottom of the hole.

This thesis is divided into two main parts, the first part concerns the bibliographic research where we focused on the problems and concerns of oil drilling on the one hand and drilling fluids on the other hand, introducing the concept of rheological models.

The 2nd part deals with the study, the analysis and the proposal of solutions, then their validation or not on the basis of the results of simulation carried out via the software 'Virtual Hydraulics'. Another practical part is also done in the laboratory to formulate and test the recommended slurry for the customer.

Key words: Horizontal wells, casing, drilling mud, pressure drop, Virtual hydraulics.

Résumé

Le but de ce travail est de proposer une méthodologie applicable à tous les puits horizontaux à Hassi Messaoud. L'objectif principal est de maintenir un forage sans problème avec une perte de charge optimisée au niveau de la surface, des équipements de forage et du fond du trou.

Ce mémoire est divisé en deux parties principales, la première partie concerne la recherche bibliographique où nous nous sommes concentrés sur les problèmes et préoccupations de forage pétrolier d'une part et les fluides de forage d'autre part, en introduisant la notion des modèles rhéologiques.

La 2ème partie porte sur l'étude, l'analyse et la proposition de solutions, puis leur validation ou non sur la base des résultats de simulation réalisés via le logiciel 'Virtual Hydraulics'. Une autre partie pratique est faite également au laboratoire pour formuler et tester la boue recommandée pour le client.

Les mots clés : Puits horizontaux, casing, boue de forage, pertes de charge, Virtual hydraulics.

Table des matières

Liste des tableaux

Liste des figures

Liste des photos

Terminologies

Liste des symboles

Introduction générale.....	19
1. Connaissances sur les forages pétroliers.....	23
1.1. Introduction.....	23
1.2. Présentation de Schlumberger.....	23
1.2.1. Présentation de Schlumberger.....	23
1.2.2. Histoire de Schlumberger.....	23
1.2.3. L'organisation de Schlumberger en Algérie.....	24
1.2.4. Les segments de Schlumberger.....	24
1.2.5. Présentation de M-I SWACO.....	25
1.3. Définition de forage pétrolier.....	26
1.4. La Conception d'un puits pétrolier.....	26
1.4.1. L'architecture d'un puits de forage.....	26
1.4.2. Choix de l'appareil de forage.....	28
1.5. Principe de forage.....	28
1.5.1. Forage par battage.....	28
1.5.2. Forage rotary.....	28
1.6. La garniture de forage.....	29
1.7. Outils de forage.....	30
1.7.1. Outil à molettes.....	31
1.7.2. Outil à diamants.....	31
1.8. Nettoyage d'un puits pétrolier.....	31
1.9. Les types de forages pétroliers.....	32
1.9.1. Définition d'un forage dirigé.....	32
1.9.2. Les cas d'application d'un forage dirigé.....	32
1.9.3. Les différents types de forages dirigés.....	35
1.9.4. Avantages et inconvénients des forages verticaux et horizontaux.....	38
1.10. Le Tubage.....	41

Table des matières

1.10.1.	Casing.....	42
1.10.2.	Liner	42
1.11.	La cimentation	44
1.12.	Contrôle puits	45
1.12.1.	Obturateur de tête de puits (Blowout preventer).....	45
1.12.2.	Les critères de choix des obturateurs des têtes de puits	45
1.13.	Conclusion	45
2.	Les boues de forage pétrolier	48
2.1.	Introduction.....	48
2.2.	Définition et circuit de la boue de circulation	48
2.2.1.	Rôles et fonctions de la boue de circulation	50
2.2.2.	Les différents types de boues de circulation	52
2.2.3.	Choix de la boue de circulation	56
2.3.	Propriétés des fluides de forage.....	57
2.3.1.	La densité.....	57
2.3.2.	La viscosité.....	60
2.3.3.	Filtration et cake	62
2.4.	Caractéristiques rhéologiques des boues de forage	62
2.4.1.	Les modèles rhéologiques	63
2.4.2.	Choix du modèle rhéologique	66
2.4.3.	Variations des caractéristiques rhéologiques avec la température et la pression	66
2.5.	La pression dans les puits de forage.....	67
2.5.1.	La pression hydrostatique (PHYD)	68
2.5.2.	La pression interstitielle	68
2.5.3.	La pression de fracturation.....	68
2.6.	Les régimes d'écoulements	69
2.6.1.	L'écoulement laminaire	70
2.6.2.	L'écoulement turbulent.....	70
2.7.	Le nombre de Reynolds.....	70
2.8.	Les pertes de charge dans un puits de forage.....	71
2.8.1.	Pertes de charge de circulations	72
2.8.2.	Pertes de charge de la ligne d'évacuation (la ligne de duse)	72
2.8.3.	Perte de charges annulaires	72
2.9.	Conclusion	72
3.	Présentation de la zone d'étude et problématique.....	76

Table des matières

3.1.	Introduction.....	76
3.2.	Historique et présentation de la zone de Hassi Messaoud	76
3.3.	Localisation géographique.....	77
3.4.	Situation géologique.....	77
3.5.	Zones et numérotation des puits	78
3.6.	La stratigraphie de Hassi Messaoud.....	79
3.6.1.	Le socle	79
3.6.2.	L'infraCambrien.....	79
3.6.3.	Le paléozoïque.....	79
3.7.	Présentation du puits OMK60	81
3.7.1.	Positionnement du puits OMK60	81
3.7.2.	Le but à atteindre	82
3.7.3.	Les problèmes rencontrés	82
3.8.	Présentation du puits OMO 741.....	83
3.8.1.	Positionnement du puits OMO 741.....	83
3.8.2.	Historique	84
3.9.	Problématique générale	85
3.10.	Conclusion	86
4.	Modélisation et développement mathématique.....	88
4.1.	Introduction.....	88
4.2.	Equations des pertes de charge dans un puits de forage	88
4.3.	Formulation des boues de forage.....	90
4.3.1.	Préparation des dosages et malaxage des composants de chaque type de boue.....	91
4.3.2.	La boue à base d'eau	91
4.3.3.	La boue à base d'huile	91
4.3.4.	Les différents essais.....	92
4.4.	Conclusion	96
5.	Simulation et solutions proposées.....	98
5.1.	Introduction.....	98
5.2.	Présentation de Virtual hydraulics	98
5.3.	Simulation du cas initial avec Virtual hydraulics	99
5.4.	Les solutions proposées	104
5.4.1.	Boue à base d'eau à haute performance (HPWBM)	104
5.4.2.	Boue à base d'huile (OBM) d'une densité de 1,50 kg/l.....	106
5.4.3.	Design du casing de 7'	107

Table des matières

5.4.4. Changement de la taille des tiges de forage	108
5.5. Interprétation des résultats.....	109
5.6. Choix des solutions	110
5.7. Analyse des résultats	110
5.7.1. Synthèse	111
5.8. Conclusion	111
Conclusion générale et perspectives.....	112
Références bibliographiques.....	114
Annexe.....	115

Liste des tableaux

Tableau 2-1 :	Comparaison entre les boues à base d'huile et à base d'eau (<i>Guide de Schlumberger, 2021</i>).....	57.
Tableau 2-2 :	Les différentes relations empiriques de la pression de fracturation (<i>Guide de Schlumberger, 1998</i>).....	69
Tableau 2-3 :	Les équations du nombre de Reynolds et leur valeur critique (<i>Comité des techniciens de la chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz, 1982</i>).....	71
Tableau 4-1 :	Les équations de perte de charge dans chaque zone (<i>Guide de Schlumberger, 1998</i>).....	90
Tableau 4-2 :	Résultats de l'essai du viscosimètre Funn	94
Tableau 4-3 :	résultats de la distillation ; calcul du pourcentage des solides	95
Tableau 5-1 :	Résultat obtenue par la simulation via logiciel	110

Liste des figures

Figure 1 :	Les segments de Schlumberger (<i>Guide de Schlumberger, 1998</i>).....	25
Figure 1-1 :	Programme de forage et tubage (<i>ENSPM Formation Industrie, 2004</i>).....	27
Figure 1-2 :	Schéma simplifié d'une installation de forage rotary (<i>ENSPM Formation Industrie, 2004</i>).....	29
Figure 1-3 :	Les composants de la garniture de forage	30
Figure 1-4 :	Figure illustrant le parcours d'un Forage dirigé (<i>ENSPM Formation Industrie, 2004</i>).....	32
Figure 1-5 :	Puits d'interception (Relief Well) (<i>ENSPM Formation Industrie, 2004</i>).....	33
Figure 1-6 :	Puits latéral (Side-track) (<i>ENSPM Formation Industrie, 2004</i>).....	34
Figure 1-7 :	Forage de drainage, exemple d'un forage.....	34
Figure 1-8 :	Emplacements de surface impraticables (<i>ENSPM Formation Industrie, 2004</i>)....	35
Figure 1-9 :	Puits en J, S et à double montée (<i>ENSPM Formation Industrie, 2004</i>).....	36
Figure 1-10 :	Puits multilatéral en arête de poisson (<i>ENSPM Formation Industrie, 2004</i>).....	37
Figure 1-11 :	Puits en Ré-entrée (<i>ENSPM Formation Industrie, 2004</i>).....	37
Figure 1-12 :	Réservoirs fracturés (<i>ENSPM Formation Industrie, 2004</i>).....	40
Figure 1-13 :	Réservoirs multicouches (<i>ENSPM Formation Industrie, 2004</i>).....	40
Figure 1-14 :	Les types de Liner (<i>Erik et all, 2006</i>).....	43
Figure 2-1 :	Cycle du fluide sur le site de forage (<i>Guide de Schlumberger, mud school</i>).....	49
Figure 3-1 :	Les champs pétroliers de Hassi Messaoud.....	77
Figure 3-2 :	Situation géographique du champ de Hassi Messaoud (<i>Sonatrach, 2007</i>).....	78
Figure 3-3 :	les 25 zones de Hassi Messaoud.....	79
Figure 3-4 :	Location du puits OMO741 (<i>Sonatrach, 2021</i>).....	84
Figure 3-5 :	La fiche technique du puits OMO741 (<i>Sonatrach, 2021</i>).....	85
Figure 5-1 :	La géométrie du puits.	100
Figure 5-2 :	Profil de direction du forage horizontal.....	101
Figure 5-3 :	Insertion des données rhéologiques.....	102

Liste des figures

Figure 5-4 :	Résultats du cas initial (OBM de densité 1,66 kg/l).	103
Figure 5-5 :	La simulation 3D.	104
Figure 5-6 :	Résultat de la simulation avec la boue HPWBM de densité de 1,66 kg/l.....	106
Figure 5-7 :	Résultat de simulation en utilisant l'OBM de densité de 1,50 kg/l.....	107
Figure 5-8 :	Résultat de la perte de charge suite au coupage de casing de 7".....	108
Figure 5-9 :	Résultat de la perte de charge de changement de la garniture de forage.....	109

Liste des photos

Photo 4-1 :	Les dosages de la boue HPWBM (<i>Tounsi & Sahli, 2021</i>).....	91
Photo 4-2 :	Malaxage de la boue HPWBM (<i>Tounsi & Sahli, 2021</i>).....	91
Photo 4-3 :	Les dosages de l'OBM (<i>Tounsi & Sahli, 2021</i>)	92
Photo 4-4 :	Malaxage de l'OBM (<i>Tounsi & Sahli, 2021</i>).....	92
Photo 4-5 :	L'essai du densimètre (<i>Tounsi & Sahli, 2021</i>).....	93
Photo 4-6 :	Essai du viscosimètre Funn (<i>Tounsi & Sahli, 2021</i>).....	94
Photo 4-7 :	Essai de distillation (<i>Tounsi & Sahli, 2021</i>).....	95

Terminologie

Azimuth : Direction du puits par rapport au Nord.

BHA (Bottom Hole Assembly) : Garniture de fond située dans la partie la plus basse du train de tiges, s'étendant de l'outil à la tige de forage.

BOP (Un bloc obturateur de puits) : Un des équipements de sécurité, un ensemble de vannes installées pour fermer le puits en cas d'éruption.

Build up rate : Dans le calcul de la trajectoire du puits et la planification de la conception du profil, le taux de montée et de descente utilisés représentent les taux de déviation du puits par rapport au degré zéro (vertical). Cette opération inclut le facteur de gaspillage.

Casing shoe (sabot de tubage) : Outil arrondi servant à faciliter et à guider la descente des tuages lors de l'opération de forage.

Crépine : Une pièce métallique en tôle perforée ou en matière plastique, évidée et percée de trous, servant à arrêter les corps étrangers à l'entrée du tuyau d'aspiration d'une pompe.

Cluster : Une plateforme de production à multiple puits.

Dog-leg : Paramètre représentant un changement (3-d) de direction du puits.

Dôme de sel : Un dôme de sel ou dôme salin est une structure naturelle formée par la remontée d'halite (sel). Le sel en remontant peut former différentes structures de taille kilométrique (diapirs, dômes, feuilletts, piliers etc.).

KOP (Kick-off point) : la cote de l'amorce de la déviation, déterminé en fonction de la nature géologique des terrains traversés.

La fracturation : Une technique qui consiste à injecter un fluide de forage dans des réservoirs peu poreux et peu perméables pour les fracturer.

Manifold : Un collecteur d'étranglement est utilisé pour abaisser la pression de la tête de puits et le rend égale à celle supportées par le BOP.

MWD (Measurement while drilling) : Measurement-While-Drilling est un type de diagraphie de puits qui intègre les outils de mesure dans le train de tiges et fournit des informations en temps réel pour aider à diriger la foreuse.

Repêchages infructueux : Signifie l'opération de la récupération du poisson (la partie de la garniture abandonnée lors d'un coincement).

Réservoir offshore : Un réservoir sous-marin contenant du pétrole.

Réservoir déplété : Un réservoir dans une formation de sable ou de roche souterraine qui a précédemment produit du pétrole ou du gaz et qui est utilisé pour stocker du gaz naturel.

ROP (Rate of penetration) : Vitesse d'avancement, ce paramètre est important car tous les autres

paramètres sont liés d'une manière ou d'une autre à l'outil dont l'objectif principal est d'optimiser la vitesse d'avancement.

Target : trajectoire / cible.

Viscosimètre Marsh : Un appareil de mesure in-situ servant à donner la viscosité Marsh, il mesure le temps d'écoulement d'un volume défini de la boue à travers l'alésage de l'entonnoir.

Liste des symboles

Symbole	Significations	Unités
a et b	Paramètres de coefficient de régime turbulent	-
C_d	Coefficient de débit	-
C_{MWD}	Coefficient de MWD	-
C_{surf}	Coefficient de surface	-
d	Densité	lb/gal ou kg/m^3
d_{ad}	Densité de l'alourdissant	Kg/m^3
d_{ag}	Densité de l'allégeant	Kg/m^3
d_f	Densité finale à obtenir	Kg/m^3
d_i	Densité initiale de la boue	Kg/m^3
D	Diamètre de la conduite	M
D_{ni}	Diamètre des duses	M
D_e	Diamètre extérieur du tube	In
D_o	Diamètre du trou	In
ECD	Densité de circulation équivalente	Psi
F	Force	Ib
f	Le coefficient de perte de charge	-
f_{lam}	Coefficient de régime laminaire	-
f_{trans}	Le coefficient de transition	-
f_{turb}	Coefficient de régime turbulent	-
GOR	Gas Oil Ratio (rapport gas / huile)	
h	Profondeur	m ou ft
K, N	Paramètres rhéologiques	-
Ki	Coefficient de stress de la matrice	-
L	Longueur de tube	M
M	Codes de stress de la matrice	-

Liste des symboles

n	Indice de consistance	-
P	La pression	Psi ou Pa
P _{form}	Pression de formation	Psi ou Pa
P _{Frac}	Pression de fracturation	Psi ou Pa
P _g	Pression de Gisement	Psi ou Pa
P _{HYD}	Pression hydrostatique	Psi ou Pa
P _{OG}	Pression de couverture	Psi ou Pa
P _{PG}	La pression interstitielle	Psi ou Pa
PV	Viscosité plastique	cP
Q	Débit	m ³ /s
Re	Nombre de Reynolds	-
Rec	Nombre de Reynolds critique	-
R _{ReG}	Nombre de Reynolds généralisé	-
S	Surface	in ²
TFA	La surface totale d'écoulement.	m ²
TVD	Profondeur verticale	ft
v	Vitesse du fluide	m/s
V _{ag}	Volume d'allégant	m ³
v _{ann}	Vitesse dans l'annulaire	m/s
V _p	Rapport de Poisson de la roche	-
v _{pipe}	Vitesse dans la conduite	m/s
X	Tannage de l'alourdissant	
YP	Seuil de cisaillement du fluide (Yield Point)	lb/100 ft ²
γ	Contrainte de cisaillement	Pa
γ _w	Contrainte sur le fluide	Pa
ρ	Masse volumique du fluide	Kg/m ³
ρ _{ann}	Masse volumique dans l'annulaire	Kg/m ³
ρ _{bit}	Masse volumique d'outil de forage	Kg/m ³
ρ _{pipe}	Masse volumique dans la conduite	Kg/m ³

Liste des symboles

ρ_{surf}	Masse volumique dans la surface	Kg/m^3
τ	Taux de cisaillement	lb/100 ft ²
τ_0	Limite de plasticité	lb/100 ft ²
τ_w	Taux appliqué sur le fluide	lb/100 ft ²
ΔP	Perte de charge	Psi
ΔP_{an}	Perte de charge dans l'annulaire	Psi
μ	Viscosité dynamique	cP
μ_e	Viscosité dynamique équivalente	cP
ν	Viscosité cinématique	m ² /s

Liste des conversions

- 1 Psi = 0.0689 Bar,
- 1 Psi = 6895 Pa,
- 1 in = 2,54*10⁻²m,
- 1 feet = 30.48*10⁻²m,
- 1 lb = 0.454 Kg,
- 1cP = 0.001 Pa.s,
- 1pouce = 2,54cm.

Introduction générale

De nos jours, le domaine des hydrocarbures reste un sujet d'actualité vu l'importance qu'il représente et son impact sur les différentes industries.

L'Algérie possède un énorme champ d'exploitation des hydrocarbures au niveau de Hassi Messaoud, ce dernier est le plus grand en Afrique et lui permet d'être parmi les principaux exportateurs mondiaux.

D'après le rapport Statistiques du commerce extérieur de l'Algérie de 2019 de la direction générale des douanes, les exportations des hydrocarbures représentaient 93% des exportations totales du pays, ce qui indique que l'économie Algérienne dépend principalement de cette industrie, d'où l'importance d'avoir des forages à production élevée et continue.

Malheureusement, ces dernières années l'exploitation des gisements est amorcée pour différentes raisons, pour cela les débits de production des puits ont diminué considérablement. Les ingénieurs ont décidé de s'orienter vers la réalisation des forages horizontaux sur les puits déjà foré verticalement, pour notre cas, la méthode de ré-entry est appliquée. Elle permet la transformation de forage vertical en forage horizontal.

Les forages horizontaux assurent une meilleure production grâce à l'augmentation de la surface de contacts entre le drain et le puits.

L'application de la méthode re-entry sur le puits pilote OMK60, le premier de son genre en Algérie a eu pour conséquence un excès de perte de charges.

Le but de notre mémoire est d'élaborer une méthodologie permettant l'optimisation de ces pertes de charges en proposant plusieurs variantes à modifier.

Ce travail se fera sur deux puits OKM60 et OMO741 qui sont des puits verticaux transformés en puits horizontaux ou portera notre étude sur la diminution des pertes de charges dans le trou foré pour assurer la complétion du forage jusqu'à la profondeur désirée sans endommager les équipements de surface.

Pour cela, nous avons organisé le présent travail en cinq (05) chapitres :

Le premier chapitre est consacré aux généralités sur les forages pétroliers, ou nous avons expliqué le principe, les types des puits horizontaux et les différents tubages dans un puits et les méthodes du forage rotary de cimentation.

Toujours dans la partie recherche bibliographique, le deuxième chapitre traite les boues de circulations faisant partie des fluides de forage, elles assurent le bon déroulement du forage grâce à ces 13 fonctions citées dans le même chapitre.

Le troisième chapitre présente le gisement de Hassi Messaoud ou se situe les deux puits en question. On a également présenté les puits en allant de leur localisation aux différentes opérations qu'ils ont subies. A la fin, on a exposé la problématique à traiter le long du travail.

Le quatrième chapitre est dédié au développement des équations mathématiques permettant le calcul des pertes de charge dans les différentes sections du puits de forage. Une autre partie concerne la description du mode opératoire suivie au laboratoire de boue au niveau de M-I Swaco, ou on a formulé la boue de forage recommandé pour l'utilisation.

Le cinquième et dernière chapitre expose les simulations faites par 'Virtual hydraulics' qui nous ont permis de proposer 4 solutions pour pouvoir optimiser la perte de charge dans le puits OMO741. Cet ensemble de solutions représente une méthodologie à suivre, et qui est validée par les bons résultats qu'elle donne par rapport au puits pilote OMK60, surtout que ce dernier a connu pas mal d'obstacles qui ont induit l'arrêt de son forage à plusieurs reprises.

Comme cette méthodologie ne dépend pas de la composition géologique des terrains, elle peut être appliquée pour tous les puits en Algérie, voir le nord d'Afrique notamment la Lybie et le Maroc qui souffrent des mêmes problèmes que celui présenté dans ce document.

Partie 1

Recherche bibliographique sur les forages pétroliers

Chapitre 1

Connaissances sur les forages pétroliers

1. Connaissances sur les forages pétroliers

1.1. Introduction

Le forage est une opération très importante pour prospecter et exploiter le brut, il a été innové en 1859 par l'Américain E. Drake et développé en 1930. Une erreur dans l'étude ou la construction d'un puits peut introduire de gros dégâts et des pertes matérielles immenses.

Pour mieux maîtriser ce domaine considéré des plus compliqués, un aperçu général sur les forages pétroliers est nécessaire.

A travers ce premier chapitre, nous rapportons les informations générales nécessaires à la compréhension d'un forage, son principe et mode de fonctionnement, le nettoyage et la cimentation des puits, les équipements de contrôle etc.

1.2. Présentation de Schlumberger

1.2.1. Présentation de Schlumberger

Schlumberger Limited est un leader mondial dans le domaine de la prestation des services destiné à l'industrie des d'exploitation et de production de pétrole et de gaz. Son histoire, ainsi que son organisation et son fonctionnement, seront abordés dans ce document.

1.2.2. Histoire de Schlumberger

L'aventure a commencé en 1912, lorsque deux frères, Marcel et Conrad Schlumberger, ont utilisé des formules géophysiques pour estimer la lithologie d'un sous-sol particulier en effectuant des tests au laboratoire sur la résistivité électrique de la "roche pétrolière". En 1927, ils ont utilisé ces résultats dans un véritable puits de pétrole pour la 'Pechelbronn Oil Company'.

La société a été fondée en 1926, en tant que 'Société de prospection électrique'. Au départ, la société effectuait des travaux d'exploration de surface pour l'industrie minière, mais elle a rapidement étendu ses activités à l'exploration du pétrole.

D'après les statistiques de 2019, le chiffre d'affaires annuel est de 32 milliards de dollars.

Ces principaux bureaux se localisent à Houston et Texas pour les travaux pétroliers, et deux en France pour le développement et la recherche.

Elle emploie aujourd'hui plus de 120 000 salariés de 140 nationalités différentes dans 80 nations et îles du monde entier, dont l'Algérie.

1.2.3. L'organisation de Schlumberger en Algérie

Depuis plus de 50ans, aux côtés du Maroc, de la Tunisie, de la Libye et du Chad, l'Algérie constitue, selon l'organisation énoncée par la NWW, « Schlumberger North Africa géomarket (NAF) ».

Son siège social se trouve à Alger, à la zone d'activités d'Amara de Cheraga, sur la route d'Ouled-Fayet. Elle dispose sur plusieurs bases situées à : Hassi Messaoud (MD1, MD2, MD3, MD5, MI Base et Cameron base), Ain Amenas, Hassi Berkine, et Ain Salah dans le sud de l'Algérie. Ceci pour être au plus près de ses clients : SONATRACH, British Petroleum (BP), AGIP, ANADARKO, TOTAL et le Ministère Algérien de l'Energie et des Mines, lui procurant plus de 70% des parts du marché des services pétroliers en Algérie.

En Algérie, les activités de l'entreprise sont divisées en deux catégories :

- COPS (Compagnie d'Opérations Pétrolières Schlumberger) : La COPS est située à Hassi Messaoud et regroupe toutes les lignes de production.
- Schlumberger Petroleum Service (SPS) : SPS se trouve à Alger, elle est responsable de la gestion des activités de l'entreprise et assure la politique de gestion des ressources humaines de la région NAG, elle est également chargée de la gestion financière, la gestion du personnel, du marketing et d'autres fonctions.

1.2.4. Les segments de Schlumberger

Schlumberger inclut 14 segments technologiques de base. Ces segments sont partagés entre trois groupes :

- Groupe réservoir caractérisation,
- Groupe Drilling,
- Groupe de production.

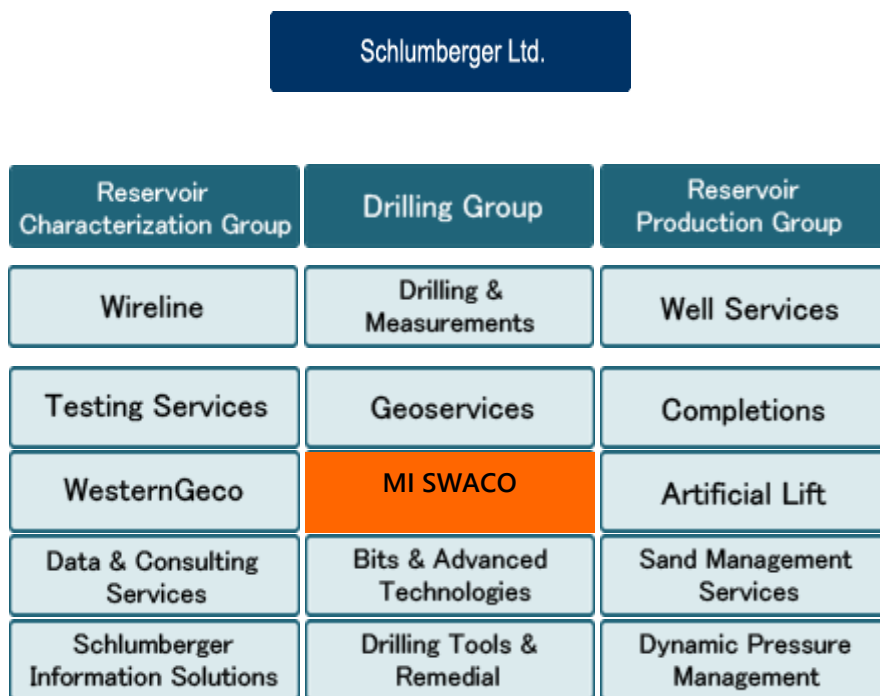


Figure 1 : Les segments de Schlumberger (*Guide de Schlumberger, 1998*)

Pour notre projet de fin d'étude, notre stage pratique se déroulera au niveau de M-I SWACO, ou on résoudra les détails de la problématique.

1.2.5. Présentation de M-I SWACO

M-I Alegria a été créé en Algérie en 1998. Elle a connu depuis une croissance continue ou elle s'est associée à SWACO pour former M-I SWACO.

En 2010, Schlumberger a racheté M-I SWACO à travers le monde pour qu'elle devienne officiellement l'une de ses compagnies lui permettant d'agrandir ses services.

M-I SWACO Algeria représente une joint-venture entre Schlumberger (60%) et Sonatrach (40%), qui propose des systèmes de fluides pour améliorer les performances de forage, des technologies pour maximiser la production (exemple de l'agitateur, le nettoyeur de boue, les centrifugeuses, les dégazeurs) et des solutions environnementales pour gérer en toute sécurité les volumes de déchets.

La nouvelle génération de technologies de gestion des déchets de forage de M-I SWACO comprend des aspirateurs et des systèmes de transport pneumatiques pour la collecte et le transport des déblais en toute sécurité. La vaste gamme de systèmes de traitement des déblais de forage comprend un processus multidisciplinaire d'injection des déchets et des technologies brevetées de désorption thermique. Cette stratégie ne consiste pas seulement à minimiser les déchets, mais à les transformer en ressource bénéfique.

1.3. Définition de forage pétrolier

Le forage pétrolier est un ensemble d'opérations pouvant atteindre des roches poreuses et perméable dans le sol souterrain, qui contient des hydrocarbures liquides ou gazeux.

L'objectif principal de ces opérations est la recherche de gisement, l'exploiter et le mettre en production.

Un forage pétrolier est déterminé sur la base des études géologiques et géophysiques du bassin sédimentaire pour avoir une idée sur la constitution des sols souterrain (*Khodja, 2008*).

1.4. La Conception d'un puits pétrolier

Un puits de pétrole est un moyen qui facilite l'extraction du brut du sous-sol, sa conception est basée sur ces deux catégories :

- L'architecture d'un puits de forage,
- Choix de l'appareil de forage.

1.4.1. L'architecture d'un puits de forage

Le profil d'un forage pétrolier est basé sur le programme de forage et de tubage du puits comme le montre la figure (1-1), il inclut les différentes phases de forage ou le trou est tubé, donc cuvelé par une colonne de tubes en acier (*Nguyen, 1993*).

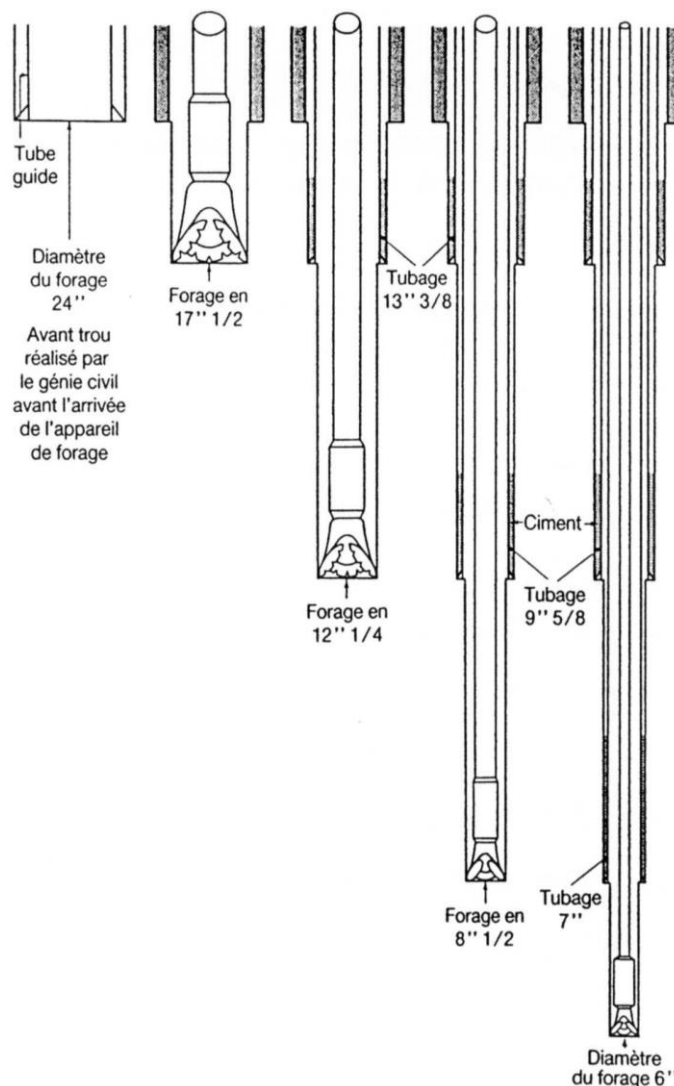


Figure 1-1 : Programme de forage et tubage (*ENSPM Formation Industrie, 2004*)

Les différents types de colonnes qui existent :

- Une colonne de surface,
- Une colonne intermédiaire,
- Une colonne de production.

Ces diverses colonnes sont cimentées par un laitier de ciment placé entre la paroi du trou et la colonne (*ENSPM Formation Industrie, 2004*).

La connaissance de l'architecture du sondage permet de prévoir :

- Le choix de l'appareil de forage,
- La durée des diverses opérations,
- Les approvisionnements nécessaires,

- Les consommations de produits et de matériel,
- La durée totale et le prix du sondage.

1.4.2. Choix de l'appareil de forage

Pour sélectionner l'appareil optimum pour un forage, on doit tenir en compte :

- Les capacités de levage, pompage,
- Le volume du quartier de la boue,
- Les équipements de sécurité comme le BOP (Un bloc obturateur de puits) et le Manifold (voir annexe1).

Puis, vérifier l'adéquation de ces éléments sur le programme de tubage et de levage.

1.5. Principe de forage

Le forage peut être effectué de différentes manières, la plus fréquente étant le forage rotatif. La première étape de cette méthode consiste à mettre en place un appareil de forage appelée Derrick (voir annexe 2), qui est une tour métallique utilisée pour insérer verticalement une chaîne de tubes vissés les uns aux autres au bout desquels se trouve un outil de forage (*Nguyen, 1993*).

L'outil tourne à grande vitesse en appuyant sur la roche. On ajoute un tube en le vissant au précédent au fur et à mesure que l'on s'enfonce dans le sol.

Pour éviter que le trou se rebouche, il faut enlever les déblais de roche et nettoyer le fond du puits (voir annexe 3). Pour cela, on utilise un fluide de forage appelé boue de forage qui sera expliqué en détail dans le chapitre suivant.

On distingue principalement deux types de forage :

1.5.1. Forage par battage

Cette méthode est la plus ancienne, elle consiste à soulever un outil de forage lourd et le laisser régulièrement tomber sur le terrain avec une hauteur de chute qui varie selon la dureté des couches de réservoirs. Il se réalise sans l'injection de fluides hydraulique (*Nguyen, 1993*).

1.5.2. Forage rotary

La méthode Rotary est basée sur l'application d'une force obtenue par le poids des tubes (les tiges placées juste au-dessus de l'outil de forage) et que l'on fait tourner.

Ce forage permet l'injection continu d'un fluide hydraulique spécial au niveau de l'outil pour remonter les déblais à la surface (*Nguyen, 1993 ; Khodja, 2008*).

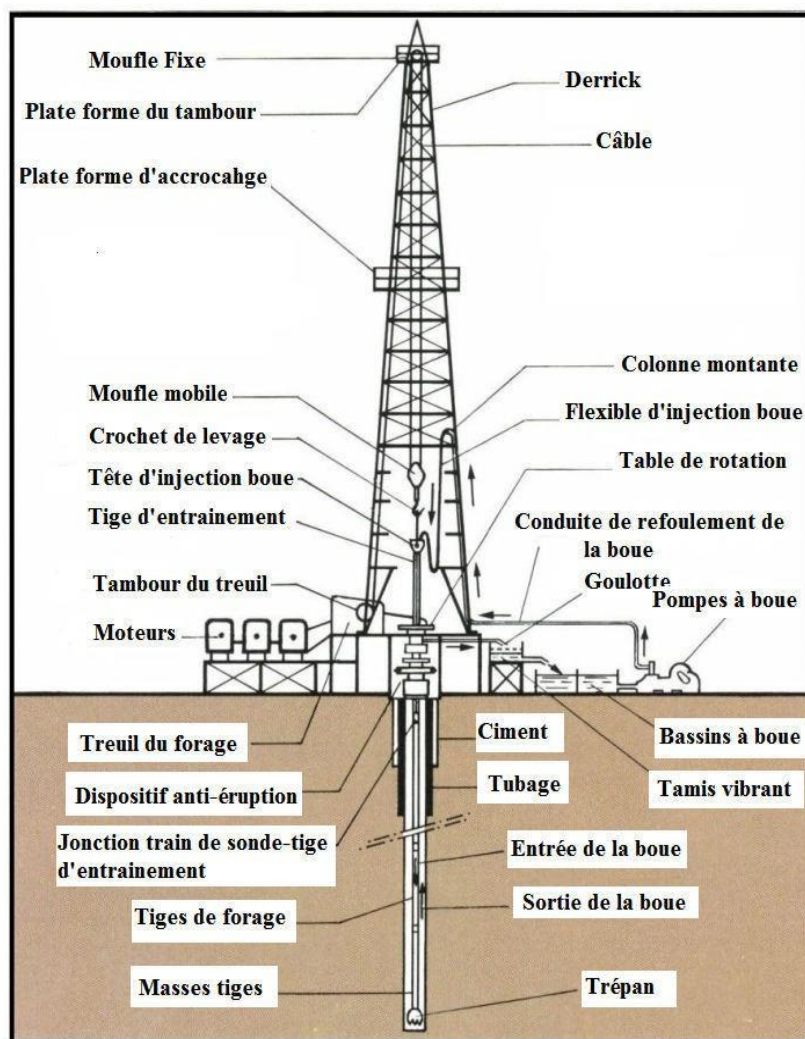


Figure 1-2 : Schéma simplifié d'une installation de forage rotary (ENSPM Formation Industrie, 2004).

1.6. La garniture de forage

La garniture de forage est l'arbre de liaison entre les équipements de surface et l'outil de forage, elle a diverses fonctions qui sont :

- Permettre au fluide de forage de circuler avec la plus faible diminution de perte de charge possible,
- Contrôler la trajectoire de l'outil,
- Exercer une force sur l'outil de forage, pour transmettre l'énergie nécessaire à la roche.

La garniture de forage se divise en deux catégories :

- Comme illustré dans la figure (1-4), les principaux équipements sont :

- Les masses tiges (DC : drill collar) : ont un rôle très important dans la garniture, elles sont reliées entre elles par des filetages (sert à lier les éléments ensemble),
 - Elles exercent une force sur l'outil de forge pour permettre de forer les roches en les broyant,
 - Les tiges de forage (DP : drill pipe) : ceux sont des tubes en acier reliés entre eux par des raccords.
- Les équipements auxiliaires :
Le matériel auxiliaire est composé de stabilisateurs de masses-tiges, d'amortisseurs de choc et des différents raccords (*Nguyen, 1993*).

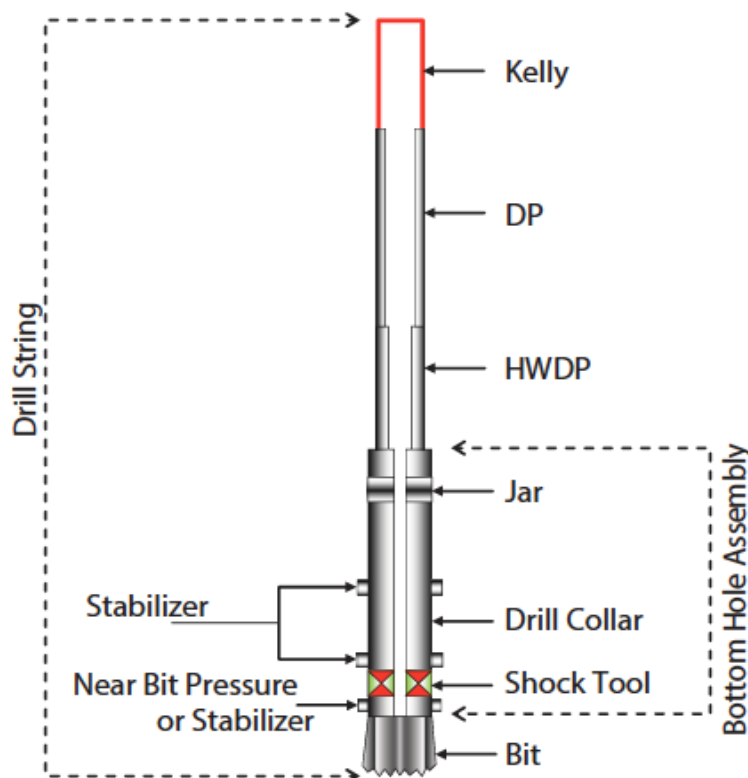


Figure 1-3 : Les composants de la garniture de forage.

1.7. Outils de forage

L'outil de forage se trouve à l'extrémité de la tige de forage utilisé pour briser la roche.

Dans le forage de rotary, deux forces appliquées à l'outil de forage se produisent pour casser la roche : (*Sidorov, 1982*).

- La charge verticale (axiale) : due à une partie du poids du train de tige,
- La force horizontale : due par la rotation de l'arbre du moteur d'attaque.

On distingue deux catégories d'outils pour un forage pétrolier (voir l'annexe 4 et 5) :

- Outil à molettes,
- Outil à diamants.

1.7.1. Outil à molettes

C'est un type d'outil utilisé dans les puits de pétrole et de gaz composé de trois parties principales : les molettes, les roulements et le corps. (*Nguyen, 1993*). Il peut être sous la forme d'un cône unique, de bicônes, ou de tricônes qui sont actuellement les plus utilisées.

Les outils tricônes sont constitués de trois cônes tournant de façon indépendante et montés sur trois bras réunis entre eux par soudure constituant le corps de l'outil et se termine par trois duses qui limitent le débit de fluide sortant.

Les roulements sont de formes et de tailles diverses (rouleau avec ou sans joint, roulement à friction, système de lubrification, etc.) (*Nguyen, 1993*).

Le choix de l'épaisseur des différents constituants de l'outil dépend du type de formation à forer, par exemple le besoin des formations tendres est basé sur les petits roulements, et des cônes moins épais que les formations dures (*Slimani et Dadou, 2006*).

1.7.2. Outil à diamants

Ce sont des outils d'une seule pièce qui ne comportent aucune partie tournante.

On distingue deux types :

- Les outils à diamants naturels qui travaillent comme une lime,
- Les outils à diamants synthétiques qui travaillent à la façon d'un robot (*Grondin, 2004*) qui se divise en deux catégories :
 - À taillants PDC (diamant poly cristallins),
 - À taillants TSP (diamant poly cristallins thermostables).

Le diamant est la substance la plus dure (10 fois plus dur que l'acier qui est utilisée pour la fabrication des outils à molettes).

1.8. Nettoyage d'un puits pétrolier

Le nettoyage d'un puits est l'évacuation des déblais et solides de forage hors du trou. L'exécution efficace du nettoyage est importante pour qu'il n'y ait pas d'accumulation dans l'anneau qui peut provoquer un bouchage.

La difficulté augmente dans les forages dirigés, les déblais s'accumulent sur la partie basse du trou (*ENSPM Formation Industrie, 2004*).

Parmi les facteurs qui influencent la capacité de transport d'un fluide de forage, on a : (*Guide de Schlumberger, 1998*)

- Le débit : un grand débit aide à éviter l'accumulation de déblais,
- La rhéologie du fluide,
- La densité du fluide,
- La quantité de déblais (fonction du diamètre et de la vitesse de forage),
- Les dimensions et la forme des déblais,
- L'inclinaison du puits,
- Le profil du puits, la rotation du train de tiges.

La viscosité du fluide peut éliminer les lits de déblais.

1.9. Les types de forages pétroliers

Pour les forages pétroliers, on distingue deux grandes familles :

1. Les forages verticaux,
2. Les forages dirigés.

Dans les paragraphes qui suivent on abordera les forages dirigés avec plus de détails.

1.9.1. Définition d'un forage dirigé

Le forage directionnel est la science et l'art de la déviation d'un puits le long d'une trajectoire prédéfinie à partir de la tête de puits jusqu'à la cible, tous les deux définis avec un système de coordonnées préétablie.

Comme c'est illustré sur la figure (1-4), le forage d'un puits directionnel implique fondamentalement le forage d'un trou à partir d'un point dans l'espace (surface) à un autre point dans l'espace (la cible) (*ENSPM Formation Industrie, 2004*).

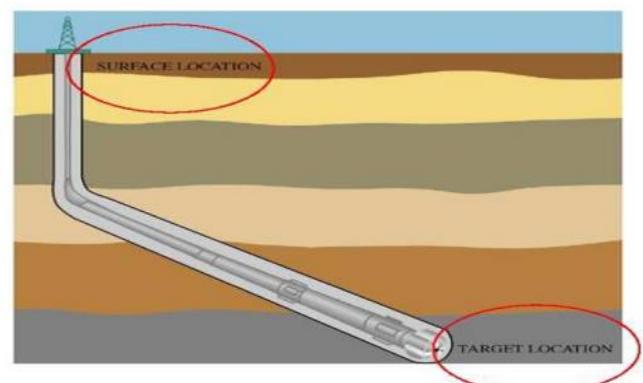


Figure 1-4 : Figure illustrant le parcours d'un Forage dirigé (*ENSPM Formation Industrie, 2004*).

1.9.2. Les cas d'application d'un forage dirigé

Les cas d'applications du forage dirigé sont multiples et deviennent de plus en plus nombreux. Parmi les principaux cas, on peut citer :

1.9.2.1. Puits pour le contrôle de la verticalité

L'une des premières applications du forage dirigé est la correction d'un puits serpenté (crooked hole).

1.9.2.2. Puits d'interception (Relief Well)

Ces puits sont destinés à approcher ou même intercepter la trajectoire d'un autre puits en éruption incontrôlable (figure 1-5). C'est l'une des premières applications du forage dirigé (John Eastman en 1934).

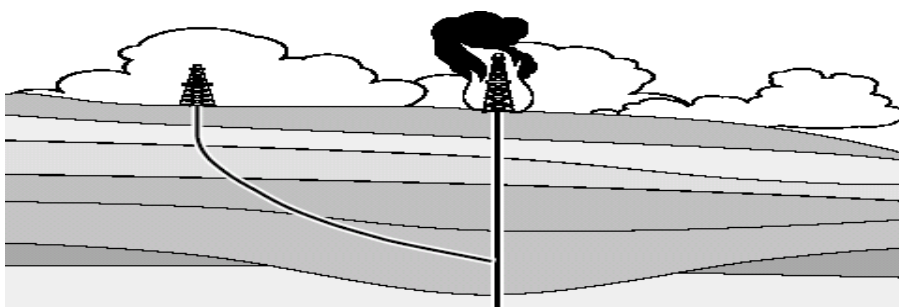


Figure 1-5 : Puits d'interception (Relief Well) (ENSPM Formation Industrie, 2004).

1.9.2.3. Puits latéral (Side-track)

Le forage d'un puits latéral ou side-track est la technique principale du forage directionnel (figure 1-6). Elle consiste à abandonner un puits en cours de forage pour le reprendre à une profondeur inférieure, cela peut être dû à des raisons :

- **Géologiques** : Ce dernier admet deux (02) cas :
 - 1^{er} cas : on fait recours à ce forage quand on remarque la présence d'une faille, ça permet d'améliorer le contrôle de déviation ou de production,
 - 2^{ème} cas : dans le cas où on rencontre un dôme de sel, le forage doit être dévié de la trajectoire principale.
- **Techniques** : Dans le cas d'extrême dog-leg, rupture d'un casing ou opérations de repêchage infructueuses.

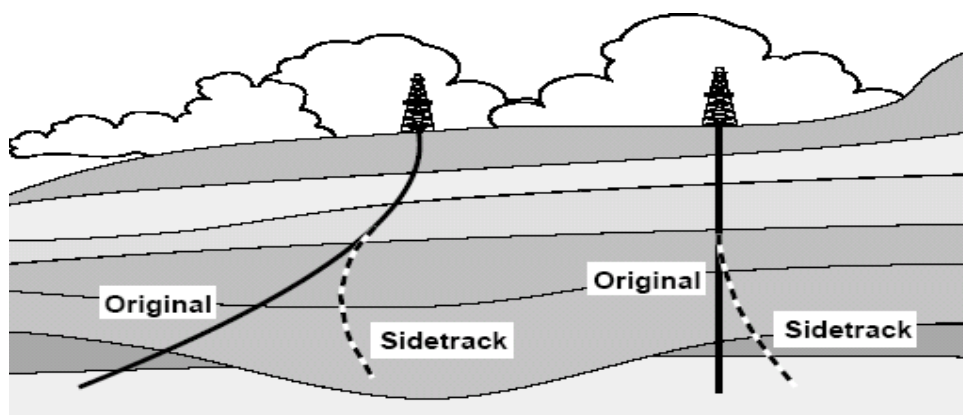


Figure 1-6 : Puits latéral (Side-track) (ENSPM Formation Industrie, 2004).

1.9.2.4. Forage de drainage

Ce forage a pour rôle d'augmenter la surface de contact avec le réservoir, le meilleur exemple est les forages horizontaux.

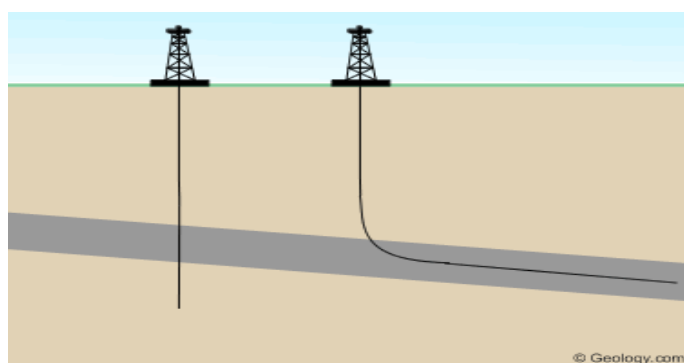


Figure 1-7 : Forage de drainage, (ENSPM Formation Industrie, 2004).

1.9.2.5. Emplacements de surface impraticables

Ces puits sont considérés comme étant des puits à long déplacement, l'ingénieur est appelé à appliquer cette technique pour les cas suivants :

- Forages depuis le rivage pour atteindre des réservoirs offshore (figure 1-8-a),
- Forages depuis la mer pour atteindre des réservoirs situés sous une côte inhospitalière (figure 1-8-b),
- Forages urbains (figure 1-8-c),
- Forages en montagne (figure 1-8-d).

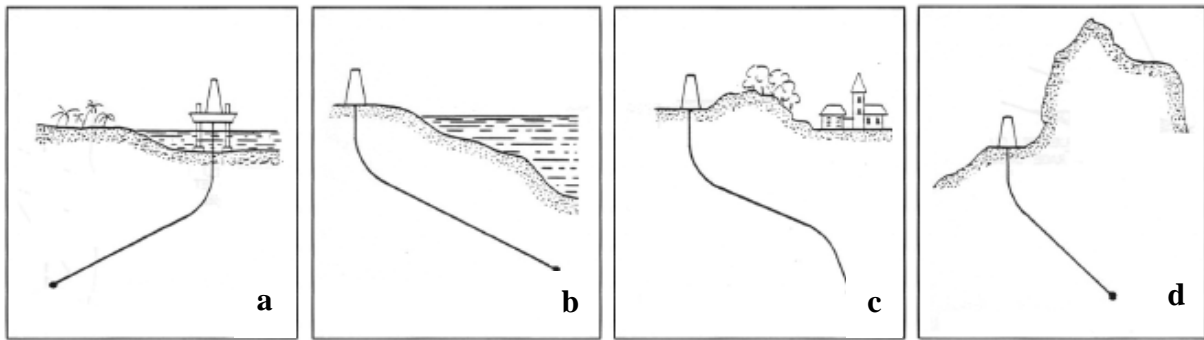


Figure 1-8 : Emplacements de surface impraticables (ENSPM Formation Industrie, 2004).

1.9.2.6. Limiter le nombre de puits à forer sur un champ

Cela permet de réduire le nombre de puits à forer en évitant l'installation de plusieurs plates-formes.

1.9.3. Les différents types de forages dirigés

La forme d'un puits entre la surface et la cible est appelée profil du puits. Autrefois limitée à des profils simples essentiellement bidimensionnels, les techniques actuelles de forage dirigé permettent la réalisation de profils tridimensionnels complexes, combinant à la fois des variations d'inclinaison et d'azimut.

Les profils classiques sont :

1.9.3.1. Puits en J

La forme la plus utilisée et la plus simple pour l'application. Ils débutent par une phase verticale, suivie d'une phase de montée et se terminent par une phase rectiligne (Figure 1-9-a)

Applications :

- Puits profonds avec de grands déplacements,
- Puits de profondeurs modérées avec des sections horizontales modérées ou les casings intermédiaires ne sont pas obligatoires.

1.9.3.2. Puits en S

D'une forme légèrement plus élaborée, ces puits commencent comme un puits en J, mais se terminent par une chute en inclinaison, quelquefois jusqu'à la verticale, le plus souvent pour des considérations de production (installation de la pompe), (Figure 1-9-b).

Applications :

On applique cette forme de forage pour :

- Les puits à plusieurs couches productrices,

- Réduit l'angle d'atterrissage dans le réservoir,
- Les puits profonds avec de petits déplacements.

1.9.3.3. Puits à double montée

Contrairement aux puits en S, les puits à double montée se terminent avec une inclinaison importante grâce à une seconde montée en inclinaison (Figure 1-9-c).

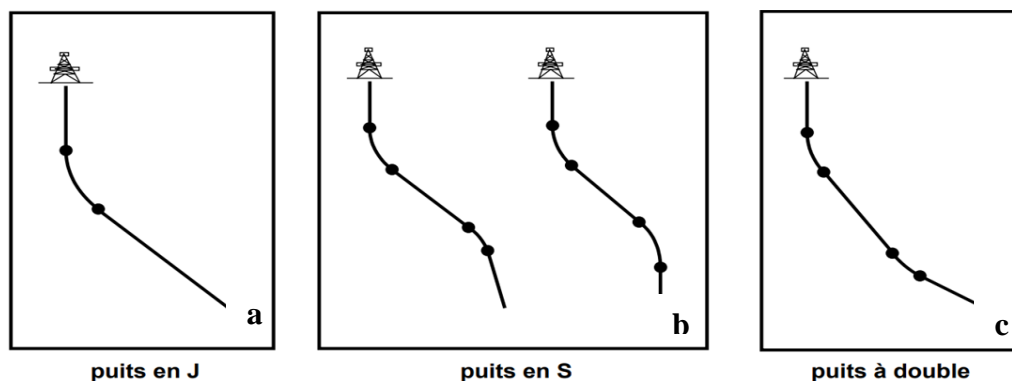


Figure 1-9 : Puits en J, S et à double montée (ENSPM Formation Industrie, 2004).

1.9.3.4. Puits à long déplacement (Long reach ou Extended Reach wells)

C'est un puits avec un déplacement horizontal de plusieurs kilomètres, foré à haute inclinaison et se terminant par un drain horizontal (ENSPM Formation Industrie, 2004).

1.9.3.5. Puits inclinés (tilt ou slant wells)

Pour ce type de puits, l'inclinaison commence depuis la surface avec une inclinaison pouvant atteindre 45 degrés, et nécessitant un appareil de forage spécial (tilt ou slant rig).

1.9.3.6. Plates-formes de production Multi puits (Clusters)

Cette terminologie est souvent rentable pour atteindre l'horizontal des réservoirs peu profonds.

Les puits multilatéraux sont un développement du forage horizontal. Ils consistent à forer une ou plusieurs branches à partir d'un drain primaire qui peut être vertical, dévié ou lui-même horizontal (voir la figure 1-10).

De nombreux types de puits multilatéraux ont été forés, deux exemples allant du plus simple au plus élaboré :

- Les puits dits en "arête de poisson" ayant plusieurs branches latérales forées alternativement à partir d'un drain principal,

- Un puits vertical avec une branche horizontale.

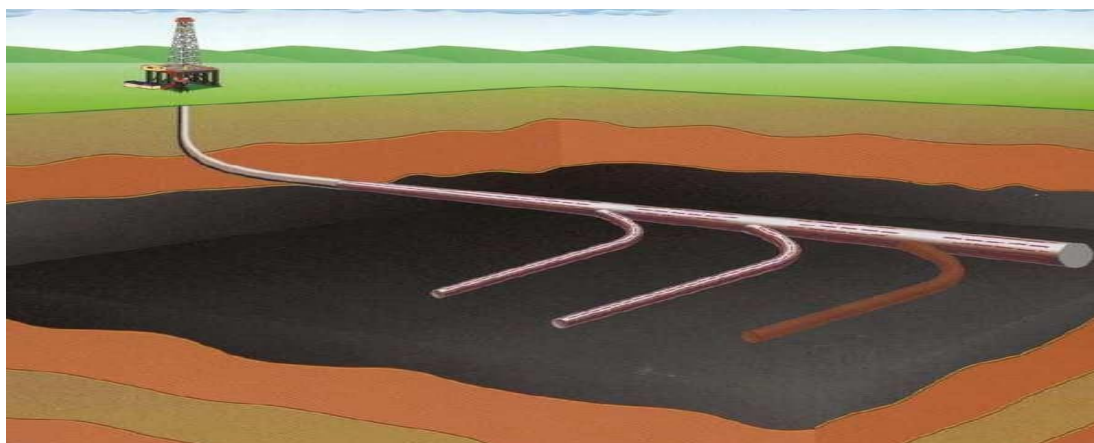


Figure 1-10 : Puits multilatéral en arête de poisson (*ENSPM Formation Industrie, 2004*)

1.9.3.7. Puits en Ré-entrée

Le principe de cette technique est d'abandonner un forage vertical ou dirigé déjà existant pour le remplacer par un forage latéral qui se termine par un drain horizontal, la figure (1-11) illustre ça. C'est une technique qui permet d'économiser des coûts concernant les équipements de la partie supérieure du puits.

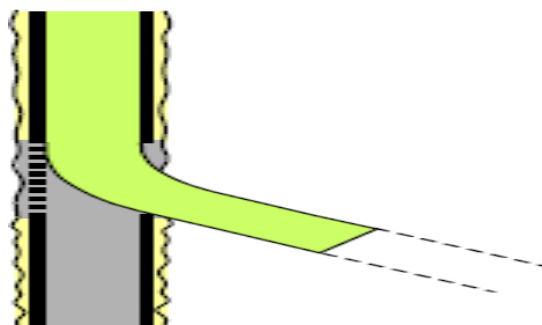


Figure 1-11 : Puits en Ré-entrée (*ENSPM Formation Industrie, 2004*).

1.9.3.8. Les puits horizontaux

On appelle puits horizontal un puits se terminant par un drain foré à une inclinaison comprise entre 80 et 100 degrés ou plus (*ENSPM Formation Industrie, 2004*).

Pour les forages pétroliers, on distingue 05 méthodes de forage horizontal (*ENSPM Formation Industrie, 2004*) :

- Les puits ultra-short radius (à rayon très court)** : Construit de 0° à 90° et foré avec des tiges de forage de $1\frac{1}{4}$ pouces, la formation est forée par un jet à haute pression.
- Les puits short radius (à rayon court)** : Les puits à rayon court sont utilisés dans le cas de :

- Un casing shoe qui est posé très près ou dans la formation,
- Minimiser la section courbe.

Cette méthode utilise des équipements spécifiques tels que des moteurs articulés, avec un rayon de courbure < 50 m.

Le kick off est orienté vers la direction désirée avec une tolérance de +/- 20°. Et la longueur de drain est de 800 (243,84m) à 1500 pieds (457,2m).

c) Les puits medium radius (à rayon moyen) : Grace à sa longueur de drain importante qui peut atteindre 3000 pieds (914,4m), voir 5000 pieds (1524m), ces puits sont répons plus que les puits à rayon court.

Les phases des puits à rayon moyen peuvent être entre 4½ à 12¼ pouces.

d) Les puits intermediate radius (à rayon intermédiaire) : Les puits à rayon intermédiaire (Intermediate radius) sont utilisés dans le cas de nécessité de pose du sabot près du réservoir, au-dessus du KOP, ou dans le cas de descente de pompes dans des réservoirs déplétés.

e) Les puits long radius (à rayon long) : Ces puits ont un rayon de courbure >200 m, et permettent l'utilisation de toutes les procédures de forage conventionnelles, forage rotary, carottage, tubage, et ceci avec des équipements standards et pour des puits sans restriction de diamètre ou de longueur de drain. La longueur de ces puits peut atteindre plus de 1000m (*ENSPM Formation Industrie, 2004*).

➤ **Les Avantages des puits à long rayon (Long Radius)**

Les avantages des puits à long rayon sont :

- Les puits à long rayon ont un intérêt particulier dans le cas de problème d'implantation (ex : offshore),
- La capacité a foré de très longues sections horizontales (une section horizontale supérieure à 10,000 pieds a été réalisée),
- Des trous de diamètre important peuvent être réalisés.

➤ **Les inconvénients des puits à long rayon (Long Radius)**

- L'inconvénient principal de ce forage est que Le KOP est peu profond, donc la section courbe est importante, d'où l'implication d'un coût de forage directionnel élevé, (ex : formation dur, ROP bas),

1.9.4. Avantages et inconvénients des forages verticaux et horizontaux

Dans l'industrie du pétrole, et spécialement en Algérie, les forages verticaux sont les plus répons vu leur simplicité, mais parfois l'ingénieur se voit contraint de procéder au forage horizontal, ci-joint les avantages et inconvénients de chaque type de forage.

1.9.4.1. Les avantages et inconvénients du forage vertical

Les forages verticaux sont les plus utilisés au niveau du gisement de Hassi Messaoud, bien que cette méthode soit souvent utilisée, elle admet également des inconvénients.

Ci-dessous les avantages et inconvénients de la méthode :

➤ Les avantages

Les forages verticaux sont utilisés fréquemment à cause de :

- La rapidité d'exécution,
- Sa simplicité en termes de planification et d'exécution,
- Son cout : c'est le type de forages qui coutent le moins,
- La réduction des problèmes de forage et de nettoyage des trous,
- La réduction des contraintes dans la formation.

➤ Les inconvénients

Bien que ce forage soit fortement utilisé, il représente des inconvénients tel que :

- L'inconvénient de ce forage est la réduction de la surface de contact entre le drain et le puits, ce qui limite systématiquement le débit de production,
- Pour les réservoirs à basse perméabilité, il n'assure pas un bon rendement du brut à produire.

1.9.4.2. Les avantages et inconvénients du forage horizontal

Comme tout autre type de puits, le forage des puits horizontaux peut avoir ses avantages et ses inconvénients.

➤ Les avantages

Les forages horizontaux présentent de nombreux avantages dont on cite :

- a) **Réservoirs fracturés** : Le forage horizontal est appliqué principalement dans le cas de réservoirs fracturés. Les fractures de ces réservoirs étant subverticales, cela permet de forer un puits horizontal perpendiculairement à sa direction principale comme le montre la figure (1-12).

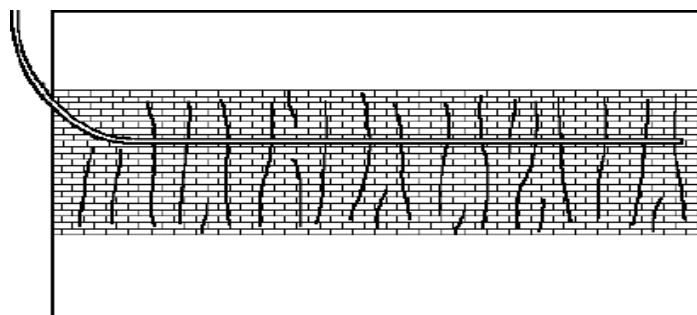


Figure 1-12 : Réservoirs fracturés (*ENSPM Formation Industrie, 2004*).

b) Réservoirs multi-couches : Dans les réservoirs multi-couches les puits horizontaux peuvent remplacer plusieurs puits verticaux ou déviés.

La figure (1-13) illustre le cas d'un réservoir compartimenté en un seul puits horizontal et qui remplace six puits verticaux tout en améliorant la production en retardant le coning.

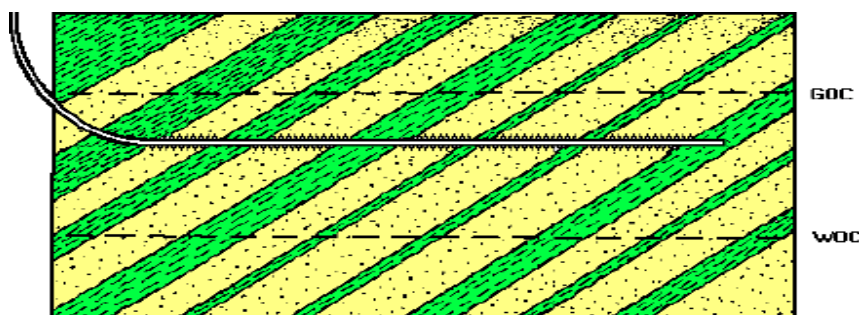


Figure 1-13 : Réservoirs multi-couches (*ENSPM Formation Industrie, 2004*).

c) Réservoirs à basse perméabilité : Le forage horizontal peut être une alternative à la fracturation dans un réservoir à basse perméabilité. Le drain horizontal se comporte comme une fracture, avec plusieurs avantages :

- Le forage d'un drain long est plus simple et économique que de faire une fracture équivalente,
- La direction est parfaitement contrôlée, ce qui n'est pas possible avec la fracturation.

d) Formations non consolidées - Contrôle des sables :

La production à partir des réservoirs à sable non consolidée présente de sérieux problèmes. Un drain horizontal foré dans un tel réservoir permet de réduire la vitesse à la paroi et en conséquence la production de sable, qui peut aller jusqu'à être totalement éliminée.

Une autre conséquence est que ces puits peuvent quelque fois être produits sans mise en place de coûteuses crépines calibrées.

➤ **Les inconvénients**

Bien que le forage horizontal semble une solution très pratique pour divers problèmes, ce dernier présente quelques inconvénients dont les principaux sont :

- a) **Coûts additionnels** : Le coût du forage horizontal est plus élevé qu'un forage vertical à cause de deux facteurs principaux qui sont :
 - La longueur des puits horizontaux, par conséquent ça nécessite plus de temps pour le forage, plus d'outils, plus de fluide etc,
 - Les services de forage dirigé qui ne sont pas négligeable surtout avec l'obligation d'utiliser en permanence un moteur de fond et un MWD.
- b) **Risques opératoires** : Les puits horizontaux représentent plus de risques que les puits verticaux au cours de la réalisation :
 - Pour atteindre la cible : La difficulté réside dans le fait que le profil est dirigé et non pas direct comme dans le forage vertical,
 - Le nettoyage du puits : Un forage horizontal nécessite un bon nettoyage du puits qui est indispensable pour sa réussite.

Le fluide doit :

- Assurer le transport des déblais entre le fond et la surface,
- Eviter l'accumulation de déblais dans les parties inclinées du puits.
- Le comportement des formations : il est différent lorsqu'elles sont forées à haute inclinaison, surtout par rapport à leur stabilité,
- L'endommagement des formations.

1.10. Le Tubage

Le terme de tubage désigne le processus d'insertion d'un train de tubes dans le puits de forage pour sécuriser les parois du puits. Ces tubes sont vissés les uns aux autres et descendus dans le trou de forage (*Sidorov, 1986*).

Pour réaliser l'étanchéité dans l'espace annulaire, un ciment doit être placé entre ces tubes et les parois du trou. Ces deux opérations sont étroitement liées et se déroulent sans discontinuité.

Le programme d'un forage pétrolier comporte plusieurs colonnes de tubage (*ENSPM Formation Industrie, 2004*) :

- **La colonne de surface (casing)** : destinée à retenir les terrains de surface peu consolidés et à protéger les nappes phréatiques,
- **La colonne technique** : pour isoler les couches ou fluides susceptibles d'empêcher la poursuite du forage,

- **La colonne de production** : Elle permet d'isoler la zone pétrolière et à l'intérieur de laquelle sera descendu un tube de collecte des hydrocarbures ou tubing,
- **Le Liner** : c'est les tuyaux dont l'extrémité supérieure n'atteint pas la surface mais se trouve à l'intérieur et recouvre le fond du dernier casing ou liner.

Les formations exposées lors d'un forage doivent être périodiquement recouvertes et protégées par ces tubes d'acier qui sont appelés casings et liners.

1.10.1.Casing

Un casing est le tuyau qui part de la surface ou de la ligne de boue et s'étend vers le bas dans le trou de forage (*Guide de Schlumberger, 1998*).

L'installation de casings a pour rôle de :

- Empêcher le trou de s'effondrer,
- Protéger les formations en cours de forage,
- Isoler les différentes zones géologiques les unes des autres.

➤ Les avantages et inconvénients de l'installation d'un casing

L'objectif principal de la pose des casings au cours d'un forage est l'élimination du temps non productif. D'autres avantages ont été observés :

- Le renforcement du puits de forage,
- L'amélioration de la stabilité du puits de forage,
- La diminution des dommages causés à la formation par le forage,
- La réduction des pertes de circulation.

L'installation d'un casing peut être vue non avantageuse par rapport au rétrécissement du trou de forage qui résulte de la diminution de l'espace annulaire après la cimentation du casing.

1.10.2.Liner

Un liner est un train de tubes formé à partir d'un tubage ou d'un tubing standard. Contrairement à tubulaires traditionnelles, qui sont suspendus à la tête du puits, un liner est suspendu à une colonne de tubage qui a déjà été établie. La distance entre le sommet du liner et la tête de puits peut aller de moins de 15 m [50 ft] à plusieurs milliers de mètres.

Le train de tiges est utilisé pour descendre un liner dans le puits de forage. Il s'agit d'un tube ou d'un tuyau de forage standard, mais dans certaines circonstances, un tube enroulé est utilisé pour descendre le liner en place.

Il existe quatre différents types de liner :

1. **Le forage ou un liner intermédiaire** : Ce liner est généralement utilisé pour couvrir une formation faible ou problématique qui empêche la poursuite du forage. Le forage vers une zone plus profonde commence lorsque le liner est mis en place et cimenté (Figure 1-14-a).
2. **Liner de production** : Un liner de production est passé à travers une zone d'intérêt ou une zone de production. Ces liners peuvent être cimentés en place, comme les liners de forage, ou ils peuvent être constitués de tubulaires perforés ou blindé qui ne sont pas cimentés en place (Figure 1-14-b).
3. **Scab liner (liner en gale)** : est un segment de de tube qui est utilisé pour réparer un tubage endommagé. Ce liner est généralement utilisé dans les vieux puits, mais il peut également être utilisé dans les nouveaux puits lorsque la chaîne de tubage précédente a été usée ou endommagée par des outils ou par le train de tiges de forage, il sert également à colmater les fuites (Figure 1-14-c).
4. **Scab tieback liner** : Une section de tubage qui s'étend vers le haut à partir de la partie supérieure d'un liner existant, mais qui n'atteint pas la surface (Figure 1-14-d).

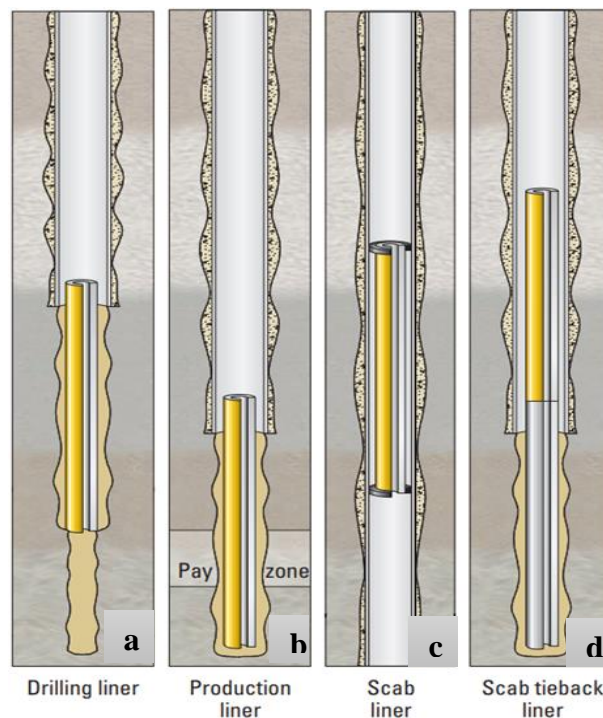


Figure 1-14 : Les types de Liner (*Erik et all, 2006*).

L'utilisation d'un liner est primordiale pour :

- La réduction des couts suite à la réduction de nombre de casings utilisés,
- La diminution des pertes des charges ce qui implique une réduction des pertes à la circulation,

- Le liner est posé sur la colonne de forage, et non sur des sections tubulaires individuelles allant jusqu'à la tête de puits. Cela permet de gagner du temps sur l'appareil de forage et de placer rapidement la colonne sur des formations sensibles ou fragiles, ce qui peut empêcher l'effondrement de la section ouverte du trou,
- La pose d'un liner permet de tuber plus rapidement la section du trou ouverte située sous la colonne de tubage précédente,
- Les liners sont généralement beaucoup plus courts qu'un long train de tiges conventionnel ; ils sont donc plus faciles à manipuler (rotation, mouvement de va-et-vient, ou les deux) pendant le travail de cimentation. Ce mouvement peut améliorer considérablement la liaison du ciment.

1.11. La cimentation

Après avoir commencé le forage, vient l'étape de la cimentation qui se déroule simultanément.

La cimentation est le processus de mise en place d'un laitier de ciment à une cote donnée ou dans l'espace annulaire du puits qui représente l'espace séparant le tubage des parois du puits.

Il existe plusieurs types de cimentation où chacune répond à un problème bien défini : (*J.P. Nguyen, 1993*).

- La cimentation des cuvelages ou casings qui sert à :
 - Fixer les tubings aux formations,
 - Isoler les couches de densité différentes,
 - Protéger les tubages,
 - Isoler les différentes formations pour prévenir le contact des différents fluides,
 - Protéger le casing contre les fluides corrosifs.
- La cimentation en pression appelée Squeezes ou esquichages, en trous tubés perforés qui a pour but de :
 - Boucher une couche productrice épuisée,
 - Injection de ciment complémentaire pour rectifier la cimentation primaire,
 - Isoler une couche afin d'éviter les venues d'eau, de gaz ou d'huile.
- Pose de bouchons de ciments au cours du forage afin de :
 - Boucher un trou où des pertes de boues se produisent,
 - Colmater les venues d'eau,
 - Servir de point d'appui à une déviation de forage,
 - Boucher les séquences du puits abandonnées.

1.12. Contrôle puits

Lors du forage d'un puits pétrolier, le foreur risque d'être confronté à des situations à risques parfois majeur, d'où la nécessité d'installer des obturateurs de têtes de puits pour contrôler ces situations dangereuses.

1.12.1.Obturateur de tête de puits (Blowout preventer)

Les obturateurs anti-éruptions, également connus sous le nom de BOP, sont de grandes vannes capables d'assurer l'étanchéité à la surface du puits sur lequel on travaille ou que l'on fore.

Les BOP peuvent avoir leur vanne fermée pendant les interventions sur le puits ou le forage s'il y a une surpression créée par une zone souterraine entraînant la formation de fluides tels que du gaz naturel ou du pétrole qui pénètrent dans le puits de forage et menacent le bon fonctionnement de la plate-forme. L'obturatrice anti-éruption peut être actionnée en fermant la vanne qui est généralement commandée à distance par le biais d'actionneurs hydrauliques.

Les obturateurs de têtes de puits ont pour rôle de :

- Obturer le puits dans le cas où un fluide possédant une pression supérieure à la pression hydrostatique est rencontré,
- Permettre l'ajustement de la densité et l'évacuation du fluide déjà à l'intérieur du puits.

1.12.2.Les critères de choix des obturateurs des têtes de puits

Le choix de ces obturateurs repose sur les paramètres suivants :

- L'ouverture maximale ou diamètre maximal de passage des outils de forage,
- Rapport entre la pression au puits ou moment de la fermeture/ ouverture et la pression hydrostatique à exercer par l'obturateur pour assurer la fermeture/ ouverture,
- Les volumes de fluides requis pour l'ouverture ou la fermeture de l'obturateur.

1.13. Conclusion

Dans ce chapitre, on a introduit les connaissances de base pour les forages pétroliers, spécifiquement les différents types de forages horizontaux, on a conclu que les forages horizontaux sont recommandés pour les gisements à basse production, ils peuvent également être appliqué dans le cas de forages verticaux repris en re-entry pour forer un drain horizontal surtout après l'épuisement de leurs productions, cette technique permet au drain de couvrir une surface plus importante et donc augmenter à nouveau la production, par ailleurs avant de commencer le forage horizontal, une étude doit être faite afin de contourner les difficultés qu'un ingénieur risque de

rencontrer, parmi eux le changement de la densité du fluide, le choix de la boue etc. Le prochain chapitre traitera en détail les boues et leurs comportements rhéologiques.

Chapitre 2

Les boues de forage pétrolier

2. Les boues de forage pétrolier

2.1. Introduction

Les fluides de forage remplissent de nombreuses fonctions qui permettent d'évaluer et d'achever un puits producteur de pétrole.

Les performances de forage sont directement liées aux limites mécaniques imposées par l'appareil de forage. Le contrôle des propriétés rhéologiques de la boue permet d'optimiser ces performances tout en respectant les limites mécaniques imposées. Les propriétés physiques de la boue notamment, la densité et les propriétés rhéologiques, doivent être contrôlées de manière à fournir à l'outil de forage la plus grande partie possible de la pression de circulation maximale autorisée par l'appareil de forage en réduisant les pertes de pression parasites dans les raccords de surface, le train de tiges et l'annulaire sans compromettre le nettoyage du trou ou la suspension des solides.

Il est donc important de contrôler ces propriétés en fonction des exigences d'un puits spécifique et du fluide utilisé.

Ce chapitre traite les différents paramètres qui assurent le contrôle des propriétés rhéologiques des fluides de forage, les modèles rhéologiques, types de boues de forage, des facteurs qui influencent les propriétés des boues et de l'impact qu'elles ont sur l'exécution des travaux pendant l'opération de forage.

2.2. Définition et circuit de la boue de circulation

Le fluide de forage est un mélange de constituants liquides (eau, pétrole) et gazeux (air ou gaz naturel) dans lequel sont mis en suspension des additifs minéraux et organiques, tels que les argiles, les polymères, les tensioactifs, les déblais, des ciments (*Khodja, 2008*).

On distingue plusieurs types de fluide utilisé lors du forage :

La boue de circulation, le laitier de ciment, fluide intermédiaire (spacer), la boue de chassage, fluide de complétion.

Dans le présent chapitre, on s'intéresse à la boue de circulation appelée également boue de forage, c'est un mélange non newtonien et visqueux. Elle est préparée à base d'eau, d'huile ou parfois d'un gaz est introduite dans un train de tige jusqu'à l'outil de forage puis remonté dans l'espace annulaire.

La boue de forage est recyclée dans un cycle fermé comme c'est indiqué dans la figure (2-1), elle est mise dans des bacs à boue et subit différents traitements pour éliminer les déblais et régler ces caractéristiques. (Landriot, 1968).

Ce circuit fermé permet de recycler la majeure partie de boue utilisée. Elle est mélangée et conservée dans un bassin, acheminée par la colonne d'injection de boue, vers la tête d'injection qui la propulse dans le train de tiges. Elle descend alors jusqu'au fond du puits et traverse l'outil de forage grâce à trous appelé duses et faire monter les déblais entre les parois du puits jusqu'à la surface sous l'effet de la pression et les caractéristiques du fluide.

Une fois la boue remontée, une conduite de retour la transporte la boue jusqu'à un tamis vibrant qui sépare les déblais de la boue, ensuite renvoyée dans le bassin de décantation.

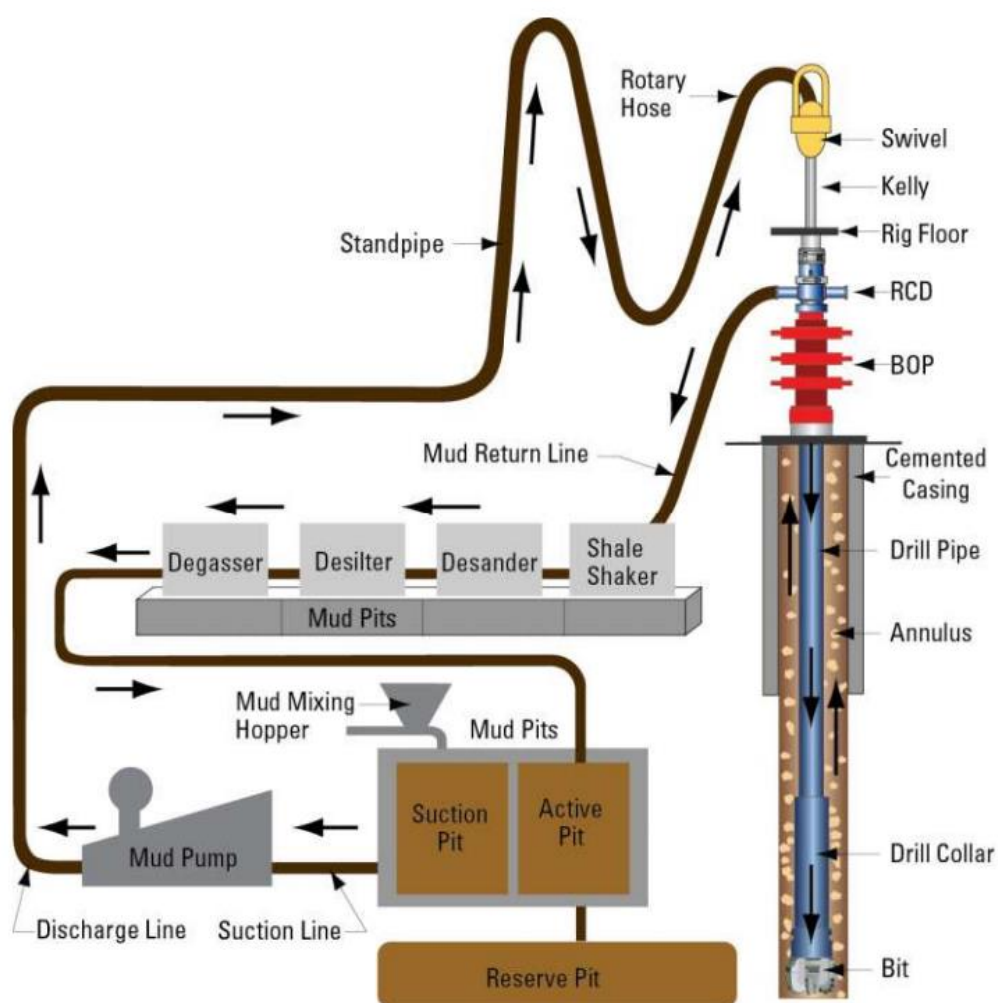


Figure 2-1 : Cycle du fluide sur le site de forage (Guide de Schlumberger, mud school).

2.2.1. Rôles et fonctions de la boue de circulation

L'injection de la boue de forage est une étape nécessaire à cause de leurs diverses tâches. Le besoin de chaque puits est déterminé selon plusieurs paramètres, mais certaines fonctions sont d'une importance primordiale dans tous les puits comme le nettoyage du fond, le contrôle des pressions de formation et le refroidissement de l'outil de forage (*Guide de Schlumberger, 1998*).

Les fonctions les plus courantes de la boue de forage sont présentées ci-dessus :

2.2.1.1. La remontée des déblais

La circulation du fluide dans l'annulaire doit assurer la remontée des déblais du fond jusqu'à la surface. Ces déblais peuvent donner des informations pour le géologue sur les couches traversées.

2.2.1.2. Sceller les formations perméables

Les formations doivent être perméables pour assurer la production d'hydrocarbures.

Lorsque la pression de la boue est supérieure à la pression de la formation, le filtrat de boue envahira la formation et un gâteau de solides de boue se déposera sur la paroi du puits de forage. Les systèmes de fluides de forage doivent être conçus pour déposer un mince gâteau de filtration à faible perméabilité sur la formation afin de limiter l'invasion du filtrat de boue. Cela améliore la stabilité du puits et évite un certain nombre de problèmes de forage et de production.

2.2.1.3. Maintenir la stabilité du puits de forage

La stabilité du puits de forage est un équilibre complexe de facteurs mécaniques (pression et contrainte) et chimiques. La composition chimique et les propriétés de la boue doivent se combiner pour assurer cette stabilité jusqu'à ce que le tubage puisse être posé et cimenté. Indépendamment de la composition chimique du fluide et d'autres facteurs, la boue doit se situer dans la zone nécessaire pour équilibrer les forces mécaniques agissant sur le puits de forage.

La stabilité du puits de forage est optimale lorsque le trou conserve sa taille et sa forme cylindrique d'origine. Lorsque le trou est érodé ou agrandi, il devient plus faible et plus difficile à stabiliser.

2.2.1.4. Minimiser l'endommagement du réservoir

La protection du réservoir contre les dommages qui pourraient nuire à la production est une préoccupation majeure. Toute réduction de la porosité ou de la perméabilité d'une formation productrice est considérée comme un dommage à la formation. Cela peut se produire à la suite d'un colmatage par la boue ou les solides de forage ou par des interactions chimiques et mécaniques avec la formation.

Les fluides de forage conçus pour minimiser les dommages à la formation, les fluides de forage de réservoir spécialement ou les fluides de reconditionnement et d'achèvement, tous peuvent être utilisés pour minimiser les dommages à la formation.

2.2.1.5. Assurer une évaluation adéquate de la formation

Une évaluation précise de la formation est essentielle au succès de l'opération de forage. Les propriétés chimiques et physiques de la boue affectent cette évaluation.

Pendant le forage, la circulation de la boue et la remontée des déblais sont surveillées afin de détecter tout signe de pétrole et gaz. Les informations tirées de contrôle sont enregistrées sur un journal de boue qui montre la lithologie, la ROP, la détection de gaz ainsi que d'autres paramètres géologiques importants.

2.2.1.6. Contrôler la corrosion

Les composants de tubage sont en contact permanent avec le fluide de forage et sensibles à diverses formes de corrosion. Les gaz dissous tels que l'oxygène, le dioxyde de carbone et l'hydrogène sulfuré peuvent causer de graves problèmes de corrosion. En général, un pH faible aggrave la corrosion, pour cela, la boue de forage doit maintenir la corrosion à un niveau acceptable.

2.2.1.7. Le maintien des déblais en suspension après l'arrêt de la circulation

Le fluide de forage a un caractère thixotrope ce qui empêche la sédimentation des déblais afin de redémarrer le forage sans coincement après l'arrêt de la circulation.

2.2.1.8. Refroidir et lubrifier l'outil et diminuer les frottements de la garniture de forage

La boue de forage joue le rôle d'un liquide de refroidissement et d'un réducteur de frottement entre la garniture de forage et la paroi du puits.

2.2.1.9. Contrôle les pressions de formation

Lorsque les pressions de la formation augmentent, la densité du fluide de forage doit être augmentée avec la barytine pour équilibrer et contrôler les pressions et maintenir la stabilité du puits.

2.2.1.10. La transmission d'énergie hydraulique aux équipements et moteur de fond

Dans le forage, on incorpore à la garniture de forage un moteur de fond qui permet de mettre l'outil en rotation. Ce moteur est alimenté par le débit de la boue injecté.

2.2.1.11. Faciliter la cimentation

La cimentation est essentielle à l'isolation efficace des zones et à la réussite de la complétion du puits. La pose du tubage cimenté est beaucoup plus facile dans un puits de forage lisse et sans déblais, pour cela la boue doit présenter un gâteau de filtration fin et lisse.

2.2.1.12. Minimiser l'impact sur l'environnement

Le fluide de forage finit par devenir un déchet et doit être éliminé conformément aux réglementations environnementales locales.

2.2.2. Les différents types de boues de circulation

La classification des boues repose sur la nature du fluide de base utilisé dans leur préparation. On distingue trois catégories :

- Boue à base d'eau (Water Based Mud),
- Boue à base d'huile (Oil Based Mud),
- Boue de forage gazeux.

2.2.2.1. Boue à base d'eau

C'est un mélange d'eau, d'argile et d'additifs chimiques injectés à l'intérieur du puits.

On distingue plusieurs types de système de fluides de forage, divers facteurs influencent le choix du système à base d'eau.

Afin d'avoir le forage le plus rentable, les critères suivants doivent être pris en considération : (*Guide de Schlumberger, 1998*).

- **Application** : le type de production et les intervalles de surface, intermédiaire et de production,
- **La géologie** : le type et la perméabilité du réservoir,
- **L'eau utilisée** : Type d'eau et concentration de chlorure et de dureté,
- **Les contaminants** : Solides, Ciment, Sel, gypse, Gaz acides (CO₂, H₂S),
- **Les données de forage** : Profondeur de l'eau, Taille et angle du trou, Vitesse de forage, Poids de la boue, La température maximale.

En Algérie, les boues les plus utilisées sont les suivantes :

a) Boue du système à base de potassium inhibiteur

Le potassium est l'un des ions les plus efficaces disponibles pour minimiser l'hydratation du schiste. La nature inhibitrice du potassium est obtenue par l'échange ionique de base du potassium contre des ions sodium et calcium entre les couches d'argile, et par la fixation de l'ion potassium dans le réseau cristallin des minéraux argileux gonflants (*Guide de Schlumberger, 1998*).

b) Système polymère de chlorure de potassium

Le système polymère de chlorure de potassium a été développé pour stabiliser les schistes sensibles à l'eau par le biais de l'inhibition des ions potassium. La nature inhibitrice de ce système

minimise l'hydratation des schistes, ce qui minimise l'élargissement du trou, le blocage de l'outil de forage et du stabilisateur, l'érosion du schiste et la réduction de la perméabilité dans les zones productives (*Guide de Schlumberger, 1998*).

Ce système utilise du sel de potassium (KCl) comme principale source pour l'inhibition ionique.

Le système polymère de chlorure de potassium est très sensible à la contamination par les solides et le calcium. Il est généralement plus cher que les autres systèmes à base d'eau.

c) Boues bentonitiques

La boue bentonite est composée d'une partie de bentonite qui est une argile de type montmorillonite faisant partie du groupe des silicates, et une argile colloïdale.

La boue bentonitique est divisée en deux catégories qui diffèrent dans leurs caractéristiques :

- Boue bentonitique simple,
- Boue bentonitique aux extraits tannants.

➤ **Les avantages des boues bentonitiques**

La boue bentonitique a été la principale boue utilisée pour des années, actuellement elle est toujours utilisée pour les couches peu profondes à Hassi Messaoud, elle présente des avantages dont on cite :

- Lorsque la boue bentonitique est amassée et sa teneur en eau est stable, elle perd sa résistance et se comporte comme un fluide. Mais elle récupère cette résistance au repos,
- Extraire les débris des terrains en faisant circuler continuellement,
- Le prix est faible.

➤ **Les Inconvénients des boues bentonitiques**

Les inconvénients de la boue bentonitique se résument dans les points suivants :

- Elle doit rester pure ce qui oblige à la remplacer plusieurs fois par jour,
- Dans un milieu salé, les bentonites sont inefficaces,
- La stabilité aux contaminants est faible pour la boue bentonitique simple.

Suivant la réactivité de l'argile forée, des densités de 1,20 à 1,25 sont les maximums recommandés si un alourdissement n'est pas utilisé (*Garcia et Pargiot, 1968*).

d) Boue salée saturée

La boue salée saturée à une salinité supérieure à 35 g/l, elle est utilisée pour éviter le cavage du sel foré (*Garcia et Pargiot, 1968*).

Pour augmenter la viscosité de ce type de boue, on ajoute entre 50 à 80 kg d'attapulgite dans leur préparation.

Elle se divise en deux types :

- Boue salée saturée organique,
- Boue salée saturée en minéraux.

Si l'augmentation de la viscosité est nécessaire, on ajoute l'attapulgite entre 50 à 80 Kg.

➤ **Domaines d'utilisations de la boue saturée salée**

Divers domaines demandent l'application de la boue saturée salée en ces deux types :

- La boue salée saturée organique : utilisée dans les zones salifère et argileuse,
- La boue salée saturée en minéraux : s'applique dans les horizons salifère, argileuses peu ou moyennement dispersantes.

La boue saturée en minéraux se caractérise par une très bonne résistance en température de 130-140°C, mais par contre elle est très corrosive, ce qui nécessite l'ajout des anticorrosives.

e) Boue à base d'eau émulsionnée

L'émulsion est un système contenant deux phases de fluides dont l'une est dispersée dans l'autre sous forme de fines de gouttelettes. Donc pour émulsionner une boue à base d'eau on y ajoute de l'huile (gas-oil, fuel domestique, brut...), et parfois un agent émulsifiant.

➤ **Ajout d'huile dans une boue à base d'eau (Garcia et Pargiot, 1968)**

Pour émulsionner une boue à base d'eau, il faut ajouter des gouttes d'huile dans leur composition afin d'assurer :

- Une bonne stabilité aux contaminants,
- Réduction des risques de coincement,
- Allègement de la boue à cause de la densité faible d'huile $d < 1$,
- Diminution de la dispersion des argiles utilisées dans la composition de la boue,
- Augmentation de la durée de vie de roulements de l'outil par une meilleure lubrification de la boue.

f) Boue à base d'eau à haute performance

La boue à haute performance 'HPWBM' est une boue à base d'eau qui répond à toutes les normes environnementales, son système optimise l'inhibition et permet de réduire les coûts et d'accélérer le forage.

La HPWBM a fait ses preuves dans l'industrie en tant que norme de haute performance pour les zones sensibles, elle fournit une superbe stabilité pour les puits de forage, empêchant l'envasement et la réactivité des argiles qui peut causer l'instabilité du trou foré.

Elle est fabriquée principalement par l'eau, les sels, chlorure de potassium, la barytine et les polymères.

➤ **Les caractéristiques de la boue à haute performance**

La boue à haute performance est caractérisée par :

- Propriété d'inhibition et agent d'encapsulation,
- Niveaux de toxicité ultra-faibles,
- Caractéristiques de performance proche de la boue à base d'huile (OBM) et la boue synthétique (SBM),
- Haut degré de stabilisation chimique.

➤ **Avantage de la boue à haute performance**

Ce système de boue devient de plus en plus recommandé car il permet de :

- Offrir une excellente inhibition,
- Fournir un taux de forage élevés,
- Favoriser un superbe nettoyage des trous,
- Répondre à toutes les normes environnementales,
- Maintenir la stabilité du puits de forage,
- Minimiser les besoins de dilution,
- Réduire les coûts de forage,
- Améliorer le profil HSE.

2.2.2.2. La boue à base d'huile

Les fluides à base d'huile sont des fluides dont la phase continue est minérale (pétrole, brute, fuel, gazole, etc.).

L'Algérie couvre les spécificités des systèmes à base d'huile VERSA. Il s'agit d'un système non aqueux qui fonctionne comme une phase externe continue d'une boue en émulsion d'eau dans l'huile (boue inversée) (*Guide de Schlumberger, 1998*).

Les huiles de base des systèmes VERSA proviennent d'huiles raffinées à partir de pétrole brut. Ces boues peuvent être formulées et conçues pour répondre à un large éventail d'applications et d'exigences (*Guide de Schlumberger, 1998*).

Il existe deux catégories générales qui peuvent être appliquées à tous les systèmes VERSA :

- Les systèmes VERSA conventionnels,
- Les systèmes VERSA à filtrage relaxé.

Les boues à base d'huile de diesel sont des boues non respectueuses pour l'environnement, en raison de ce caractère polluant et après avoir fait l'objet de divers progrès techniques, elles tendent à être remplacées par les boues synthétiques.

➤ **La boue synthétique**

La boue synthétique est un type de boue qui se comporte comme une boue à base d'huile avec d'autre produit synthétique. Parmi les produits utilisés dans la fabrication on cite :

Les émulsifiants, les agents mouillants, les modificateurs de viscosité à faible taux de cisaillement, les additifs de contrôle de la filtration, les viscosifiants et les diluants.

2.2.2.3. La boue de forage gazeux

Les fluides de forage gazeux sont des fluides dont la phase continue est du gaz et la phase dispersée est de l'eau (*Khodja, 2008*)

On en distingue trois types :

- Forage à l'air, forage à la mousse, forage a boue aérée.

L'inconvénient de cette boue est qu'on ne peut pas l'utiliser en présence de venues d'eau, malgré son prix le moins élevé et sa faible densité, elle reste la moins utilisée.

2.2.3. Choix de la boue de circulation

Afin de pouvoir choisir la boue adéquate pour le puits étudié, une comparaison entre les avantages et inconvénients des boues à base d'eau et à base d'huile est importante (Voir le tableau 2-1) :

Tableau 2-1 : Comparaison entre les boues à base d'huile et à base d'eau (*Guide de Schlumberger, 2021*)

Avantages/Inconvénients	Boue à base d'eau	Boue à base d'huile
Avantages	<ul style="list-style-type: none"> • Aucun impact sur l'environnement, • Réutilisable, • Moins stable, • En dehors de la teneur en solides de forage aucun problème de stabilité ou de paramètres n'a été soulevé, • Vitesse d'avancement moins élevés que la boue à base d'huile. 	<ul style="list-style-type: none"> • Stable (elle peut être contaminé soit par l'eau ou les solides uniquement), • Réutilisable, • Pas de dommages à la formation ou de problèmes liés à la boue, • Vitesse d'avancement (ROP) élevée.
Inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> • Risque de contaminer les formations forées, • Le problème de la stabilité des trous. 	<ul style="list-style-type: none"> • Coûts de remise en état du site et d'élimination des déchets, • Elle présente un très grand risque pour l'environnement, • Nécessite une autorisation du gouvernement avant de l'utiliser.

2.3. Propriétés des fluides de forage

Le fluide de forage est contrôlé selon les résultats des tests basés principalement sur 3 paramètres : la densité, la viscosité et le filtrat (*Ryan et Chillingar, 1996*).

2.3.1. La densité

Le choix de la boue de forage dépend fortement de la densité à respecter, cette dernière doit être suffisamment élevée pour que la pression hydrostatique exercée par la boue sur les formations empêche les venues d'eau, d'huile et de gaz et par conséquent les éruptions. Mais il ne faut pas qu'elle dépasse la limite de résistance des roches pour ne pas les fracturer et amener des pertes de circulation dans la boue et qui peuvent causer un colmatage notamment pour le cas de boues argileuse.

Par ailleurs, l'augmentation de la densité ralentit en parallèle d'autres paramètres : elle rend la destruction des roches par l'outil plus difficile et demande plus d'énergie pour le nettoyage du puits du moment que les déblais seront collés plus fortement au fond.

L'avancement plus faible conduit à utiliser des outils de nuance plus dure qui par leur géométrie donnent un avancement réduit (*le forage d'aujourd'hui, 1970*).

Elle doit également tenir compte de la pression des pores ainsi que la pression de fracturation.

Connaissant la pression exercée par la boue, qui est égale à la pression des formations augmentée d'une marge de sécurité de 0,03 à 0,05 points de densité. (*Garcia et Pargiot, 1968*)

Celle-ci est donnée par l'équation suivante :

$$d = \frac{10 \cdot P}{h} \quad (2-1)$$

Où :

P : pression exercée par la boue [kg/m²] ; d : densité de la boue en utilisée [kg/ m³] ; h : profondeur pour laquelle on effectue le calcul [m].

En générale, la densité varie entre 0,9 à 2,4 Kg/l pour les forages pétroliers, étant donné qu'une densité supérieure à 2,4 Kg/l peut craquer la formation.

2.3.1.1. Variation de la densité

Une diminution de la densité non accompagnée d'un ajout d'eau peut être l'indice de :

- Une venue d'eau, de gaz ou d'huile,
- Une prise d'air (fuites aux aspirations des pompes),
- Un déséquilibre chimique qui peut conduire à un microbullage de la boue.

2.3.1.2. Les problèmes issus d'un mauvais choix de densité

Un mauvais choix de la densité peut conduire à des problèmes, dont les plus critiques sont :

- Une densité très pouvant causer un éboulement de la formation,
- Elle ne doit pas dépasser la limite de résistance des parois du puits qui se traduit par une pression de fracturation calculée sur la base des formations lithologiques existantes,
- Ne pas pouvoir contrôler les venues d'eau, de gaz ou d'huile provoquées par le gisement,
- Une mauvaise tenue de l'argile des parois, ex : argiles fluantes qui est gonflante, plastique (ce problème est rencontré si la pression hydrostatique exercée par la colonne de la boue est inférieure à la pression de formation).

2.3.1.3. Alourdissant

Un alourdissant est un produit chimique, son rôle principal est d'augmenter la densité ainsi que le volume de la boue.

Les matériaux les plus utilisés sont : barytine, calcium de carbonate et des sels différents (les sels sont utilisés comme agent de poids).

Pour calculer le tonnage d'alourdissement nécessaire à la boue, on utilise un abaque ou la formule suivante :

$$X = \frac{d_f - d_i}{d_{ad} - d_f} \cdot d_{ad} \quad (2-2)$$

Où :

X : tonnage d'alourdissant à ajouter ; d_f : densité finale à obtenir ; d_i : densité initiale de la boue ; d_{ad} : densité de l'alourdissant.

2.3.1.4. Un allégeant

Un allégeant est un adjuvant utilisé pour diminuer la densité d'une boue par addition d'eau, d'huile ou autre boue.

Pour déterminer le volume de fluide d'allègement, on utilise l'abaque ou la formule ci-dessous :

$$V_{ag} = \frac{d_i - d_f}{d_f - d_{ag}} \quad (2-3)$$

Où :

V_{ag} : volume d'allégeant à ajouter ; d_{ag} : densité du fluide d'allègement ; d_f : densité finale à obtenir ; d_i : densité initiale de la boue.

2.3.1.5. La densité de circulation équivalente (ECD)

La densité de circulation équivalente est la pression exercée sur la formation qui se traduit par la pression hydrostatique du fluide de forage additionnée des pertes de charge de la circulation annulaire (*Guide de Schlumberger, 1998*).

$$ECD = \frac{\Delta P}{0,052 \text{ TVD}} + d \quad (2-5)$$

Avec,

ECD : Densité de circulation équivalente (Psi) ; ΔP : Variation de pression dans l'annulaire (Psi) ; d : la densité de la boue (lb/gal) ; TVD : la profondeur verticale (ft).

2.3.2. La viscosité

Parmi les termes rhéologiques, la viscosité est le plus familier. Dans un sens plus large, la viscosité peut être décrite comme la résistance d'une substance à l'écoulement. Dans le domaine pétrolier, les caractéristiques de la boue sont manipulées grâce aux différents types de viscosité :

2.3.2.1. Viscosité à l'entonnoir

Cette viscosité est mesurée grâce au viscosimètre Marsh, elle est utilisée comme indicateur relatif de l'état du fluide. L'essai est utilisé sur terrain pour détecter les changements relatifs dans les propriétés de fluides.

2.3.2.2. Viscosité apparente

Parfois confondue avec la viscosité effective, la viscosité apparente est indiquée comme étant la lecture du viscosimètre de boue à 300 tr/min, soit la moitié de la lecture du viscosimètre à 600 tr/min.

2.3.2.3. Viscosité effective

La viscosité d'un fluide non newtonien peut affecter sa contrainte au cisaillement. La viscosité effective d'un fluide est la viscosité d'un fluide dans des conditions spécifiées dont par exemple : le taux de cisaillement, la pression et la température.

2.3.2.4. Viscosité plastique

La viscosité plastique (PV) en centpoises (cP) ou milli Pascal secondes (mPa-s) se calcule à partir des données du viscosimètre à boue comme suit :

$$PV (cP) = RPM_{600} - RPM_{300} \quad (2-6)$$

RPM : la lecture de la vitesse de rotation du viscosimètre Fann par tour par minute.

Elle dépend de la teneur en solides de la boue et lui est approximativement proportionnelle dans les limites usuelles. Une augmentation de la viscosité ne pourra donc être combattue que par une élimination de solides ou par une dilution.

Une augmentation de la viscosité plastique peut signifier une augmentation du pourcentage en volume de solides, une réduction de la taille des particules solides, une modification de la forme des particules ou une combinaison de ces éléments.

La viscosité plastique va être liée à la taille des particules (un rebroyage augmente la viscosité plastique) et aussi à leur forme.

Il a été prouvé que des particules en plaquettes donneront plus de viscosité que des particules sphériques, autrement dit la viscosité plastique dépend directement du volume hydrodynamique total des particules en suspension et non pas de leur volume réel donc de la teneur en solides.

A vrai dire, il n'y a aucun moyen d'action sur la taille des particules, contrairement à leurs formes qui peut être modifié par des traitements chimiques (ex : la chaux en boue salée saturée).

La viscosité plastique peut être affectée par :

- La concentration des solides,
- La taille et la forme des solides,
- La viscosité de la phase fluide,
- La présence de certains polymères à longue chaîne,
- Type d'émulsifiants dans les fluides en émulsion inversée,
- Le rapport huile/eau ou synthétique/eau dans les fluides en émulsion inversée.

2.3.2.5. Yield value (Seuil de cisaillement)

Le point de rendement est une mesure des forces électrochimiques ou d'attraction dans un fluide. Ces forces résultent des charges négatives et positives situées sur ou près des surfaces des particules. Le point de rendement dépend de :

- Des propriétés de surface des solides du fluide,
- De la concentration volumique des solides,
- De l'environnement électrique de ces solides (concentration et types d'ions dans la phase fluide du fluide).

2.3.2.6. Viscosité à faible cisaillement LSRV et viscosité à faible taux de

L'augmentation du nombre de forages directionnels, horizontaux et de longue portée, ainsi que l'utilisation de biopolymères pour les propriétés rhéologiques ont modifié la perception des propriétés rhéologiques requises pour un nettoyage efficace des trous dans les puits de forage déviés. Grâce à de nombreuses études en laboratoire et à l'expérience sur le terrain, il a été constaté que les valeurs de viscosité à faible cisaillement (6 et 3 tr/min) avaient un impact plus important sur le nettoyage des trous que la limite d'élasticité.

2.3.2.7. Thixotropie et résistance du gel

La boue de forage laissée au repos développe une structure lui permettant d'augmenter sa rigidité, et qui ne sera détruite que par agitation, ce phénomène est considéré réversible et instantané.

La thixotropie est évaluée en mesurant d'une part le couple d'une boue laissée au repos juste après agitation (c'est le gel 0) et d'autre part le couple mesuré 10 minutes après l'agitation de la boue (appelé le gel 10).

Le gel 0 varie pratiquement comme la viscosité plastique et le gel 10 comme le seuil d'écoulement avec cependant une sensibilité particulière au traitement chimique.

2.3.3. Filtration et cake

La boue de forage, en phase liquide, exerce une pression hydrostatique supérieure à la pression des formations ce qui produit une filtration de la partie liquide dans la formation et une accumulation de la partie solide sur les parois en formant 'le gâteau de la boue' ou 'le cake'.

Il y a deux types de filtrations :

- La filtration dynamique qui se produit lorsque le fluide est en circulation,
- La filtration statique qui se produit lorsque le fluide ne circule pas.

Dans un forage le filtrat doit être :

- Assez faible pour que les formations argileuses et marneuses ne se désintègrent pas ou ne gonflent pas, et pour que le matériau ne colle pas,
- Il ne doit pas envahir les formations productives, occasionner des émulsions avec l'huile en place ou modifier la porosité et la perméabilité de ces formations.

2.4. Caractéristiques rhéologiques des boues de forage

Il est essentiel d'obtenir une caractérisation rhéologique correcte de la boue pour : (*Garcia et Parigot, 1968*) et (*Nelson et all, 2006*) :

- Evaluer la miscibilité et la pompabilité des fluides,
- Optimiser l'enlèvement de la boue et le déplacement du fluide,
- Déterminer la pression de friction une fois le fluide dans les pipes et l'annulaire,
- Evaluer la possibilité de transporter les particules par le fluide,
- Prédire comment est-ce que le profil puits de forage- température affecte l'emplacement du fluide,

- Prédire la pression exercée sur l'annulaire après placement des fluides,
- Le bon rendement des pompes et la pression de refoulement,
- Le maintien des zones fragiles soumises à l'action de la circulation,
- L'élimination des déblais en surface,
- Le nettoyage du puits.

2.4.1. Les modèles rhéologiques

Les fluides newtoniens et non-newtoniens se distinguent par la relation entre la contrainte de cisaillement et le taux de cisaillement dans un écoulement laminaire constant.

Les modèles rhéologiques développés sont les suivants :

2.4.1.1. Le modèle de Newton

Le modèle le plus simple, mais il ne peut être appliqué qu'aux fluides dit « newtonien » et qui stipule que la contrainte de cisaillement, est proportionnelle au taux de cisaillement, La formule est la suivante :

$$\tau = \mu \gamma \quad (2-7)$$

avec,

τ : Taux de cisaillement (lb/100 ft²) ; γ : Contrainte de cisaillement (Pa).

L'eau, l'essence et l'huile légère sont des exemples de fluides newtoniens.

2.4.1.2. Les fluides non newtoniens

Le terme non newtonien désigne tout fluide dont le comportement s'écarte du modèle newtonien classique ou la relation contrainte-taux de cisaillement diffère d'une ligne droite passant par l'origine. En plus de dépendre de la température et de la pression, la viscosité de ces fluides peut soit diminuer avec le taux de cisaillement, on parle dans ce cas d'amincissement par cisaillement, ou bien augmenter avec le taux de cisaillement c'est le cas d'épaississement par cisaillement.

La plupart des boues de forage, des laitiers de ciment et des huiles lourdes ont une viscosité de cisaillement. Il existe plusieurs modèles mathématiques couramment utilisés dans l'industrie des boues, dont on cite :

➤ Le modèle de Bingham

Le modèle plastique de Bingham est un modèle à deux paramètres qui stipule que le taux de cisaillement et la contrainte de cisaillement, qui est la viscosité plastique, sont directement liés (*Bingham, 1962*).

Le modèle prend également en compte une limite d'élasticité excédentaire de τ_0 qui croise l'axe des contraintes de cisaillement. La relation est vue dans le modèle comme :

$$\begin{aligned} \tau &= \tau_0 + PV\gamma & (\tau > \tau_0), \\ \tau &= 0 & (\tau \leq \tau_0), \end{aligned} \quad (2-8)$$

Où :

τ : Taux de cisaillement (lb/100 ft²) ; τ_0 : Limite de plasticité (lb/100 ft²) ; PV : Viscosité plastique (cP) ; γ : Contrainte de cisaillement (Pa).

$\tau_0 > 0$ et $PV > 0$ sont les contraintes des paramètres. Ces paramètres sont obtenus en utilisant une analyse de régression de base car il s'agit d'un modèle linéaire.

C'est le modèle le plus appliqué pour les boues de forages vu les bons résultats qu'il fournit ; contrairement au modèle de Newton au-dessous de la tension minimale « yield-value », il n'y a pas d'écoulement.

➤ Le modèle en puissance

La loi de puissance est un modèle à deux paramètres qui présente une relation non linéaire entre la contrainte de cisaillement et le taux de cisaillement.

Pour certaines boues, ce modèle s'applique mieux, ex : « boue à émulsion inverse ».

Le modèle ne tient pas compte de la limite d'élasticité supplémentaire et exprime la relation comme suit :

$$\tau = k. \gamma^N \quad (2-9)$$

Avec K, N : des paramètres rhéologiques

$$\text{Où : } N \text{ évalué par la relation suivante : } N = 3,32 \log_{10} \left(\frac{2PV+YP-\tau_0}{PV+YP-\tau_0} \right) \quad (2-10)$$

Ces modèles ne s'appliquent que pour des tensions et des vitesses inférieures à une certaine limite et qui convient pour un écoulement laminaire, autrement (tension et vitesse élevées) il devient turbulent et répond à d'autres équation.

Les contraintes sur les paramètres sont $K > 0$ et $0 < N < 1$.

➤ Modèle de Casson

Un autre modèle à deux paramètres est celui de Casson (Casson, 1959).

L'équation est donnée par :

$$\tau = \left(\sqrt{\tau_0} + \sqrt{PV\gamma} \right)^2 \quad (2-11)$$

$\tau_0 \geq 0$ et $PV > 0$ sont les contraintes des paramètres.

➤ **Modèle de Herschel-Bulkley**

Le modèle de Herschel-Bulkley est un modèle à trois paramètres qui peut décrire les fluides de type newtonien, plastique de Bingham et loi de puissance (Herschel et Bulkley, 1926). Le modèle est défini par :

$$\begin{aligned} \tau &= \tau_0 + K\gamma^N & (\tau > \tau_0) \\ \gamma &= 0 & (\tau \leq \tau_0) \end{aligned} \quad (2-12)$$

Les contraintes sur les paramètres sont $\tau_0 \geq 0$, $K > 0$ et $0 < N < 1$.

➤ **Modèle de Robertson-Stiff**

Robertson-Stiff, un modèle à trois paramètres, est le modèle le plus récent pour définir les fluides de forage (Robertson et Stiff, 1976).

La contrainte de cisaillement est proportionnelle au taux de cisaillement.

$$\begin{aligned} \tau &= A(\gamma + C)^B & (\tau > AC^B) \\ \gamma &= 0 & (\tau \leq AC^B) \end{aligned} \quad (2-13)$$

Avec : $A=K^N$ et $B=N$

Les contraintes sur les paramètres sont $A>0$, $0 < B < 1$, et $C \geq 0$

Ce modèle est la représentation du modèle de Vacoldo donné par :

$$\tau = (\tau_0^{\frac{1}{N}} + K\gamma)^N \quad (2-14)$$

➤ **Le modèle unifié**

Vu la complexité des équations d'écoulement des fluides de Bingham plastique et de Herschel-Bulkley, on fait recours aux itérations pour leur résolution. Cependant, l'équation d'écoulement du modèle unifié, qui a la même forme que les équations constitutives individuelles, peut être utilisée pour les approximer :

$$\tau_w = 1,066 \left[\left(\frac{4 - \alpha}{3 - \alpha} \right)^N \tau_0 + K \gamma_w^N \right] \quad (2-15)$$

Pour les fluides de type loi de puissance, l'équation se simplifie en solution exacte lorsque $\tau_0=0$.

Lorsque l'on utilise l'expression simplifiée Bingham-plastique $\tau = YP, N = 1$ et l'équation se réduit à la solution largement utilisée dans les forages.

La constante 1,066 convertit les unités de lbf /100 ft² en lbf /100 ft².

2.4.2. Choix du modèle rhéologique

Un modèle rhéologique caractérise conventionnellement les fluides de forage non newtonien. Les paramètres des modèles rhéologiques sont estimés en résolvant explicitement et simultanément un nombre requis d'équations.

Actuellement, On cherche de plus en plus à établir un ensemble unique et fondamental d'équations pour traiter l'hydraulique et la rhéologie des fluides de forage pendant les opérations de forage. L'objectif principal est d'éviter que les logiciels hydrauliques haut de gamme ne deviennent des "boîtes noires".

Pour que cela fonctionne, les corrélations devaient être aussi pratiques que possible, refléter étroitement les normes industrielles actuelles et s'appliquer aux puits critiques et conventionnels. Pour faciliter cet effort, une équation de débit déterminée empiriquement et basée sur le modèle Herschel-Bulkley a été introduite.

Le modèle dit unifier, qui est exprimé d'une manière compréhensible pour les ingénieurs de terrain, s'est avéré suffisamment précis pour la plupart des applications hydrauliques avancées.

Le modèle de Herschel-Bulkley est redevenu le modèle préféré pour de nombreuses applications de fluides de forage, en raison de sa capacité à :

- S'adapte à une large gamme de boues de forage,
- Inclut un terme de contrainte de rendement qui est fréquemment utilisé pour évaluer et optimiser le nettoyage des trous,
- L'affaissement de la barytine,
- La suspension et d'autres préoccupations clés liées à l'hydraulique.

Remarque : le modèle de Herschel-Bulkley inclut le modèle plastique traditionnel de Bingham et la loi de puissance exacte comme cas particuliers, en fonction de la valeur de la contrainte de rendement.

2.4.3. Variations des caractéristiques rhéologiques avec la température et la pression

En général, les qualités rhéologiques des fluides de forage sont supposées indépendantes de la pression et de la température. Il s'agit d'une bonne estimation dans de nombreuses circonstances. Comme les changements de température sont mineurs dans les puits peu profonds, les différences

rhéologiques avec la température sont modestes. De plus, comme de nombreux puits présentent un écart considérable entre la pression interstitielle et la pression de fracture, les inexactitudes dans l'estimation de la pression de circulation dynamique n'ont pas d'impact sur l'intégrité du puits ou la probabilité de coup de bélier (*M. MARTIN, 1970*)

Cependant, pour les puits dont les marges de pression poreuse-fracture sont étroites, des évaluations et des analyses détaillées des impacts de la température et de la pression sur l'hydraulique du puits et la probabilité d'une éruption sont nécessaires.

Par ailleurs, la pression a pratiquement peu d'effet sur les boues à base d'eau entre 0 et 500 bars mais restent plus importants sur les boues à base d'huile.

Les relations entre les propriétés rhéologiques et la température peuvent être compliquées. Elles sont, en fait, le résultat d'un certain nombre de changements :

- Variations de la viscosité du liquide de base,
- Modifications réversibles et irréversibles de la structure du fluide,
- Dégradation irréversible de certains additifs.

D'après divers essais de laboratoire, il apparaît que pour les boues à base d'eau et d'argile, entre 20° et 150°c :

- τ varie en fonction du fluide,
- La caractéristique PV diminue lorsque la température augmente,
- Le rapport $\frac{PV}{\mu_0}$, où μ_0 désigne la viscosité du liquide de base à la même température, reste relativement constant dans une plage de température donnée. Un changement du rapport $\frac{PV}{\mu_0}$ peut être considéré comme le résultat d'un changement majeur dans la "structure" du produit ou d'une dégradation.

Pour les boues à base d'eau et de polymères, les variations sont différentes. En particulier, lorsque la température augmente, le paramètre m reste constant, puis diminue lorsque la dégradation se produit. Le fluide semble alors tendre vers un fluide newtonien. Entre 26 et 110°C, le rapport $\frac{PV}{\mu_0}$ varie avec la température.

2.5. La pression dans les puits de forage

Différentes pressions sont impliquées dans le forage et le contrôle des puits de pétrole et de gaz. Il est important de comprendre ces pressions et comment elles sont utilisées pour détecter et les contrôler.

2.5.1. La pression hydrostatique (PHYD)

La pression hydrostatique (PHYD) est la pression causée par la densité ou le poids de la boue (MW) et la profondeur verticale réelle (TVD).

La taille du trou et la forme de la colonne de fluide n'ont aucun effet sur la pression hydrostatique puisque à une profondeur donnée la pression est la même en tout point (*Guide de Schlumberger, 1998*).

La pression hydrostatique est calculée par la relation suivante :

$$P_{\text{HYD}} = 0,052. d. \text{TVD} \quad (2-16)$$

Avec,

P_{HYD} : Pression hydrostatique (Psi) ; d : la densité de la boue (Ib/gal) ; TVD : la profondeur verticale (ft).

2.5.2. La pression interstitielle

C'est la pression de formation P_{form} est la pression du fluide exercée dans l'espace interstitiel de toute formation de pétrole, d'eau ou de gaz. Elle est généralement appelée 'la pression de pore'.

2.5.3. La pression de fracturation

La pression de fracturation est la pression nécessaire pour rompre physiquement une formation et permettre l'entrée des fluides de forage dans cette formation.

Cette pression est une fonction de la pression interstitielle et la résistance de la matrice d'une roche. (*Guide de Schlumberger, 1998*).

Plusieurs facteurs affectent la pression de fracturation :

- La durée de vie géologique : Au fur et à mesure que les roches vieillissent, on aura des changements. Parmi eux :
 - Changement du degré de compaction lorsque la profondeur augmente,
 - Changement du degré de cimentation dû à la compaction et de la précipitation chimique dans l'espace interstitiel,
 - Présence de facteurs tectoniques tels que plissement, les failles et les pénétrations.
- La profondeur et la pression de couverture (overburden pressure) : Comme les couches de roche sont enterrées profondément, l'augmentation de la pression de couverture (overburden pressure) provoque un tassement. Ce processus rapproche les grains de roche les uns des autres et rend la cimentation plus efficace.

Cette combinaison de facteurs augmente la résistance de la matrice rocheuse.

- La pression interstitielle : Une fois le joint formé, le processus de compactage est réduit et le fluide de formation supporte une partie de la pression de couverture ce qui entraîne l'augmentation de la pression interstitielle. Ce qui, à son tour, provoque une augmentation de la pression de fracturation.

Le calcul de la pression de fracturation se divise en plusieurs relations empiriques :

Tableau 2-2 : les différentes relations empiriques de la pression de fracturation (*Guide de*

Développeurs	La relation de pression
Hubbard et Willis (1957)	$P_{Frac} = \alpha(P_{OG} - 2P_{PG})h$
Matthews et Kelly (1967)	$P_{Frac} = hP_{PG} + (P_{OG} - 2P_{PG})K_i h$
Eaton (1969)	$P_{Frac} = hP_{PG} + (P_{OG} - 2P_{PG})h \frac{V_p}{1 - V_p}$
Zamora	$P_{Frac} = hP_{PG} + (P_{OG} - 2P_{PG})Kh$ Avec : $K = M[1 - C_5 e^{(C_6 C_s)}]$, $C_5 = 0,55$ et $C_6 = -0,000134$.

Schlumberger, 1998).

Avec,

P_{Frac} : Pression de fracturation (Psi) ; h : La profondeur (ft) ; P_{OG} : Pression de couverture, elle est toujours égale à 1(psi/ft) ; P_{PG} : La pression interstitielle (psi/ft) ; K_i : coefficient de stress de la matrice ; M : Codes de stresse de la matrice ; V_p : Rapport de Poisson de la roche.

2.6. Les régimes d'écoulements

Dans des conditions stables et isothermes, les fluides s'écoulent soit en écoulement laminaire, soit en écoulement turbulent. Ces conditions d'écoulement sont séparées par une zone de transition. L'écoulement des tuyaux sera utilisé comme exemple pour illustrer ces concepts (*Erik et al, 2006*).

2.6.1. L'écoulement laminaire

L'écoulement laminaire se produit lorsqu'un fluide s'écoule dans un conduit comme s'il glissait parallèlement aux parois qui le guident. La répartition de la vitesse est vraiment cohérente. En raison de leur structure de vitesse bien ordonnée, les écoulements produisent extrêmement peu de bruit.

Les particules en contact avec la paroi du tuyau sont immobiles, la vitesse des autres particules à travers le tuyau varie en fonction de leur proximité et les particules situées au centre du canal se déplaçant à la plus grande vitesse.

La forme du profil de vitesse varie d'un fluide à l'autre, en fonction du comportement rhéologique. (*Erik et al, 2006*).

2.6.2. L'écoulement turbulent

Un écoulement turbulent est un écoulement dans lequel la vitesse d'un fluide varie de manière abrupte et aléatoire en chaque point. Les particules de fluide ont une vitesse dont les composantes ne sont pas parallèles à la paroi du tuyau.

Au fur et à mesure que le fluide s'éloigne de la paroi du tuyau, la vitesse d'écoulement augmente rapidement jusqu'à devenir assez constante dans la partie principale du fluide. (*Erik et al, 2006*).

Pour déterminer le régime d'écoulement, on calcule le nombre de Reynolds qui est une grandeur sans unité.

2.7. Le nombre de Reynolds

Le nombre de Reynolds représente le rapport entre la force d'inertie et la force visqueuse.

On le définit par l'équation suivante :

$$Re = \frac{v \cdot L}{\nu} \quad (2-17)$$

Avec :

v : la vitesse du fluide (m/s) ; L : la longueur de tube (m) ; $\nu = \frac{\mu}{\rho}$: viscosité cinématique (m²/s) ; ρ : masse volumique du fluide (kg/m³) ; μ : Viscosité dynamique (Pa).

Pour chaque modèle rhéologique défini précédemment, une relation empirique du nombre de Reynolds lui est associée, le tableau ci-dessous les englobe :

Tableau 2-3 : les équations du nombre de Reynolds et leur valeur critique (*Comité des techniciens de la chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel, 1982*).

Modèle	Tube ou (canal)	L'annulaire
Newton	$Re = \frac{v.D}{\nu}$, $Re_{ec} = 2100$	$Re = \frac{0,8165(D_0 - D_e)v \rho}{\mu}$ $Re_{ec} = 2100$
Bingham	$Re = \frac{v.D}{\nu_e}$, $Re_{ec} = 2100$	$Re = \frac{0,8165(D_0 - D_e)v \rho}{\mu}$ $Re_{ec} = 2100$
Loi puissance	$Re = \frac{v_m . D}{\nu_e} \frac{4n}{3n+1}$ $Re_{ec} = 3470 - 1370n$	$Re = \frac{0,8165(D_0 - D_e)v_m \rho}{\mu} \frac{3n}{2n + 1}$ $Re_{ec} = 3470 - 1370n$
Herschel-Bulkley unifié	$R_{ReG} = \frac{\rho . v_m^2}{1936\tau_w}$ $Re_{ec} = 3470 - 1370n$	$R_{ReG} = \frac{\rho . v_m^2}{1936\tau_w}$ $Re_{ec} = 3470 - 1370n$

Avec,

Re : Nombre de Reynolds ; v : vitesse du fluide (m/s) ; v_m : vitesse moyenne du fluide (m/s) ; D_o : Diamètre du trou (in) ; D_e : Diamètre extérieur du tube (in) ; Re_{ec} : Nombre de Reynolds critique ; R_{ReG} : Nombre de Reynolds généralisé du modèle de Herschel-Bulkley unifié ; μ : viscosité dynamique (cP) ; μ_e : viscosité dynamique équivalente (cP) ; ρ : masse volumique du fluide (kg/m³) ; n : indice de consistance.

2.8. Les pertes de charge dans un puits de forage

La perte de charge sera définie comme l'énergie dépensée pour faire circuler un fluide dans un tuyau ou un autre dispositif, tel qu'un moteur de fond de puits. La perte de charge est fonction des propriétés du fluide et du débit.

Dans le domaine pétrolier, et au cours du forage on distingue les pertes de charges suivantes :

2.8.1. Pertes de charge de circulations

La perte de charge de circulation est la charge nécessaire pour pomper un fluide de propriétés données à un débit donné dans le système de circulation. Cette perte est la somme des pertes de charges dans le train de tiges, l'outil de forage, MWD et l'annulaire. Il est important de se rappeler que lorsque le débit de la pompe, la profondeur du puits ou les propriétés de la boue changent, la perte de charge de circulation change également.

2.8.2. Pertes de charge de la ligne d'évacuation (la ligne de duse)

La perte de charge de la ligne d'évacuation est la charge de frottement nécessaire pour déplacer le fluide de forage de la colonne du BOP à l'étrangleur réglable. Pour les puits équipés d'un obturateur anti-éruption de surface, cette perte de charge est minime. Cependant, elle est significative et doit être prise en compte sur les puits en eau profonde avec des empilements sous-marins.

2.8.3. Perte de charges annulaires

La perte de charge dans l'espace annulaire est trouvée entre l'outil de forage et le raccord à cloche. Elle dépend du débit, des propriétés de la boue et du diamètre hydraulique. Cette perte est exprimée en psi et représente une pression imposée au trou lors d'une circulation dans des conditions normales.

Elle est calculée par l'équation suivante :

$$\Delta P = \frac{(1,4327 \cdot 10^{-7}) \rho L v^2}{(D_h - D_p)} \quad (2-18)$$

Avec,

ΔP : Variation de pression dans l'annulaire [psi] ; L : longueur [ft] ; v : la vitesse dans l'annulaire [ft /mm].

2.9. Conclusion

A travers ce chapitre, on peut conclure que les propriétés des boues changent selon le type utilisé (boue à base d'eau ou boue à base d'huile). Le choix de cette dernière doit tenir compte principalement de la pression des pores ainsi que de la pression de fracturation.

Les propriétés rhéologiques d'un fluide peuvent affecter un aspect de manière négative tout en ayant un impact positif significatif sur un autre aspect. L'équilibre doit être atteint afin de maximiser le nettoyage du trou, minimiser les pressions de pompage et éviter les afflux de fluide ou de formation, ainsi que de prévenir la perte de circulation dans les formations en cours de forage.

Le reste du travail exposera la problématique à résoudre à travers ce document. On prend l'exemple deux puits : l'un un puits pilote en cours de forage et l'autre est un puits programmé pour être foré.

Une série de simulation est appliquée sur le deuxième puits programmé, pour pouvoir choisir la meilleure solution.

Le chapitre suivant donnera plus de détail sur ces puits ainsi qu'une partie d'essai faite au laboratoire pour formuler et tester les boues de forages de notre cas d'étude.

Partie 2

Résolution du problème

Chapitre 3

Présentation de la zone d'étude et problématique

3. Présentation de la zone d'étude et problématique

3.1. Introduction

Le champ de Hassi Messaoud représente une richesse pour l'Algérie et tout le nord d'Afrique, c'est le plus grand de son genre, il assure la production d'huile et de gaz.

Bien que ce champ n'a pas cessé de produire depuis 1956, aujourd'hui une diminution de la production des puits est ressentie d'où la nécessité de penser à des solutions innovantes afin d'améliorer la production.

Une des techniques est celle proposée dans le chapitre 1 : le passage aux forages horizontaux vu que cela permet d'avoir une surface de contact plus importante entre le drain et le puits et donc augmenter le débit de brut pompé.

Cette méthode présente des problématiques sur le champ de Hassi Messaoud qu'on expliquera en détail dans le présent chapitre.

3.2. Historique et présentation de la zone de Hassi Messaoud

La zone de Hassi Messaoud située au nord du bassin de Berkine, est le plus grand gisement de pétrole en Algérie et de tout le continent africain

Le premier forage MD1, implanté suite à une campagne de sismique réfraction non loin du puits camelin de Hassi Messaoud, a identifié le gisement de Hassi Messaoud le 16 janvier 1956, la même année que le gisement de gaz d'Hassi R'Mel, son équivalent pour le gaz (principal gisement de gaz d'Afrique).

Ce forage a découvert du pétrole dans les grès cambriens à une profondeur de 3338 mètres le 15 juin de la même année.

Le puits OM1, foré par le C.F.P.A en mai 1957 et situé à 7 kilomètres au nord-nord-ouest de MD1, a confirmé la présence d'une quantité considérable de pétrole dans les grès cambriens.

Ce gisement est exploité par :

- La C.F.P.A (compagnie française des pétroles d'Algérie) au nord,
- La SN-REPAL (société Nationale de recherche pétrolière en Algérie) au sud.

Les deux compagnies pétrolières ont édifié des bases pour loger leur personnel, un embryon de ville est sorti de terre, des gourbis ont été construits, pour la plupart dans de petites dépressions échantant la surface du plateau, 40 % La quantité extraites en 1969 dans la région située au Sud d'Ouargla sont fournis par une série de petits champs mis en valeur au cours de la dernière

décennie : El Gassi et El Agreb ont commencé à produire en 1960, Gassi Touil et Rhourde el Baguel en 1963, Haoud Berkaoui en 1965 et Rhourde Nouss en 1966. Ces gîtes sont situés au Sud du parallèle d'Hassi Messaoud, exception faite de celui d'Haoud Berkaoui, qui est à 25 km environ à l'Ouest d'Ouargla (voir la figure 3-1)

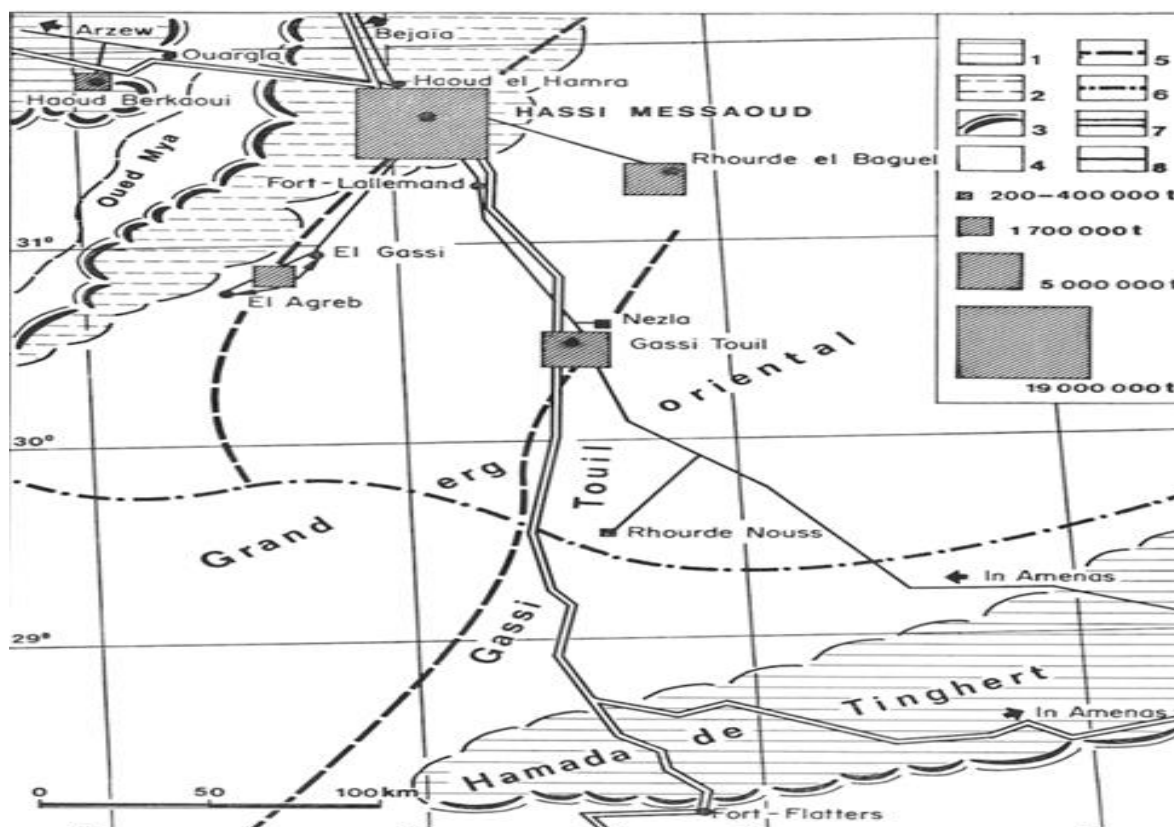


Figure 3-1 : Les champs pétroliers de Hassi Messaoud

3.3. Localisation géographique

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements du monde. Il se trouve à environ 850 kilomètres au sud d'Alger, à 280 kilomètres au sud du champ de gaz-condensat de HassiR'Mel et à 350 kilomètres à l'ouest de la frontière tunisienne.

3.4. Situation géologique

Le gisement de Hassi Messaoud couvre une superficie d'environ 2500 km². Il est situé à 850 kilomètres au sud d'Alger et à 350 kilomètres de la frontière tunisienne, et il occupe la partie centrale de la province du Trias. Il est bordé :

- A l'ouest par la dépression de l'Oued M'ya,
- Au sud, par le môle d'Amguid El Biod,

- Au nord, par l'édifice de Djammâa-Tougourt,
- A l'est, par les hauts plateaux du Dahar, le Rhourde El Baguel, et la dépression de Ghadames.

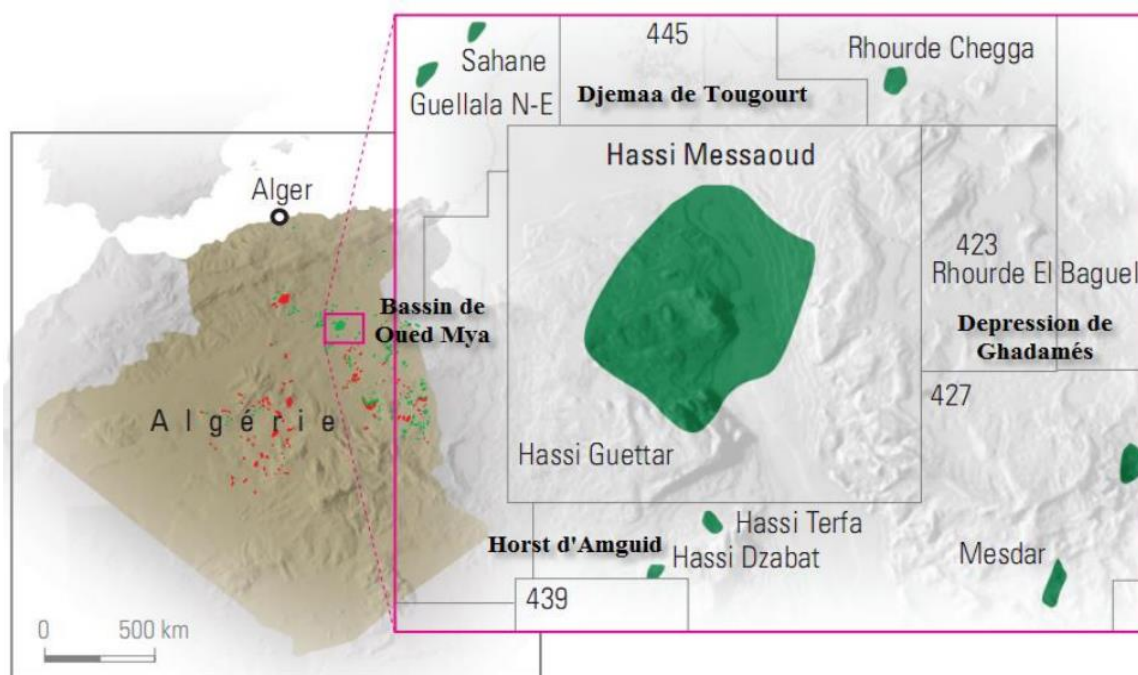


Figure 3-2 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud (*Rapport interne de sonatrack, 2007*)

3.5. Zones et numérotation des puits

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le gisement de Hassi Messaoud en 25 zones réparties en deux grandes familles : production et extension variable. Ces zones sont relativement autonomes et correspondent à un groupe de puits qui communiquent entre eux plutôt qu'avec les puits des zones voisines, et qui ont un comportement similaire en termes de pression du gisement.

Il est cependant essentiel de noter que le facteur de pression ne peut être utilisé comme seul critère d'identification des zones.

Dans le présent chapitre, on s'intéressera à la zone 6 vu que le puits OMO741 appartient à cette dernière.

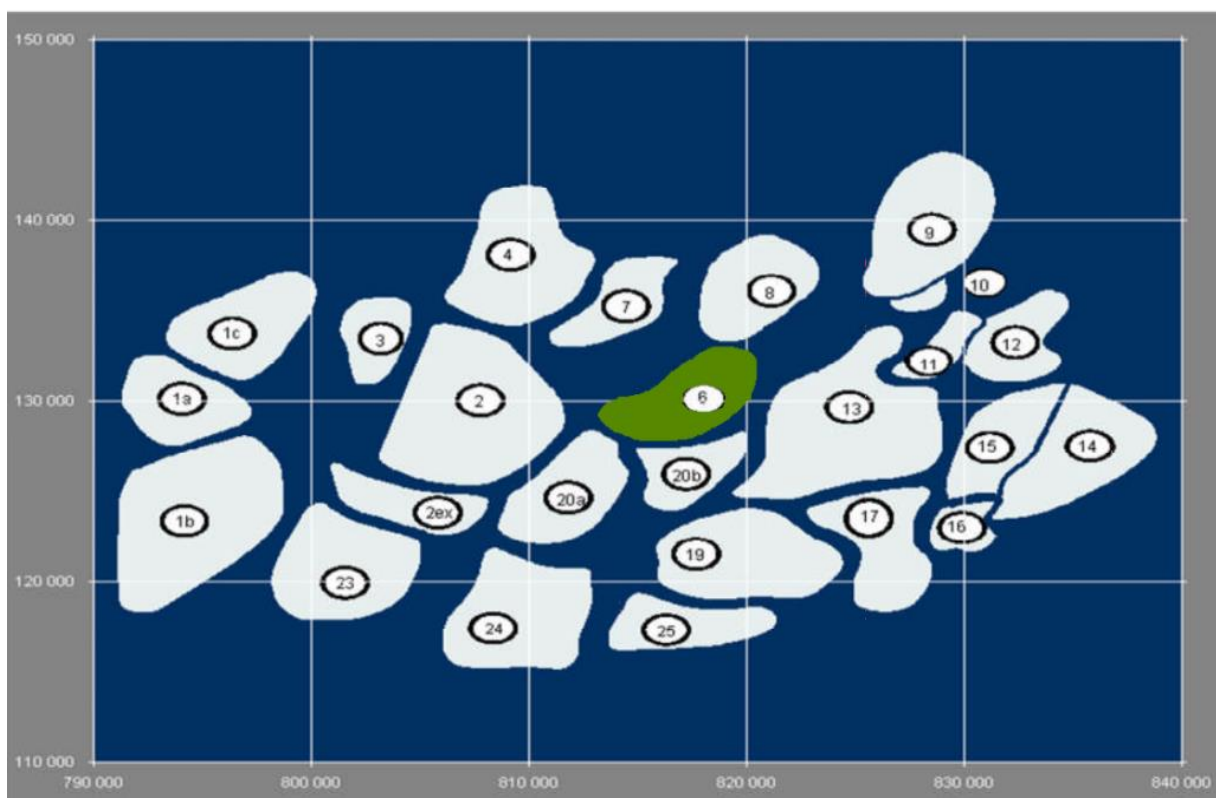


Figure 3-3 : Les 25 zones de Hassi Messaoud

3.6. La stratigraphie de Hassi Messaoud

Le champ de Hassi Messaoud est connu par sa lithologie complexe et difficile à prévoir surtout qu'une partie de la série stratigraphique paléozoïque est absente.

Il est composé principalement de :

3.6.1. Le socle

Le socle est constitué de roches magmatiques, principalement des granites porphyroïdes parfois altérés en rose au sommet, et se trouve à plus de 3650 m de profondeur.

3.6.2. L' infracambrien

L' infracambrien est l'unité lithologique la plus ancienne découverte dans la région par forage. 45 mètres de grès argileux rouge lui sont attribués au nord de l'édifice.

3.6.3. Le paléozoïque

Le paléozoïque repose en discordance sur le socle.

De la base au sommet du paléozoïque, on peut distinguer les couches suivantes :

3.6.3.1. Cambrien

Les dépôts cambriens reposent sur le socle cristallin et sont représentés par des grès et des quartzites à passées conglomératiques. Dans la province triasique, où ils sont les mieux connus, ces dépôts constituent d'importants réservoirs, divisés en unités R3, R2, Ra et Ri. Dans les autres régions, dépôts sont subdivisés en unités ou formations d'épaisseur moyenne de 300 m (Hassi Messaoud).

Plusieurs études sédimentologies et pétrophysiques ont été effectuées sur ce réservoir. Ceci a permis de subdiviser le réservoir en plusieurs drains (D1, ID, D2, D3, D4 et D5)

Le cambrien est composé de trois lithozones, du bas en haut on distingue :

- Lithozone R3 (Ep moy 370m) : Ce sont généralement des grès feldspathiques et micacés grossiers à ciment argileux,
- Lithozone R2 (EP moy : 100m) : Il est composé par des grès moyens a grossiers parfois micacés à ciment argileux illitique,
- Lithozone R1 : Ce lithozone est constitué par deux sous lithozones de bas en haut en distingue :
 - Lithozone Ra (EP moy : 125m) : Il s'agit des grès quartzitiques anisométriques moyens à grossiers à ciment argileux et siliceux avec stratifications oblique à entre croisées,
 - Lithozone Ri (EP moy : 42m) : elle se compose par des grès quartzites isométrique avec présence de tigillites.

3.6.3.2. Ordovicien

De bas en haut l'Ordovicien est composé par les formations suivantes :

- Argile d'El Gassi (EP moy : 50m) : constitué par des argiles vertes ou noire à graptolithes,
- Grès d'El Atchane (EP moy : 25m) : formé par des grès fins feldspathiques et glauconieux,
- Quartzites d'El Hamra (EP moy : 75m) : Il s'agit des grès quartzitiques fins présentant de la glauconite et de l'anhydrite.

3.6.3.3. Trias

Le Trias se trouve au-dessus du Cambrien au centre et de l'Ordovicien sur les flancs de la structure, dans une relation non conformable. Des décharges éruptives l'accompagnent. Il est séparé en trois sections, que l'on distingue de bas en haut.

Il est composé de :

- Trias éruptif,
- Trias argileux-gréseux,
- Trias argileux,
- Trias salifère.

3.6.3.4. Jurassique

Le Jurassique est une formation sablo-argileuse avec des intercalations calcaires vers le haut et une alternance de faciès lagunaires et marins vers le bas.

Il est formé de 3 couches :

- Lias,
- Dogger,
- Malm.

3.6.3.5. Crétace

Il comprend sept étages. Dans l'ordre ascendant on distingue :

- Néocomien (EP moy : 182m),
- Barrémien (EP moy : 276m),
- Aptien (EP moy : 24m),
- Albien (EP moy : 362m),
- Cénomanién (EP moy : 147m),
- Turonien (EP moy : 112m),
- Sénonien.

3.7. Présentation du puits OMK60

Le puits OMK60 a été foré et le 24/08/2010, il a subi en 2021 l'opération de Work Over qui a pour but de transformer ce puits vertical en un puits horizontal long radius appelé OMK60 ST, ce forage est réalisé avec un appareil ENF 61.

L'opération sur ce puits consiste à équiper le drain horizontal en liner cimenté, puis réaliser des fracturations hydrauliques pour maximiser la production.

3.7.1. Positionnement du puits OMK60

Le puits OMK60 ST se situe dans le même endroit que le puits à Hassi Messaoud centre (voir l'annexe 6), le puits sera converti dans le futur en un puits injecteur pour maintenir principalement les Puits OMKZ702 et OMKZ601.

Le puits OMK60 ST est dans un secteur où l'érosion hercynienne a érodé la partie supérieure du réservoir cambrien Ra jusqu'au drain D1.

Il traversera le réservoir cambrien sur une épaisseur totale de 118m.

Un approfondissement du forage a été fait pour une reconnaissance de l'aquifère.

Un bouchon de ciment a été posé pour bloquer la zone à eau (top bouchon de ciment est à 3430m/TR).

3.7.2. Le but à atteindre

L'opération de work Over a pour objectif principal de réaliser un forage horizontal long radius sur OMK60 ST avec succès surtout que cette technique est testée pour la 1ère fois en Algérie.

Pour cela, il faudra s'assurer de :

- Pouvoir circuler avec une boue de densité de 0,88 kg/l pour l'opération de forage,
- Préparation et mise en place d'un bouchon de ciment jusqu'à la côte 3130m pour abandonner l'ancien trou soit une hauteur de 145m dans le tubing liner 4"1/2 et 150m dans le casing 7". Puis contrôler la consistance du ciment et sa profondeur ; ce bouchon de ciment est conforme à l'abandon définitif du réservoir cambrien de ce puits,
- Préparation des équipements pour lancer le forage en side track avec outil 6" à partir de la fenêtre en suivant la trajectoire recommandée par la société de déviation jusqu'à rentrer dans le réservoir cambrien à 3355m en TVD côte de pose du sabot du casing 7".

3.7.3. Les problèmes rencontrés

Grace à notre stage pratique qui s'est déroulé au niveau de Hassi Messaoud, on a eu la chance d'aller site du puits OMK60 afin de mieux comprendre les contraintes qui bloquent le forage (voir l'annexe 7).

Une fois l'opération de forage débutée, les ingénieurs se sont trouvés face à un problème majeur : **l'excès des pertes de charge.**

Dans ce puits, elles sont au maximum de 4500 psi.

La limites des pertes de charge dans un forage pétrolier dépend des équipements de surface exemple : pompes, standpipe, Kelly house : flexible d'injection de la boue...(voir l'annexe 8)

Cette perte de charge excède sa limite supérieure en raison de la boue de forage utilisée et même son pourcentage de solide important (la boue à base d'huile contient toujours plus de solide qu'une boue à haute performance)

La densité requise pour le forage n'est pas respectée : en raison de la mauvaise cimentation du sabot du casing 7" : la 1ère fenêtre a été réalisée avec une densité de 1,2 car le réservoir est considéré cambrien d'une densité requise de 0,89 kg/l ; mais comme le sabot n'était pas bien cimenté, la formation supérieure s'est éboulée, en conséquent un coincement mécanique s'est produit.

Pour pouvoir continuer le forage du nouveau puits, le poisson a été abandonné et cimenté (la partie de la garniture coincée)

La 2^{ème} fenêtre a été forée avec une boue de densité de 1,55 kg/l (soit 10 points de marge sécuritaire) pour la réalisation du side track à travers une formation de 1,45 kg/l. Deux problèmes sont apparus : celui du coincement différentiel au niveau du réservoir et celui de l'excès des pertes de charge, la densité est devenue très élevée donc la garniture se penche vers une partie du puits vu que l'équilibre des forces n'est pas assuré.

Tous ces problèmes proviennent d'un seul problème majeur qui les a tous générés,

Actuellement le puits est confronté à nouveau à un autre coincement différentiel résultant de la différence de pression entre le gisement et la boue de forage l'augmentation de la densité, un autre problème majeur est que le puits est un long radius, ce qui signifie qu'il sera foré sur un long rayon traversant le drain, cela nous conduit à une augmentation dans la longueur du forage L. D'après l'équation (2-18) qui désigne les pertes de charge on remarque que L varie proportionnellement avec la perte de charge : plus la longueur forée augmente plus la perte de charge augmente ;

Une simulation avec 'Virtual Hydraulics' a montré que pour atteindre la profondeur totale du puits on devra prévoir une perte de charge de 4500 psi, ce qui n'est pas possible vu que les équipements de surface supportent une perte de charge maximal de 4500 psi

Dans le prochain paragraphe on présentera un autre cas d'étude sur lequel Sonatrach travaillera prochainement et pour lequel le puits OMK60 ST servira de puits pilote pour ne pas retomber dans les mêmes problèmes.

3.8. Présentation du puits OMO 741

OMO741 est un puits vertical foré en 2008 à transformer prochainement en un forage horizontal dans la direction de la contrainte horizontale minimale et qui sera traité par fracturation en une série d'étapes.

Avant de commencer le forage, il est recommandé de procéder à une série de tests avant de forer le latéral, qui fourniront des données pour le puits actuel et les activités futures de Hassi Messaoud.

Le puits a commencé la production par un débit de 3,54 m³/h le 13/03/2008 pour passer à 0,49 m³/h et donné un cumule de 59183,33 m³ de brut (mesure faite le 23/06/2020).

3.8.1. Positionnement du puits OMO 741

Le puits OMO 741 se situe dans la zone de 6 au centre de Hassi Messaoud.

Il est juste à côté du puits OMO742 qui est un petit injecteur de gaz avec un volume cumulé de gaz injecté de 742 millions de m³.

D'après le dernier jaugeage en juin 2020, OMO742 n'est pas connecté hydrauliquement à OMO741.

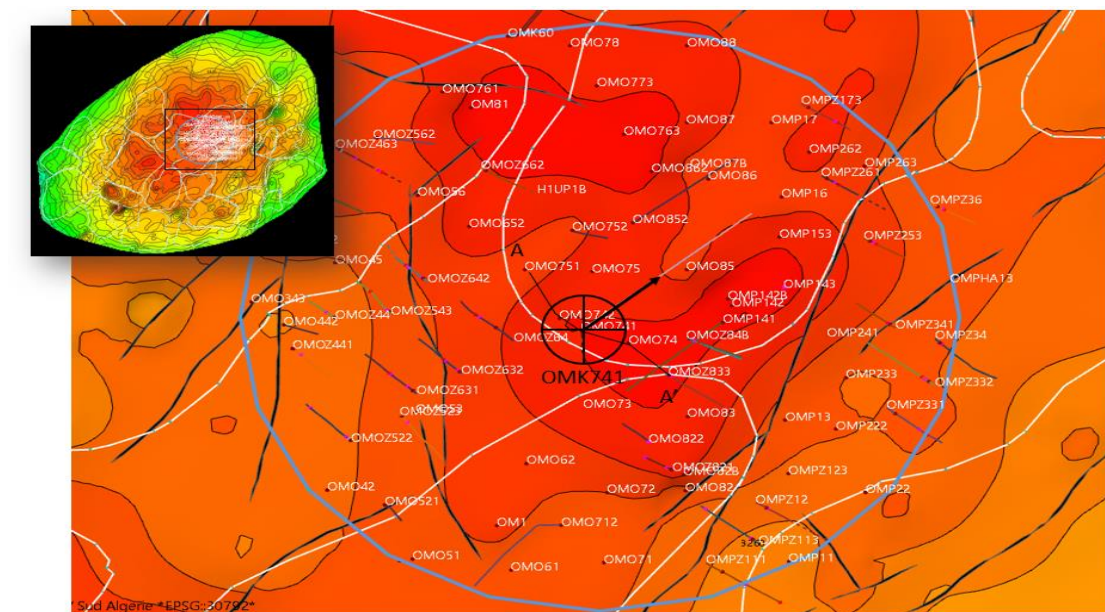


Figure 3-4 : Location du puits OMO741 (Sonatrach, 2021)

3.8.2. Historique

Le puits OMO 741 a été foré la 1^{ère} fois le 03/04/ 2008 pour être un puits injecteur de gaz mais il n'a jamais été utilisé pour ces fins, il a subi une succession d'évènements dont les plus importants sont :

- 2008 : Testé 3,5 m³ d'huile et 192 GOR sans eau et Pg = 292,55Psi,
- 2009 : Installation d'un revêtement cimenté Liner 4 ½",
- 2012 : A été perforé en vue d'une fracturation hydraulique :
- Juillet 2012 : un bouchon de sable a été injecté pour couvrir le R250,
- 30 juillet 2012 : la fracturation principale a été réalisée,
- 16 octobre 2012 Le puits n'a produit que 1,38 m³ de pétrole, la fracturation a donc été inefficace dans la cible R2,
- D'après la dernière mesure faite le 23/06/2020, le débit d'huile est de 0,49 m³/h,
- Le produit s'est arrêté complètement en Février 2021.

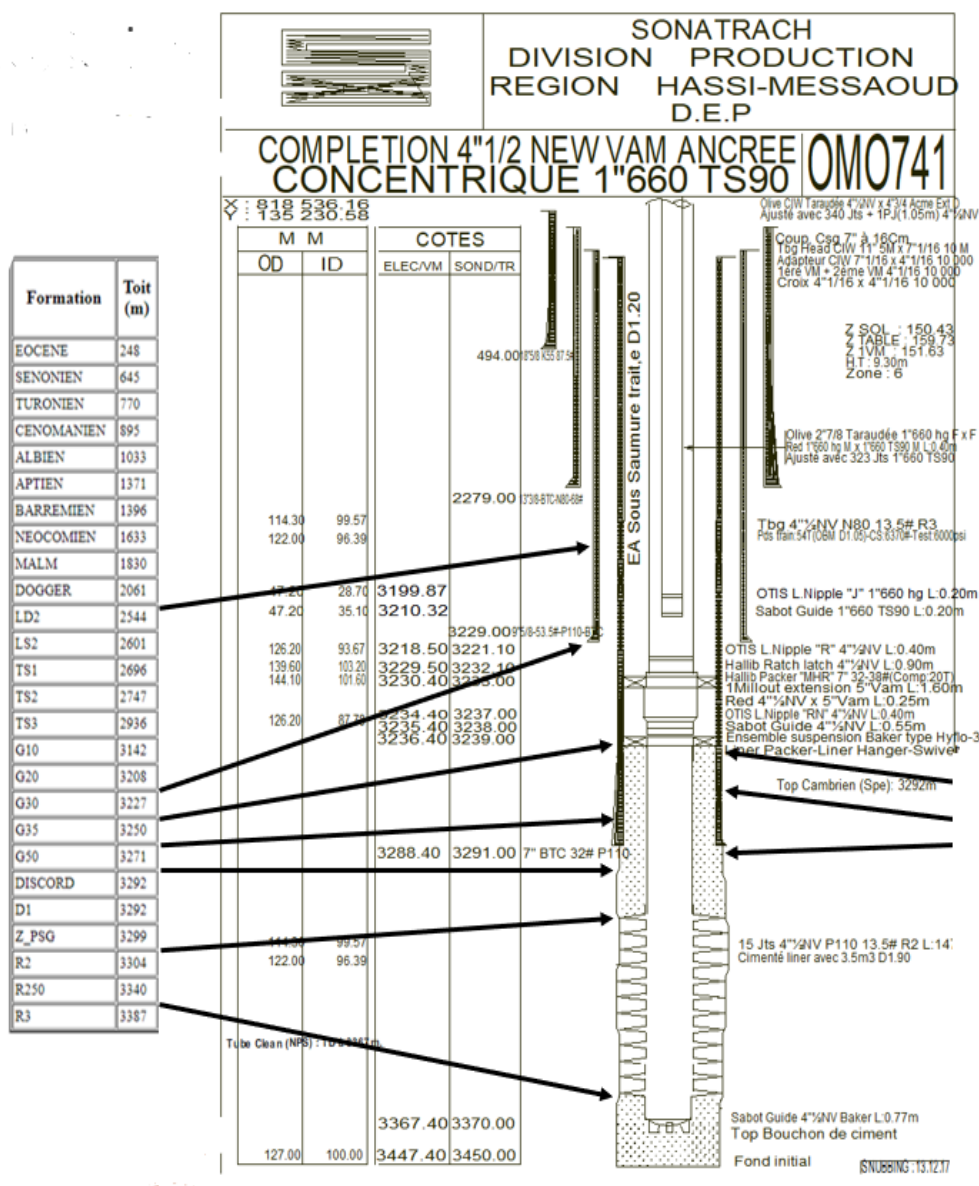


Figure 3-5 : La fiche technique du puits OMO741 (Rapport de Sonatrach, 2021)

3.9. Problématique générale

A l'heure actuelle le plus grand souci des ingénieurs de pétrole est la diminution de la production des puits de Hassi Messaoud, après quelques années d'exploitation d'un puits ils se trouvent dans l'obligation de chercher une autre méthode pour le réactiver, c'est le cas des deux puits étudiés à travers ce travail : OMK60 et OMO741.

La solution théorique est de s'orienter vers les forages horizontaux en re- entry fois que la production est diminuée ; mais avant de l'appliquer et commencer le forage horizontal, une étude

de faisabilité et de prévention des scénarios les plus défavorables est faite afin d'assurer le bon déroulement de l'opération et éviter les catastrophes (comme la tragédie qui s'est produite au niveau de Nezla en 2006)

Pour les puits verticaux transformés en d'autre horizontaux en re-entry, le problème majeur se trouve au niveau de la perte de charge qui augmente considérablement d'un côté mais qui ne peut pas dépasser un seuil prédéfini d'un autre côté, l'ingénieur se trouve dans l'obligation de les diminuer pour assurer le forage jusqu'à la profondeur total sans endommager ses équipements de surface (autrement dit en respectant la limitation de pression).

Le puits OMK60 foré avec un appareil de forage ENF 61 est considéré comme un puits pilote le 1^{er} de son genre, vu son rayon important, dont on se servira pour tirer des conclusions afin d'améliorer le forage du puits OMO741 et pour lequel le forage commencera dans approximativement 4 mois.

Cette analyse nous permettra de sortir avec une méthodologie qui sera appliquée prochainement pour tous les puits transformés en puits horizontaux à Hassi Messaoud.

3.10. Conclusion

A travers ce chapitre, on a exposé la situation géologique et géographique du gisement de Hassi Messaoud ainsi que sa composition lithologique.

Notre étude à porter spécifiquement sur les deux puits OMK60 et OMO741 qui se situent dans la zone centrale de Hassi Messaoud.

On a exposé grâce à notre visite au site du puits OMK60 les problèmes rencontrés au niveau de ce dernier notamment l'excès des pertes de charge qui risque d'endommager les équipements de surfaces et qui représentent une source d'inquiétude pour les ingénieurs pétroliers.

Cette situation est le résultat du forage horizontal en re-entry appliqué sur le puits, ou il a causé un arrêt total de la production.

Afin de résoudre ce problème et éviter l'arrêt total du puits, on présentera dans le chapitre suivant le développement mathématique représentant notre cas d'étude ainsi que la manipulation faite au niveau du laboratoire pour formuler des boues de forages.

Chapitre 4

**Modélisation et développement
mathématique.**

4. Modélisation et développement mathématique

4.1. Introduction

Chaque problème physique doit être modélisé par un développement mathématique qui lui convient et fait ressortir les axes majeurs de la problématique.

Pour un fluide non newtonien, la rhéologie représente une donnée très importante pour le calcul des pertes de charges. Pour les boues de forage, on fait appel au modèle de Herschel-Bulkley dit également le modèle en puissance modifié en raison des bons résultats qu'il fournit et le fait qu'il peut être appliqué à une large gamme de boues.

A la fin de ce chapitre, on sortira les équations utilisées par les ingénieurs de boues pour le calcul des diverses pertes de charges et pourrions donc déterminer les différents paramètres sur lesquelles on peut jouer pour diminuer ces mêmes pertes.

Afin de comprendre le phénomène physique, on verra également en détails où est ce qu'on rencontre ces pertes dans un puits et comment les calculer pour chaque section.

4.2. Equations des pertes de charge dans un puits de forage

Comme c'est mentionné dans le paragraphe (2.2.1.), la boue de forage est un fluide non-newtonien visqueux, de ce fait son écoulement peut être décrit par les équations du modèle rhéologique.

Le calcul des pertes de charge varie d'un modèle rhéologique à un autre suivant le régime d'écoulement et diffère dans chaque zone. Dans notre cas, on a choisi d'utiliser le modèle de Herschel-Bulkley. Il décrit le comportement d'écoulement de la plupart des fluides de forage. Ces équations sont complexes et nécessitent des solutions itératives, pour cela, les ingénieurs de terrain ont approximé une expression empirique de la même forme mais reconnaissable et facile.

$$\tau_w = 1,066 \left[\left(\frac{4 - \alpha}{3 - \alpha} \right)^n \tau_y + k\gamma_w^n \right] \quad (4-1)$$

Les pertes de charge sont essentiellement dues aux frottements des parois avec le fluide et le fluide avec parois, on les calcule par l'équation générale suivante :

$$\Delta P = \frac{f L V^2 \rho}{2D} \quad (4-2)$$

f est calculé par les expressions suivantes :

$$f = (f_{\text{int}}^{12} + f_{\text{lam}}^{12})^{\frac{1}{12}} \quad (4-3)$$

$$\text{Avec, } f_{\text{int}} = (f_{\text{trans}}^{-8} + f_{\text{turb}}^{-8})^{\frac{-1}{8}}, f_{\text{lam}} = \frac{16}{\text{Re}} \quad (4-4)$$

$$\text{Et, } f_{\text{turb}} = \frac{a}{(\text{Re})^b}, f_{\text{trans}} = \frac{16 \text{ Re}}{\text{Re}^2}, \quad (4-5)$$

$$\text{Sachant que : } a = \frac{\log_{10}(n)+3,93}{50} \text{ et } b = \frac{1,75-\log_{10}(n)}{7}, \quad (4-6)$$

Avec : f : Le coefficient de perte de charge, f_{trans} : Le coefficient de transition, f_{turb} : le coefficient de régime turbulent, f_{lam} : coefficient de régime laminaire, a et b : paramètres de coefficient de régime turbulent, D : diamètre de la conduite, v : la vitesse d'écoulement,

Dans un terrain de forage, le calcul des pertes de charge diffère d'une partie à l'autre, on les calcule au niveau de :

- La surface (pompes et équipement de surface tel que : standpipe, Kelly house.),
- Le train de tiges,
- L'annulaire,
- L'outil de forage, MWD et le moteur s'il existe.

Pour cela chaque zone a une équation spécifique, on démarre par l'équation du modèle choisie qui est caractérisé par le régime d'écoulement.

La forme la plus pratique de l'équation de nombre de Reynolds généralisé fait intervenir la contrainte de cisaillement à la paroi τ_w .

$$R_{\text{ReG}} = \frac{\rho V^2}{19,36 \tau_w} \quad (4-7)$$

Le tableau ci-dessous présente les différentes équations pour le modèle unifié :

Tableau 4-1 : les équations de perte de charge dans chaque zone.

La zone de calcul	Perte de charge ΔP	Commentaire
Surface	$C_{surf} \rho_{surf} \left(\frac{Q}{100} \right)^{1,86}$	C_{surf} : coefficient dépendant du raccordement de surface.
Train de tiges	$\frac{1,076 \rho_{pipe} v_{pipe}^2 fL}{10^5 d_i}$	-
L'annulaire	$\frac{1,076 \rho_{ann} v_{ann}^2 fL}{10^5 d_{hyd}}$	-
L'outil de forage	$\frac{\rho_{bit} Q^2}{12042 C_d^2 TFA^2}$ Avec , $TFA = 0,00076699(d_{n1}^2 + d_{n2}^2 + \dots + d_{ni}^2)$	TFA : La surface totale d'écoulement. C_d : coefficient de débit, dépend du régime. d'écoulement qui traverse les duses varie entre 0,95 à 0,98.
MWD	$\frac{\rho Q^2}{C_{MWD}}$	C_{MWD} : coefficient de MWD, Dépend du modulateur utilisé.

D'après l'équation de la perte de charge, on peut changer également la densité de la boue afin de diminuer les pertes.

Dans le prochain chapitre on abordera en détails les deux solutions relatives aux changements de la boue et sa densité : on envisagera le cas de changement de la densité en gardant la boue à base d'huile, et le cas du changement de la boue en maintenant la même densité.

4.3. Formulation des boues de forage

Afin de mieux visualiser la différence de pourcentage des solides entre une boue à base d'eau dite à haute performance et une boue à base d'huile, on a choisi de formuler ces deux types de boues avec la même densité puits faire les différents tests.

On a choisi une densité 1,5 kg/l, qui correspond à la densité minimale à prendre lors du forage (au-dessous de celle-ci on risque un éboulement, des venues d'eau ou de gaz et d'autres problèmes).

Le mode opératoire suivi pour formuler ces boues est le suivant :

4.3.1. Préparation des dosages et malaxage des composants de chaque type de boue

Au laboratoire de MI-Swaco, on a formulé avec l'ingénieur des boues deux types de boues : La boue à base d'huile et la boue à base d'eau à haute performance.

Elles ont toutes les deux des produits différents mais se ressemblent dans leur mode opératoire.

4.3.2. La boue à base d'eau

Comme son nom l'indique, la boue à base d'eau à haute performance est composée principalement de l'eau pour laquelle on rajoute des polymères et des alourdissements comme le potassium et la baryte, sans oublier les sels pour assurer qu'elle soit bien émulsionnée.

Cette boue étant donnée qu'elle contient plus de produit comparé à la boue à base d'huile, elle nécessite un temps de malaxage plus grand (environ 1h30 min).



Photo 4-1 : Les dosages de la boue HPWBM (TOUNSI & SAHLI, 2021).



Photo 4-2 : Malaxage de la boue HPWBM durant 1h (TOUNSI & SAHLI, 2021).

4.3.3. La boue à base d'huile

Pour la boue à base d'huile, comme on a formulé la VERSAdril, on rajoute principalement du Diesel, des mouillants et un defam qui est un produit pour enlever la mousse et d'autres produits.

On a mixé tous les composants pendant 1h pour avoir un meilleur rendement.



Photo 4-3 : Les dosages de l'OBM (TOUNSI & SAHLI, 2021)



Photo 4-4 : Malaxage de l'OBM durant 1h30 (TOUNSI & SAHLI, 2021)

4.3.4. Les différents essais

Après avoir formuler les deux boues de masse volumique identique, différents essais sont appliqués :

4.3.4.1. Essai sur la densité

La densité (communément appelée poids de la boue) est mesurée à l'aide d'une balance à boue suffisamment précise, elle se compose principalement d'une base sur laquelle repose un bras gradué avec une tasse, un couvercle, un couteau, une fiole à niveau, un cavalier et un contrepoids. La coupelle à volume constant est fixée à une extrémité du bras gradué, qui comporte un contrepoids à l'autre extrémité. La coupelle et le bras oscillent dans un plan perpendiculaire à la lame horizontale, qui repose sur le support, et sont équilibrés par le déplacement du cavalier le long du bras.

➤ Mode opératoire

La procédure à suivre est la suivante :

1. Retirer le couvercle du gobelet, et remplir complètement le gobelet avec la boue à tester.
2. Remettre le couvercle en place et tourner-le jusqu'à ce qu'il soit bien en place, en s'assurant qu'une partie de la boue est expulsée par le trou du couvercle.
3. Placer le bras de la balance sur la base, le bord du couteau reposant sur le point d'appui.

4. Déplacer le cavalier jusqu'à ce que le bras gradué soit de niveau, comme indiqué par la fiole de niveau sur le faisceau.
5. Sur le bord du cavalier le plus proche de la tasse, lire la densité ou le poids de la boue.



Photo 4-5- : Densimètre (TOUNSI & SAHLI, 2021)

4.3.4.2. Viscosimètre Marsh

Pour l'essai du viscosimètre marsh, on détermine deux paramètres : la valeur du yield (yield point) et la valeur de la viscosité plastique (PV)

Le calcul de ces deux variantes se fait selon le processus suivant :

1. Placer l'échantillon récemment agité dans le récipient et ajuster la surface de la boue à la ligne tracée sur le manchon du rotor.
2. Chauffer ou refroidir l'échantillon à 49°C (120°F). Agiter lentement tout en ajustant la température.
3. Démarrer le moteur en plaçant l'interrupteur en position haute vitesse avec le levier de vitesse complètement abaissé. Attendre que la valeur du cadran indicateur soit stable, et enregistrez la lecture de 600 RPM. Ne changez de vitesse que lorsque le moteur est en marche.
4. Placez le commutateur sur la vitesse de 300 tr/min. Attendre que la valeur soit stable et enregistrez la valeur de 300 tr/min.
5. Viscosité plastique en centipoises = lecture de 600 moins lecture de 300.

6. Point d'écoulement en lb/100 ft² = lecture de 300 moins la viscosité plastique en centipoises.
7. Viscosité apparente en centipoises = lecture de 600 divisée par 2.

Les mesures faites ont donné les résultats suivants :

Tableau 4-2 : Résultats de l'essai du viscosimètre Funn.

Type de boue	Densité (Kg/m ³)	YP (cP)	PV (lb/100ft ²)
OBM	1,5	14	19
HPWBM	1,5	12	18

Avec,

YP : yield point, PV : viscosité plastique.

On remarque que la boue à base d'eau à haute performance est moins visqueuse et possède moins d'interaction entre les solides vu que ceux-ci sont réduits (YP est plus faible).



Photo 4-6 : Essai du viscosimètre Funn (TOUNSI & SAHLI, 2021).

4.3.4.3. Essai de distillation (Retort)

Cet essai sert à déterminer le pourcentage des solides de chaque boue, son mode de fonctionnement est le suivant :

1. Laisser l'échantillon de boue refroidir à la température ambiante.

2. Démonter l'assemblage de l'autoclave et lubrifier les filets de la coupelle d'échantillon avec de la graisse haute température.
3. Insérer ou visser le tube de drainage dans le trou situé à l'extrémité du condenseur, en le fixant fermement. L'éprouvette graduée, calibrée en pourcentage, doit être fixée sur le condenseur.
4. Brancher le cordon d'alimentation à la bonne tension et garder le courant jusqu'à ce que la distillation s'arrête, ce qui peut prendre 25 minutes selon les caractéristiques de l'huile, de l'eau et de la teneur en solides.
5. Laisser le distillat refroidir à la température ambiante.
6. Lire le pourcentage d'eau, d'huile et de solides directement sur le gradué. Une goutte ou deux de solution aérosol aidera à définir l'interface huile-eau, après avoir lu le pourcentage de solides.



Photo 4-7 : Essai de distillation (*TOUNSI & SAHLI, 2021*)

Les résultats de ce test sont présentés ci-dessous :

Tableau 4-3 : Résultats de la distillation (calcul du pourcentage des solides)

Type de boue	% d'eau	% d'huile	% de solides
OBM	2%	60%	38%
HPWBM	70%		30%

Cet essai montre que la boue à haute performance contient effectivement moins de solides.

4.4. Conclusion

Pour conclure, dans un puits pétrolier les pertes de charge se créent au niveau du train des tiges, de l'annulaire, des équipements du fonds (moteur, MWD), de l'outil de forage et des pompes et équipements de surfaces.

Pour un puits déjà foré, on ne peut pas changer les équipements de surface vu que l'appareil de forage est déjà installé et prédéfinie, on essaie donc de changer les autres paramètres restants.

Le moteur du fond génère des pertes tellement négligeables que son changement n'aura pas un grand effet.

On doit donc chercher des solutions pour diminuer les pertes au niveau du train des tiges et l'annulaire du puits.

D'après l'équation des pertes de charges, la diminution du diamètre, de la densité ainsi que le pourcentage de solides de la boue de forage font diminuer les pertes, ces hypothèses peuvent être critiquées au cours du prochain chapitre avec un logiciel de simulation appelé 'Virtual hydraulics'.

Chapitre 5

Simulation et solutions proposées.

5. Simulation et solutions proposées

5.1. Introduction

Une fois que le problème est bien fixé, l'étape suivante est la recherche d'un outil permettant le calcul et la simulation des cas existants ainsi que le traitement des solutions proposées.

Dans ce travail, le logiciel de simulation sera utilisé pour présenter en détail le cas initial du puits, changer les différents paramètres reliés toujours au même puits et voir les résultats qu'ils fourniront pour sortir avec les solutions à retenir après analyse.

Comme notre stage s'est déroulé principalement à M-I swaco, on a choisi de faire les simulations avec leur logiciel, d'une part pour avoir la chance d'apprendre cet outils et d'autre part pour assurer la fiabilité des calculs obtenus du moment que le logiciel est conçu pour les simulations sur les fluides de forage.

Les résultats de la simulation nous permettrons de trancher et choisir les solutions les plus réalistes mais surtout les plus économiques vu qu'on sortira par la fin avec une méthodologie à appliquer pour tous les puits de Hassi Messaoud à petite et de l'Algérie pour une échelle un peu plus grande, cette méthodologie restera valable et pourra être suivies les années qui viennent.

5.2. Présentation de Virtual hydraulics

La simulation sera faite à l'aide du logiciel propriétaire "Virtual hydraulics", logiciel de M-I swaco, l'une des compagnies de Schlumberger.

Cet outil a été développé en 1995 par les ingénieurs de M-I swaco pour rôle principal de minimiser les pertes de circulation des boues synthétiques qui sont très coûteuses, il a connu depuis plusieurs améliorations afin d'assurer la fiabilité des données dont il est caractérisé actuellement.

L'utilisation de "Virtual hydraulics" permet :

- L'optimisation du processus de planification des puits pour un meilleur nettoyage des trous,
- Le calcul de l'ECD,
- L'optimisation du nettoyage des trous,
- La réduction de l'incidence des pertes de circulation,
- La connaissance des effets de la température et de la pression sur la densité et la rhéologie,
- Le calcul des paramètres hydrauliques et rhéologiques des puits,
- L'impact des paramètres de forage sur la pression en fond de trou,

- L'amélioration des performances de forage,
- La diminution des problèmes de forage,
- L'amélioration des informations pour une prise de décision efficace.

Il contient plusieurs modules qui lui assurent cette variation de calculs et résultats fournis, ils sont divisés en 5 modules (voir la figure de l'annexe 9) :

- Hydraulics analysis,
- Surge/swab analysis,
- Transient reconnaissance,
- Parametric analysis,
- Coiled-tubing analysis.

Dans notre simulation, on travaillera uniquement avec le module " Hydraulics analysis", dont les détails seront développés lors de l'application du cas initiale du puits OMO741.

5.3. Simulation du cas initial avec Virtual hydraulics

Vu la problématique du puits de OMK60 qui a fait d'énormes pertes matérielles, le client du puits de OMO741 qui est en phase de planification a demandé d'estimer et de contrôler les pertes de charge avant de commencer le forage horizontal. Il a proposé d'utiliser la boue à base d'huile OBM avec une densité maximale 1,66 Kg/l déjà calculé et choisi par des géotechniciens.

Afin de proposer nos solutions et estimations, on a réalisé des simulations via "Virtual hydraulics" pour voir l'effet du changement d'une variété de paramètres sur la perte de charge.

La phase introduction de données passe par plusieurs étapes :

1^{ère} étape : Elle concerne les informations sur la géométrie du puits, on insère :

- La profondeur actuelle du puit vertical, ainsi que toutes les profondeurs et les poids de chaque casing,
- Les différents casings (casing de surface, casing intermédiaire, casing de production) et l'espace ouvert dans le fond.
- Le type des tiges insérées dans le trou de forage (les masses-tiges, les tiges de forage, les tiges de forage lourdes), leurs matériaux, longueurs et poids.

La figure ci-dessous représente ces étapes :

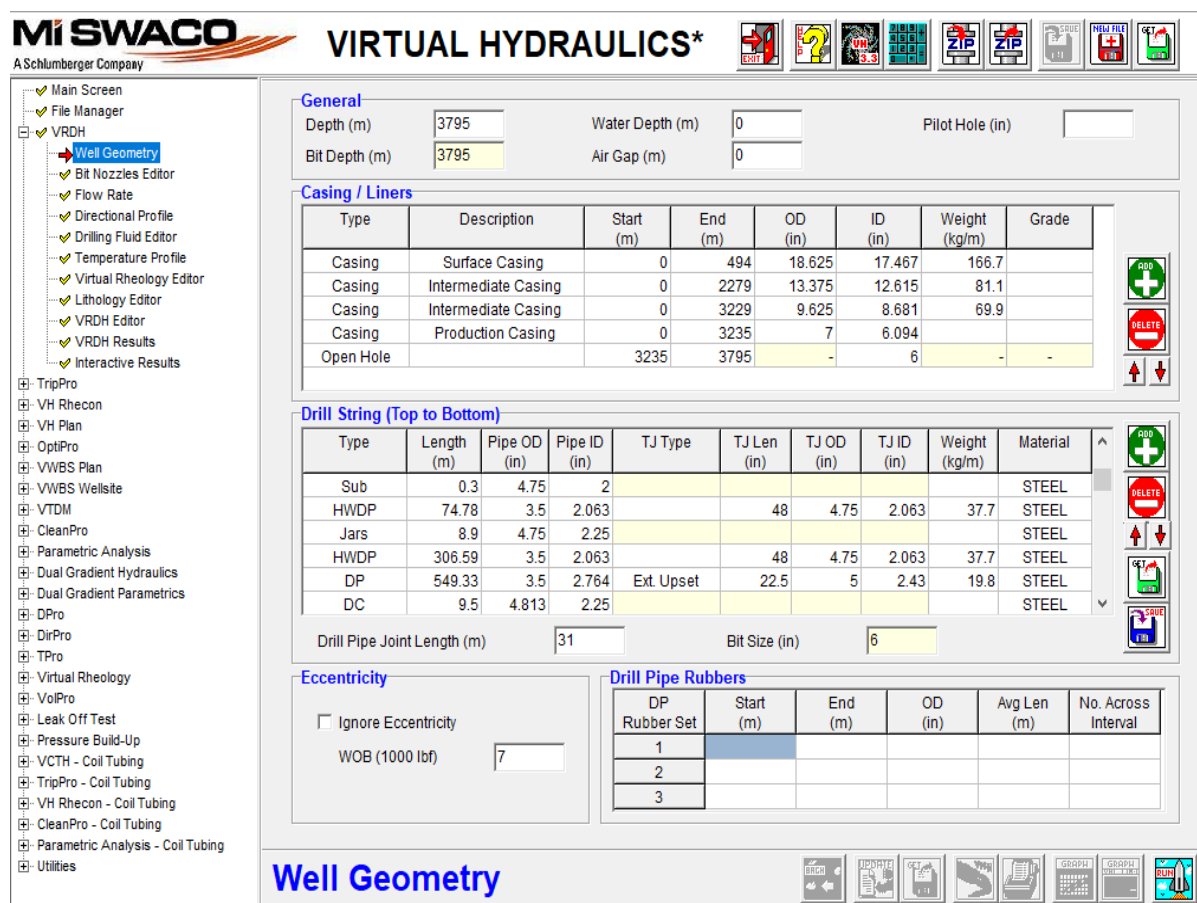


Figure 5-1 : La géométrie du puits.

2^{ème} étape : elle regroupe les informations sur la géométrie de la garniture de forage ainsi que l'écoulement

- Le nombre de duses existant dans l'outil de forage ainsi que leurs diamètres,
- Le débit max pour le forage qui est 850 l/min,
- La direction du puit horizontal, elle comporte l'inclinaison et l'azimut de plusieurs profondeurs comme le montre la figure suivante,

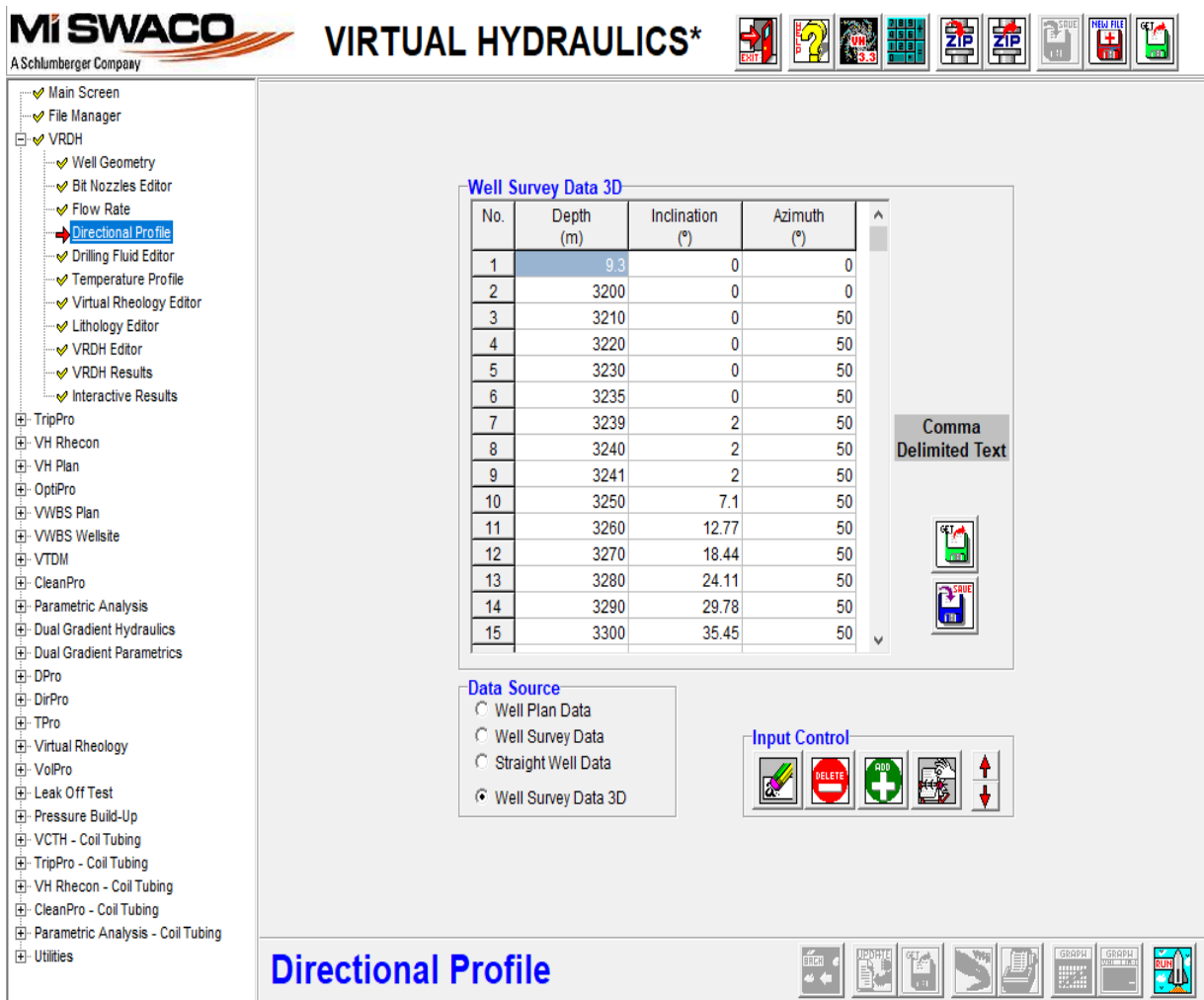


Figure 5-2 : Profil de direction du forage horizontal

3^{ème} étape : Ou on insère :

- La boue demandée (OBM de densité de 1,66 kg/l),
- Le profil des températures, la yield-point et la viscosité plastique,
- insérer le modèle rhéologique utilisée, qui est le modèle de Herschel-Bulkley comme c'est indiqué sur la figure (5-3),

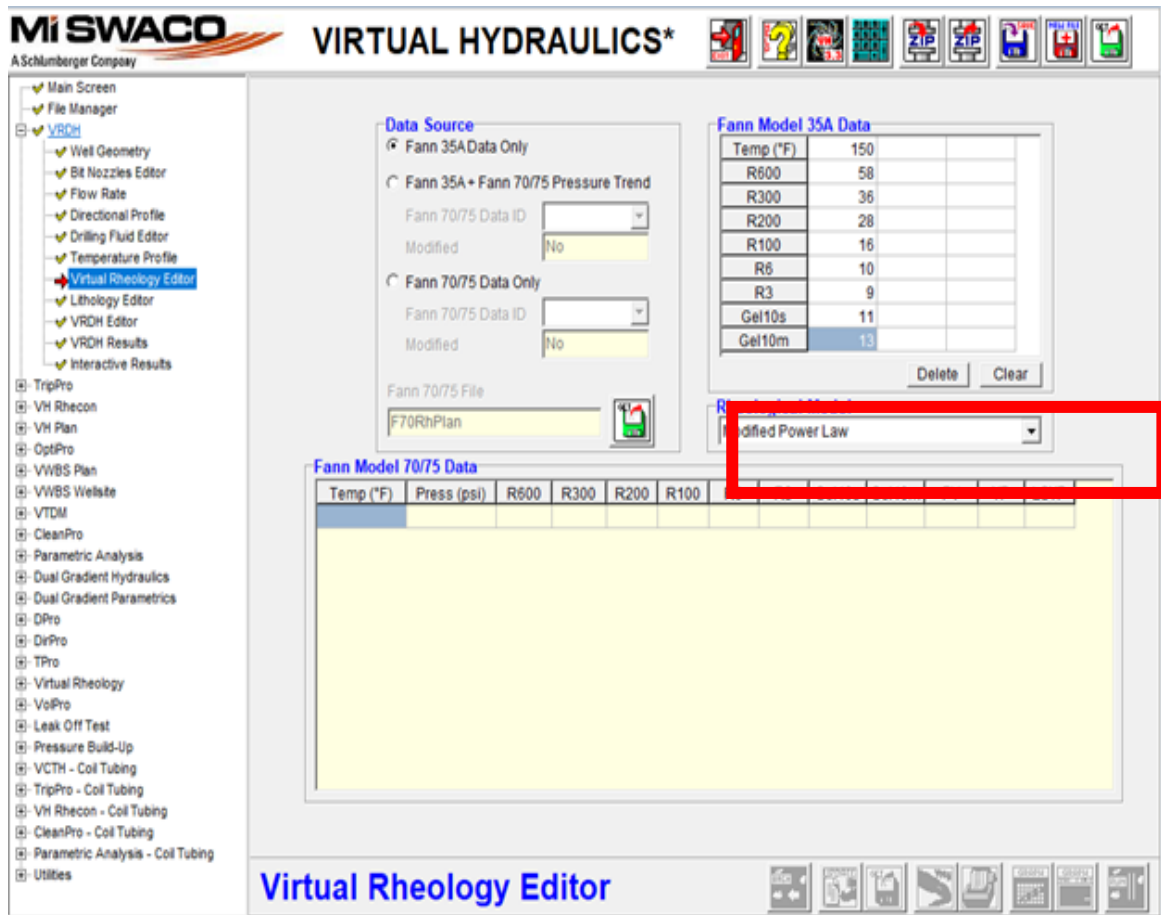


Figure 5-3 : Insertion des données rhéologiques.

Puis, viens l'avant dernière étape ou on comble les données manquantes dans la case de VRHD editor. Le résultat de cette première simulation est représenté dans la figure (5-4)

Les pertes de charges dans ce cas dépassent la limite des équipements de surface,

$\Delta P = 5132 \text{psi} > \Delta P_{\text{limite}} = 4500 \text{psi}$ (comme c'est mentionné dans la figure 5-4), ce qui rend le forage avec ces conditions.

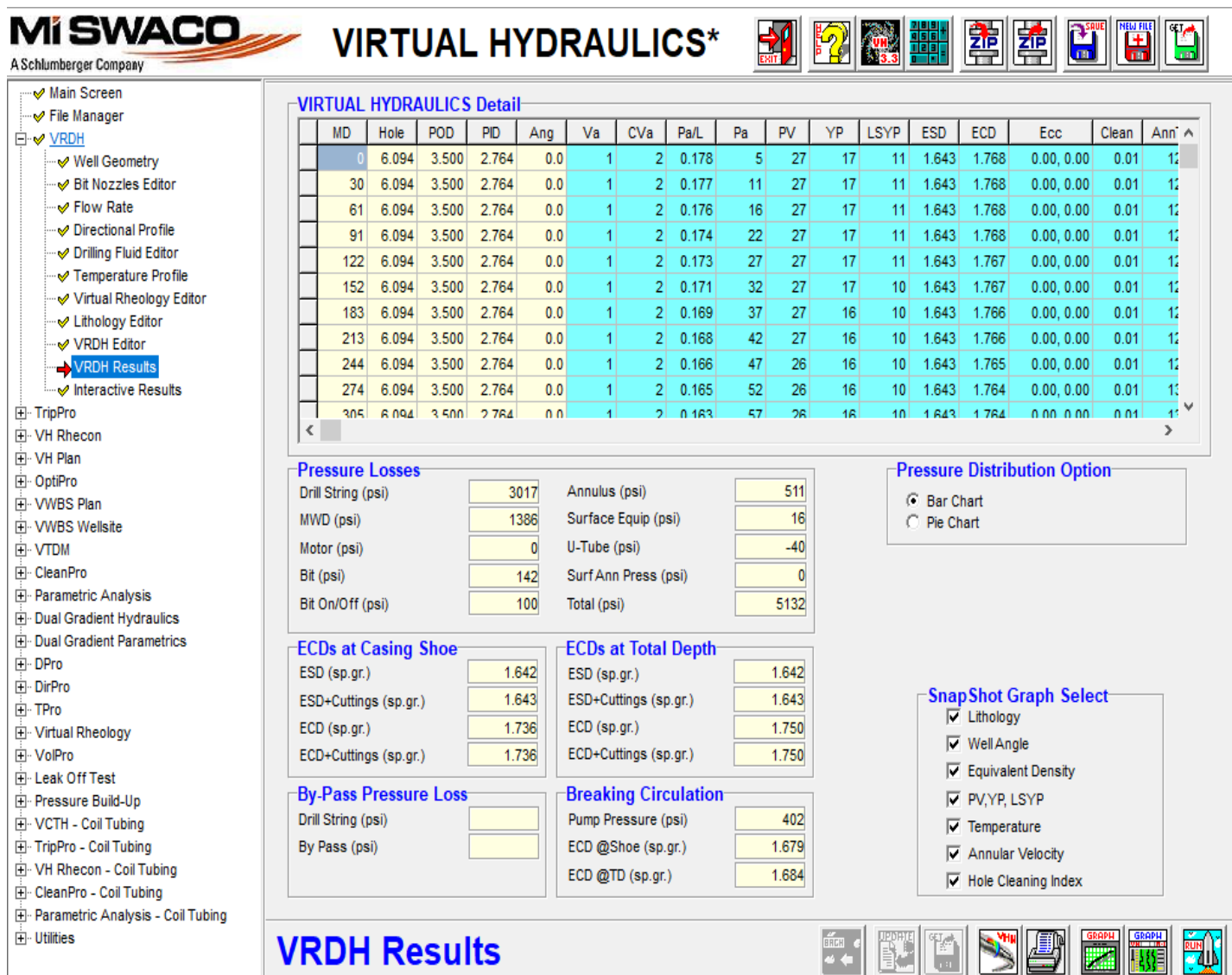


Figure 5-4 : Résultats du cas initial (OBM de densité 1,66 kg/l).

On remarque d'après l'annexe (10) que la distribution de la perte de charges est à 30% au niveau de l'annulaire, 7% à l'outil et 63% dans la garniture de forage, il est donc évident de penser à les réduire au niveau de la garniture de forage vu que la plus forte perte de charges lui est attribué.

Le logiciel nous fournit également une simulation en 3D qui montre la direction du forage, les densités, la température et bien d'autres données (voir la figure 5-5).

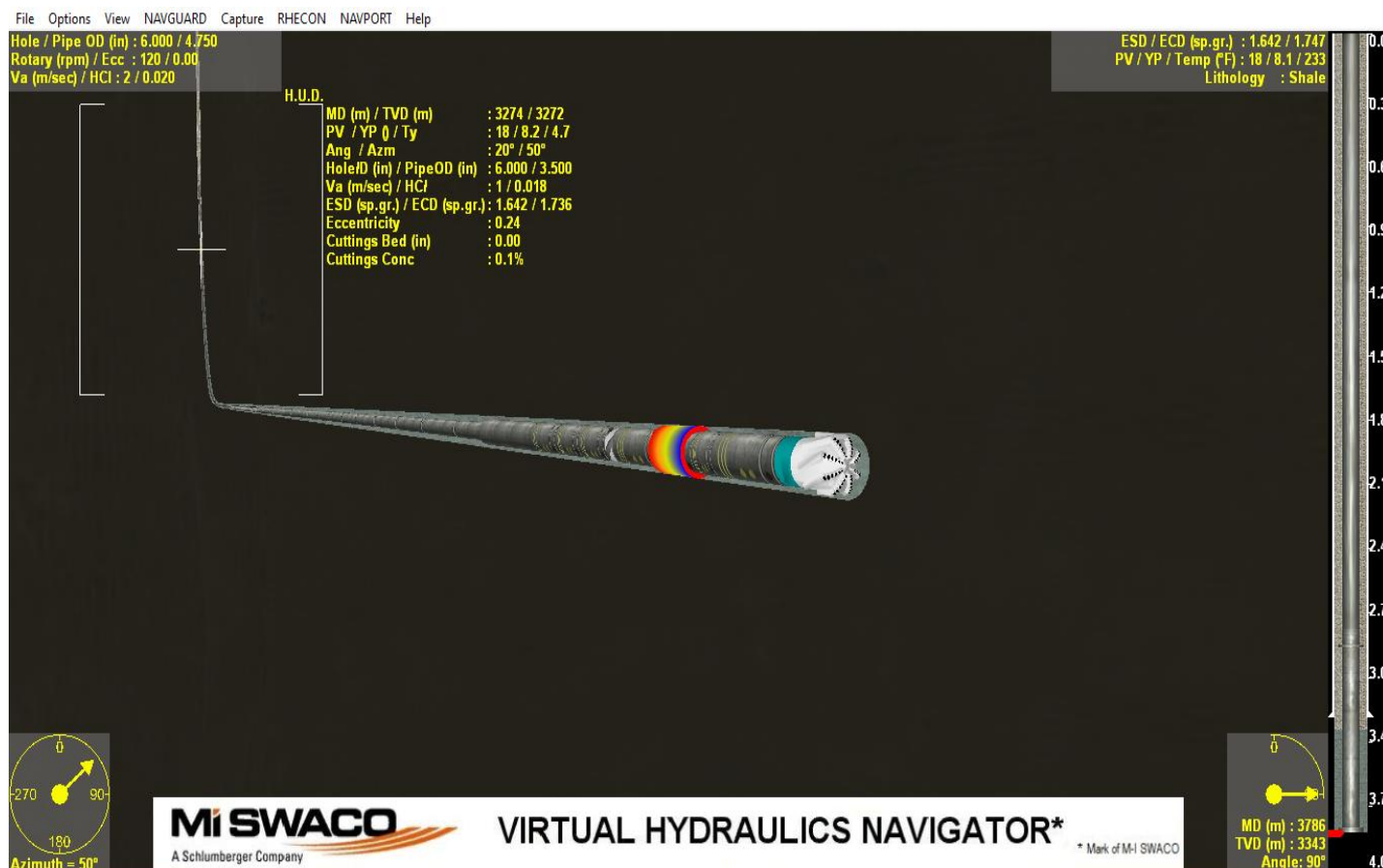


Figure 5-5 : La simulation en 3D.

5.4. Les solutions proposées

Après notre visite sur le chantier de OMK60, on a eu une meilleure visibilité du problème et nous avons ressorti les différentes solutions qui résultent de la variation de plusieurs paramètres.

Au final, on a retenu 4 solutions qui sont tirées de l'expérience sur OMK60 et qui seront peut-être appliquée pour le puits OMO741, celles-ci sont présentées ci-dessous :

5.4.1. Boue à base d'eau à haute performance (HPWBM)

Comme on l'a expliqué précédemment, la boue à haute performance est une boue qui permet d'assurer le forage dans les délais prévu tout en gardant une bonne stabilité pour le puits de forage.

Sa composition ne contient pas beaucoup de solides, ce qui est l'objectif dans notre cas d'étude, en diminuant le pourcentage des solides, la viscosité plastique diminue et les pertes de charges sont réduites. Cette hypothèse a été vérifiée au laboratoire, comme la boue HPWBM contient 30% de solides uniquement, on a remarqué qu'elle a généré une viscosité plastique plus petite de 18

(lb/100ft²), contrairement à l'OBM où les solides atteignent 38% pour donner une viscosité plus grande de 19 (lb/100ft²).

D'une autre part, le coefficient de perte de charge introduit la viscosité dans son calcul (à travers le nombre de Reynolds), d'après l'équation (4-2), plus la viscosité diminue, plus les pertes de charge le sont aussi.

Pour cela, on doit changer la boue demandée par le client, (boue à base d'huile OBM d'une densité de 1,66 kg/l) par la boue HPWBM en gardant la même densité.

Cette boue est caractérisée par son dosage en sel formate de potassium qui nous assure une densité de 1,57 kg/l ce sel est complètement dissous dans l'eau. Afin d'atteindre la densité demandée, on rajoute un alourdissant appelé CaCO₃ (carbonate de calcium).

La teneur en solides de la boue HPWBM est faible comparée à celle de l'OBM où on aura besoin de plus de 500 Kg/m³ de solides pour obtenir la même gamme de densité. Cette faible teneur en solides contribue à réduire la perte de charges globales.

Afin de tester l'efficacité de cette proposition, on a fait appel à 'Virtual hydraulics' pour calculer les pertes de charges et on a obtenu de très bon résultat comparant à la proposition initial du client et la limite des équipements de surface.

- $\Delta P = 3412 \text{ psi} < \Delta P_{\text{initial}} = 5312 \text{ psi}$ (les valeurs de perte de charges sont extraites des simulations de l'annexe 11),
- $\Delta P = 3412 \text{ psi} < \Delta P_{\text{équipements de surface}} = 4500 \text{ psi}$.

Les résultats de la simulation sont présentés ci-dessous :

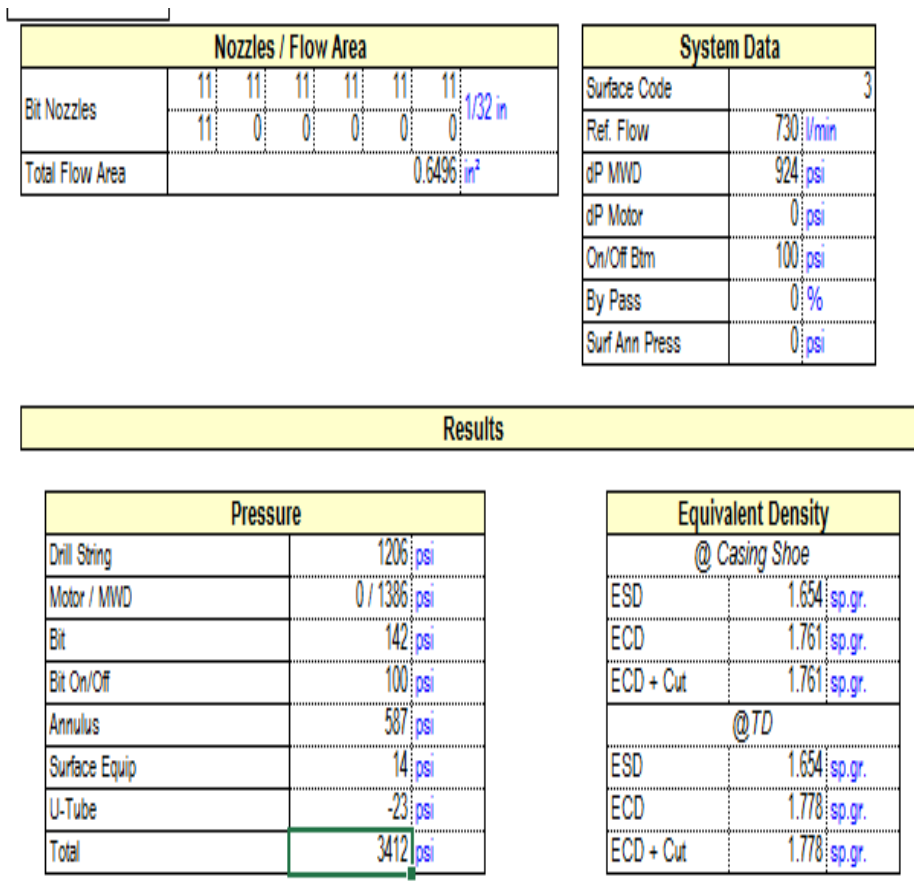


Figure 5-6 : Résultat de la simulation avec la boue HPWBM de densité de 1,66 kg/l.

5.4.2. Boue à base d'huile (OBM) d'une densité de 1,50 kg/l

En se référant à ce qui a été expliqué dans le chapitre 2, la boue à base d'huile est utilisée pour sa qualité de lubrification accrue, et sa grande résistance aux températures élevées.

Dans cette deuxième hypothèse, on propose de garder la boue désirée par le client, mais on change sa densité, elle sera diminuée à 1,50 kg/l au lieu de 1,66 kg/l. Ce choix est basé sur la situation actuelle de OMK60 où le client a utilisé une boue avec une densité de 1,50 kg/l sans problème.

D'autres simulations avec 'Virtual hydraulics' ont été faites et ont donné les résultats suivants :

Results	
Pressure	
Drill String	2762 psi
Motor / MWD	0 / 1253 psi
Bit	128 psi
Bit On/Off	100 psi
Annulus	496 psi
Surface Equip	15 psi
U-Tube	-39 psi
Total	4714 psi
Equivalent Density	
@ Casing Shoe	
ESD	1.480 sp.gr.
ECD	1.571 sp.gr.
ECD + Cut	1.572 sp.gr.
@ TD	
ESD	1.480 sp.gr.
ECD	1.584 sp.gr.
ECD + Cut	1.585 sp.gr.

Figure 5-7 : Résultat de simulation en utilisant l’OBM de densité de 1,50 kg/l

Contrairement à la solution proposant l’utilisation de la boue HPWBM, dans ce cas on remarque une légère diminution de la viscosité plastique (50 cP). (Voir annexe 12)

Après avoir eu les résultats de la simulation, on remarque que $\Delta P = 4714 \text{ psi} < \Delta P_{\text{initial}} = 5132 \text{ psi}$, les pertes de charges trouvées en utilisant la boue OBM avec la densité de 1,50 kg/l ont diminué par rapport au cas initial, mais qu’ils dépassent toujours la limite des équipements de surface $\Delta P = 4714 \text{ psi} < \Delta P_{\text{équipements de surface}} = 4500 \text{ psi}$.

5.4.3. Design du casing de 7'

Le casing est un tuyau de grand diamètre inséré dans le trou de forage pour protéger et soutenir la stabilité du puits.

Pour la 3ème solution, on garde les mêmes paramètres du cas original (la boue OBM avec une masse volumique de 1,66 kg/l) et on coupe le casing de 7' jusqu’à une profondeur de 2400m pour avoir un liner dans la partie inférieure et un diamètre plus grand dans la partie supérieure, avec utilisation d’un BHA de 3 ½ dans la partie inférieure et 5 ½ dans la partie supérieure.

L’objectif de cette proposition est d’agrandir le diamètre dans la partie supérieure du puit ce qui génère un diamètre plus grand et donc une diminution des pertes de charge. On a renforcé cette proposition avec la simulation via logiciel et on a obtenu le résultat suivant :

Results	
Pressure	
Drill String	1599 psi
Motor / MWD	0.1386 psi
Bit	142 psi
Bit On/Off	100 psi
Annulus	360 psi
Surface Equip	16 psi
U-Tube	-54 psi
Total	3549 psi
Equivalent Density	
@ Casing Shoe	
ESD	1.643 sp.gr.
ECD	1.704 sp.gr.
ECD + Cut	1.704 sp.gr.
@ TD	
ESD	1.643 sp.gr.
ECD	1.718 sp.gr.
ECD + Cut	1.719 sp.gr.

Figure 5-8 : Résultat de la perte de charge suite au coupage de casing de 7"

On remarque que :

- $\Delta P = 3549 \text{ psi} < \Delta P_{\text{équipements de surface}} = 4500 \text{ psi}$,
- $\Delta P = 3549 \text{ psi} < \Delta P_{\text{initial}} = 5132 \text{ psi}$.

L'annexe (13) montre le nouveau design du puits après l'élimination du casing dans le puits.

Malgré les bons résultats obtenus, Cette proposition reste la moins recommandée à cause des problèmes qui peuvent être rencontrés.

5.4.4. Changement de la taille des tiges de forage

Les tiges de forage est un tube qui sert au forage, au déplacement et au transfert de poids vers l'outil de forage et au transport des fluides de forage.

Pour la dernière solution, on a proposé de garder la même boue avec la densité suggérer par le client, mais en utilisant une garniture de forage de 4 pouces au lieu de 3 ½.

Results		
Pressure		
Drill String	1104	psi
Motor / MWD	0 / 1388	psi
Bit	142	psi
Bit On/Off	100	psi
Annulus	689	psi
Surface Equip	19	psi
U-Tube	-96	psi
Total	3404	psi
Equivalent Density		
@ Casing Shoe		
ESD	1.641	sp.gr.
ECD	1.772	sp.gr.
ECD + Cut	1.773	sp.gr.
@TD		
ESD	1.642	sp.gr.
ECD	1.787	sp.gr.
ECD + Cut	1.788	sp.gr.

Figure 5-9 : Résultat de la perte de charge de changement de la garniture de forage.

Cette solution montre une diminution des pertes de charges dans la tige de forage de 6% comparé au cas initial, ce qui représente un bon rendement vu que les pertes générées à cette section sont les plus importantes (voir l'annexe 14)

5.5. Interprétation des résultats

- Pour la 1^{ère} solution consistant à utiliser une HPWBM avec une densité de 1,66 sg, la perte de charges est réduite jusqu'à 3412 psi ; soit 1720 psi de différence par rapport au cas initial ou la perte de charges atteignais 5132 psi, et 1088 psi par rapport à la limite des pompes et équipements de surface qui est de 4500 psi,
- Pour la 2^{ème} solution se basant sur la diminution de la densité ; soit travailler avec une OBM de densité de 1,50 sg, la simulation nous donne une perte de charges de 4714 psi, soit 418 psi de différence par rapport au cas initiale, ce qui génère également un excès de perte de charges de -214 psi par rapport à la limites des équipements,
- Pour la 3^{ème} solution, on a suggéré de couper le casing, cela a induit une perte de charges de 3549 psi ; soit 1583 psi de différence par rapport au cas de référence, et 951 psi par rapport à la limitation citée précédemment,
- La 4^{ème} solution repose sur le changement de la garniture de forage comme expliqué ci-dessus, cette solution a fait diminuer la perte de charges jusqu'à 3404 psi, soit 1728 psi par rapport au cas initial, et 1096 psi par rapport à la limite des équipements.

Ces résultats sont regroupés dans le tableau suivant :

Tableau 5-1 : Résultat obtenue par la simulation via logiciel

Les solutions	Perte de charge ΔP (psi)	$\Delta P - \Delta P_{\text{initial}}$ (psi)	$\Delta P - \Delta P_{\text{équipements}}$ (psi)
L'utilisation de la boue HPWBM	3412	1720	1088
Diminution de la densité	4714	418	-214
Coupage de casing	3549	1583	951
Changement de la tige de forage	3404	1728	1096

5.6. Choix des solutions

En analysant les résultats, on remarque que la 2^{ème} solution consistant à diminuer la densité de l'OBM ne peut être appliquée vu que la perte de charges résultantes dépasse toujours la limitation des pompes et équipements de surface

La 3^{ème} solution (casing design) est la moins désirée à cause de son impact sur :

- L'intégrité du puits de forage et le réservoir : quand on coupe le casing cimenté, on risque d'avoir une interaction entre le ciment et l'espace annulaire, ou même un risque d'invasion de fluide dans la formation,
- La stabilité du ciment : s'il y a une mauvaise cimentation dans le puit, on risque d'avoir un éboulement du ciment dans l'annulaire,
- Le nettoyage de puit de forage : le ciment est très lourd, la mauvaise cimentation peut produire un émiettement de ciment dans l'espace annulaire ce qui empêche la boue de circulation d'assurer la remonté de ces débris jusqu'à la surface, cela peut provoquer un coincement dans le puits.

5.7. Analyse des résultats

La solution de la boue HPWBM est l'une des solutions potentielles à adapter pour les puits OMK60 et OMO741 vu les bons résultats obtenus.

Néanmoins, elle est considérée coûteuse ce qui empêche son utilisation pour tous les puits de Hassi Messaoud à long terme. Pour la dernière proposition, l'utilisation de la garniture de forage décrite précédemment assure la meilleure diminution des pertes de charges pour les deux puits étudiés.

Du point de vue pratique, on peut stipuler que c'est la solution qui nous sera le plus utile niveau coût et rentabilité des résultats.

Une dernière solution peut être proposée pour qu'elle soit appliquée pour les nouveaux puits programmés à être foré verticalement est bien l'installation d'un liner de type tieback.

5.7.1. Synthèse

Pour le puits OMK60, tenant compte des problèmes qu'il présente au niveau de la cimentation du dernier casing, on se trouve avec deux solutions applicables : le changement de la boue OBM avec une HPWBM de même densité (1,5 kg/l) ou l'utilisation d'une garniture de tiges de forage de 4".

Pour le puits OMO741, les mêmes solutions peuvent adaptées à la différence que celui-ci possède une bonne cimentation donc la solution d'enlèvement du casing est appliquée (on ne la recommande pas pour les problèmes qu'elle peut causer, mais peut être une bonne alternative en cas de non disponibilité de la boue HPWBM ou de la garniture de forage requise).

5.8. Conclusion

A travers le puits pilote OMK60 et le 2^{ème} puits OMO741, on a pu extraire les différentes solutions qui peuvent être appliquées pour chaque cas de figure.

En se basant sur les simulations faites par 'Virtual hydraulics' et l'expérience sur OMK60, on est ressortie avec une méthodologie qui sera injectée pour tous les puits de Hassi Messaoud. Ce processus de travail repose sur 3 solutions classées selon leur rendement.

Pour les prochains puits à être foré verticalement, il est recommandé d'utiliser un Tieback afin de pouvoir l'enlever pour augmenter le diamètre plus tard une fois le forage horizontal programmé.

L'utilisation de la garniture à tiges de forage de 4" est également une solution à prendre en considération.

On peut toujours faire recours à la boue HPWBM en cas de non possibilité d'application des deux solutions précédentes.

Cette méthodologie a démontré son efficacité au niveau théorique, reste à l'appliquer sur terrain pour le puits OMO741 avant de la généraliser pour l'ensemble des autres puits.

Conclusion générale et perspectives

Ce document est le fruit d'une vaste recherche et bonne assimilation des notions du forage sur tous les plans : allant du design du tubage à la formulation de la boue de forage.

Le stage effectué à Hassi Messaoud au niveau de M-I SWACO Schlumberger était une bonne occasion pour approfondir les connaissances acquises durant la phase de recherche bibliographique.

Après la phase recherche bibliographique, on est passé à la formulation du problème, phase longue et nécessitant une bonne compréhension de ce qui se passe dans un puits à des profondeurs très importante, dans cette étape, toutes les hypothèses sont posées pour les filtrer par la suite et garder les plus convenable.

Une fois que nous avons bien compris le problème posé, nous avons proposé de changer 4 paramètres principaux : le diamètre à l'intérieur du puits, le diamètre des tiges de forage, la densité et le pourcentage de solides de la boue de forage. Ces paramètres nous ont servis de données d'entrées (inputs) pour les simulations faites avec le logiciel choisi. Les solutions sont toutes les 4 testées et approuvées par ordre de recommandation en se référant aux résultats du logiciel de simulation de M-I swaco appelé 'Virtual hydraulics' et un essai au laboratoire pour formuler la boue proposée.

Enfin, viens l'étape de simulation, où les solutions sont critiquées ou validées en se basant sur les résultats donnés par le logiciel.

Les solutions les plus rentables à long terme sont : l'utilisation d'un tieback pour les puits qui ne sont pas encore forés, ou procéder aux forages horizontaux avec des tiges de forage de 4 pouces pour les puits verticaux déjà forés. Toutes ces approches vont assurer une meilleure diminution des pertes de charges.

Toujours dans le même aspect, nous avons proposé des solutions pour le puits OMK60 malgré tous les problèmes qu'il contient, citons à titre d'exemple les divers coincements (différentiels et mécaniques) auxquels les ingénieurs du terrain sont confrontés.

Comme notre méthodologie ne dépend pas de la géologie de la zone, elle est applicable non seulement pour les puits de l'Algérie, mais également ceux du nord d'Afrique qui présente le même problème, on cite à titre d'exemple la Lybie et le Maroc.

Néanmoins le travail peut être continuer pour prendre en considération bien d'autre problèmes notamment le coincement qu'on a signalé précédemment.

Conclusion générale et perspective

Enfin, ce projet a été notre chance pour démontrer nos capacités d'assimilation et de compréhension en tant qu'ingénieurs et qui nous ont permis de nous intégrer dans un domaine aussi complexe en peu de temps, mais surtout de démontrer nos compétences d'analyse et de contrôle de situations qui nous ont aidés à bien réaliser ce modeste travail.

Références bibliographiques

BUSCALL, J ; WHITE, L et SCHLUMBERGER, C. *Le forage aujourd'hui : Opérations spéciales*. Editions Technip 3. Paris : institut français de pétrole, 1970, 337 p. ISBN 2-7108-0132-9.

COMITE DES TECHNICIENS DE LA CJMABRE SYNDICALE DE LA RECHERCHE ET DE LA PRODUCTION DE PETROLE ET DU GAZ NATUREL. *Drilling mud and cement slurry rheology manuel*, 1982, Technip, Paris: 107p, ISBN 978-94-010-9248-7.

DWIGHT, K. *Cementing*. USA : SPE, Richardson TX, 1989, 254 p, ISBN 978-1- 55563-006-5.

GARCIA, C ; PARGIOT, P. *Boues de forage*. Editions Technip. Paris : Institut français de pétrole Rueil-Malmaison, 1968, 188 p. ISBN 2.7108-0246-5.

GARCIA, C. *Le forage aujourd'hui : Méthodes de forage*. Editions Technip 1, Paris : institut français de pétrole, 1969, 267 p. ISBN 2-7108-0125-6.

GRONDIN, F. *Les outils de forage*. Seconde Edition. Algérie : SONATRACH, 2004, 258 p.

KHODJA, Mohamed. *Etude des performances et considérations environnementales* [en ligne]. Thèse de doctorat : Génie des Procédés et de l'Environnement. Toulouse : [consulté le 15/02/2008]. Disponible sur : < <https://oatao.univ-toulouse.fr/7728/1/khodja.pdf> >, 288 pages.

NELSON, C; ERIK, B; SCHLUMBERGER, C. *Well Cementing*. Second Edition. Texas : 2006, 799 p, ISBN-13: 978-097885300-6.

NGUYEN, J. *Technique d'exploitation pétrolière : Le forage*. Editions Technip. Paris : Rueil-Malmaison, 1993, 378 p. ISBN 2-7108-0631-2.

RYAN, C ; CHILLINGAR, V. *Drilling fluids : state of the art*. Edition 2. Russie: Journal of petroleum science and engineering 14, 1996, 754 p. ISBN 978-0444421777.

SIDOROV, N. *Forage et exploitation des puits de pétrole et de gaz*. Editions Mir 2. Moscou : Pervi Rijski péréoulok, 1982, 383 p.

SLIMANI, A ; DADOU, S. *Les modules du forage*. Edition 1. Algérie : SONATRACH, 2006, 315p.

SZEZUKA, J. *Forage dirigé Ingénierie et méthodes*. Editions 3. France : ENSPM formation de l'industrie, 2004, 251 p.

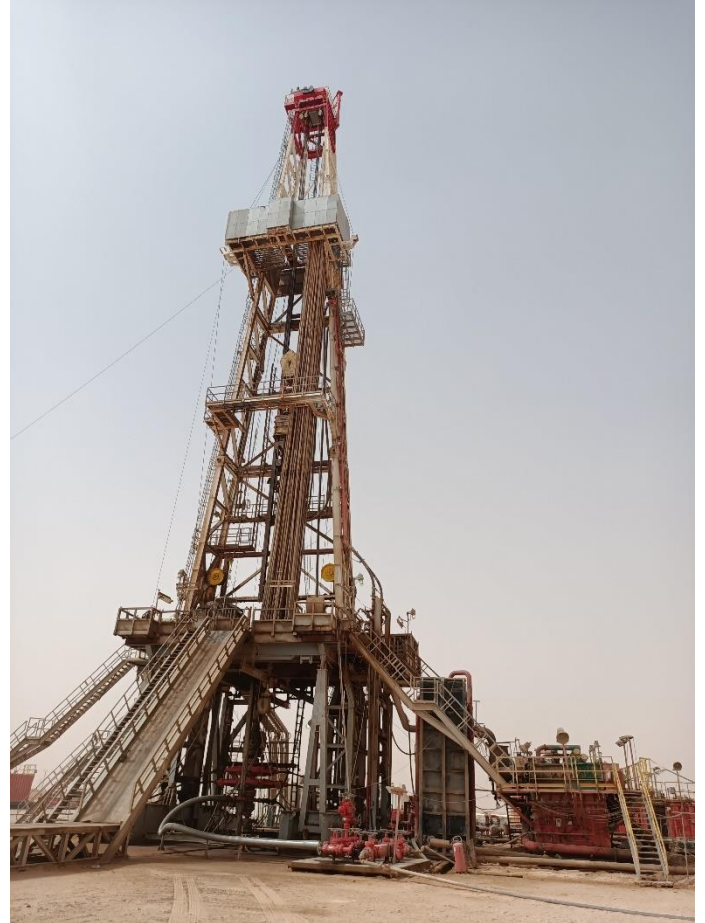
VAUSSARD, A ; MARTINJ, M. *An experimental study of drilling fluids dynamic filtration*. New Orleans : SPE, 1970, 154 p.

ZAMORA, M; SANJIT, R ; SLATER, K. *American Association of Drilling Engineers: Comparing a Basic Set of Drilling Fluid Pressure-Loss Relationships to Flow-Loop and Field Data*. Texas: the Houston, 2006, 202p.

Annexes



Annexe 1 : Manifold (Source : SAHLI & TOUNSI)



Annexe 2 : L'appareil de forage ; Derrick (Source : SAHLI & TOUNSI, 2021)



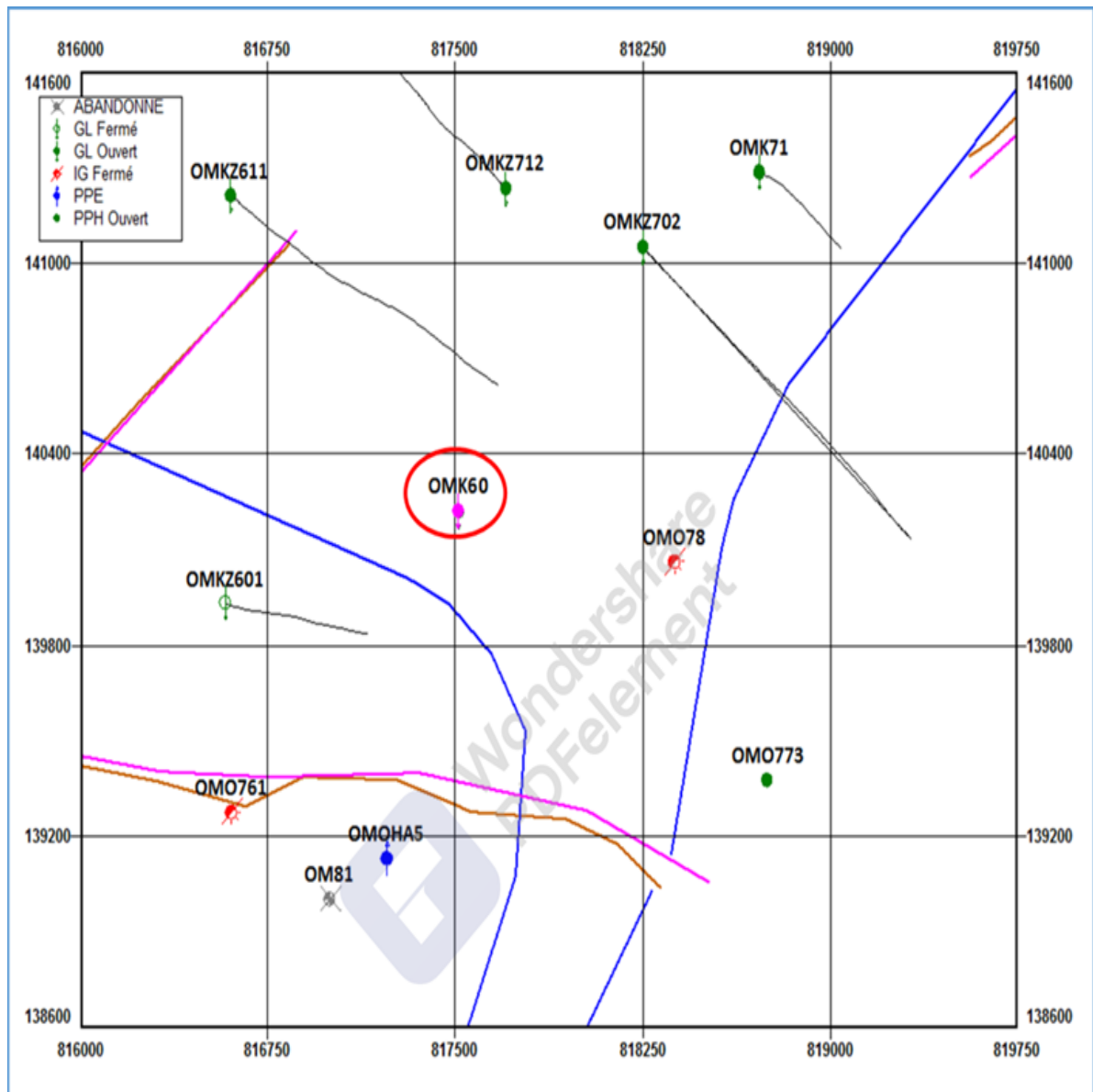
Annexe 3 : Les déblais de forage (Source : SAHLI & TOUNSI)



Annexe 4 : L'outil de forage à diamant (Source : Guide de Schlumberger, 1998).



Annexe 5 : L'outil de forage à molette (Source : Guide de Schlumberger, 1998)



Annexe 6 : Positionnement du puits OMK 60 (Source : Guide de Schlumberger, 1998)



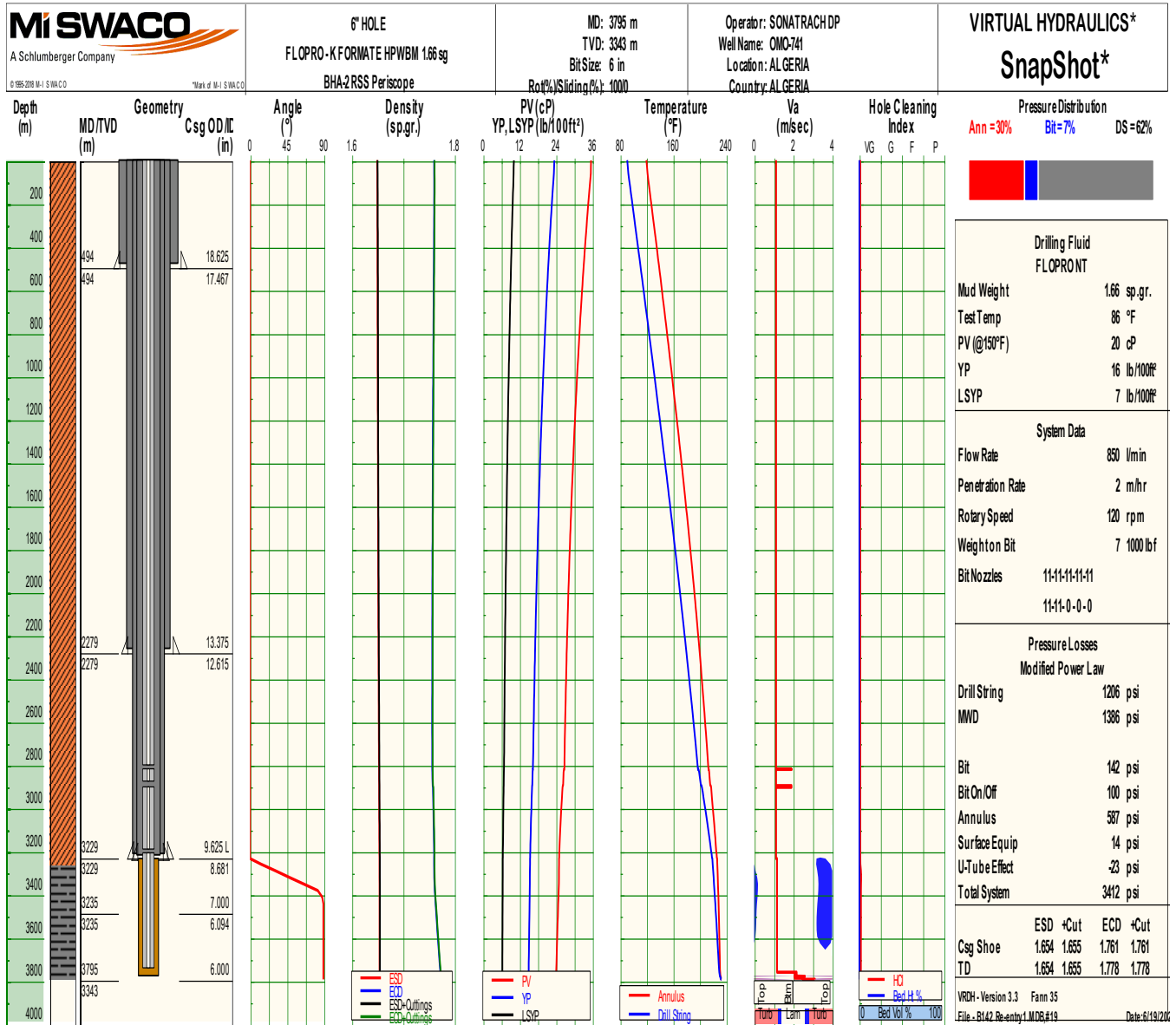
Annexe 7 : Photos prise sur le site du puits OMK 60 (Source : SAHLI & TOUNSI)



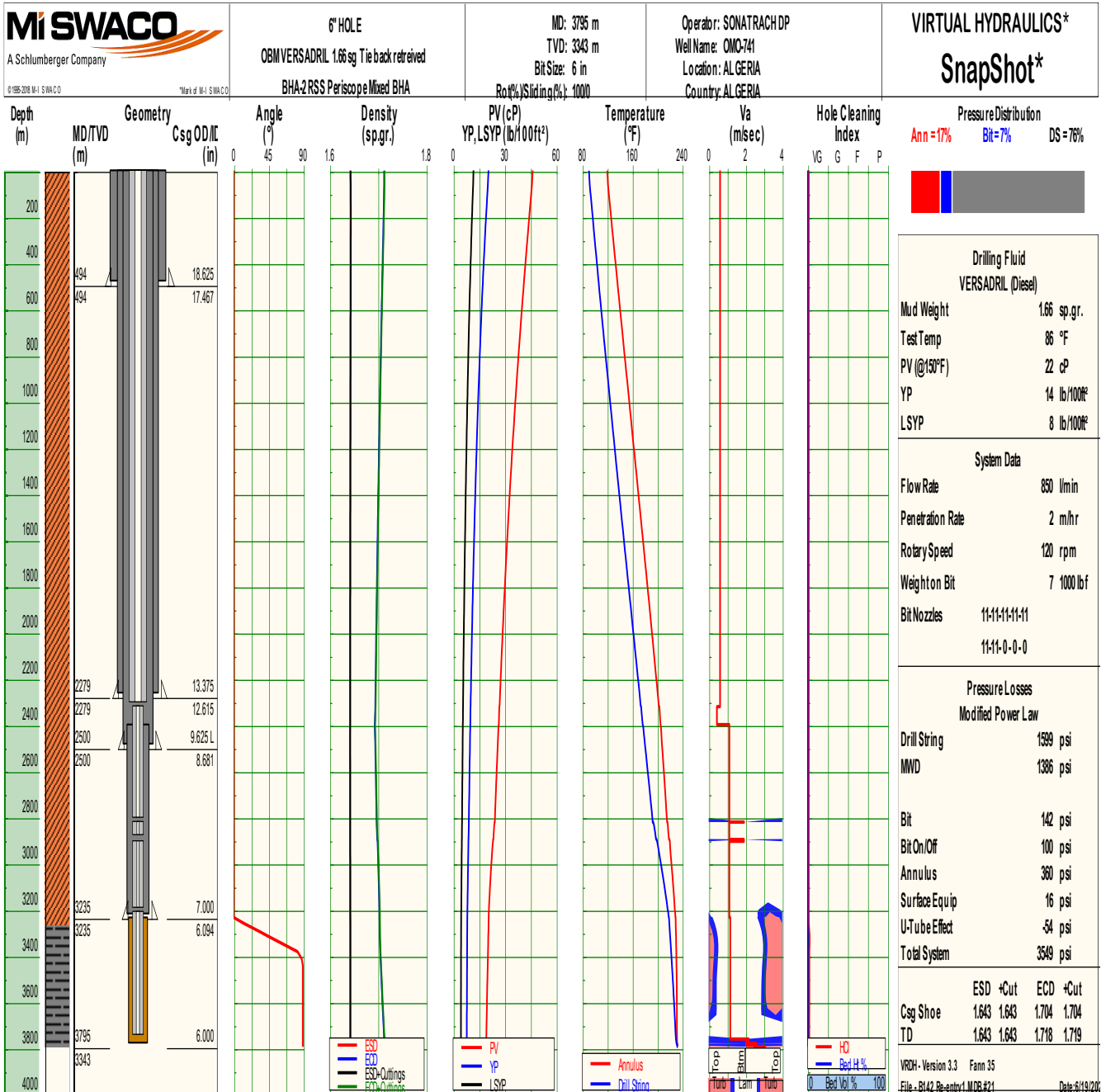
Annexe 8 : Flexible d'injection de la boue (Source : SAHLI & TOUNSI, 2021).

<ul style="list-style-type: none"> Main Screen File Manager VRDH <ul style="list-style-type: none"> Well Geometry Bit Nozzles Input Data Flow Rate Directional Profile Drilling Fluid Input Data Temperature Profile Virtual Rheology Input Data Lithology Input Data VRDH Input Data VRDH Results Interactive Results TripPro VH RHECON VH PLAN OptiPro CleanPro Parametric Analysis DPro DirPro TPro Virtual Rheology VolPro Leak Off Test Pressure Build-Up VCTH - Coil Tubing TripPro - Coil Tubing VH RHECON - Coil Tubing CleanPro - Coil Tubing Parametric Analysis - Coil Tubing Utilities 	<ul style="list-style-type: none"> Main Screen File Manager VRDH TripPro <ul style="list-style-type: none"> Well Geometry Bit Nozzles Input Data Flow Rate Directional Profile Drilling Fluid Input Data Temperature Profile Virtual Rheology Input Data Lithology Input Data VRDH Input Data TripPro Input Data Auto Liner Input Data TripPro Single Stand TripPro Results VH RHECON VH PLAN OptiPro CleanPro Parametric Analysis DPro DirPro TPro Virtual Rheology VolPro Leak Off Test Pressure Build-Up VCTH - Coil Tubing TripPro - Coil Tubing VH RHECON - Coil Tubing CleanPro - Coil Tubing Parametric Analysis - Coil Tubing Utilities 	<ul style="list-style-type: none"> Main Screen File Manager VRDH TripPro VH RHECON <ul style="list-style-type: none"> Well Geometry Bit Nozzles Input Data Flow Rate Directional Profile Drilling Fluid Input Data Temperature Profile Virtual Rheology Input Data VRDH Input Data Spacer Fluids Design VH RHECON Input Data VH RHECON Results VH PLAN OptiPro CleanPro Parametric Analysis DPro DirPro TPro Virtual Rheology VolPro Leak Off Test Pressure Build-Up VCTH - Coil Tubing TripPro - Coil Tubing VH RHECON - Coil Tubing CleanPro - Coil Tubing Parametric Analysis - Coil Tubing Utilities 	<ul style="list-style-type: none"> Main Screen File Manager VRDH TripPro VH RHECON VH PLAN OptiPro CleanPro Parametric Analysis <ul style="list-style-type: none"> Well Geometry Bit Nozzles Input Data Flow Rate Directional Profile Drilling Fluid Input Data Temperature Profile Virtual Rheology Input Data VRDH Input Data Parametric Analysis DPro DirPro TPro Virtual Rheology VolPro Leak Off Test Pressure Build-Up VCTH - Coil Tubing TripPro - Coil Tubing VH RHECON - Coil Tubing CleanPro - Coil Tubing Parametric Analysis - Coil Tubing Utilities 	<ul style="list-style-type: none"> Main Screen File Manager VRDH TripPro VH RHECON VH PLAN OptiPro CleanPro Parametric Analysis DPro DirPro TPro Virtual Rheology VolPro Leak Off Test Pressure Build-Up VCTH - Coil Tubing <ul style="list-style-type: none"> Coil Tubing Input Data Well Geometry Bit Nozzles Input Data Flow Rate Directional Profile Drilling Fluid Input Data Temperature Profile Virtual Rheology Input Data Lithology Input Data VCTH Input Data VCTH Results Interactive Results TripPro - Coil Tubing VH RHECON - Coil Tubing CleanPro - Coil Tubing Parametric Analysis - Coil Tubing Utilities
<p>Hydraulics Analysis</p>	<p>Surge/Swab Analysis</p>	<p>Transient reconnaissance</p>	<p>Parametric Analysis</p>	<p>Coiled-Tubing Analysis</p>

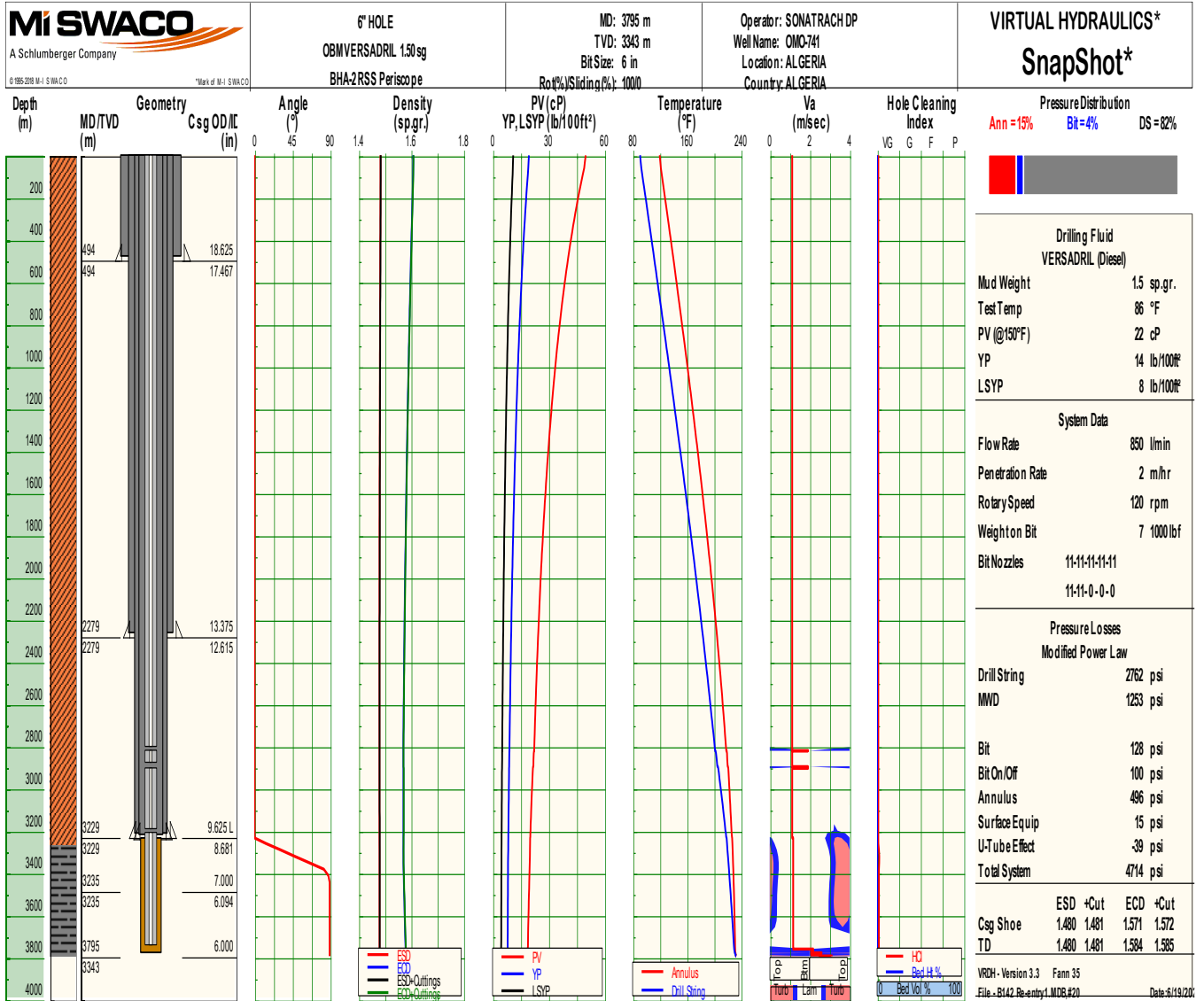
Annexe 9 : Les modules du logiciel Virtual hydraulics



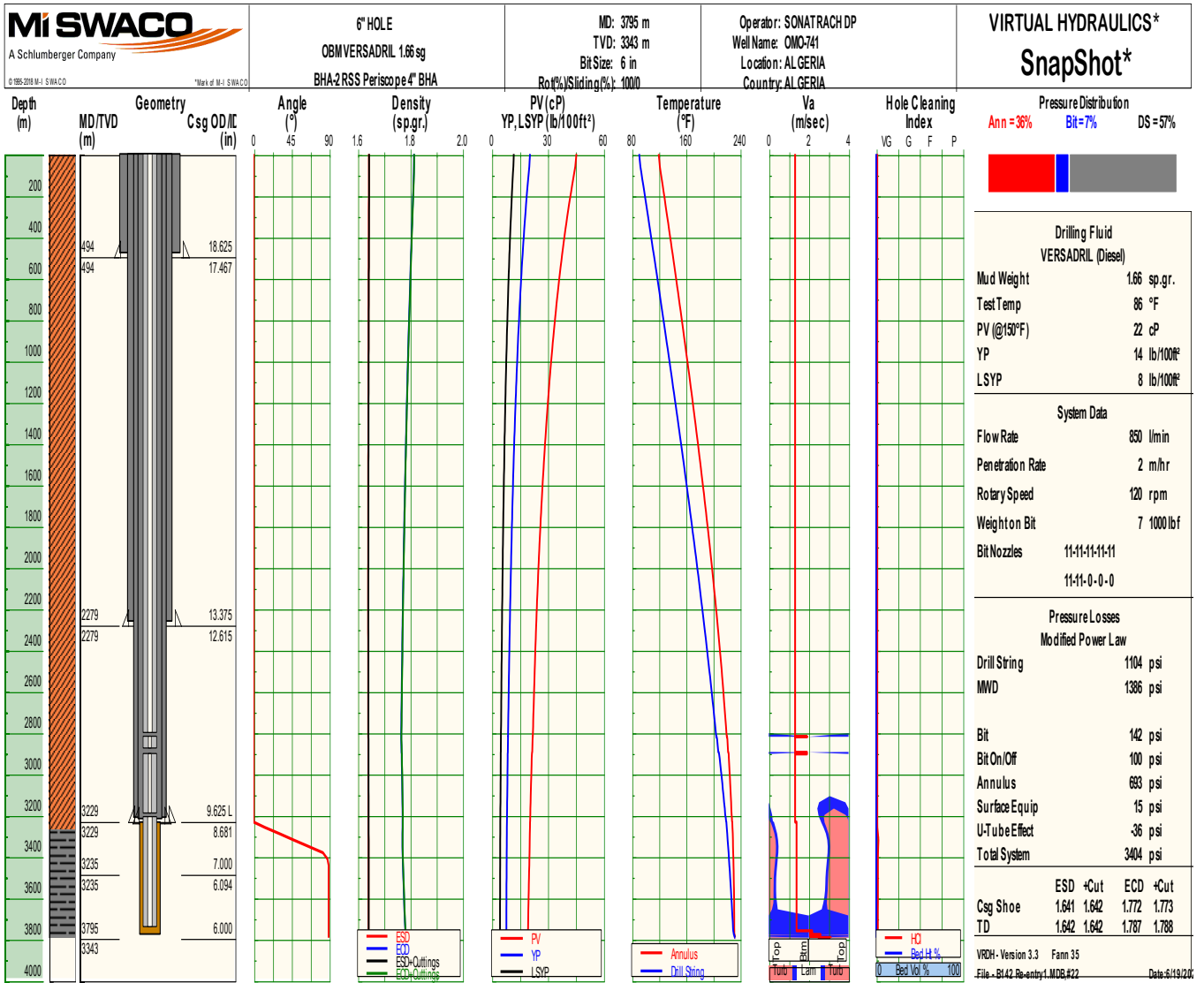
Annexe 11 : Figure illustrant les résultats de simulation avec une boue HPWBM de densité de 1,66 kg/l.



Annexe 12 : Figure illustrant les résultats de simulation en éliminant le casing



Annexe 13 : Figure illustrant les résultats de simulation en utilisant la boue OBM de densité de 1,50 kg/l.



Annexe 14 : Figure illustrant les résultats de simulation en utilisant des tiges de forage de 4 pouces.