

République Algérienne Démocratique et Populaire
الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
École Nationale Polytechnique



Département Hydraulique
Laboratoire de Recherche des Sciences de l'Eau

Mémoire de Projet de Fin d'Etudes

Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'État en Hydraulique

Étude de performance de la boue de forage dans la
phase 16'' la région de Hassi Messaoud

Réalisé par :

M. Cheyma Boudjefdjouf M. Fatma zohra Safar Remali

Soutenu le 03 Juillet 2024, Devant le jury composé de :

Mme S. BENMAMAR :	Pr	ENP	- Président
M S. BENZIADA :	MAA	ENP	- Encadrant
M S. LABNI :	Ingénieur	SONATRACH	- Co-encadrant
M R. MESSAHLI :	MAA	ENP	- Examineur
Mme K. IKHELEF :	MCB	ENP	- Examineur

ENP 2024

République Algérienne Démocratique et Populaire
الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
École Nationale Polytechnique



Département Hydraulique
Laboratoire de Recherche des Sciences de l'Eau

Mémoire de Projet de Fin d'Etudes

Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'État en Hydraulique

Étude de performance de la boue de forage dans la
phase 16'' la région de Hassi Messaoud

Réalisé par :

M. Cheyma Boudjefdjouf M. Fatma zohra Safar Remali

Soutenu le 03 Juillet 2024, Devant le jury composé de :

Mme S. BENMAMAR :	Pr	ENP	- Président
M S. BENZIADA :	MAA	ENP	- Encadrant
M S. LABNI :	Ingénieur	SONATRACH	- Co-encadrant
M R. MESSAHLI :	MAA	ENP	- Examineur
Mme K. IKHELEF :	MCB	ENP	- Examineur

ENP 2024

هدف هذه الدراسة هو مقارنة أنواع مختلفة من سوائل الحفر لتكوينات المرحلة 16 بوصة في حقل حاسي مسعود، مع التركيز على معدل الاختراق (ROP)، والجوانب التشغيلية الاقتصادية والبيئية لاختبار السائل الأكثر كفاءة. تدرس الدراسة أيضًا انتفاخ الطين باستخدام Glo Polyamine. حيث تُظهر النتائج أن السوائل القائمة على الزيت (OBM) توفر معدل اختراق أعلى وتدير انتفاخ الطين بشكل فعال، ولكنها تحمل مخاطر بيئية. بالمقابل، توفر السوائل المائية عالية الأداء (HPWBM) المحسنة فوائد بيئية واقتصادية أفضل.

الكلمات المفتاحية سائل الحفر، الحفر، معدل الاختراق، الأداء، سائل الحفر المعتمد على الماء، سائل الحفر المعتمد على الماء عالي الأداء، سائل الحفر المعتمد على الزيت

abstract

The objective of this study is to compare different types of drilling fluids for the 16-inch phase formations in the Hassi Messaoud field, focusing on ROP, and the operational, economic, and environmental aspects in order to select the most efficient and suitable fluid. The study also investigates clay swelling using Glo Polyamine 2000. Results indicate that oil-based muds (OBM) offer higher ROP and effectively manage clay swelling, but pose environmental risks. In contrast, optimized high-performance water-based muds (HPWBM) provide superior environmental and economic benefits.

Keywords : mud, drilling, penetration rate, performance, Water-Based Mud, High-Performance Water-Based Mud, Oil-Based Mud.

Résumé

L'objectif de cette étude est de comparer différents types de fluides de forage pour les formations de la phase 16 pouces dans le champ de Hassi Messaoud, en mettant l'accent sur le taux de pénétration (ROP) et les aspects opérationnels, économiques et environnementaux afin de sélectionner le fluide le plus performant. L'étude examine également le gonflement des argiles en utilisant le Glo Polyamine 2000. Les résultats indiquent que les boues à base d'huile (OBM) offrent un ROP plus élevé et gèrent efficacement le gonflement des argiles, mais présentent des risques environnementaux. En revanche, les boues à base d'eau haute performance optimisées (HPWBM) offrent des avantages environnementaux et économiques supérieurs.

Mots clés : boue, forage, taux de pénétration, performance, Boue à base d'eau, boue à base d'eau haute performance, Boue à base d'huile.



Dédicace

À mon premier soutien dans la vie, mon cher **papa**,
Je te dédie ce succès, en espérant qu'il soit un remerciement pour tout ce que tu as offert et sacrifié afin de faire de moi une fille réussie digne de ton nom.
Je prie Dieu de te garder toujours comme un soutien et une épaule sur laquelle je peux me reposer toute ma vie.

À ma chère **maman**,
Mes mots ne suffiront pas pour exprimer toute ma gratitude envers toi. Tu es ma force dans la vie, la source de mon bonheur, celle qui essuie mes larmes dans mes moments de faiblesse, celle qui se réjouit de mes succès, celle qui me protège même de moi-même. Je t'aime, ma chère maman. Que Dieu ne me prive jamais de toi.

Je dédie ce travail à ma chère sœur **Yousra**. J'espère devenir un bon exemple pour toi.

À mes chers frères **Islam**, **Yacoub**, et **Mohamed** le mignon, je vous aime et je prie Dieu de vous protéger pour moi.

Leulmi la lune est belle, n'est-ce pas ?

À ma chère **Chaima** et **Habiba**, mes âmes sœurs, ainsi qu'à mes cousines **Hadeel** et **Hana**. je vous aime et je vous souhaite tout le succès dans vos vies.

À ma chère famille, grand-père, ma grand-mère **Zineb**, tantes et cousines, pour votre soutien et vos encouragements.

cheyma



Dédicace

À ma chère mère,

Les mots ne peuvent exprimer l'étendue de ma gratitude pour les innombrables sacrifices que tu as fait et pour l'amour inconditionnel que tu m'as toujours donné. Ton soutien indéfectible a été la pierre angulaire de mon parcours. Cet accomplissement est autant le tien que le mien.

Ma reconnaissance envers toi est éternelle.

À mon cher père,

Ta sagesse, tes conseils avisés et ta foi inébranlable en moi ont été une source constante de motivation. Tu es mon pilier, mon modèle, et mon inspiration. Je t'aime profondément et te suis éternellement reconnaissante.

À ma merveilleuse tante Assia, son époux Areski et leurs filles,

Merci de m'avoir ouvert votre maison et votre cœur pendant ces cinq dernières années. Votre générosité et votre gentillesse m'ont offert un havre de paix et un lieu où grandir. Votre soutien a été inestimable, et je vous en suis éternellement reconnaissante.

À mes sœurs, Houssna et Anfel,

Vous n'êtes pas seulement mes sœurs mais aussi mes meilleures amies. Votre amour et votre compagnie ont rendu chaque défi plus facile à surmonter et chaque succès plus doux à célébrer.

Je suis béni de vous avoir à mes côtés.

À mes frères, Mohamed et Ibrahim,

Je chéris le temps que nous passons ensemble et le lien que nous partageons. Votre compagnie apporte de la joie dans ma vie, et je vous aime profondément. Merci de faire partie intégrante de mon parcours.



Fatma Zohra

Remerciements

Nos premiers remerciements vont à **Dieu** pour nous avoir bénis et guidés jusqu'à la réalisation de ce travail.

Nous remercions chaleureusement **l'École Nationale Polytechnique d'Alger** pour l'éducation de qualité et les ressources mises à notre disposition, qui nous ont permis de nous développer académiquement et professionnellement.

Nous tenons à exprimer notre gratitude envers l'entreprise **Sonatrach ,division Forage de Hassi Messaoud** pour nous avoir offert l'opportunité de réaliser notre projet au sein de leur organisation.

Un grand merci à notre encadrant d'école, Mr.**BENZIADA salim**, et à notre encadrant en entreprise Mr **samir.L** pour leurs précieux conseils et leur accompagnement tout au long du projet.

Nous tenons à exprimer notre gratitude envers Monsieur **Farid .H** pour son aide précieuse

Un grand merci également à l'équipe d'ingénieurs de la division Forage, notamment **Lakhdar.O**, **Amina.A** et **Lounas.R** pour leur gentillesse et leur assistance inestimable.

Nous souhaitons exprimer notre profonde gratitude aux membres du jury, **Mme S. BENMAMAR**, **M. R. MESSAHLI** et **Mme K. IKHELEF**, pour leur temps, leurs critiques constructives et leurs encouragements tout au long de notre projet.

Table des matières

Liste des tableaux	
Liste des figures	
Liste des sigles et acronymes	
Introduction générale	14
Chapitre 1: Le forage dans la Phase 16'' de Hassi Messaoud	16
1.1 Introduction	17
1.2 La direction des opérations de forage HMD :	17
1.2.1 L'Organigramme de la direction des opérations de forage HMD :	18
1.3 Historique du champ de HASSI MESSAOUD	18
1.4 Les phases forage de la région HMD	19
1.5 Localisation géographique	20
1.6 Situation géologique du champ de HMD	21
1.6.1 Structure	21
1.6.2 Stratigraphie du champ de HMD	23
1.6.3 Description litho-stratigraphique de la phase 16" du champ HMD	23
1.7 Aspects hydrogéologiques du bassin D'Amguide MASSOUD	25
1.8 Influence géologique sur les fluides de forage dans la phase 16"	26
1.9 Concepts fondamentaux du Forage	27
1.9.1 Mécanismes de forage	27
1.10 La fonction rotation	28
1.10.1 Top drive :	29
1.10.2 L'outil de forage :	29
1.11 Fonction levage	30
1.11.1 Le mât [mast]	31
1.11.2 le treuil de levage avec moufle	31
1.12 Pompage de la boue	33
1.12.1 Système de pompage	34
1.13 Le tubage et la cimentation	35
1.13.1 Tubage	35

1.13.2	La cimentation	35
1.14	Problématique	37
1.14.1	Analyse du nombre de puits selon le type de fluide de forage	37
1.15	Conclusion	38
Chapitre 2: Généralités sur les Fluides de Forage		40
2.1	Introduction	41
2.2	La boue [KHODJA 2008]	41
2.3	Rôle du fluide de forage [KAUCHE 2014; BENAÏSSA 2014]	42
2.3.1	Nettoyage des trous	42
2.3.2	Refroidir et lubrifier l'outil de forage et la garniture	42
2.3.3	Transmettre l'énergie	43
2.3.4	Alléger la garniture de forage	43
2.3.5	suspension des déblais pendant l'arrêt de circulation	43
2.3.6	Empêcher les venus de gaz et de l'eau	43
2.3.7	Prévoir du cavage et maintenir les parois des puits	43
2.4	Classification des Fluides de Forage	44
2.4.1	WBM	45
2.4.2	OBM	46
2.4.3	Fluides pneumatiques	48
2.5	Les propriétés de la boue	48
2.5.1	La rhéologie	48
2.5.2	Densité	55
2.5.3	La filtration des fluides de forage	57
2.5.4	Ratio eau-huile	57
2.5.5	Le pH et l'alcalinité des fluides de forage	57
2.5.6	Stabilité électrique	58
2.6	Les problèmes liés aux fluides de forage dans la phase 16"	58
2.6.1	La formation des sels	59
2.6.2	Le gonflement des argiles	59
2.6.3	Schiste éclaté(les venus)	61
2.6.4	Corrosion	61
2.6.5	Les Pertes de circulation	62
2.6.6	Contamination de la boue	64
2.7	Conclusion	65
Chapitre 3: Évaluation des Performances du HPWBM en Laboratoire		66
3.1	Introduction	67
3.2	Configuration Expérimentale	67
3.2.1	Préparation de l'argile	67

3.2.2	Préparation des fluides	69
3.3	Paramètres de Mesure de la Boue	70
3.3.1	Mesure de la Densité de la Boue	70
3.3.2	Détermination des paramètres rhéologiques	71
3.3.3	Détermination de la filtration de la boue	72
3.4	Essais de Gonflement de l'Argile	72
3.4.1	Détecteur de gonflement linéaire (LSM 2100)	73
3.4.2	Procédure de l'essai	74
3.5	Résultats et interprétations	75
3.6	Conclusion :	79
Chapitre 4: Cas d'Étude : Étude Comparative des Fluides de Forage dans la phase 16"		80
4.1	Introduction	81
4.2	L'analyse des Cinq Puits	81
4.2.1	Les Puits Forés avec HPWBM	81
4.2.2	Le puit foré avec OBM	83
4.3	Comparaison des performances opérationnelles	83
4.3.1	Évaluation du taux de pénétration ROP	84
4.3.2	L'analyse des problèmes	85
4.4	Comparaison Économique	88
4.4.1	Résumé des Coûts pour OMPZ-152 (OBM) et OMO-202 (HPWBM)	88
4.4.2	Analyse Comparative	89
4.5	Analyse Comparative de l'impact Environnemental des boues de forage	91
4.5.1	Émission de CO ₂	91
4.5.2	Méthodologie de Calcul	92
4.5.3	Comparaison des Sites de Forage	92
4.5.4	Impact des fluides de forage sur l'aquifère albien à Hassi Messaoud	93
4.6	Conclusion	95
Recommandations		97
Conclusion générale		99
Bibliographie		101
Annexes		103

Liste des tableaux

Tableau 1.1	Lithologie de la phase 16” du champ HMD [KAOUCHÉ 2014]	23
Tableau 2.1	Principaux additifs utilisés dans les fluides de forage [KHODJA 2008]	41
Tableau 2.2	Les liquides de la première et la deuxième génération du SBM [MI SWACO 2006]	47
Tableau 2.3	Les sources de contamination [KAOUCHÉ 2014]	64
Tableau 2.4	Réactions généralisées aux contaminant [KAOUCHÉ 2014]	64
Tableau 3.1	La formulation des fluides utilisés dans le test	69
Tableau 3.2	Les concentrations de GLO POLYAMINE 2000	74
Tableau 3.3	Résultats des mesures des paramètres de HPWBM	75
Tableau 3.4	Résultats des mesures des paramètres de OBM	76
Tableau 3.5	Pourcentage de gonflement	76
Tableau 4.1	les puits étudiés	81
Tableau 4.2	Les problèmes observées dans les Quatre Puits Forés avec HPWBM	82
Tableau 4.3	Tableau comparatif des cinq puits	83
Tableau 4.4	Les concentrations des produits ajoutés	86
Tableau 4.5	Comparaison des coûts entre OMPZ-152 (OBM) et OMO-202 (HPWBM)	88
Tableau 4.6	Différence de coût entre HPWBM et OBM [SONATRACH 2023] .	89
Tableau 4.7	Consommation de carburant et émissions de CO ₂ pour les voyages .	92
Tableau 4.8	Conversion des unités vers le Système International (SI)	103

Liste des figures

Figure 1.1	organigramme de la direction des opérations HMD	18
Figure 1.2	Localisation géographique du champ de HMD	20
Figure 1.3	Situation géologique du champ de Hassi Messaoud	22
Figure 1.4	les aquifères dans le bassin d'Amguid Massaou	26
Figure 1.5	Fonction rotation par table	28
Figure 1.6	top drive	29
Figure 1.7	ENF-47	30
Figure 1.8	Les outils de forage	30
Figure 1.9	Le mât	31
Figure 1.10	Schéma cinématique d'un mécanisme de levage.	32
Figure 1.11	Circuit de la boue (Schlumberger, 1997)	34
Figure 1.12	Pompe de forage	34
Figure 1.13	Tubage	35
Figure 1.14	Procédure de cimentation	36
Figure 1.15	Évolution du nombre total de puits par année	37
Figure 2.1	Classification des fluides de forage	44
Figure 2.2	Les catégories des fluides à base d'eau	45
Figure 2.3	Les modèles rhéologiques	50
Figure 2.4	Fluide newtonien [$\tau = f(\gamma)$]	51
Figure 2.5	Fluide de Bingham [$\tau = f(\gamma)$]	52
Figure 2.6	Etapas de l'écoulement	54
Figure 2.7	Mud window	56
Figure 2.8	Les sels dans la phase	60
Figure 3.2	Compactage des échantillons	68
Figure 3.3	les fluides préparés	69
Figure 3.5	Rhéomètre 35A	71
Figure 3.6	Processus de filtration	73
Figure 3.7	Le LSM 2100	73
Figure 3.8	calibration	74
Figure 3.9	Évaluation Visuelle du Gonflement	77
Figure 3.10	Évolution du Gonflement des Pastilles d'Argile à 72h	78

Figure 4.1	Évaluation du ROP	84
Figure 4.2	ROP Moyenne par Formation	85
Figure 4.3	Avapolyoil(Kg/m ³)	86
Figure 4.4	Coûts des puits HPWBM et OBM avec/sans subvention	90
Figure 4.5	Émission de CO ₂	91
Figure 4.6	Plateforme de forage avec OBM	93
Figure 4.7	Plateforme de forage avec HPWBM	93
Figure 4.8	Impact des OBM et HPWBM sur la Conductivité Électrique et TDS	94

Liste des sigles et acronymes

A.L.A.P	Aussi bas que possible
AFT	Assemblage de fond de trou
API	Institut Américain du Pétrole
BHA	Ensemble fond de trou
BTU	Unité Thermique Britannique
cp	Centipoise
d	Dyne
gal	Gallon
HPWBM	Boue à Base d'Eau Haute Performance
HMD	Hassi Massoud
ID	Diamètre intérieur
LPM	Litres par minute
OBM	Boue à base d'huile
OD	Diamètre extérieur

rpm	Rotations par minute
ROP	Rate of Penetration
SBM	Boue à base synthétique
Sg	Densité spécifique
TVD	Profondeur verticale du puits (m)
TD	Profondeur totale
WBM	Boue à base d'eau
"	pouces

Introduction

Au cœur des opérations de forage dans l'industrie pétrolière et gazière se trouve un élément souvent méconnu mais essentiel : les fluides de forage, également appelés boues de forage. Ces liquides spécialisés jouent un rôle important dans le succès des opérations en assurant la stabilité des puits, l'évacuation des débris de forage, la protection des parois du puits et la facilitation du mouvement des outils de forage.

Ce projet de fin d'étude a pour objectif d'explorer en profondeur le domaine des fluides de forage dans le pôle Nord (Hassi Messaoud), en soulignant leur performance ainsi que les défis associés dans la phase 16 pouces.

À travers cette étude, nous examinerons les divers aspects des boues de forage, depuis leur composition et leurs propriétés jusqu'à leur application pratique sur le terrain.

Pour ce faire, notre étude est structurée en quatre chapitres, chacun se concentrant sur des aspects spécifiques liés aux fluides de forage dans le champ de Hassi Messaoud.

Le premier chapitre offre une vision générale de l'historique du champ de Hassi Messaoud et la problématique associée. Il fournira également un aperçu de la géologie de HMD, en examinant les aspects hydrogéologiques du bassin d'Amguid Massaoud . De plus, il abordera l'influence géologique sur les fluides de forage dans la phase 16", ainsi que les concepts fondamentaux du forage, en décrivant leurs fonctions et les systèmes existants sur les chantiers de forage.

Le deuxième chapitre sera consacré aux boues de forage, en détaillant leurs types, leurs propriétés et les problèmes rencontrés avec les fluides de forage dans la phase 16".

Le troisième chapitre se concentrera sur l'évaluation des performances de HPWBM au laboratoire DFSP à travers un essai de gonflement en utilisant le logiciel LSM, l'analyse des résultats des mesures des paramètres de boue, et l'interprétation des résultats de l'essai.

Enfin, le quatrième chapitre présentera une étude comparative des cinq puits forés dans la zone de HMD en 2023, analysant les problèmes rencontrés, les performances opérationnelles, les coûts économiques et l'impact environnemental.

Chapitre 1

Le forage dans la Phase 16'' de Hassi Messaoud

1.1 Introduction

Le champ pétrolier de Hassi Messaoud, témoigne de l'importance de l'Algérie dans l'industrie pétrolière mondiale. Situé dans le bassin d'Oued Mya, au cœur du Sahara algérien et à environ 800 kilomètres au sud d'Alger, ce vaste champ s'étend sur plus de 1 600 kilomètres carrés. Avec une réserve estimée à près de 6,4 milliards de barils de pétrole, il constitue un pilier de l'économie énergétique nationale.

Les efforts d'exploration entrepris par les géologues et les géophysiciens trouvent leur validation exclusivement à travers le processus de forage. Le forage offre une compréhension approfondie des caractéristiques et du contenu du réservoir, permettant ainsi des décisions éclairées concernant sa viabilité en termes de production. Dans ce chapitre, nous abordons le développement historique et les techniques de forage spécifiques à la Phase 16 de Hassi Messaoud.

1.2 La direction des opérations de forage HMD :

La mission prépondérante de la direction des opérations des HMD consiste à superviser de manière méticuleuse les opérations de forage, englobant à la fois les activités liées au pétrole et au gaz, avant de les transférer habilement à la division production pour exploitation.

Cette direction est méticuleusement structurée en divers pôles de forage et départements, chacun se voyant confier des responsabilités spécifiques. C'est précisément cette synergie et coordination étroite qui demeurent l'élément essentiel pour atteindre ces objectifs ambitieux avec succès.

L'organigramme en figure 1.1 présentant en détail les divers pôles et services de la direction des opérations .

1.2.1 L'Organigramme de la direction des opérations de forage HMD :

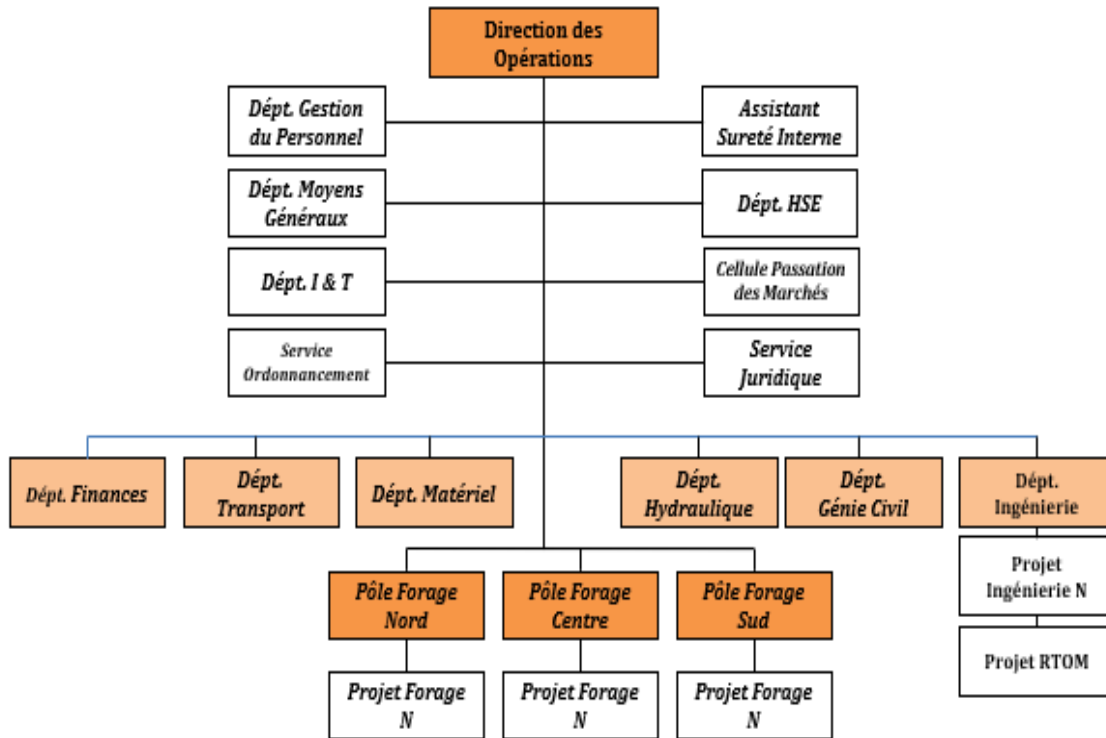


FIGURE 1.1 – organigramme de la direction des opérations HMD

1.3 Historique du champ de HASSI MESSAOUD

Le gisement de Hassi-Messaoud a été découvert par deux compagnies différentes : la CFPA au nord du champ (OM, ON) et la SN.Répal au sud du champ.

En 1946, la SN.Répal a commencé ses recherches dans le Sahara algérien, suivie trois ans plus tard par des prospections géophysiques, notamment une reconnaissance gravimétrique.

En 1951, le premier tir sismique a été réalisé dans la région d'Ouargla. Cette exploration des contours des bassins sahariens a conduit la SN.Répal et son partenaire, la CFPA, à déposer leur première demande de permis de recherche.

Le champ de Hassi-Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par la SN.Répal, avec le premier forage (MD1) amorcé après une campagne sismique de réfraction.

Le 15 janvier de la même année, ce forage a permis de découvrir des grès du Cambrien producteurs de pétrole à 3338 mètres de profondeur.

En mai 1957, à 7 km au nord-ouest de MD1, la CFPA a confirmé l'existence d'un gisement par le forage OM1.

Entre 1959 et 1964, 153 puits ont été mis en exploitation. Après la nationalisation des hydrocarbures le 24 février 1971, le nombre de forages a continué d'augmenter, atteignant en moyenne 34 puits par an en 1977.

Le gisement a d'abord été développé par des forages verticaux jusqu'à l'année 2000, puis par des forages non conventionnels dans des zones structurellement complexes et des réservoirs de faible qualité matricielle depuis 1997.

La production a été confrontée à plusieurs problèmes, notamment des dépôts de sels d'asphaltènes et des infiltrations de gaz et d'eau d'injection. Les installations en surface comprennent deux complexes industriels permettant de traiter l'ensemble des fluides produits et des fluides d'injection.

1.4 Les phases forage de la région HMD

Certains forages de formations complexes peuvent entraîner la fracturation des roches lorsque la pression hydraulique augmente, tandis que sa baisse peut causer des formations indésirables. Devant ces difficultés, il est essentiel de réaliser des forages distincts pour les deux zones. Cela signifie que la première zone doit être forée, puis le tubage doit être descendu et cimenté. Par la suite, le forage se poursuit en utilisant un outil de diamètre inférieur à celui du tubage, puis en descendant un autre tubage et en le cimentant.

Le forage en plusieurs phases est un processus qui implique à la fois le forage et le tubage, ce qui permet de traiter de manière efficace les formations complexes tout en réduisant les risques.

A Hassi-Messaoud par exemple, on fore les phases suivantes :

- 1ère phase : forage en 26" de 0 à 500 mètres, puis descente et cimentation du tubage 18"5/8,
- 2ème phase : forage en 16" de 500 à 2300 mètres, puis descente et cimentation du tubage 13"3/8,
- 3ème phase : forage en 12"1/4 de 2300 à 3200 mètres, puis descente et cimentation du tubage 9"5/8,
- 4ème phase : forage en 8"1/2 (ou 8"3/8) de 3200 à 3320 mètres, puis descente et cimentation du tubage 7",
- 5ème phase : forage en 6" de 3320 mètres à la fin du forage, puis descente et cimentation du liner 4"1/2.

1.5 Localisation géographique

Le champ de HMD se trouve à environ 850 kilomètres au sud/sud-est d'Alger et à 350 kilomètres de la frontière tunisienne, comme illustré dans la Figure 3.1. Sa position dans les coordonnées Lambert du sud de l'Algérie est la suivante : [SONATRACH ET SCHLUMBERGER, 2007]

X [790 000 - 840 000] à l'est

Y [110 000 - 150 000] au nord

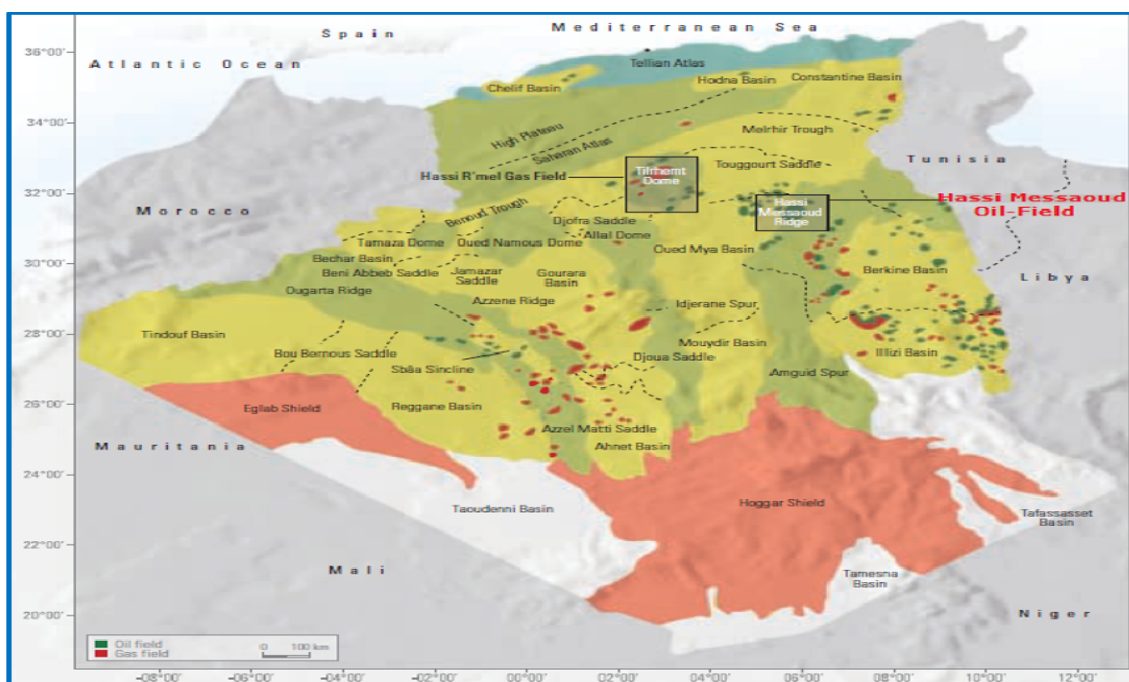


FIGURE 1.2 – Localisation géographique du champ de HMD [SONATRACH ET SCHLUMBERGER 2007]

1.6 Situation géologique du champ de HMD

1.6.1 Structure

Le champ pétrolifère de Hassi Messaoud a une structure en forme de dôme héritée de mouvements géologiques anciens. Ces mouvements étaient très actifs à la fin d'une période appelée le Paléozoïque. À cette époque, l'érosion a progressivement enlevé les couches supérieures des réservoirs de pétrole du centre vers les bords du champ, formant de profondes vallées le long de grandes fractures dans la terre. Ces vallées sont souvent remplies de roches volcaniques.

La région a également subi des inclinaisons géologiques, allant jusqu'à 10 degrés par endroits. Le champ est divisé en sections par des systèmes de failles qui vont principalement du nord-est au sud-ouest. De plus, il y a des fissures dans le sol qui augmentent la perméabilité, ce qui facilite l'extraction du pétrole. Les roches volcaniques, qui sont importantes pour la production de pétrole, se trouvent surtout dans le sud du champ.

La manière dont le champ de Hassi Messaoud est compartimenté a été mise en lumière dans les années 1960, une fois que la production avait commencé. Cette compartimentation est le résultat de différences de pression observées entre les puits voisins, dues à la présence de failles qui peuvent être plus ou moins perméables à la circulation des fluides. Cela a entraîné la division du champ en unités dynamiques appelées "zones productives", où les puits ayant des pressions similaires sont séparés par des zones de failles importantes appelées "interzones". Les zones extérieures correspondent à des secteurs de transition faillés situés sur les flancs du champ.

Le monticule de HMD est le résultat d'une histoire géologique complexe ; il est essentiellement une prolongation de la dorsale d'Amguid El-Biod sur plus de 800 km. Sa structure fait partie d'un ensemble de structures qui forment la province triasique orientale du nord. Du point de vue géologique, le champ est délimité :

- À l'ouest par la dépression de l'Oued Mya.
 - Au sud par la montagne d'Amguid El-Biod.
 - Au nord par la structure de Djammâa-Touggourt.
 - À l'est par les reliefs du Dahar, de Rhourde El-Baguel et la dépression de Ghadamès.
- du coup, Hassi Messaoud fait partie du bassin d'Amguid Massaoud.

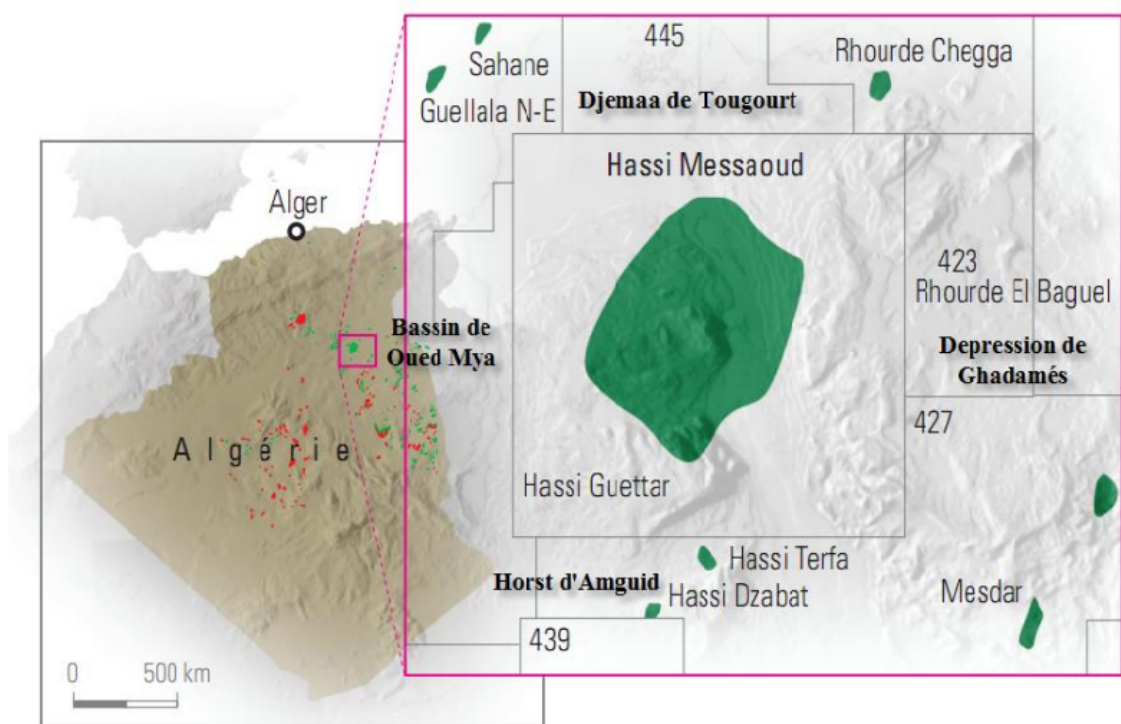


FIGURE 1.3 – Situation géologique du champ de Hassi Messaoud [SONATRACH ET SCHLUMBERGER 2007]

1.6.2 Stratigraphie du champ de HMD

Le tableau ci-dessous présente la lithologie de la phase de forage de 16 pouces dans la région de Hassi Messaoud.

TABLEAU 1.1 – Lithologie de la phase 16" du champ HMD [KAOUCHÉ 2014]

CRÉTACÉ	Sénonien	Anhydritique	Anhydrite, Dolomite & Sel
		Salifère	
		Turonien	Calcaire Crayeux
		Cénomannien	Anhydrite & Argile
		Albien	Grès & Argile Limoneuse
		Aptien	Dolomite
		Barrémien	Schiste & Grès
		Néocomien	Argilite & Grès
JURASSIQUE		Malm	Argile, Calcaire & Grès
	Dogger	Argileux	Schiste & Grès
		Lagunaire	Anhydrite

1.6.3 Description litho-stratigraphique de la phase 16" du champ HMD

La série stratigraphique de l'interphase de 16" du champ pétrolier HMD comprend, de haut en bas, les formations suivantes (e = épaisseur moyenne) :

CRÉTACÉ

1. SÉNONIEN :

- **CARBONATÉ** (e = 107 m) : il se compose de calcaire dolomitique avec de fines couches d'anhydrite.
- **LAGUNAIRE** : un niveau représenté par deux unités avec des faciès lagunaires :

- Le premier est ANHYDRITIQUE, d'une épaisseur moyenne de 219 m ; il est composé d'anhydrite cristalline blanche, de dolomite assez dure, de marne et de calcaire argilo-dolomitique.
 - Le deuxième est SALIFÈRE, d'une épaisseur moyenne de 140 m ; il est composé de sel massif avec des traces d'anhydrite.
2. **TURONIEN** (e = 70 - 120 m) : Il s'agit de formations carbonatées, constituées de calcaire, de craie, de dolomie et de quelques couches argileuses. Il contient un aquifère d'eau salée caractérisé par une odeur sulfureuse, utilisée pour la réinjection.
 3. **CÉNOMANIEN** (e = 145 m) : Il se compose d'une alternance d'anhydrite, d'argile rouge, de marne grise et de dolomie.
 4. **ALBIEN** (e = 350 m) : Il est représenté par des grès et des sables fins avec des intercalations d'argiles limoneuses. L'Albien contient une immense nappe phréatique d'eau douce.
 5. **APTIEN** (e = 25 m) : Il est représenté par deux bancs dolomitiques cristallins encadrant un niveau argileux.
 6. **BARRÉMIEN** (e = 280 m) : Il est constitué de grès carbonatés fins à grossiers avec des passages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argiles sableuses et dolomitiques.
 7. **NÉOCOMIEN** (e = 180 m) : Il comprend deux niveaux, à la base, une couche sableuse constituée de grès et quelques passages d'argiles avec de fines couches de grès, et au sommet, une couche argileuse représentée par des argiles avec de nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.

JURASSIQUE

1. **MALM** (e = 225 m) : Il est caractérisé par des dépôts d'argile et de marne avec des intercalations de bancs de calcaire et de dolomie, accompagnés de quelques traces d'anhydrite. Le MALM commence et se termine par une dalle carbonatée.
2. **DOGGER** :
 - **ARGILEUX** (e = 105 m) : il s'agit d'une série d'argiles limoneuses ou dolomitiques multicolores, avec de fines couches de marne dolomitique et de calcaire argileux.
 - **LAGUNAIRE** (e = 210 m) : il se compose d'alternances d'anhydrite blanche à grise compacte, d'argile, de marne et de dolomie argileuse grise.

1.7 Aspects hydrogéologiques du bassin D'Amguid MASSOUD

Le système aquifère du Sahara septentrional (SASS) s'étend sur une superficie de 1 100 000 km² entre l'Algérie, la Libye et la Tunisie.

Il comprend deux principaux aquifères : le continental intercalaire et le complexe terminal, qui abritent d'importantes réserves évaluées à 30 000 milliards de mètres cubes d'eaux souterraines. Cette accumulation ne peut être expliquée par le climat actuel, car la recharge annuelle est estimée à seulement 1 milliard de mètres cubes.

Diverses thèses ont été avancées concernant la recharge ou la paléorecharge des nappes sahariennes. Certains chercheurs considèrent que les nappes sahariennes sont des fossiles et ne sont plus alimentées de nos jours. D'autres soutiennent que l'alimentation actuelle des nappes se produit lors de conditions climatiques favorables. Les principaux aquifères exploités dans le bassin d'Amguid Massaoud sont :

- * La nappe du complexe terminal(ct) : regroupant les aquifères du Mio-Pliocène, de l'Éocène et du Sénonien carbonaté , cette réserve est facile à exploiter pour satisfaire les besoins en eau industrielle.
- * La nappe du turonien :est constitué principalement des carbonates avec une profondeur moyenne de 800m,elle se caractérisé par des eaux salées.
- * La nappe du continental intercalaire : représentant une nappe artésienne composée de l'Albien et du Barrémien
- * La nappe d'horizon "b" :est une nappe captive a une profondeur qui peut dépasser 2000m non exploitée étant donné la mauvaise qualité chimique de ses eaux (eau fortement salée)

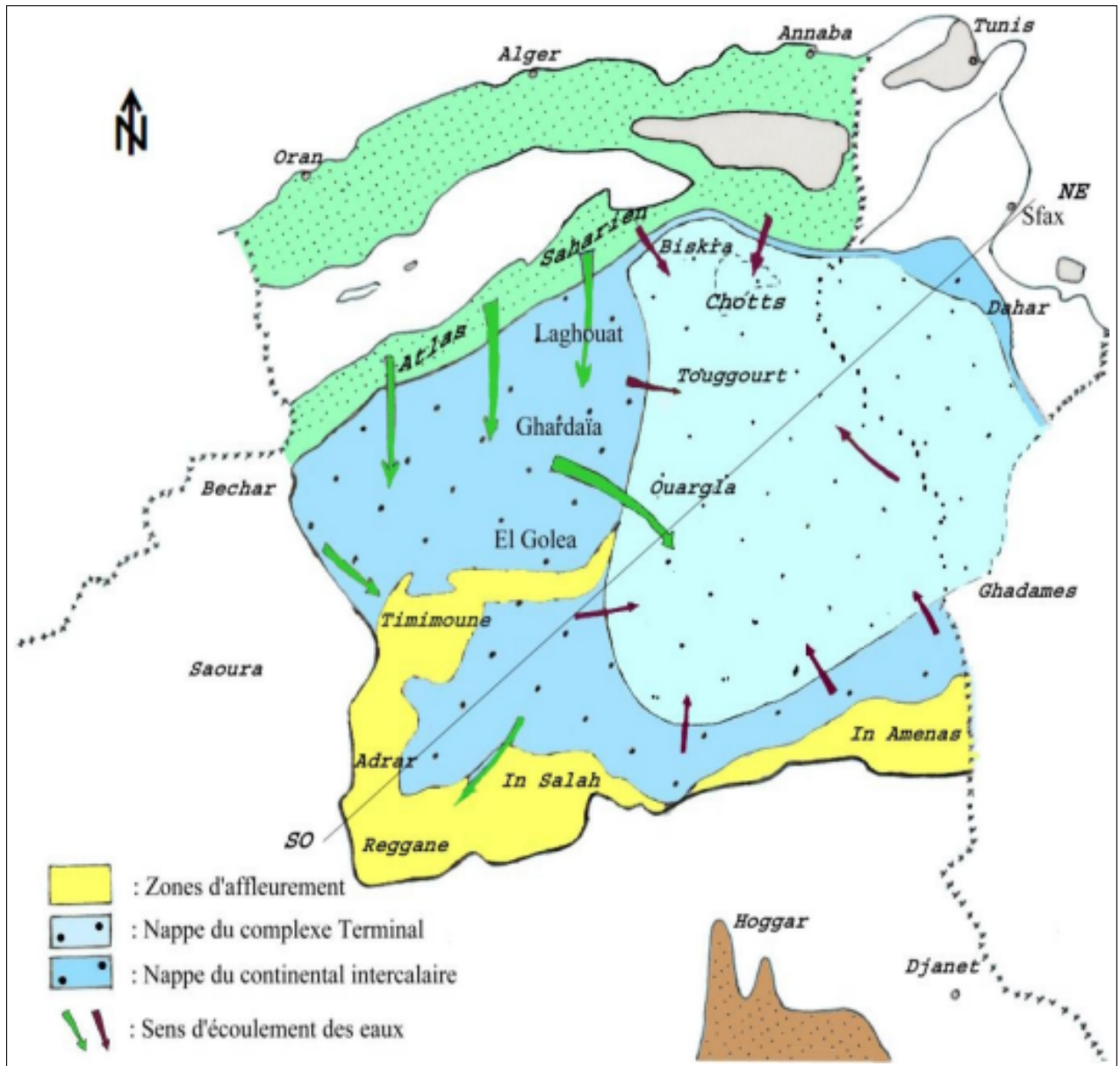


FIGURE 1.4 – les aquifères dans le bassin d’Amguid Massaou
[LAMNIAI 2014]

1.8 Influence géologique sur les fluides de forage dans la phase 16"

La composition géologique de la formation en cours de forage joue un rôle pour comprendre le comportement des fluides de forage et leur performance. Les facteurs géologiques tels que le type de roche, la pression de formation, la température et la présence de minéraux réactifs influent sur les propriétés des fluides.

Par exemple, différentes roches affectent la circulation et la stabilité des boues, tandis que

les variations de pression dictent les besoins en densité des fluides. De plus, les environnements chauds peuvent nécessiter des fluides spécialisés. Comprendre ces facteurs est essentiel pour choisir les bonnes formulations de fluides et optimiser les performances de forage.

La phase 16, généralement entre 500 m et 2300 m, traverse plusieurs couches, y compris l'Albien et les formations anhydritiques. Une maîtrise insuffisante peut entraîner la contamination de la nappe de l'Albien, tandis que les anhydrites sont difficiles à contrôler en raison de leur tendance au gonflement.

1.9 Concepts fondamentaux du Forage

Forer = creuser un trou de forme cylindrique.

En géologie et dans l'industrie pétrolière, le forage est une opération importante visant à explorer et extraire diverses ressources naturelles, notamment l'eau, les minéraux et les hydrocarbures. Le forage pétrolier est une méthode permettant d'atteindre un gisement d'hydrocarbures. Il assure la connexion entre la surface du sol et le fond du gisement au moyen d'un trou comportant plusieurs phases. La plateforme de forage a trois fonctions principales ou systèmes

- * Système de rotation
- * Système de levage
- * Système de circulation

1.9.1 Mécanismes de forage

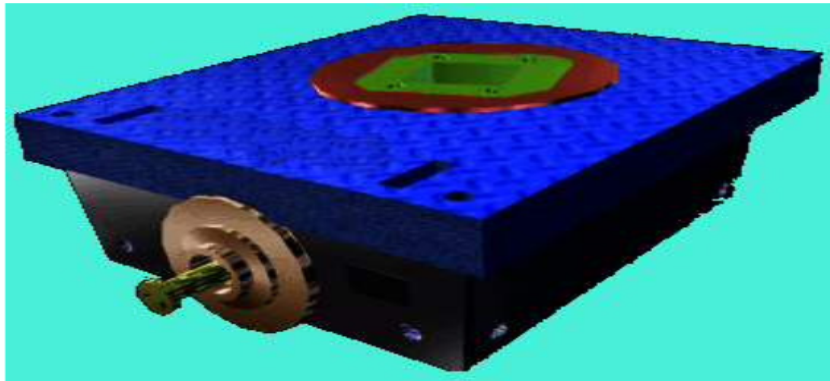
À Hassi Messaoud, la méthode prédominante pour l'extraction pétrolière repose sur les principes de la technique rotative (rotary), mais avec des moyens plus avancés pour une efficacité optimale. Elle est largement préférée dans cette région en raison de sa polyvalence, de son efficacité et de sa capacité à atteindre les gisements d'hydrocarbures enfouis en profondeur dans le sous-sol.

Elle est basée sur la rotation des tiges de forage et la circulation de fluides de forage, tels que la boue à base d'eau ou à base d'huile, pour éliminer les déblais. De plus, le processus comprend l'utilisation de tubages, des tubes métalliques insérés dans le puits de forage, et de cimentation, qui consiste à couler du ciment autour des tubages pour les isoler et renforcer la structure du puits. pour protéger les zones aquifères et empêcher les fuites de gaz ou de pétrole vers la surface.

1.10 La fonction rotation

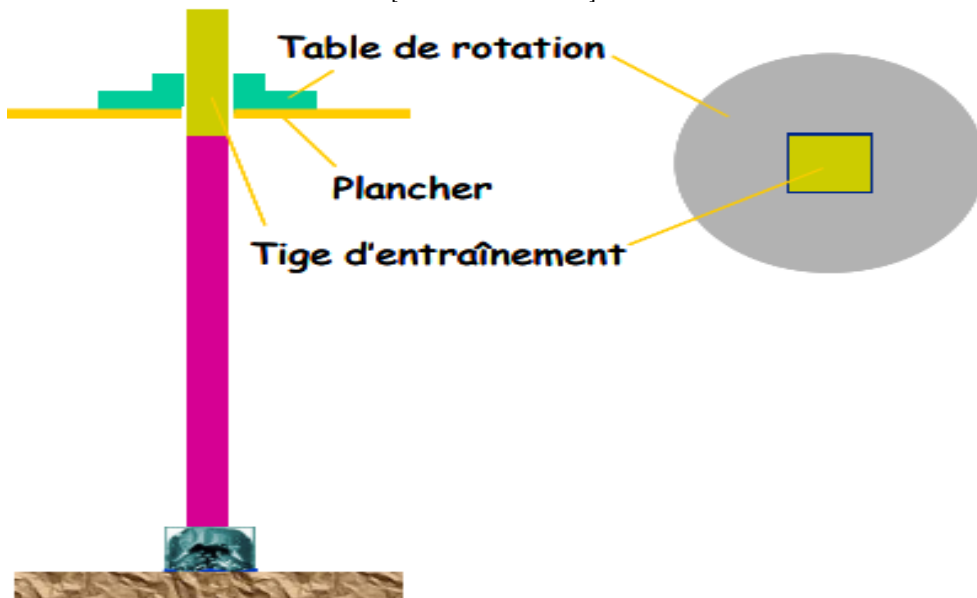
Autrefois, la rotation était assurée par une table de rotation reposé sur la substructure sur laquelle il est solidement fixé . Une tige spéciale, appelée tige d'entraînement (kelly) et de section carrée ou hexagonale, était vissée au sommet des tiges.

La rotation de cette tige était provoquée par la table de rotation, qui possédait un moyeu de même section que la tige d'entraînement. En tournant, cette dernière entraînait toutes les autres tiges depuis le plancher de travail jusqu'à l'outil, au fond du puits.



(a) table de rotation

[SLIMANI 2012]



(b) la tige d'entraînement

FIGURE 1.5 – Fonction rotation par table

[SLIMANI 2012]

Dans les chantiers de Hassi Massaoud, des équipements modernes, appelés "top drives",

ont remplacé ce système. Ces moteurs permettent de faire tourner directement les tiges cylindriques, éliminant ainsi le besoin de la tige d'entraînement et de la table de rotation.

1.10.1 Top drive :

Le top drive représente une tête d'injection motorisée imposante qui, outre l'injection, assure également la rotation de la garniture de forage. Ainsi, il n'est plus nécessaire d'utiliser ni la tige d'entraînement ni la table de rotation pour faire tourner la garniture, car le top drive prend en charge cette fonction.



FIGURE 1.6 – top drive

Ainsi, la rotation des tiges permet de transférer le mouvement à l'outil de forage (trépan), assurant ainsi son actionnement et sa pénétration dans les couches géologiques .

1.10.2 L'outil de forage :

Un outil adapté au forage de sols tendres se dégrade rapidement ou s'use prématurément lorsqu'il est utilisé sur des sols durs. De plus, l'objectif principal est d'optimiser le coût par mètre foré. C'est pourquoi une vaste gamme d'outils, variés en termes de technologies et de performances, est disponible pour répondre à tous les besoins techniques et économiques.

- L'outil à molettes
- L'outil diamant

De plus, pendant le forage, il est possible de procéder aux ajouts non plus simple par simple, mais longueur par longueur. Diverses autres fonctionnalités sont intégrées à cet équipement : les bras de l'élévateur sont articulés hydrauliquement pour faciliter le travail de l'accrocheur, et il est équipé d'une clé automatique ainsi que d'une coulisse intégrée. Des rails disposés le long du mât assurent un guidage précis lors de ses déplacements.

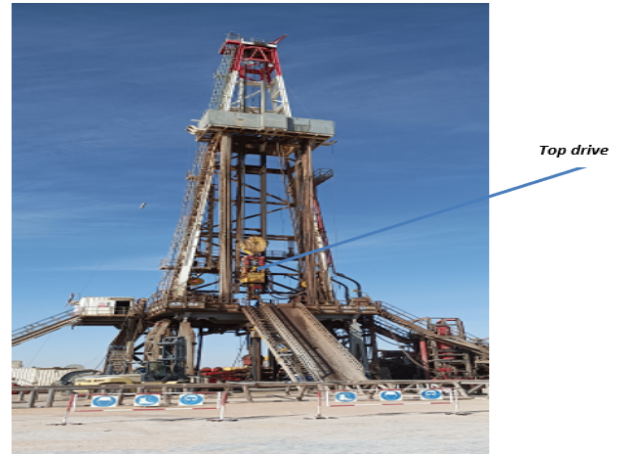


FIGURE 1.7 – ENF-47

- L'outil PDC



(a) outil à moulettes

(b) outil diamant

(c) outil pdc

FIGURE 1.8 – Les outils de forage
[DADDOU s. d.]

1.11 Fonction levage

Pour lever l'ensemble de la garniture de forage, comprenant les tiges, les tiges lourdes et la masse-tiges, une grue de grande capacité est nécessaire, étant donné que ce dispositif peut peser jusqu'à 150 tonnes ou plus. Cette grue est composée du :

1. Mât
2. Treuil
3. Un palan comprenant les mouffes fixe et mobile ainsi que le câble.

1.11.1 Le mât [mast]

C'est le "trépied" qui assure le support du palan. Il a été adopté en remplacement de la tour (derrick) en raison de sa facilité de montage et de démontage.

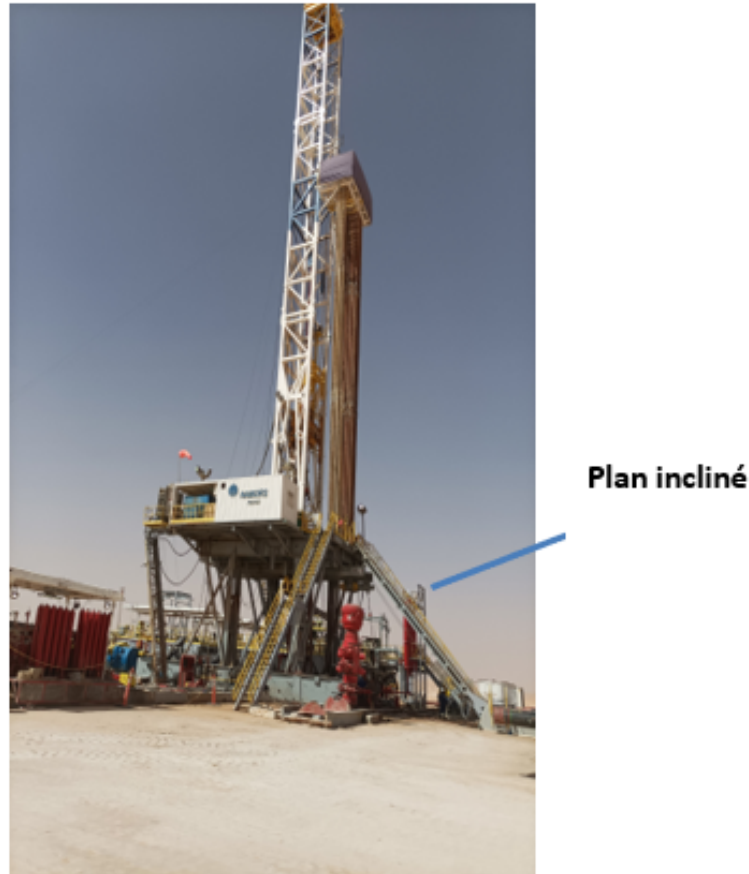


FIGURE 1.9 – Le mât

Au sommet du trépied se trouve le moufle fixe. Une passerelle d'accrochage est située au milieu, servant de lieu de travail pour l'accrocheur qui attache ou détache les sections de tiges pendant la montée ou la descente de l'outil dans le puits. Une autre passerelle, réglable en hauteur et située plus bas, est utilisée pour guider le tubage lors de son insertion et de sa descente dans le puits.

Un plan incliné est conçu pour faire remonter les tiges sur le plancher pour les descendre dans le puits.

1.11.2 le treuil de levage avec moufle

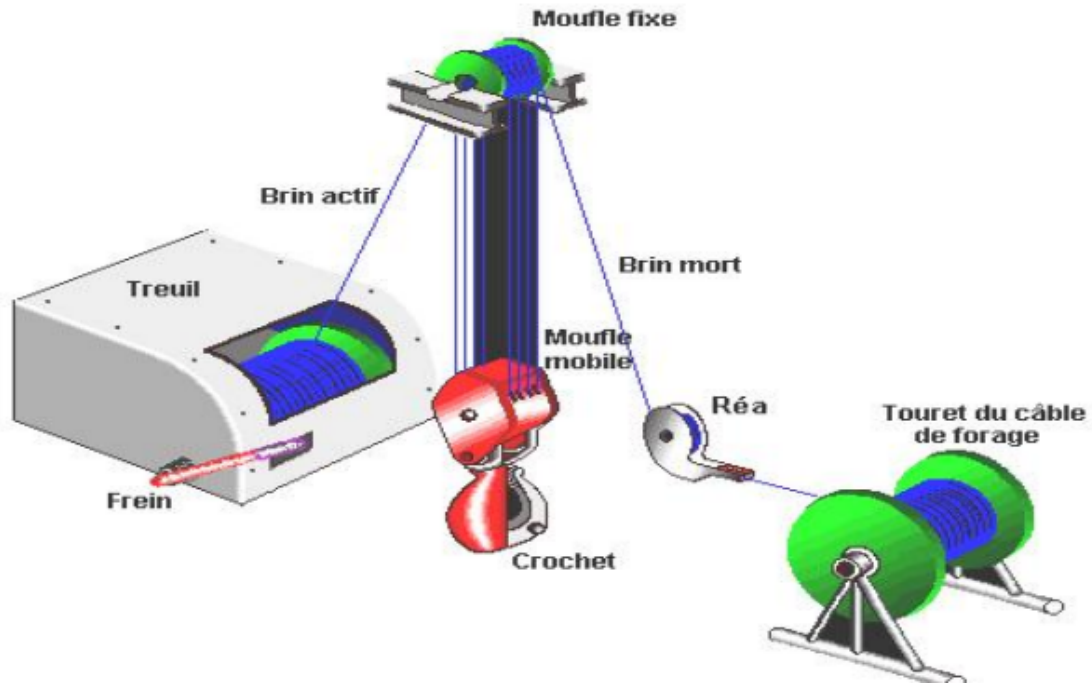


FIGURE 1.10 – Schéma cinématique d'un mécanisme de levage.
[OUBEDLI, 2016]

Selon le schéma 1.10, la fonction de levage est assurée par l'interaction entre le treuil et les moufles. Cette combinaison permet de soulever et de descendre les charges lourdes nécessaires au processus de forage de manière efficace et contrôlée.

Le treuil, en tant que dispositif principal, applique la force de traction sur le câble, tandis que les moufles, placées stratégiquement, permettent de distribuer la charge de manière équilibrée et de modifier la direction de la force pour répondre aux besoins spécifiques de levage.

Le mouflage :

consiste à enrouler le câble de forage entre les poulies des moufles fixe et mobile en plusieurs brins, pouvant aller jusqu'à 14 brins. Cette technique permet de multiplier le poids de la garniture de forage et de réduire la vitesse de son déplacement.

En supposant que les frottements sont négligeables, la tension sur le brin actif est répartie entre le nombre de brins, tandis que sa vitesse est augmentée en fonction de ce nombre.

Tel que :

$$F = \frac{P}{n} \tag{1.1}$$

OÙ :

F :la tension dans chacun des brins du câble

P :poids de la charge

n :le nombre de brins

Il existe deux types de moufles :

- Le moufle fixe, composé d'un certain nombre de poulies et placé au sommet du mât, possédant une poulie de plus que le moufle mobile.
- Quant au moufle mobile, il est également constitué d'un certain nombre de poulies par lesquelles passe le câble de forage. Il se déplace sur une certaine hauteur entre le plancher de travail et le moufle fixe. À sa partie inférieure, il est équipé d'un crochet utilisé pour suspendre la garniture pendant le forage. Des bras sont attachés de part et d'autre de ce crochet pour soutenir l'élévateur, utilisé lors de la manipulation de la garniture.

1.12 Pompage de la boue

La boue est élaborée dans des bacs de grande capacité avant d'être acheminée par des pompes vers les tiges creuses. Elle descend le long de la garniture de forage, sort par les orifices de l'outil, puis remonte dans l'espace annulaire entre la garniture de forage et le puits jusqu'à la surface. Une fois en surface, elle est dirigée vers un tube vertical (tube fontaine) avant d'être acheminée horizontalement par une goulotte vers des tamis vibrants pour se débarrasser des déblais.

Malgré le passage à travers les tamis vibrants, les terrains sableux de surface peuvent encore contenir du sable. Ainsi, la boue doit passer par un déssableur et un désilteur pour éliminer tous les solides restants. Pour assurer une purification complète de la boue, on peut également utiliser un dispositif supplémentaire appelé « mud cleaner » et, dans certains cas, une centrifugeuse.

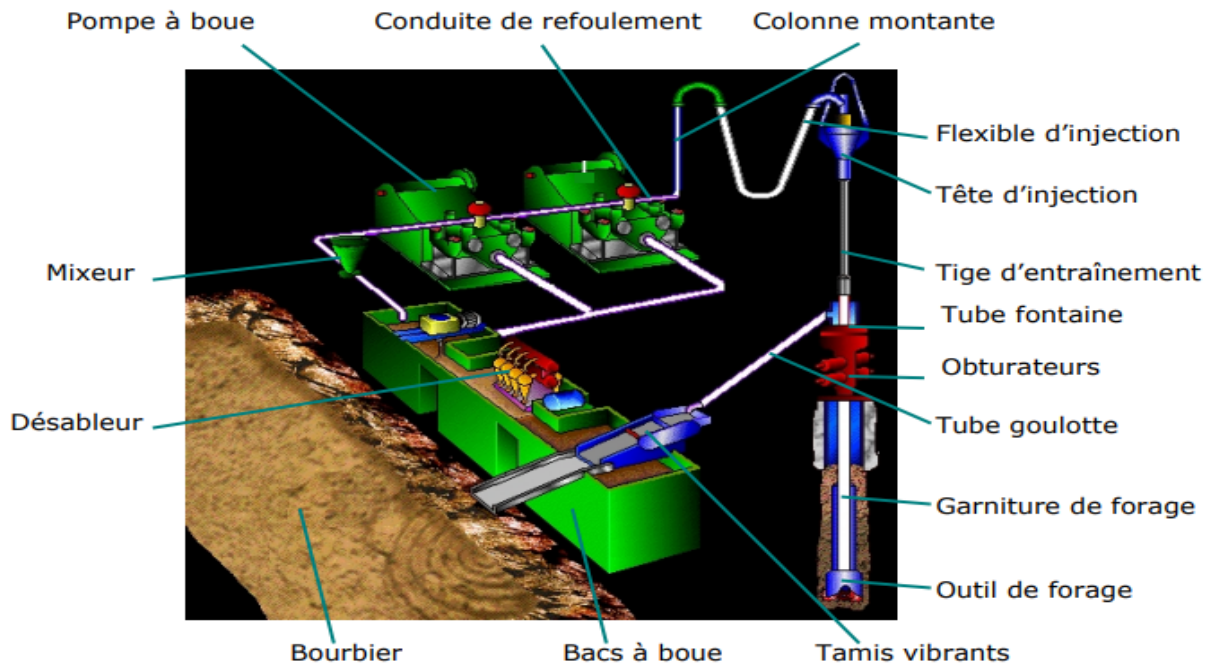


FIGURE 1.11 – Circuit de la boue (Schlumberger, 1997)
[DADDOU s. d.]

La tête d'injection joue un rôle important dans le forage : étant donné que le flexible d'injection ne doit pas tourner et la garniture de forage doit tourner pour transmettre le mouvement de rotation à l'outil.

1.12.1 Système de pompage

La pompe de forage est une pompe alternative, à 2 pistons (pompe duplex) ou 3 (pompe triplex).

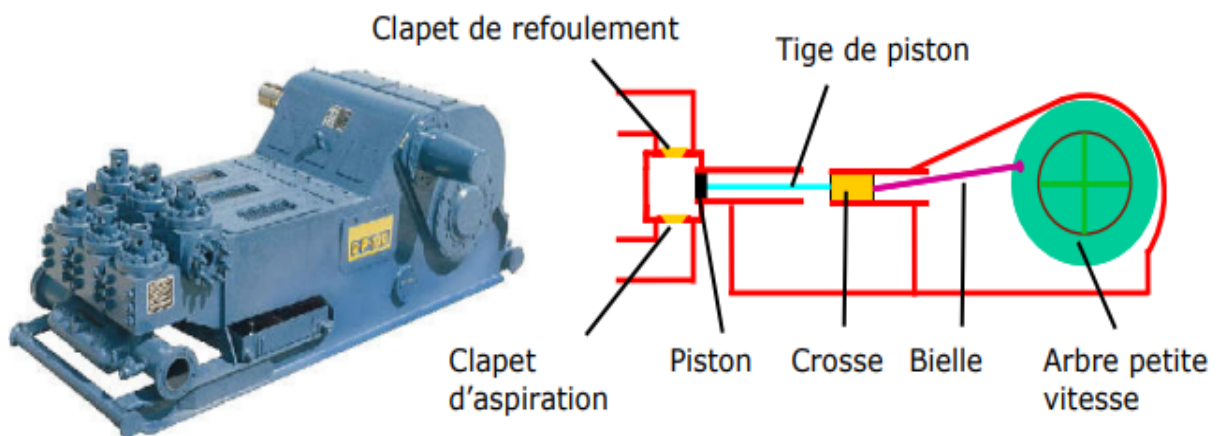


FIGURE 1.12 – Pompe de forage
[DADDOU s. d.]

1.13 Le tubage et la cimentation

1.13.1 Tubage

Une fois le puits foré, il est essentiel de le sécuriser pour éviter tout effondrement des parois. Pour ce faire, des tubes appelés « tubages » sont descendus et cimentés.

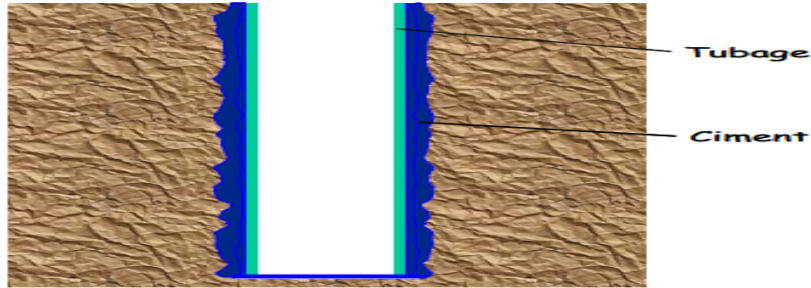


FIGURE 1.13 – Tubage
[SLIMANI 2012]

Ces tubes, d'une longueur d'environ dix mètres chacun, sont munis de filetages (mâle en bas et femelle en haut) et sont vissés les uns dans les autres avant d'être descendus jusqu'au fond du puits à l'aide d'une clé automatique. Le tubage peut être une colonne complète remontant jusqu'en surface, ou une colonne plus courte, appelée « colonne perdue » (liner). Une fois le tubage entièrement installé, il est cimenté pour assurer une étanchéité optimale dans le puits. Le ciment utilisé doit résister aux températures élevées et aux pressions présentes dans le puits, et il est stocké dans des silos avant d'être utilisé.

1.13.2 La cimentation

Le ciment est préparé en le mélangeant avec de l'eau, auxquels des produits sont ajoutés pour ajuster les propriétés du mélange obtenu. Ce mélange est ensuite injecté dans le tubage, poussé à travers celui-ci par la boue, jusqu'à ce qu'il atteigne le fond du puits. Il remonte ensuite le long de l'espace annulaire entre les tubes et le puits jusqu'à la profondeur souhaitée

mode opératoire

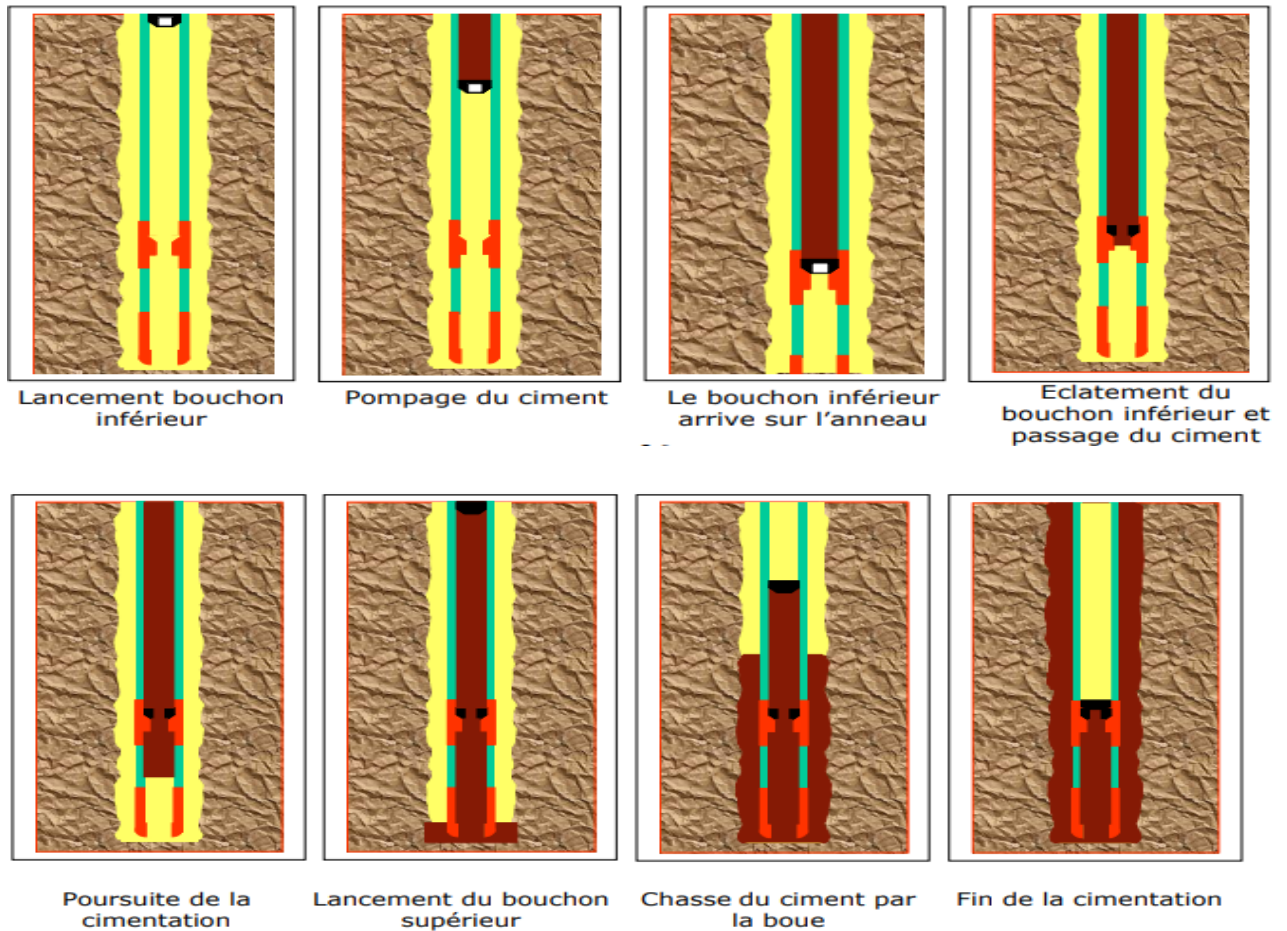


FIGURE 1.14 – Procédure de cimentation
[DADDOU s. d.]

Voici les différentes étapes de la procédure de cimentation : 1.14

1. Retirer le bouchon situé en bas.
2. Préparer et injecter simultanément le ciment.
3. Le ciment s'écoule à travers la tubulure derrière le bouchon inférieur jusqu'à ce qu'il repose sur l'anneau.
4. En maintenant l'injection, le bouchon, maintenu par l'anneau, se rompt sous la pression et permet au ciment de passer.
5. Une fois le volume total de ciment pompé, libérer le bouchon supérieur. Continuer à déplacer le ciment par la boue.
6. Le ciment arrive au bout du tubage, sort par le sabot et remonte dans l'espace annulaire.
7. Arrêter le pompage de la boue lorsque le bouchon supérieur repose sur celui inférieur, qui est déjà en place sur l'anneau, ce qui est signalé par une augmentation soudaine de la pression, appelée à-coup de pression.

1.14 Problématique

Depuis le milieu du XIXe siècle, l'industrie pétrolière a connu une évolution dynamique dans l'utilisation de la science et de la technologie pour le forage de puits de pétrole et de gaz. L'introduction de plates-formes de forage rotatives avec des systèmes de circulation de boue a été une étape majeure dans cette évolution.

L'amélioration de l'efficacité économique du forage et de la production a été la force motrice derrière les progrès technologiques dans ce domaine. Cependant, ces avancées ont été influencées de manière significative ces dernières années par les préoccupations croissantes concernant la sécurité du personnel et la protection de l'environnement.

1.14.1 Analyse du nombre de puits selon le type de fluide de forage

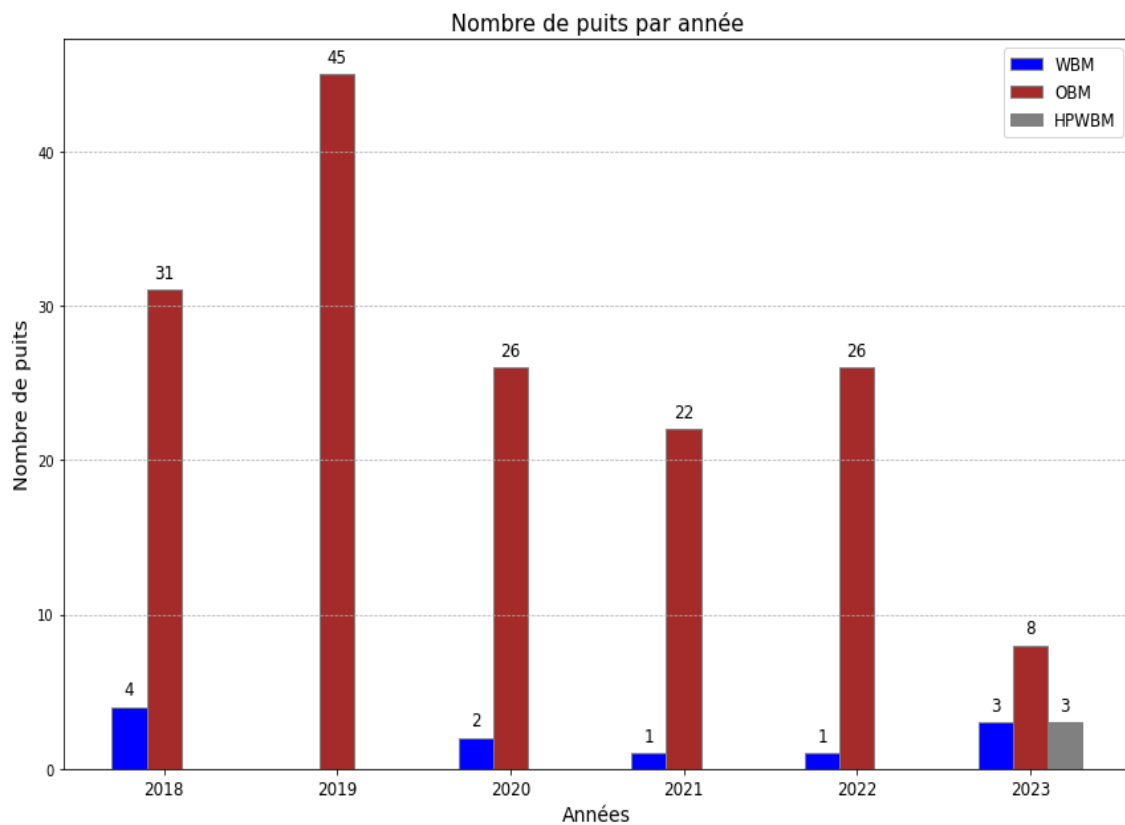


FIGURE 1.15 – Évolution du nombre total de puits par année

Ce graphique représente le nombre total de puits dans la phase 16'' pour différentes années, classés selon trois types de fluides de forage : WBM, OBM et HPWBM. Les données ont été obtenues à partir d'un programme fourni par Sonatrach [SONATRACH 2024] , basé sur les données des puits de 2018 à 2024. Chaque année, nous avons calculé le nombre de

puits forés et identifié les types de fluides utilisés. Par exemple, en 2023, un total de 14 puits ont été forés, dont 57.14% avec OBM, 21.42% avec WBM et 21.42% avec HPWBM.

En examinant ce graphique, plusieurs tendances et observations émergent. Tout d'abord, une tendance générale à l'utilisation de l'OBM est observée tout au long de la période étudiée avec un pourcentage de 91.95%. Cette préférence peut s'expliquer par les avantages techniques qu'offrent les boues à base d'huile par rapport aux boues conventionnelles à base d'eau. Cependant, les coûts de gestion des déchets et les préoccupations environnementales associées ont commencé à contrebalancer ces avantages, conduisant à l'émergence de boues à base d'eau de haute performance comme alternative respectueuse de l'environnement.

De plus, une analyse de la variation annuelle révèle des fluctuations dans le nombre total de puits forés d'une année à l'autre. Ces fluctuations peuvent être influencées par divers facteurs, tels que les conditions économiques, les exigences de production et les développements technologiques.

Dans un contexte de transition vers des fluides de forage plus respectueux de l'environnement, Sonatrach a entrepris des essais avec une nouvelle génération de boues à base d'eau de haute performance. Bien que les boues à base d'huile aient été largement utilisées pour résoudre les problèmes d'instabilité des puits causés par le forage de formations argileuses sensibles à l'eau.

En prenant en compte les avancées technologiques récentes et les défis environnementaux croissants, quelle sera la prochaine innovation majeure dans l'industrie du forage pétrolier et gazier, spécifiquement dans la région de Hassi Messaoud en phase 16? Comment pouvons-nous équilibrer les impératifs économiques, environnementaux et de sécurité en tenant compte du type de boue utilisé, de ses caractéristiques rhéologiques et de sa composition chimique, tout en prenant en considération la formation géologique unique de cette phase?

1.15 Conclusion

En conclusion, la Phase 16 du champ pétrolier de Hassi Messaoud représente une étape importante dans l'exploitation des ressources énergétiques de l'Algérie. Ce chapitre a détaillé les techniques de forage avancées employées, la gestion opérationnelle rigoureuse, ainsi que l'historique riche et les défis surmontés depuis la découverte du champ.

La progression des phases de forage, avec des stratégies adaptées pour gérer les formations complexes, témoigne de l'expertise et de l'innovation continue dans ce domaine. En outre, la localisation géographique stratégique du champ souligne son importance économique et

énergétique pour la région et le pays.

Chapitre 2

Généralités sur les Fluides de Forage

2.1 Introduction

Le succès et le coût de la complétion d'un puits hydrocarboné dépendent en partie des propriétés du fluide de forage. Les fluides de forage doivent posséder des caractéristiques qui facilitent et accélèrent le processus de forage, tout en préservant ou, au minimum, en ne réduisant pas de manière significative et permanente les capacités de production des puits.

Dans ce chapitre, nous allons explorer le domaine des fluides de forage. Nous discuterons de leur importance, de leurs caractéristiques, de leur rôle essentiel dans les opérations de forage, de leur utilisation répandue, ainsi que des défis spécifiques rencontrés sur le terrain, en particulier à Hassi Messaoud.

2.2 La boue [KHODJA 2008]

La boue de forage est un mélange complexe de liquides tels que l'eau, l'huile et parfois gaz. Il contient également des additifs minéraux et organiques comme des polymères, des bentonites et des tensioactifs. Son utilisation remonte à 1933, lorsqu'il a été présenté pour la première fois au Congrès Mondial du Pétrole.

L'American Petroleum Institute (API) a officiellement défini le fluide de forage en 1979 comme un liquide en circulation constante pendant le processus de forage, à la fois dans le puits et en surface. Initialement préparé dans des bacs spécialement conçus, il est ensuite injecté dans les tiges et remonte à la surface chargé par des débris (cutting).

Après son extraction, il passe par le circuit qui existe sur le site de forage comme on l'a montré dans le chapitre précédent 1.12. afin de retirer les débris et de rétablir ses caractéristiques physico-chimiques à leur état initial, prêt à être réutilisé dans le processus de forage.

Parmi les additifs pouvant être ajoutés aux fluides de forage :

TABLEAU 2.1 – Principaux additifs utilisés dans les fluides de forage [KHODJA 2008]

1	Contrôleurs d'alcalinité	11	Lubrifiants
2	Bactéricides	12	Décoincants (ou dégrippants)
3	Anti-calcium	13	Inhibiteurs de gonflement des argiles
4	Inhibiteurs de corrosion	14	Produits facilitant la séparation
5	Anti-mousses	15	Stabilisants haute température
6	Agents moussants	16	Défloculants
7	Emulsifiants	17	Viscosifiant
8	Réducteurs de filtrat	18	Alourdissants
9	Floculants	19	Saumure
10	Colmatants	20	Huile minérale ou organique

2.3 Rôle du fluide de forage [KAUCHE 2014; BENAÏSSA 2014]

Les boues de forage doivent présenter des caractéristiques qui leur permettent de maximiser les performances dans les fonctions suivantes :

- Nettoyage des trous
- Refroidir et lubrifier l'outil de forage et la garniture [rock bit]
- Transmettre l'énergie (turbo-forage , MWD[major wild drilling])
- alléger la garniture de forage $P_{\text{apparent}} = F_f \times P_{\text{réel}}$
- Suspension des déblais pendant l'arrêt de circulation (les gels de boue)
- Le filtrat aide a la forabilité de l'outil
- Le cake imperméable (la formation du cake joue le rôle d'un tubage temporaire)
- La boue empêche les venus de gaz [hydrocarbure] ainsi que l'eau
- Prévoir du cavage et maintenir les parois des puits pour éviter les rétrécissements

2.3.1 Nettoyage des trous

La boue de forage a pour rôle de nettoyer le trou en éliminant les particules de formation, qui se présentent sous forme de débris rocheux appelés "cuttings" ou "déblais".

2.3.2 Refroidir et lubrifier l'outil de forage et la garniture

La rotation du trépan et de la colonne de forage engendre une quantité considérable de chaleur. la boue en circulation est à une température plus basse que celle des formations géologiques. Cette différence de température permet à la boue de refroidir efficacement la garniture de forage et les outils, réduisant ainsi l'échauffement résultant de la conversion de l'énergie mécanique en chaleur.

Par ailleurs, le fluide de forage assure la lubrification des surfaces de coupe du trépan, prolongeant ainsi leur durée de vie utile et améliorant les performances du trépan.

2.3.3 Transmettre l'énergie

Dans le contexte du turboforage, le fluide de forage est responsable de la rotation de la turbine. Cette action implique un passage à travers des événements et la mise en mouvement des aubages, ce qui nécessite des caractéristiques spécifiques du fluide. De ce fait, l'utilisation de certains produits, notamment ceux susceptibles de colmater les événements, devient soit impossible soit très délicate.

2.3.4 Alléger la garniture de forage

la présence d'un fluide de densité appropriée dans le puits entraîne une réduction du poids effectif du matériel de forage, y compris la garniture et les tubages. Cette réduction de poids contribue à diminuer la puissance nécessaire pour le levage.

$$P_{\text{apparent}} = F_f \times P_{\text{réel}} \quad (2.1)$$

2.3.5 suspension des déblais pendant l'arrêt de circulation

La fonction de la boue de forage va au-delà du simple nettoyage du puits lors de la circulation ; elle doit aussi maintenir les débris en suspension même lorsque la circulation est interrompue. Plusieurs facteurs influent sur la capacité de suspension :

- La viscosité du fluide de forage
- La gélation ou les propriétés thixotropes du fluide de forage
- La taille, la forme et la densité des déblais et du matériau de lestage

2.3.6 Empêcher les venus de gaz et de l'eau

Pour prévenir l'influx des fluides provenant des réservoirs rencontrés pendant le forage, la boue doit exercer une pression hydrostatique suffisante pour équilibrer les pressions de réservoir. La pression hydrostatique désirée est maintenue en ajustant la densité entre des valeurs maximales et minimales.

2.3.7 Prévoir du cavage et maintenir les parois des puits

Les causes du cavage peuvent être diverses, allant des éboulements et de la dissolution du sel à la dispersion des argiles et à l'érosion causée par la circulation de la boue à travers des formations fragiles, entre autres.

Le maintien de la stabilité des parois du puits est une fonction critique assurée par le fluide de forage. Il agit en exerçant une pression hydrostatique contre les parois du puits, ce

qui empêche leur effondrement ou leur rétrécissement excessif. Cette pression hydrostatique maintient également les formations géologiques environnantes en place, réduisant ainsi le risque de mouvements de terrain ou d'autres problèmes géotechniques.

2.4 Classification des Fluides de Forage

Les fluides de forage sont généralement classifiés selon leur composition de base. Il existe divers types de systèmes de fluides de forage utilisés dans l'industrie du forage. Chaque système présente ses avantages et ses inconvénients en termes de propriétés physico-chimiques, d'impact sur l'environnement et de coût. En général, en fonction de leur phase liquide, les fluides de forage sont classés en trois catégories principales, comme illustré dans la figure ci-dessous.

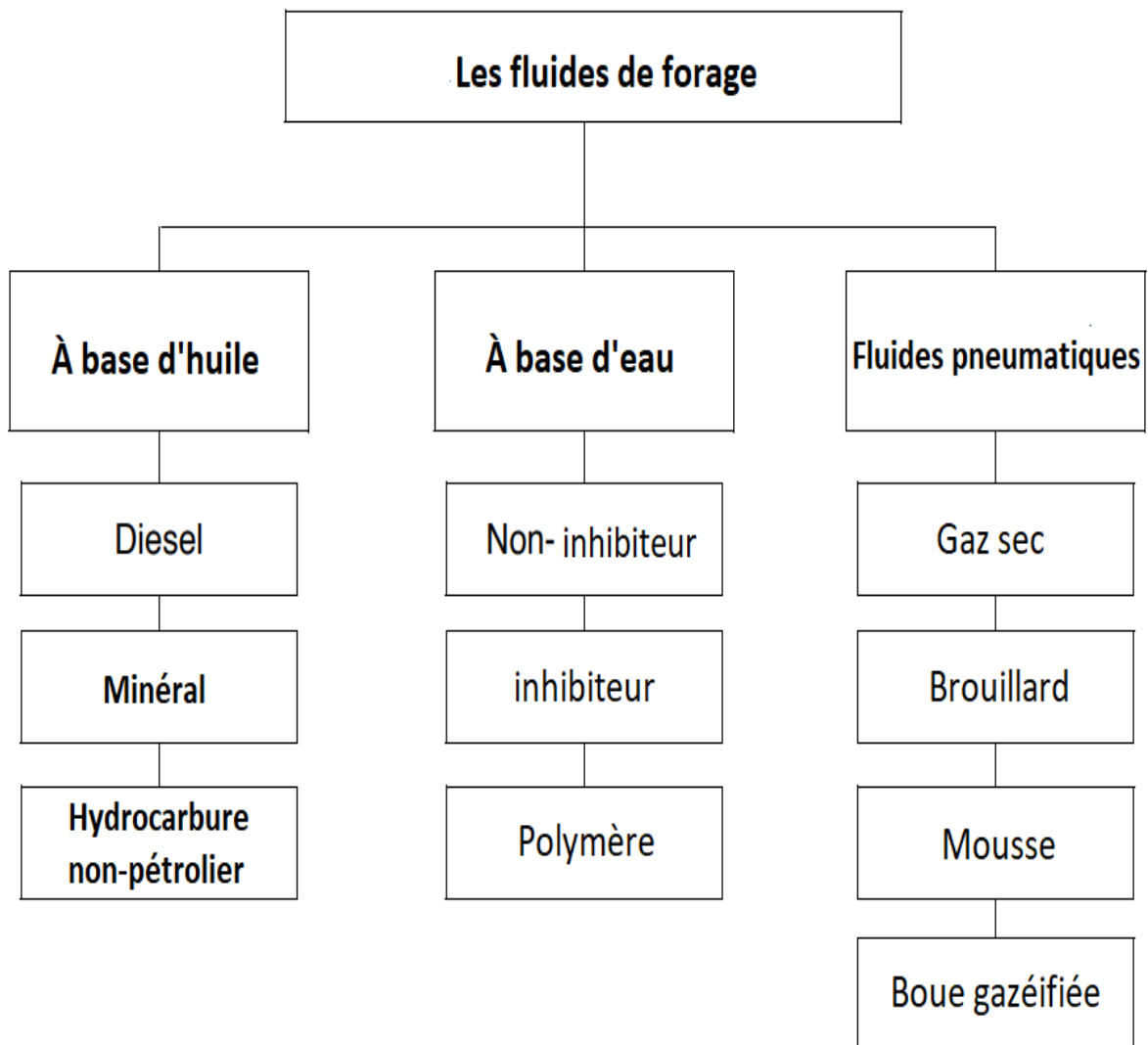


FIGURE 2.1 – Classification des fluides de forage
[KAUCHE 2014]

2.4.1 WBM

Cette catégorie de boue est largement utilisée dans le monde entier comme système de fluide de forage en raison de sa facilité de formulation, de son coût économique et de son respect de l'environnement. Dans la plupart des cas, elle est composée de suspensions de bentonite dans l'eau, avec une concentration typique de 30 à 60 g/l. Les caractéristiques rhéologiques et de filtration de cette boue sont souvent ajustées à l'aide de polymères. À l'intérieur de la catégorie des fluides à base d'eau, il existe une variété de sous-catégories de WBM, classées en trois groupes principaux (voir figur2.2) :

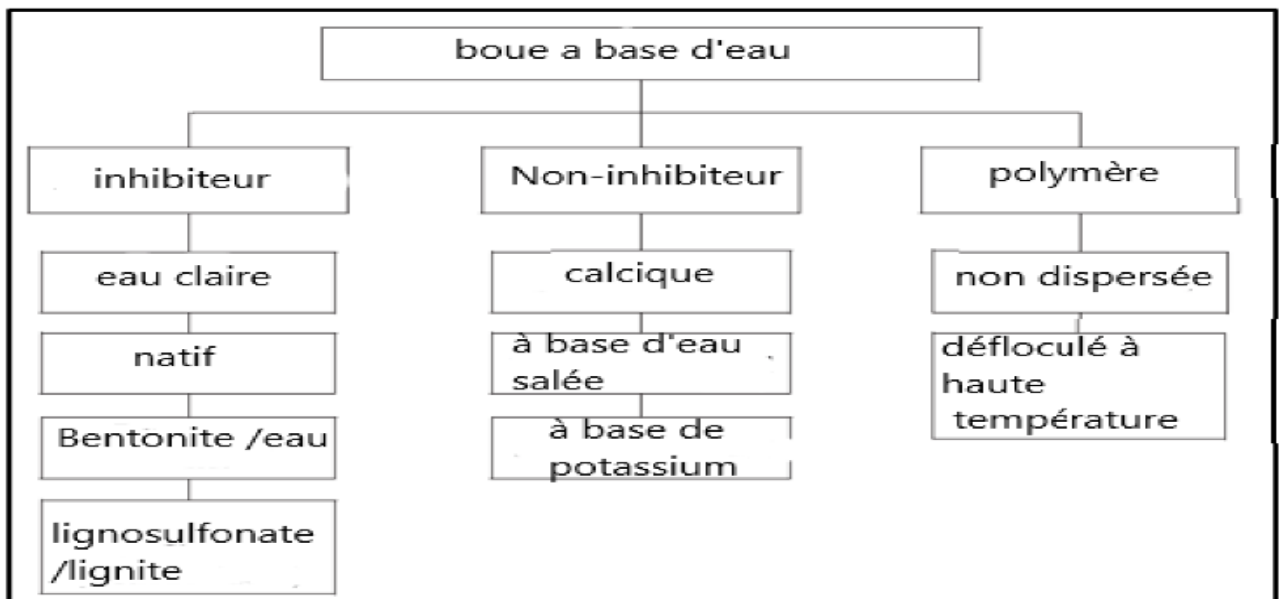


FIGURE 2.2 – Les catégories des fluides à base d'eau
[KAUCHE 2014]

Parmi les additifs on peut trouver :

- **Des colmatants**, qui peuvent inclure des additifs plus exotiques tels que des granulés (coquilles de noix), des fibres (fibres de bois, canne à sucre) et des lamelles (coquilles d'huîtres, céréales).
- **Des inhibiteurs de gonflement et de dispersion des argiles**, tels que le chlorure de potassium (KCl), le glycérol, les silicates ou divers polymères comme le polyacrylamide partiellement hydrolysé (PHPA) et les polyalkylèneglycols (PAG).
- **Des réducteurs de filtrat** qui consolident le cake de filtration pour limiter l'invasion par le fluide, tels que des amidons, des carboxyméthylcelluloses (CMC), des celluloses polyanioniques (PAC) ou des résines.
- **Des viscosifiants** tels que des argiles naturelles (souvent des bentonites), des polymères synthétiques ou des biopolymères.

- **Des agents alourdissants** comme la barytine (sulfate de baryum BaSO_4) et la calcite (carbonate de calcium CaCO_3), qui sont principalement utilisés pour ajuster la densité de la boue. L'hématite (Fe_2O_3) ou la galène (PbS) sont également utilisées. La calcite est souvent préférée lors du forage dans la phase réservoir en raison de sa solubilité dans l'acide et de sa granulométrie variée pour réduire les pertes et les dommages.

2.4.2 OBM

En 1934, les premiers forages à Oklahoma City ont marqué le début de l'utilisation de l'huile dans les fluides de forage. Durant ces premières opérations, l'ajout d'huile brute a été observé pour améliorer les performances de forage. Depuis lors, les fluides de forage à base d'huile ont été largement utilisés dans l'industrie. Ces fluides sont caractérisés par une phase continue d'huile minérale, telle que le pétrole brut, avec de l'eau dispersée dans cette phase. Ils sont classés en boues de forage en émulsion inversée lorsqu'ils contiennent plus de 5% d'eau, et en boues à l'huile lorsqu'ils en contiennent moins de 5%.

Les composants typiques incluent des agents émulsifiants, des agents viscosifiants comme les argiles organophiles, des agents réducteurs de filtrat et d'autres additifs spéciaux.

Le coût est un problème majeur lors du choix des systèmes de fluides de forage à base d'huile. Initialement, le coût par baril est plus élevé que celui des fluides de forage à base d'eau conventionnels. Cependant, comme les fluides de forage à base d'huile peuvent être réutilisés, les coûts sur une campagne de plusieurs puits sont réduits et peuvent être comparables à ceux de l'utilisation de fluides de forage à base d'eau. En revanche, le forage avec des fluides de forage à base d'huile nécessite des coûts supplémentaires en équipements spécialisés et en personnel, ce qui peut considérablement augmenter le coût total de leur utilisation.

Les boues à base d'huile présentent des avantages et des inconvénients :

Avantages :

- Bonnes propriétés rhéologiques maintenues jusqu'à des températures élevées, pouvant atteindre 500 °F
- Plus inhibitrices que les boues à base d'eau
- Efficaces contre tous les types de corrosion
- Propriétés lubrifiantes supérieures
- Permettent des densités de boue aussi basses que 7,5 lb/gal

Inconvénients :

- Généralement plus coûteuses avec un coût initial plus élevé
- Nécessitent des mesures de contrôle de la pollution plus strictes

- Efficacité réduite de certains outils de diaggraphie
- Traitement des pertes de circulation plus difficile
- Détection des coups de gaz plus difficile en raison de la solubilité du gaz dans le diesel.

Actuellement, la recherche se concentre sur l'amélioration des boues inversées synthétiques(SBM) en raison de leurs avantages économiques et environnementaux par rapport aux fluides conventionnels à base de gazole.

Boue à base synthétique [hydrocarbure non-pétrolier]

SBM, est un fluide de forage dont la phase liquide est constituée de composés chimiques synthétiques plutôt que de produits pétroliers naturels comme le diesel ou l'huile minérale. Ces boues sont formulées pour répondre à des exigences spécifiques telles que le coût et la compatibilité environnementale, tout en offrant des performances optimales dans une variété de conditions de forage.

Le forage utilisant des boues de forage à base synthétique est devenu une pratique courante, que ce soit dans le golfe du Mexique, les zones de la mer du Nord, en Australie, au Mexique ou en Amérique du Sud, en raison de l'évolution du marché. On estime que l'industrie est passée à au moins la deuxième génération de fluides de base synthétiques, marquée par une frontière définie à la fois par le coût et la viscosité cinématique des boues synthétiques.

Généralement, les boues de deuxième génération sont moins coûteuses et plus fluides que celles de la première génération. Ainsi, on peut considérer que la première génération de boues était principalement basée sur des esters, des éthers et des poly-alpha oléfines, tandis que la deuxième génération repose davantage sur des alpha-oléfines linéaires, des oléfines internes et des paraffines linéaires. Voici une liste des liquides de base de première et deuxième génération :

TABLEAU 2.2 – Les liquides de la première et la deuxième génération du SBM [MI SWACO 2006]

première génération	deuxième génération
Ester	APL
PAO	AOP
Ether	OI
Acetal	PL

2.4.3 Fluides pneumatiques

Les fluides pneumatiques (à base d'air ou de gaz) sont utilisés pour le forage dans les zones appauvries ou les régions où des pressions de formation anormalement basses peuvent être rencontrées. Un avantage des fluides pneumatiques par rapport aux systèmes de boue liquide se manifeste par des taux de pénétration accrus. Les déblais sont littéralement soufflés de la surface de coupe devant le trépan en raison du considérable différentiel de pression. Ce haut différentiel de pression permet également aux fluides de formation des zones perméables de s'écouler dans le puits.

Cependant, les fluides à base d'air ou de gaz s'avèrent inefficaces dans les zones où de grands volumes de fluides de formation sont rencontrés. Une forte affluence de fluides de formation nécessite la conversion du fluide pneumatique en un système à base de liquide. Par conséquent, les risques de perte de circulation ou de dommages à une zone productive sont considérablement accrus.

Un autre élément à prendre en compte lors de la sélection des fluides pneumatiques est la profondeur du puits. Ils ne sont pas recommandés pour les puits de moins d'environ 10 000 pieds car le volume d'air nécessaire pour soulever les déblais du fond du trou peut dépasser la capacité de livraison de l'équipement de surface.

2.5 Les propriétés de la boue

2.5.1 La rhéologie

Dans le domaine du forage, la rhéologie de la boue est l'un des paramètres les plus importants influençant le comportement de la boue et la manière dont elle remplit ses fonctions :

- La densité de circulation équivalente (ECD)
- Les pertes de pression totale
- Les pressions de swab et de surge pendant Le trépanage et d'autres opérations
- Les propriétés de suspension du fluide
- L'érosion du trou due au frottement du fluide.
- Le retrait des déblais de forage de l'annulus

La rhéologie des boues est essentielle dans le forage, car elle influence la manière dont le fluide de forage retire les déblais du puits. En circulant le fluide vers le haut dans l'annulus plus rapidement que le taux de chute naturelle des déblais, on maintient le puits propre. Cependant, le débit est limité par divers facteurs tels que la capacité de la pompe et les

considérations de pression. Pour réduire le taux de chute des déblais, on peut augmenter la viscosité et la thixotropie du fluide.

La rhéologie des boues est une étude portant sur l'écoulement des fluides et la déformation de la matière dans le trou de forage. Elle permet d'identifier les pertes de charge dans l'annulus et à l'intérieur de la colonne de forage grâce à des modèles rhéologiques associés au fluide de forage. Ces pertes influent sur la vitesse du fluide et, par conséquent, sur le nettoyage du puits.

Quatre modèles rhéologiques principaux sont utilisés : les modèles newtonien, plastique de Bingham, loi de puissance et loi de puissance modifiée (modèles Herschel-Buckley). Chacun de ces modèles offre une compréhension spécifique de la façon dont le fluide se comporte dans des conditions de forage données.

Viscosité

La viscosité d'un fluide se réfère à sa résistance interne au mouvement. En d'autres termes, plus la viscosité est élevée, plus il faut appliquer de force pour induire un mouvement de cisaillement à travers le fluide. Cette mesure est généralement exprimée en dynes par centimètre carré par seconde (dynes/cm²/sec).

Mathématiquement, la viscosité peut être définie à l'aide de la formule suivante :

$$\mu = \frac{F}{S} = \frac{(\tau)}{(\gamma)} \quad (2.2)$$

où : μ :viscosité en poise (p)

$\frac{F}{S}$:indique la force par unité de surface nécessaire pour produire l'action de cisaillement.

τ :contrainte de cisaillement (dynes/cm²).

γ :taux de cisaillement (1/sec).

Un matériau ayant une viscosité d'un poise nécessite une contrainte de cisaillement d'un dyne par centimètre carré pour produire un taux de cisaillement d'une seconde réciproque, ou 100 centipoises.

Les modèles rhéologiques

Différents modèles sont disponibles pour décrire la viscosité, comme illustré dans la figure ci-dessous 2.3.

Fluides newtoniens :

$$\tau = \mu \times \gamma \quad (2.3)$$

Fluides de loi de puissance :

$$\tau = K \times \gamma^n \quad (2.4)$$

Fluides de Bingham :

$$\tau = \tau_y + \mu_p \gamma \quad (2.5)$$

Herschel-Bulkley (fluides de loi de puissance à seuil) :

$$\tau = \tau_y + K \gamma^n \quad (2.6)$$

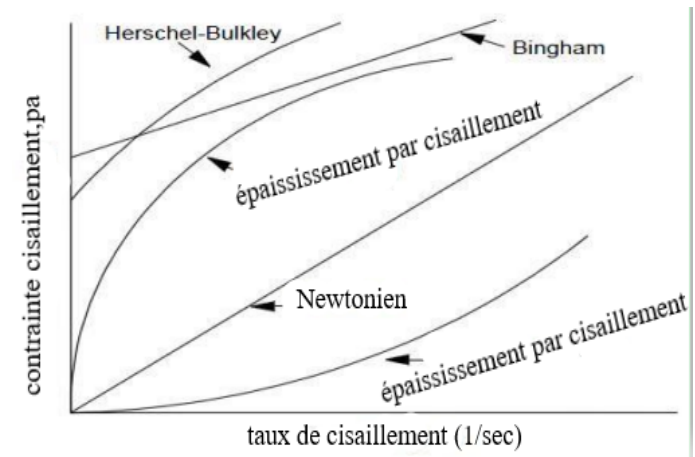


FIGURE 2.3 – Les modèles rhéologiques
[Hydraulics & Rheology s. d.]

Le modèle newtonien : Les fluides newtoniens, tels que l'eau, les gaz ou les huiles à haute gravité, présentent une relation linéaire entre le taux de cisaillement et la contrainte de cisaillement, caractérisée par une constante de proportionnalité appelée "viscosité". Cette relation est représentée par l'équation 2.7.

$$\tau = \mu \times \gamma \quad (2.7)$$

où : $\tau = \frac{F}{S}$ et $\gamma = \frac{V}{L}$

avec :

F : Force(d)

S : Surface(cm^2)

V : Vitesse(cm/s)

L :Longeur(cm)

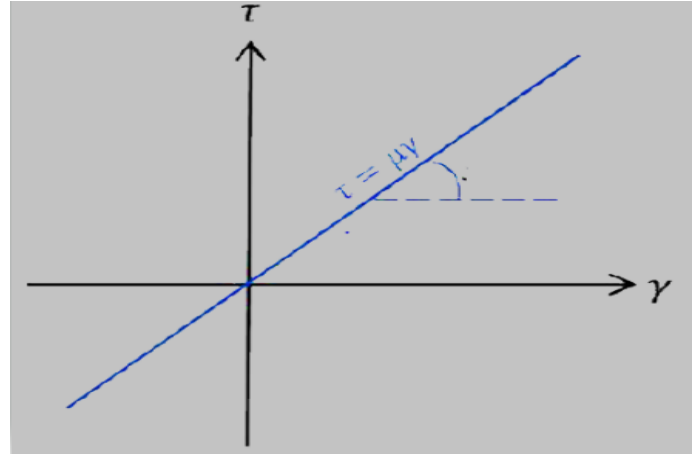


FIGURE 2.4 – Fluide newtonien [$\tau = f(\gamma)$]

Le modèle Non-newtonien : Lorsque la viscosité d'une boue de forage change en fonction du taux de cisaillement, elle est catégorisée comme non-newtonienne. Dans ce cas, les boues non-newtoniennes peuvent manifester des comportements pseudoplastiques, où la viscosité diminue avec l'accroissement du taux de cisaillement, ou dilatants, où la viscosité augmente avec l'augmentation du taux de cisaillement.

Le modèle de Bingham : La courbe d'écoulement du modèle plastique de Bingham est une ligne droite tracée entre les mesures prises à 300 et 600 rpm, puis projetée sur l'axe de la contrainte de cisaillement. Dans la figure ci-dessous, une courbe d'écoulement typique d'un fluide de forage, obtenue à l'aide du rhéomètre Fann 35 à deux vitesses, est présentée. La pente de la partie de ligne droite de cette courbe de consistance représente la viscosité plastique. L'avantage principal du modèle de Bingham est la simplicité du calcul de P_v/Y_p .

$$\tau = \tau_y + \mu_p \gamma \quad (2.8)$$

La viscosité plastique et la viscosité apparente

La viscosité plastique [plastic viscosity (P_v)] est proportionnelle à la pente de cette ligne (la courbe de Bingham 2.5), et mesure la résistance interne des fluides à l'écoulement due au frottement entre les particules, souvent liée à la taille des particules.

La viscosité apparente [apparent viscosity (A_v)] est souvent utilisée pour décrire comment un fluide se comporte dans des circonstances où la géométrie de l'écoulement ou les contraintes de cisaillement changent. Cela se produit notamment dans les cas des fluides

où :

τ_y : Yield point(Y_p)

μ_p : Plastic viscosity(P_v)

L600 : Lecture à 600 tr/min

L300 :Lecture à 300 tr/min

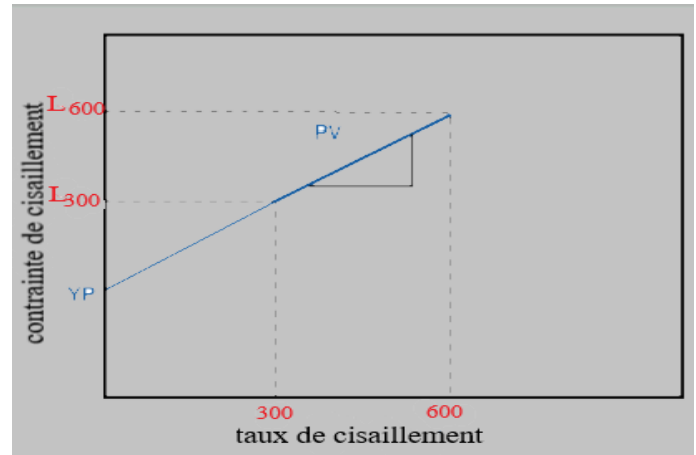


FIGURE 2.5 – Fluide de Bingham [$\tau = f(\dot{\gamma})$]

non-newtoniens ou dans des configurations complexes, comme les écoulements autour d'obstacles.

$$A_V = L_{600}/2 \quad (2.9)$$

$$P_V = L_{600} - L_{300} \quad (2.10)$$

La contrainte seuil

La contrainte seuil est souvent désignée par "yield point ",située sur l'axe de la contrainte de cisaillement(exprimée en Pa ou en lb/100 ft²), représente la contrainte de cisaillement minimale requise pour initier l'écoulement d'un fluide. On peut également la définir comme la résistance à l'écoulement induite par les forces d'attraction entre les particules du fluide.

$$Y_p = 2 \times L_{300} - L_{600} \quad (2.11)$$

Les régimes d'écoulement

Pendant le processus de forage d'un puits, le fluide de forage présente différents schémas d'écoulement. Ces schémas peuvent être décrits comme diverses phases d'écoulement.[MI SWACO 2006]

- Stage 1 — **Absence d'écoulement** : La plupart des fluides de forage résistent suffisamment à l'écoulement pour que de la pression doit être appliquée pour initier l'écoulement. La valeur maximale de cette force est la contrainte de seuil réelle du fluide. Dans un puits, la contrainte de seuil réelle est liée à la force nécessaire pour "rompre la circulation".
- Stage 2 — **Écoulement en bouchon** : Lorsque la contrainte de seuil réelle est dépassée, l'écoulement commencera sous forme de bouchon solide. Dans l'écoulement en bouchon, la vitesse sera la même sur tout le diamètre du tuyau ou de l'annulaire, à l'exception de la couche de fluide contre la paroi du conduit. L'écoulement de dentifrice à partir d'un

tube est souvent utilisé comme exemple d'écoulement en bouchon. Le profil de vitesse de l'écoulement en bouchon est plat.

- Stage 3 — **Transition de l'écoulement en bouchon à l'écoulement laminaire** : Avec l'augmentation du débit, les effets de cisaillement commenceront à influencer les couches du fluide et réduiront la taille du bouchon au centre de l'écoulement. La vitesse augmentera du fond du puits jusqu'au bord du bouchon central. Le profil de vitesse est plat à travers le bouchon qui a la vitesse la plus élevée, et il diminue progressivement pour atteindre zéro au niveau de la paroi du conduit.
- Stage 4 — **Écoulement laminaire** : Avec une augmentation du débit, les effets du débit et de la paroi sur le fluide augmentent également. À un certain point, le bouchon central disparaît, la vitesse étant maximale au centre de l'écoulement et diminuant jusqu'à zéro près de la paroi du conduit. Le profil de vitesse ressemble à une parabole, et la vitesse du fluide est liée à la distance par rapport à la paroi du tuyau. Cet écoulement est caractérisé par des couches de fluide se déplaçant de manière ordonnée, appelées lamelles, avec des vitesses différentes.
- Stage 5 — **Transition de l'écoulement laminaire à l'écoulement turbulent** : Avec l'augmentation du débit, l'écoulement ordonné commencera à se décomposer.
- Stage 6 — **Écoulement turbulent** : Avec la poursuite de l'augmentation du débit, l'écoulement ordonné sera complètement perturbé et le fluide tourbillonnera. Le mouvement global du fluide continuera le long de l'annulaire ou du tuyau dans une direction, mais à n'importe quel point à l'intérieur du fluide, la direction du mouvement sera imprévisible. Dans ces conditions, l'écoulement est turbulent. Après avoir atteint ces conditions, toute augmentation supplémentaire du débit ne fera qu'augmenter la turbulence.

Ces phases d'écoulement ont des conséquences majeures. En cas d'écoulement turbulent, la pression nécessaire pour pomper le fluide est considérablement plus élevée que pour un écoulement laminaire. De plus, chaque augmentation du débit entraîne une multiplication significative de la pression de circulation. Lors du forage, un écoulement turbulent dans la colonne de forage peut restreindre le débit en raison de pertes de pression plus élevées, notamment près du gradient de fracture. De plus, il peut entraîner l'érosion des parois du trou et des perturbations dans les formations géologiques. Afin d'éviter ces problèmes, il est crucial de contrôler à la fois le débit et les caractéristiques de la boue de forage.

Nombre de Reynolds

Différents régimes d'écoulement sont déterminés par un paramètre sans dimension appelé le "nombre de Reynolds". Ce nombre est calculé comme suit :

$$Re = \frac{VD\rho}{\mu} \quad (2.12)$$

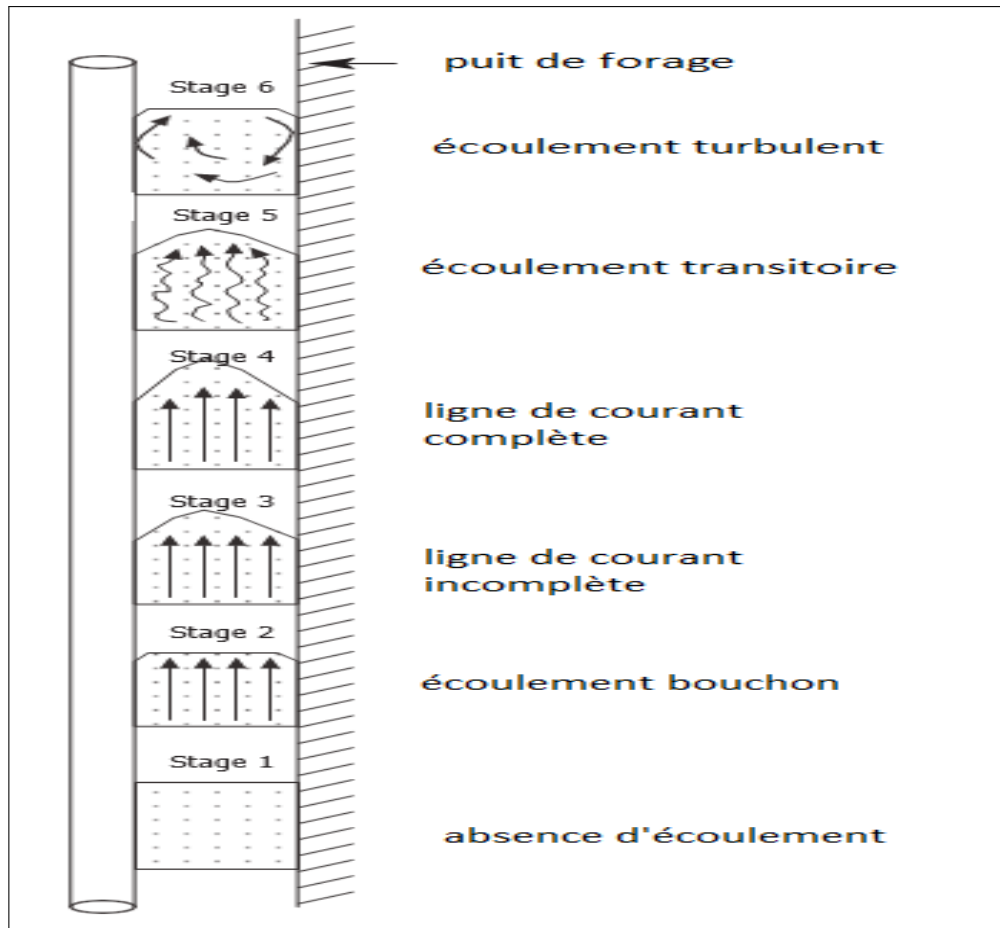


FIGURE 2.6 – Etapes de l'écoulement

où :

V : La vitesse (m/s)

D :Le diamètre (m)

ρ :La masse volumique (Sg)

μ :La viscosité (pa.sec)

Le nombre de Reynolds à l'intérieur du colliers de forage est :

$$R_{ep} = \frac{15.467V_p D \rho}{\mu_{ep}} \quad (2.13)$$

Le nombre de Reynolds pour l'annulaire est :

$$R_{ea} = \frac{15.467V_a (D_2 - D_1) \rho}{\mu_{ea}} \quad (2.14)$$

où :

D_1 :OD des colliers de forage

D_2 :ID de tubage

D : ID des colliers de forage

μ_{ep} :Viscosité effective(cp) colliers de forage

μ_{ea} : Viscosité effective(cp) annulaire

La vitesse volumique moyenne L'API se réfère à la vitesse du fluide s'écoulant dans un espace annulaire ou un tuyau en tant que vitesse volumique. Cette mesure suppose que le fluide s'écoule uniformément à une vitesse constante, avec un profil d'écoulement plat et sans variations brusques, représentant ainsi une vitesse moyenne.

La vitesse volumique moyenne dans les colliers de forage :

$$V_p = \frac{24.48Q}{D} \quad (2.15)$$

La vitesse volumique moyenne à l'annulaire :

$$V_a = \frac{24.48Q}{(D_1 - D_2)} \quad (2.16)$$

Tel que :

D : Diamètre en (in)

V : Vitesse en(ft/min)

Q : Débit en(gpm)

2.5.2 Densité

La densité d'un corps est la mesure de sa masse par unité de volume, sous des conditions spécifiques de température et de pression.

Dans le contexte du forage Contrôler la densité est crucial car elle détermine la pression hydrostatique (p) exercée par la colonne de fluide, ce qui est essentiel pour contenir les pressions de formation et aider à maintenir le puits ouvert. Cette relation [DJENNADI et MELHOUT 2015] est exprimée mathématiquement par

$$P = \frac{d \times h}{10.2} \quad (2.17)$$

Où :

P : Pression de la formation (en bar)

d : Densité de la boue (en Kg/L)

h : Profondeur du forage (en mètres)

Comprendre et gérer cette relation est primordial dans les opérations de forage pour maintenir des conditions de puits sûres et efficaces. Par exemple, lors du forage en eau profonde ou dans des réservoirs à haute pression, une densité de boue plus élevée est nécessaire pour garantir la stabilité du puits de forage et éviter les problèmes de contrôle. En revanche,

dans les formations peu profondes ou dans les environnements à basse pression, une densité de boue plus faible peut être utilisée pour minimiser les dommages à la formation et réduire le risque de fracturation du réservoir.

"the mud window ", représentant la plage acceptable de densités de boue pour des opérations de forage sûres, doit être soigneusement surveillée et entretenue pour éviter les problèmes tels que les ruptures de puits et les fractures induites par le forage, comme expliqué dans la figure 2.7.

En unités anglaises, la densité des fluides est généralement mesurée en livres de masse par gallon (lbm/gal) ou en livres de masse par pied cube (lbm/ft³), tandis que les pays utilisant le système métrique l'expriment souvent en gravité spécifique ou en grammes par centimètre cube (g/cm³)

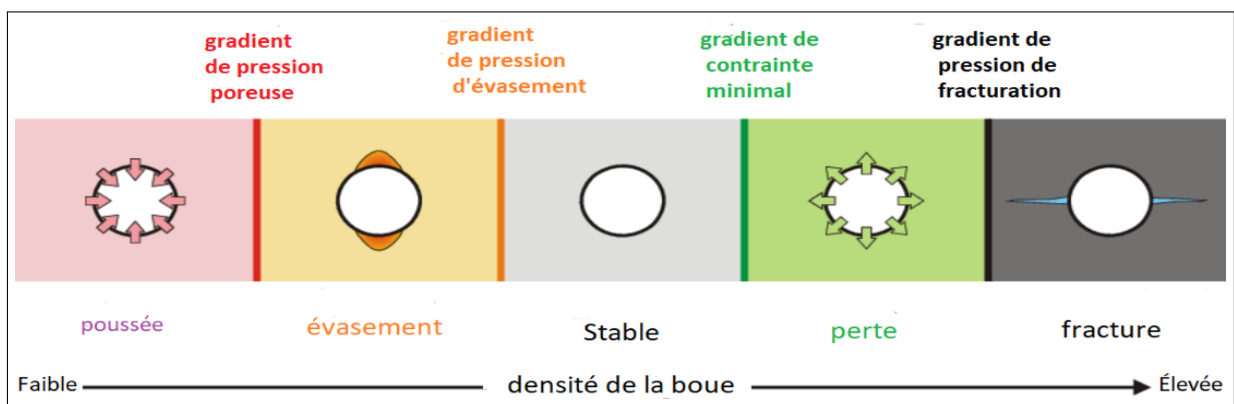


FIGURE 2.7 – Mud window
[LE 2012]

2.5.3 La filtration des fluides de forage

Le filtrat désigne la part liquide du fluide de forage qui entre dans la formation sous l'influence de la pression différentielle ΔP . On identifie deux types de filtrats : le filtrat statique, qui se produit en l'absence de circulation, et le filtrat dynamique, qui se produit lorsqu'il y a circulation. Les propriétés de filtration d'un fluide déterminent sa capacité à former ce qu'on appelle "the filter cake" sur les parois du trou de forage.

Dans la boue de forage, ces propriétés de filtration affectent la stabilité du trou, le mouvement fluide du train de tiges, les dommages à la formation et le temps de développement. Le cake ne doit pas dépasser un seizième de pouce d'épaisseur et doit être facilement amovible avec un reflux. Formé des constituants solides présents dans la boue de forage, le cake de filtration contrôle la perte de liquide de la boue due à la filtration.

Le taux de filtrat doit être maintenu à un niveau élevé pour favoriser une progression rapide, tout en restant suffisamment bas pour éviter de désagréger ou de faire gonfler les formations argileuses et marneuses.

2.5.4 Ratio eau-huile

La connaissance de la teneur en liquide et en solides d'un fluide de forage est nécessaire pour un meilleur contrôle des propriétés de la boue. Cette information explique souvent les performances médiocres de la boue et indique si celle-ci peut être mieux conditionnée par l'ajout d'eau ou si un traitement avec un agent d'amincissement chimique ou l'élimination du contaminant est nécessaire. De même, le contrôle adéquat d'une boue à base d'émulsion d'huile dépend de la connaissance de sa teneur en huile.

2.5.5 Le pH et l'alcalinité des fluides de forage

Le pH de la boue de forage, qui détermine son degré d'acidité ou d'alcalinité, doit être régulé et contrôlé pour éviter la dégradation des matériaux et additifs de la boue. L'alcalinité représente le pouvoir neutralisant des acides d'un fluide.

Dans de nombreuses opérations de forage, la connaissance de l'alcalinité totale de la boue et du filtrat est essentielle pour assurer un contrôle adéquat de la chimie du fluide de forage. Certains additifs, en particulier certains défloculants, nécessitent un environnement alcalin pour fonctionner correctement.

L'alcalinité générée par les ions hydroxyde est généralement considérée comme bénéfique, tandis que celles résultant de carbonates ou de bicarbonates peuvent avoir des effets néfastes sur les performances du fluide de forage. Les ions principalement responsables des alcalinités de filtrat sont les ions hydroxyde (OH^-), carbonate (CO_3^{-2}) et bicarbonate (HCO_3^-).

Il est important de comprendre que les ions carbonate peuvent changer de forme en modifiant le pH de la solution. L'interprétation des alcalinités de filtrat implique le calcul des différences entre les valeurs de titrage obtenues par les procédures de l'API. Une attention particulière aux mesures précises des différents réactifs est importante à toutes les étapes de la procédure. De plus, il est important de comprendre que les calculs dans la procédure de titrage de l'API ne sont que des estimations des concentrations des ions rapportés basées sur des réactions chimiques théoriques d'équilibre.

Le maintien d'un pH entre 9,5 et 10,5 dans de nombreux systèmes de fluides de forage à base d'eau est crucial pour plusieurs raisons :

- Les dispersants organiques et les agents de contrôle de la filtration sont plus efficaces dans un environnement alcalin, ce qui favorise une meilleure performance globale du fluide.
- Les effets nuisibles des électrolytes contaminants sont généralement réduits à des niveaux de pH plus élevés, contribuant ainsi à maintenir la qualité du fluide de forage.
- Les niveaux de corrosion peuvent être significativement réduits à des pH plus élevés, tandis que les réactions bactériennes sur les composants organiques sont retardées dans des environnements alcalins.
- Un pH élevé, tel que 10,0 ou plus, améliore la stabilité thermique des systèmes de lignosulfonate utilisés dans les fluides de forage, ce qui est essentiel pour assurer leur efficacité dans des conditions de forage variées.

2.5.6 Stabilité électrique

La stabilité électrique (ES) est une mesure relative de la stabilité d'une émulsion . Elle indique la tension requise pour rompre l'émulsion et permettre aux gouttelettes d'eau émulsifiées de se connecter (coalescer), permettant ainsi le passage du courant électrique. Les émulsions fortes nécessitent des tensions élevées pour que les gouttelettes d'eau se coalescent et que l'émulsion se sépare. La stabilité électrique est exprimée en volts,est souvent évaluée à l'aide d'un dispositif appelé "electrical stability meter" .

2.6 Les problèmes liés aux fluides de forage dans la phase 16"

Dans le champ pétrolier HMD, les défis majeurs de forage se trouvent principalement dans la section de 16 pouces du trou.

En raison de la présence de couches argileuses sensibles à l'eau, des problèmes de forage surviennent dans ces intervalles sous forme de gonflement des argiles, l'érosion, les venues de gaz, dissolution des sels et les pertes de circulation

2.6.1 La formation des sels

La formation des sels fait référence au processus par lequel les sels présents naturellement dans les couches géologiques se dissolvent dans les fluides de forage lors du processus de forage. Les formations de sel peuvent poser des défis significatifs lors des opérations de forage. Voici les principaux aspects à considérer :

Problèmes potentiels :

- L'instabilité du trou de forage en raison de la présence de formations de sel.
- La dissolution des lits de sel, pouvant conduire à un élargissement du trou de forage.
- La déformation plastique du sel sous la pression de la charge de recouvrement, entraînant une réduction de la taille du trou de forage.

Dans le masterlog du puits OMNZ 273, réalisé en 2002, il est clairement indiqué que la phase de 16 pouces contient des sels, ce qui explique l'augmentation de la vitesse de pénétration (ROP min/m) causée par la dissolution de ces sels.

Mesures de prévention et de traitement :

- Maintenir un poids de boue adéquat pour contrer l'instabilité du sel.
- Utiliser des fluides de forage spécifiquement conçus pour les formations de sel, tels que les fluides saturés de sel ou les systèmes d'émulsion d'huile inerte.
- En cas de déformation plastique du sel, recourir à des solutions telles que l'utilisation de saumure sous-saturée pour éliminer le sel déformé.

2.6.2 Le gonflement des argiles

Les particules d'argile ont une texture de surface qui les rend fortement attirées par l'eau. Cette attraction à l'eau est la raison pour laquelle le sol peut gonfler. De plus, la surface des particules d'argile est chargée négativement, mais pour maintenir une neutralité électrique, des cations sont attirés vers ces particules. Cela crée une concentration élevée de cations près des particules, ce qui est plus élevé que dans l'eau libre du sol. Cette différence de concentration ionique crée une aspiration osmotique, qui provoque un mouvement de l'eau de la zone de faible concentration vers la zone de forte concentration. Les cations et les molécules d'eau s'intercalent entre les particules d'argile, ce qui entraîne l'expansion du sol.

Problèmes potentiels :

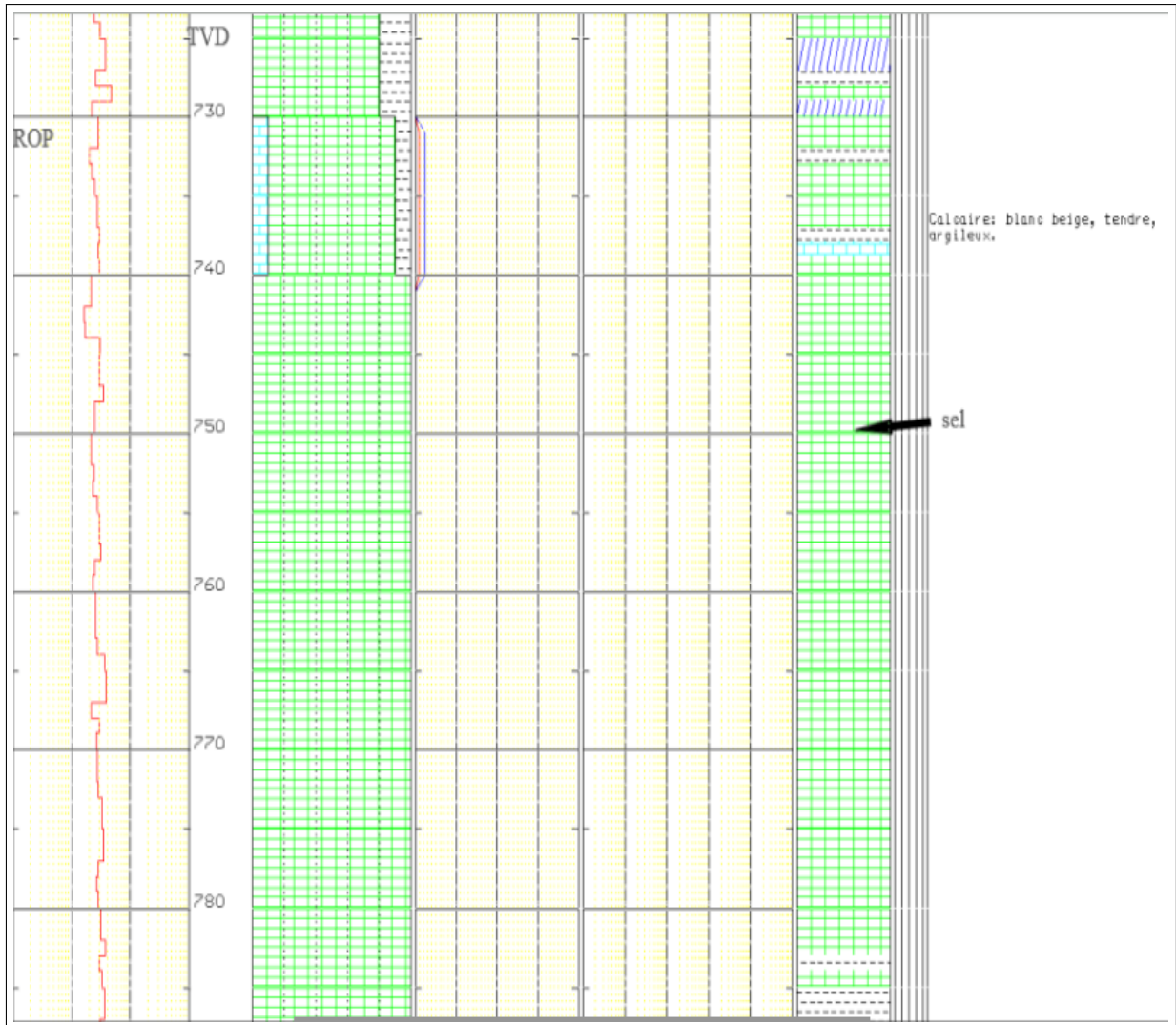


FIGURE 2.8 – Les sels dans la phase

- Réduction de la taille du trou de forage : Le gonflement de l'argile peut entraîner une expansion du sol autour du trou de forage, réduisant ainsi l'espace disponible pour le passage de la colonne de forage, du tubage et des outils de diagraphie.
- Augmentation des pertes de pression : Lorsque l'argile gonfle, elle peut exercer une pression supplémentaire sur les parois du trou de forage, augmentant ainsi les pertes de pression dans l'annulus.
- Difficulté à maintenir la stabilité du trou de forage : Le gonflement de l'argile peut entraîner une instabilité du trou de forage, ce qui peut rendre difficile le maintien de la forme et de la taille du trou pendant le processus de forage.
- Risque de colmatage : L'argile gonflée peut également se mélanger avec le fluide de forage et obstruer les pores des formations, ce qui peut compromettre la productivité du puits.

Mesures de prévention et de traitement :

- L'utilisation des Additifs pour inhiber le gonflement et la dispersion des argiles : Dans le cas de l'utilisation de fluides à base d'eau (WBM), on utilise des additifs qui sont conçus pour réduire la capacité d'absorption d'eau des argiles. Par exemple : les sels minéraux tels que le KCl, le NaCl, le CaCl₂, ainsi que les polymères cationiques, anioniques et non ioniques. De plus, les polymères anioniques tels que le PAC, et les non ioniques tels que les polyols, sont également couramment utilisés .

2.6.3 Schiste éclaté(les venus)

Lorsque la pression hydrostatique de la boue est inférieure à la pression de pore de la formation, cela peut entraîner ce qu'on appelle un "schiste éclaté". Cela se produit lorsque la différence de pression dépasse la résistance à la traction de la roche.

Problèmes potentiels :

- Cavage :Les gros déblais de forage peuvent rapidement s'accumuler dans l'annulus et provoquer un blocage autour de l'ensemble de fond de trou.provoquant une interruption de la circulation et le coincement du train de tiges.
- L'élargissement du trou : l'écaillage peut entraîner des problèmes de forage sérieux.

Mesures de prévention et de traitement :

- Assurer que le gradient de pression du fluide de forage est plus élevé que la pression de pore de la formation par l'augmentation de la densité de la boue, tout en surveillant attentivement les limites du gradient de fracture de la formation.
- Vérifie les déblais de forage sur les tamis à shaker pour repérer toute indication de résidus provenant des parois du puits.

2.6.4 Corrosion

Dans le contexte des fluides de forage et de complétion, la corrosion de type "humide" représente un défi majeur. Ce type de corrosion implique deux réactions distinctes, l'une se produisant à l'anode et l'autre à la cathode, et ces réactions sont interdépendantes. Contrôler le processus de corrosion implique de perturber l'une ou l'autre de ces réactions. **Les facteurs de corrosion :**

- **PH** Dans des environnements acides, caractérisés par un pH inférieur à 7, la corrosion est généralement accélérée, tandis que dans des conditions alcalines, avec un PH supérieur à 7, elle est souvent ralentie. L'abaissement du pH entraîne une augmentation de la concentration des ions H⁺,ce qui intensifie la réaction cathodique et peut accélérer le processus de corrosion(les acides ont tendance à dissoudre les métaux plus rapidement).

- **Les sels dissous** : les sels dissous dans l'eau affectent les taux de corrosion en augmentant la conductivité de l'eau et le potentiel de taux de corrosion élevés, ce qui contribue à rendre les saumures de champ pétrolifère et les fluides de complétion corrosifs.
- **La pression** ; La pression joue un rôle dans la corrosion en augmentant la solubilité de l'oxygène et d'autres gaz corrosifs. Par exemple, à 100 °F (38 °C) et 100 psi (6,0 bar), la solubilité de l'oxygène dans l'eau douce est d'environ 230 ppm .
À 100 °F (38 °C) et 500 psi (34 bar), la solubilité de l'oxygène augmente à 1270 ppm. On peut raisonnablement supposer que tout oxygène piégé ou entraîné dans les systèmes de boues à base d'eau sera entièrement dissous sous les pressions de circulation.
- **La température** La température a un impact significatif sur la corrosion. Généralement, la corrosion augmente avec l'élévation de la température, car la plupart des réactions chimiques s'accélèrent avec la chaleur, et la corrosion est essentiellement une réaction chimique.

Problèmes potentiels :

- La corrosion des outils et des équipements dans le puits, tels que les tubages, les tiges de forage.
- Elle peut entraîner des pertes de boue de forage ce qui provoque des perturbations de la pression hydrostatique donc l'instabilité des puits.
- Les fuites (boue ou ciment) non contrôlés peuvent contaminer les sols et les nappes d'eau.

Mesures de prévention et de traitement :

Pour réduire l'impact de la corrosion, il est essentiel de :

- Maintenir un environnement alcalin. Dans de nombreux cas, l'ajout de chaux peut contribuer à atteindre cet objectif.
- Réduire la pression pour diminuer la quantité d'oxygène dissous.
- Éviter la dissolution des sels est également important, et cela peut être accompli en utilisant des boues saturées en sel, par exemple.

2.6.5 Les Pertes de circulation

Les pertes de circulation, également connues sous le nom de perte de retour, se produisent lorsque le fluide de forage ou le laitier de ciment s'échappe dans les formations souterraines au lieu de remonter à la surface. Cette situation peut être due à des zones de forte perméabilité, des cavernes ou des fissures dans la formation géologique traversée par le forage. La circulation perdue a longtemps été l'un des principaux facteurs contribuant aux coûts élevés

de la boue de forage. De plus, des problèmes tels que l'instabilité du trou et les coincements sont souvent causés par la circulation perdue.

Indices de perte de circulation :

Perte partielle : Dans le cas d'une perte de circulation partielle, les indicateurs suivants peuvent être observés :

- Une diminution du niveau de la boue dans les réservoirs.
- Lorsque la pompe de forage est arrêtée (pendant les manœuvres), le niveau hydrostatique de la boue de forage dans le puits diminue partiellement.

Perte totale : Dans le cas d'une perte de circulation totale, les indicateurs suivants peuvent être observés :

- Lorsque la pompe de forage est en marche (pendant le forage), aucun retour de boue n'est observé.
- Lorsque la pompe de forage est à l'arrêt (pendant les manœuvres), le niveau hydrostatique de la boue de forage dans le puits diminue brusquement

Problèmes potentiels :

- Les coûts sont considérablement élevés en raison de la perte de boue, de la durée de mobilisation de l'équipement et de l'opération supplémentaire de cimentation.
- Risque de blocage du tubage en raison d'une mauvaise évacuation des déblais.
- La diminution de la pression de forage peut compromettre la stabilité du trou de forage et rendre la poursuite des opérations de forage difficile.

Mesures de prévention et de traitement :

- Maintenir une réserve de boue visqueuse prête à être pompée.
- Démarrer lentement les pompes et réduire au minimum la vitesse de descente de la garniture.
- Utiliser des produits colmatants pour obstruer les pores ou les fissures des formations sujettes à la perte de circulation.
- Surveiller attentivement les paramètres de forage pour détecter les signes de perte de circulation précoce.
- Mettre en œuvre des techniques de contrôle du puits pour maintenir une pression adéquate et prévenir les pertes de circulation.

2.6.6 Contamination de la boue

Un contaminant désigne tout élément étranger qui altère les performances du fluide de forage de manière négative. Ces intrus peuvent prendre la forme d'ions, de particules solides provenant du forage, de variations de température ou même de l'introduction d'eau non désirée.

TABLEAU 2.3 – Les sources de contamination [KAUCHE 2014]

Contaminant	Source de contamination
Calcium	Formation de gypse ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) Formation d'anhydrite (CaSO_4) Ajouts accidentels (Chaux, Gypse, Ciment, CaCl_2) Ciment vert ($\text{Ca}(\text{OH})_2$)
Chlorure	Eau de mer (NaCl) Eau salée (NaCl) Ajouts accidentels (NaCl , KCl , MgCl_2)
Magnésium	Formation (MgSO_4 , MgCl_2)
gaz	Formation (H_2S , CO_2)

Les effets et les Problèmes potentiels : Les contaminants ont des répercussions différentes sur les divers composants des fluides de forage en raison de leurs compositions et de leurs ions variés. On peut synthétiser ces effets sur les additifs de la boue dans le tableau suivant :

TABLEAU 2.4 – Réactions généralisées aux contaminant [KAUCHE 2014]

	Ca/Mg	Cl	Gaz acides
Bentonite	Fortement floculé	Légèrement floculé	Légèrement floculé
Amidon	Aucun effet	Aucun effet	Aucun effet
CMC/PAC	Fortement précipité	Aucun effet	Aucun effet
HEC	Aucun effet	Aucun effet	Aucun effet
Gomme de guar	Fortement précipité	Aucun effet	Aucun effet
PHPA	Fortement précipité	Devient non-ionique viscosité réduite aucun effet sur l'encapsulation	
Xanthane	pH < 11 : Aucun pH > 11 : Précipité	Aucun effet	Aucun effet

Mesures de prévention et de traitement :

— calcium/magnésium :

1. La contamination à court terme peut être facilement traitée avec un agent séquestrant comme (Soda Ash (Na_2CO_3), Bicarbonate (NaHCO_3), Phosphate (PO_4^{-3}))
 2. Pour contrer la contamination à long terme, il est nécessaire de passer à un fluide de forage plus résistant. Les progrès technologiques dans les polymères ont permis le développement de produits capables de tolérer des niveaux élevés de Ca^{+2} et Mg^{+2} tout en conservant des propriétés fluides de qualité pour un fonctionnement efficace.
- Chlorure : Il n'existe pas de traitement chimique pour éliminer les ions chlorure. Sauf en cas de contamination ponctuelle, il est nécessaire de convertir le système en produits compatibles.
 - Gaz acides : Pour le H_2S , Le traitement correctif utilise des ions séquestrants tels que Fe^{+2} et Zn^{+2} . Les composés de zinc sont utilisés comme prétraitement et pour des niveaux de contamination modérés ($<1\ 000\ \text{mg/l}$). Dans une solution, le CO_2 se trouve sous forme de bicarbonate, et le calcium est utilisé comme séquestrant.
 - autres : pour Le borate ($\text{B}_4\text{O}_7^{-2}$), peut affecter certains polymères, notamment la gomme de guar. Le traitement de décontamination est coûteux, donc un changement de polymère est souvent recommandé.

2.7 Conclusion

En conclusion, ce chapitre nous permet de bien comprendre ce qu'est une boue de forage, les différents types existants et leurs propriétés. Il explique également comment ces boues influencent le progrès du forage et les problèmes liés aux fluides de forage dans la phase 16, qui posent des défis aux ingénieurs.

Chapitre 3

Évaluation des Performances du HPWBM en Laboratoire

3.1 Introduction

Ce chapitre examine deux aspects essentiels : la mesure des paramètres de la boue et les essais sur le gonflement des argiles en présence de boue à base d'eau à haute performance (HPWBM).

La précision de la mesure des paramètres de la boue est essentielle pour optimiser son efficacité, tandis que les essais sur le gonflement des argiles fournissent des informations importantes pour éviter les perturbations pendant le forage.

L'objectif de ce chapitre est d'étudier ces sujets pour améliorer la performance globale des opérations de forage dans la phase 16, en se concentrant sur le laboratoire DFSP.

3.2 Configuration Expérimentale

L'objectif de cette étude est d'évaluer le taux de gonflement à l'aide du test LSM2100(Linear Swell Meter) par rapport aux concentrations de GLO POLYAMINE 2000 .

3.2.1 Préparation de l'argile

1. Collecte de l'Argile :

- Notre échantillon de cuttings provient du puits foré par OBM à Hassi Massaoud, à une profondeur de 1274 m dans la phase 16". Ensuite, les argiles (cuttings) ont été isolées du fluide de forage OBM en utilisant du gasoil.

2. Lavage de l'argile :

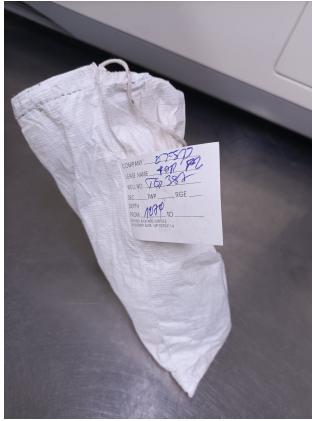
- Nettoyage des cuttings sur un tamis de 60 mesh pour éliminer les impuretés et au même temps pour obtenir une distribution uniforme des particules. .

3. Séchage de l'argile :

- Séchage des cuttings dans un four à 220°F (105°C) pendant 4 heures jusqu'à ce qu'ils soient complètement déshydratés

4. Broyage de l'argile :

- Broyage des cuttings à une taille de particule qui passera à travers un tamis de 200 mesh (ouverture de 75 micromètres), Répétez cette opération jusqu'à ce que l'ensemble de l'échantillon soit passé à travers le tamis(poudre).



(a) Échantillon prélevé sur le chantier



(b) Échantillon d'argile après broyage

5. Préparation des échantillons :

- Séparation de la poudre obtenue en quatre échantillons de 19 g chacun à l'aide d'une balance électrique.

6. Ajout d'eau distillée :

- À chaque échantillon, nous avons ajouté 1 ml d'eau distillée pour maintenir l'humidité des échantillons, Les échantillons ont ensuite été soigneusement mélangés.

7. Compactage des échantillons :

- Les échantillons préparés ont été placés dans la chambre du compacteur.
- Nous avons veillé à bien fermer la chambre du compacteur, comme illustré dans la figure 3.2b



(a) Pastille d'argile compacte



(b) Compacteur

FIGURE 3.2 – Compactage des échantillons

- Les échantillons de poudre d'argile sont compactés en utilisant un compacteur hydraulique manuel à deux cellules, où une pression constante de 10 000 psi (68 948 kPa) est appliquée pendant 2 heures pour former des bouchons de carotte satisfaisants.

3.2.2 Préparation des fluides

Dans cet essai, nous avons opté pour l'utilisation de HPWBM comme fluide pour évaluer le gonflement des argiles dans la phase 16", en utilisant l'eau douce comme référence. Pour cette raison, nous avons préparé trois types de fluides en HPWBM, avec les mêmes quantités d'additifs à l'exception de la polyamine .

TABLEAU 3.1 – La formulation des fluides utilisés dans le test

Produits dans l'ordre d'addition	Unité	Formulation du fluide
Fluid formulation	bbbl/bbl	0.93
Caustic Soda	lb/bbl	0.5
Soda Ash	lb/bbl	0.4
KCl (3.5%)	lb/bbl	12.34
DEXTRIDE LTE	lb/bbl	1.5
PAC L Algeria	lb/bbl	2
PAC-R	lb/bbl	1.5
BARAZAN D	lb/bbl	1.2
GLO POLYAMINE 2000	lb/bbl	4/5/6
BaraFLC-903	lb/bbl	3.5
CS-CAP	lb/bbl	0.35
BARACARB 50	lb/bbl	30



FIGURE 3.3 – les fluides préparés

3.3 Paramètres de Mesure de la Boue

3.3.1 Mesure de la Densité de la Boue

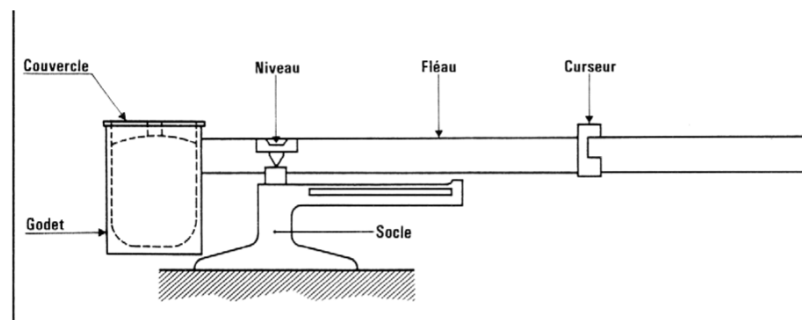
La densité de la boue est déterminée en utilisant un appareil appelé la balance de boue de type BAROID au niveau du laboratoire. Voici les étapes à suivre :

1. Retirez le couvercle de la cup et remplissez complètement la cup avec la boue à tester.
2. Remplacez le couvercle et tournez-le fermement jusqu'à ce qu'il soit bien fixé, en vous assurant qu'une partie de la boue est expulsée à travers le trou dans le couvercle.
3. Nettoyez la boue à l'extérieur de la cup et laissez-la sécher.
4. Placez le bras de la balance sur la base, avec le bord tranchant reposant sur le pivot.
5. Déplacez le curseur jusqu'à ce que le bras gradué soit à niveau, comme indiqué par le niveau à bulle sur la poutre.
6. Sur le bord du curseur le plus proche de la cup, lisez la densité ou le poids de la boue.



(a) Balance de boue (baroid)

Densimètre à boue



(b) Composants du Densimètre
[m1_fluides_forage]

Une valeur de **1.15 sg** est obtenue, indiquant la densité de la boue.

3.3.2 Détermination des paramètres rhéologiques

Nous avons mesuré la rhéologie du fluide à l'aide d'un viscosimètre rotatif de marque 35A.

Le rhéomètre 35A V-G (viscosité-gel), également connu sous le nom de viscosimètre à indicateur direct, est largement utilisé pour faciliter l'utilisation du modèle plastique de Bingham en association avec les fluides de forage sur le terrain. Cet instrument est doté d'un bobinoir à ressort de torsion qui donne une lecture sur cadran proportionnelle au couple et analogue à la contrainte de cisaillement. La vitesse de rotation (rpm) est analogue au taux de cisaillement, voici les étapes à suivre :

1. Prendre de la boue, tamiser sur le tamis de l'entonnoir Marsh, agiter 5 mn à l'aide d'un agitateur, puis remplir le godet du viscosimètre.
2. Immerger les cylindres coaxiaux (l'appareil est muni d'un système de coulisse avec une molette de blocage) jusqu'à ce que le trait repère du rotor affleure la surface de la boue.
3. Faire tourner le rotor à 600 T/mn en choisissant la position convenable du bouton de changement de vitesse et de l'interrupteur. Lire la déviation sur le cadran.
4. Sans arrêter l'entraînement du rotor, régler la vitesse de rotation à 300 T/mn. Lire la déviation de la graduation.
5. Faire de même pour les autres vitesses.



FIGURE 3.5 – Rhéomètre 35A

L'essai est réalisé à différentes vitesses telles que 600 rpm, 300 rpm et 100 rpm, etc. (les modèles de laboratoire peuvent fonctionner à 6 vitesses différentes) avec une température de 120°C.

D'après les lectures du rhéomètre, à 600 rpm, nous avons une valeur de 12 et à 300 rpm, une valeur de 31. En utilisant les relations entre la viscosité plastique^{2.10}, yield point^{2.11}

et les deux lectures (600 rpm et 300 rpm), Nous avons obtenu les résultats présentés dans le tableau 3.3.

3.3.3 Détermination de la filtration de la boue

La propriété de filtration d'une boue est testée à l'aide d'une presse à filtre. Ce test mesure la rapidité avec laquelle le fluide est poussé à travers un papier filtre. Après le test, on mesure l'épaisseur du gâteau filtrant solide formé.

La presse à filtre utilisée doit respecter les normes de l'API et être utilisée conformément à leurs recommandations. La perte de fluide API est enregistrée à une pression de 100 psi (6,9 bar) et à température ambiante, sous forme de millilitres perdus en 30 minutes.

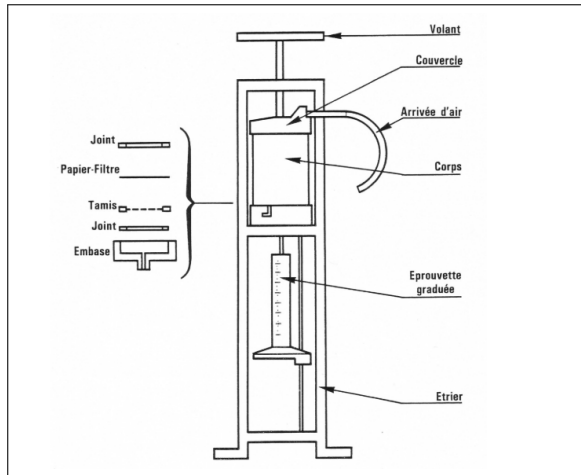
Voici les étapes à suivre pour la mesure :

1. Remplir le cylindre avec de la boue jusqu'à environ 1 cm du haut.
2. Placer le couvercle sur le cylindre avec un joint intercalé.
3. Fixer l'ensemble dans l'étrier et le bloquer avec une vis.
4. Positionner une éprouvette graduée sous le bec verseur.
5. Appliquer une pression de 7 bar (100 psi) de manière progressive pour éviter de rompre le papier filtre, tout en déclenchant le chronomètre.
6. Après 30 minutes, lire le volume de fluide collecté dans l'éprouvette, exprimé en cm^3 , c'est la valeur du filtrat API.
7. Purger le circuit de gaz comprimé, démonter l'appareil et récupérer le papier filtre couvert d'une couche de solides, appelé le "cake".
8. Après un lavage superficiel, mesurer l'épaisseur du cake et exprimer la valeur en millimètres.

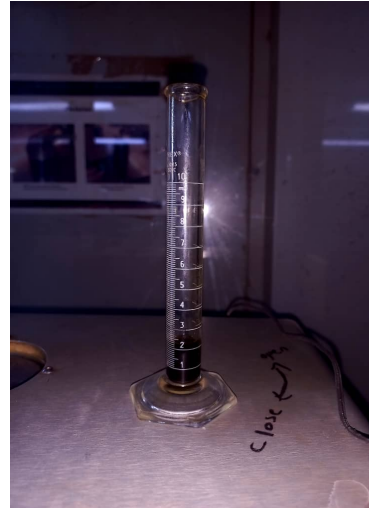
3.4 Essais de Gonflement de l'Argile

Le contrôle du gonflement des argiles se fait en ajustant la teneur en électrolytes du fluide de forage pour limiter leur expansion. Bien que les fluides traités à la chaux et au gypse aient été utilisés depuis longtemps à cette fin, ils ne répondent pas toujours de manière optimale aux besoins d'inhibition des argiles les plus réactifs. Les sels de potassium, en revanche, sont reconnus pour leur efficacité à inhiber le gonflement et sont couramment utilisés.

Cependant, ces dernières années, Sonatrach a adopté le GLO POLYAMINE 2000. Cet additif s'est avéré particulièrement performant pour stabiliser les argiles dans des conditions de forage complexes. C'est pourquoi nous avons mené le test de gonflement avec le LSM2100, afin d'évaluer l'efficacité de cet additif dans la gestion du gonflement des argiles dans nos opérations de forage.



(a) Filtre presse API



(b) Résultat du Test de Filtration

FIGURE 3.6 – Processus de filtration

3.4.1 Détecteur de gonflement linéaire (LSM 2100)

Le détecteur de gonflement linéaire (LSM 2100) est conçu pour mesurer l'hydratation ou la déshydratation des argiles en observant la variation de longueur des échantillons de schiste reconstitués ou intacts au fil du temps. Ces tests permettent de déterminer le système de boue le plus adapté pour forer à travers une formation d'argile spécifique.

il comprend un système de mesure automatique, une unité compacte et un logiciel.

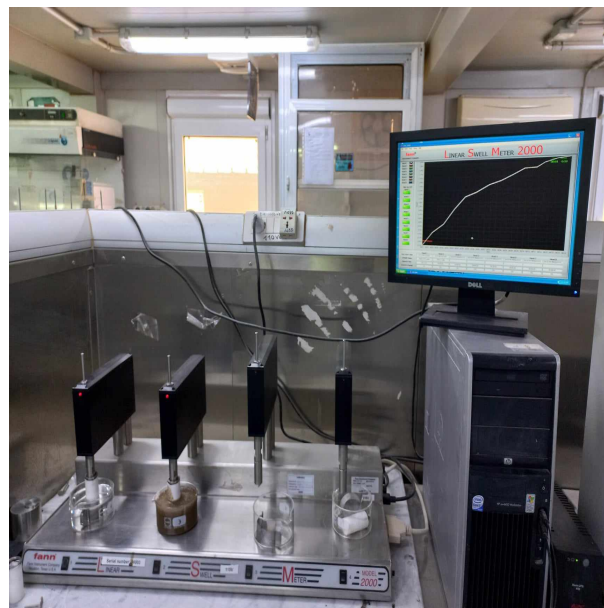


FIGURE 3.7 – Le LSM 2100

Le logiciel du LSM enregistre les mesures et résume les résultats dans un graphique en

temps réel qui montre le pourcentage de gonflement par rapport au temps.

3.4.2 Procédure de l'essai

L'essai est réalisé avec différentes concentrations de GLO POLYAMINE 2000, comme indiqué dans le tableau suivant.

TABLEAU 3.2 – Les concentrations de GLO POLYAMINE 2000

fluide	1	2	3
concentration de GLO POLYAMINE 2000	4 ppb	5 ppb	6 ppb

Après avoir soigneusement préparé les 4 pastilles d'argile compactée et les fluides avec les concentrations appropriées de glo polyamine 2000, nous avons procédé au démarrage du test en suivant les instructions du LSM comme suit :

1. Calibration :

- Utiliser un disque de calibration certifié et une cale d'espacement appropriée.
- Ajuster la tête de mesure jusqu'à ce que l'indicateur devienne bleu en utilisant l'interrupteur UP/DOWN.
- Placer le disque de calibration entre la tête et la cale, puis réajuster jusqu'à ce que l'indicateur soit stable et bleu.
- Enregistrer les points de calibration.

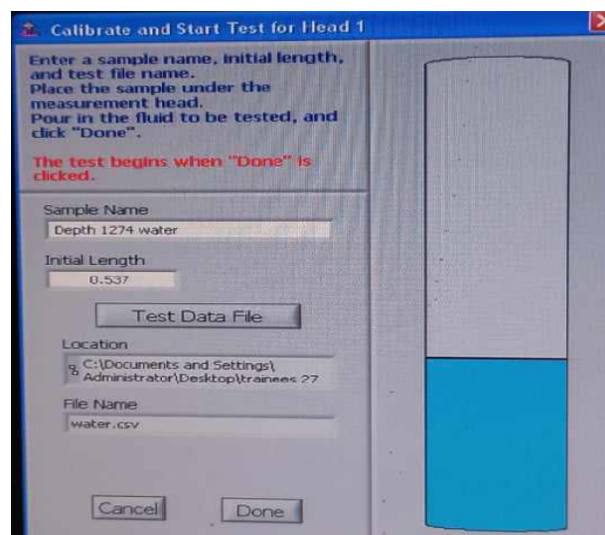


FIGURE 3.8 – calibration

2. Préparation de l'Échantillon :

- Utiliser un pied à coulisse pour mesurer la longueur de l'échantillon(pastille)et un instrument de pesage pour déterminer son poids, en enregistrant ces valeurs sur une feuille de données.

- Éliminer toute bavure présente sur l'échantillon.

3. Positionnement de l'Échantillon :

- Placer un plat sous la tête de mesure.
- Abaisser la tête jusqu'à ce qu'elle touche le fond du plat et qu'un indicateur devienne rouge.
- Continuer à abaisser jusqu'à ce qu'un indicateur devienne bleu.
- Ajouter un poids supplémentaire si nécessaire pour atteindre une charge totale de 2000 g.

4. Ajout du Fluide 4PPb :

- Placer l'échantillon dans un récipient sous la tête de mesure.
- Abaisser la tête jusqu'à ce qu'elle touche l'échantillon et qu'un indicateur devienne bleu.
- Verser le fluide 4 PPb autour de l'échantillon.

5. Démarrage du Test :

- Définir les fréquences d'échantillonnage pour différentes périodes de temps dans notre cas de 72 h.
- Le logiciel enregistre et affiche les données en temps réel, les graphiques montrent le pourcentage de gonflement en fonction du temps.

Et nous avons répété les étapes pour les trois autres fluides.

3.5 Résultats et interprétations

Les résultats des mesures des paramètres de la boue à base d'eau à haute performance sont présentés dans le tableau 3.3 .

TABLEAU 3.3 – Résultats des mesures des paramètres de HPWBM

Propriétés mesurées de HPWBM	valeur mesurée
Densité (sg)	1,15
Yield point @ 120°F (lb/100ft ²)	26
Viscosité plastique (Cp)	30
Filtrat API (cc/30min)	4

Pour comparer l'influence des différents types de boue sur le gonflement des argiles dans les formations de 16", nous avons pris en compte les résultats des tests LSM sur les fluides

à base d'huile (OBM). C'est pourquoi nous avons mesuré les propriétés de cette boue, présentées dans le tableau 3.4.

TABLEAU 3.4 – Résultats des mesures des paramètres de OBM

Propriétés mesurées de l'OBM	valeur mesurée
Densité (sg)	1,31
Lecture à 600 RPM	51
Lecture à 300 RPM	32
Yield point @ 120°F (lb/100ft ²)	13
Viscosité plastique (Cp)	19
Viscosité apparente (Cp)	25.5
gels 10" @ 120°F (lb/100ft ²)	13
gels 10' @ 120°F (lb/100ft ²)	21
Filtrat HPHT (ml/30min)	23
Stabilité électrique @ 120°F	740
Ratio O/W	76/24

Après trois jours d'essai (72 heures), nous avons interrompu le test et obtenu les résultats présentés dans le tableau suivant.

TABLEAU 3.5 – Pourcentage de gonflement

gonflement%	Eau douce	4 ppb	5 ppb	6 ppb	OBM
5h	8,15	7,14	5,60	5,60	0
15h	8,21	7,32	6,37	6	0
25h	8,81	8,03	7,20	6,67	0
35h	9,15	7,86	7,06	6,91	0
45h	9,30	8,50	7,50	6,85	0
60h	9,70	8,69	7,56	7,14	0
70h	10	8,97	7,95	7,20	0
72h	10,18	9,17	8,01	7,42	0

Ce tableau illustre l'évolution du pourcentage de gonflement pour chaque concentration de GLO POLYAMINE 2000 en fonction du temps, avec également le pourcentage de gonflement de l'essai réalisé sur OBM.

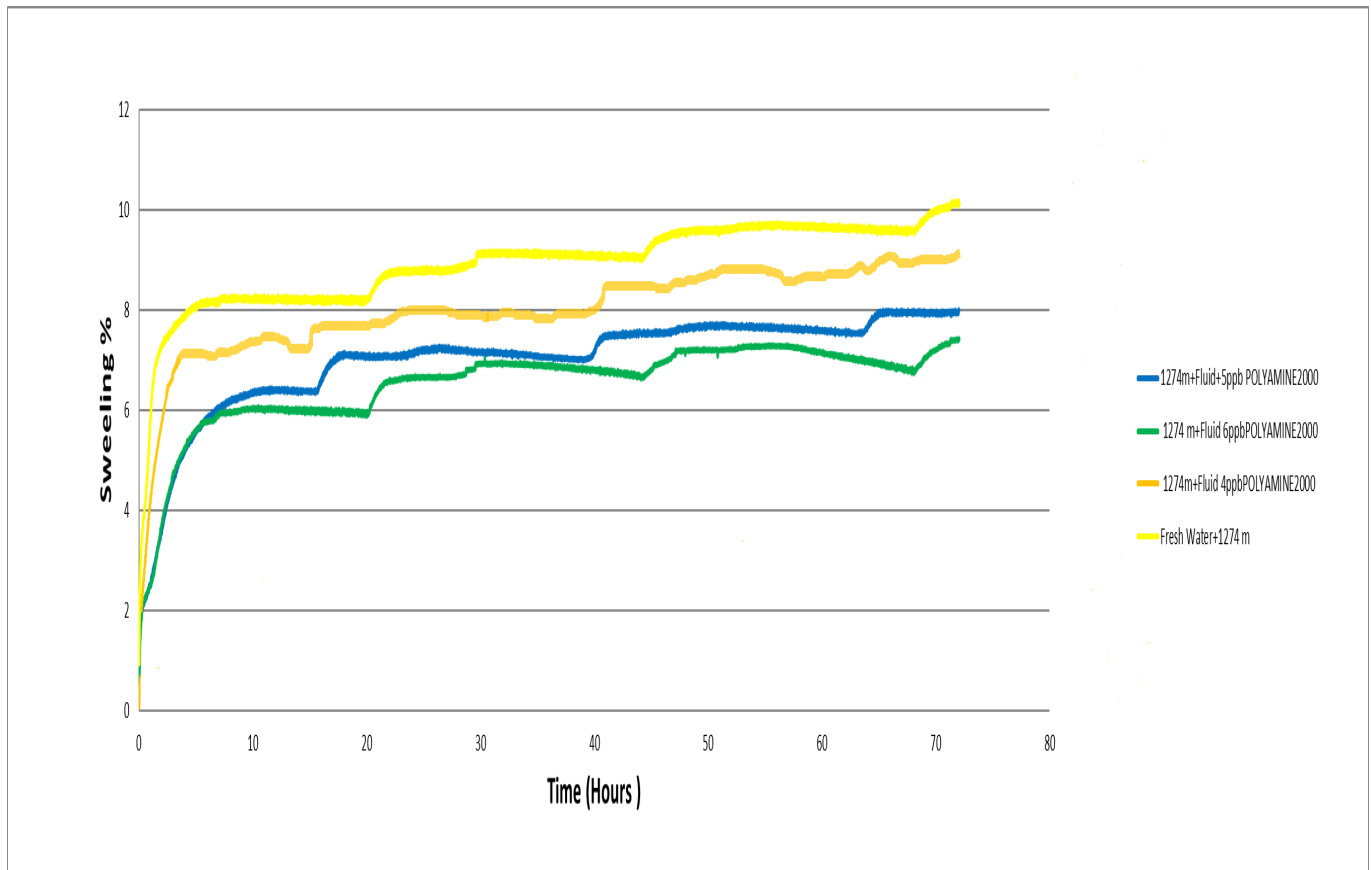


FIGURE 3.9 – Évaluation Visuelle du Gonflement

Ci-dessous se trouve un graphique présentant les résultats du test de gonflement des pastilles d'argile pour les trois concentrations du stabilisateur d'argile GLO POLYAMINE 2000, ainsi que pour l'eau et l'OBM.

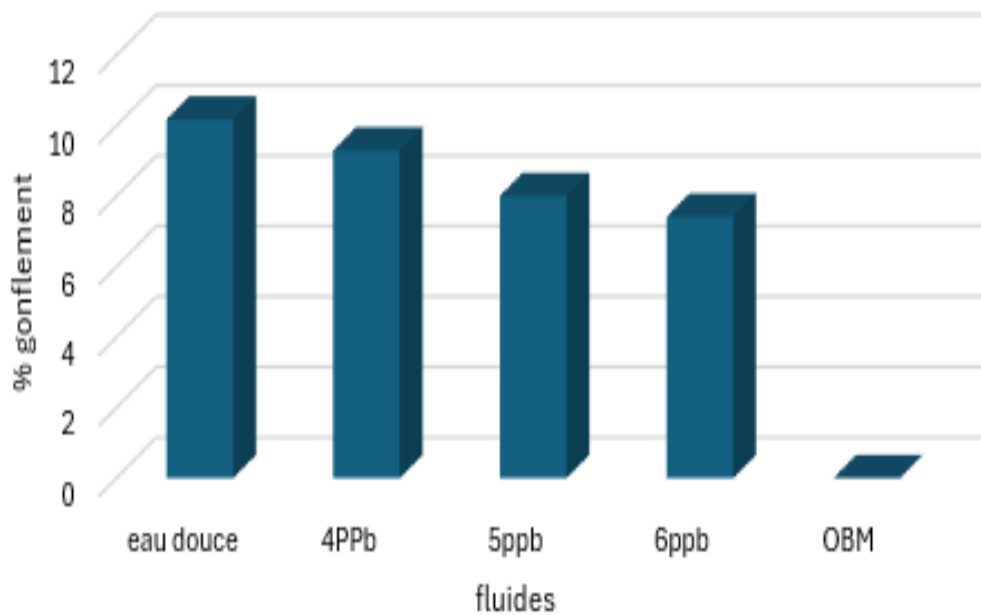


FIGURE 3.10 – Évolution du Gonflement des Pastilles d’Argile à 72h

Les valeurs de gonflement indiquent clairement l’influence des différentes concentrations de GLO POLYAMINE 2000 dans les boues HPWBM et leur comparaison avec les boues OBM.

— **Eau douce (sans inhibiteur) :**

— Le gonflement des argiles est le plus élevé en l’absence de GLO POLYAMINE 2000, atteignant 10.18% après 72 heures.

— **Concentration de 4 ppb de GLO POLYAMINE 2000 :**

— Cette concentration réduit le gonflement à 9.17% après 72 heures, montrant une amélioration par rapport à l’eau douce mais restant significativement élevé.

— **Concentration de 5 ppb de GLO POLYAMINE 2000 :**

— Une concentration plus élevée (5 ppb) diminue davantage le gonflement à 8.01% après 72 heures, indiquant une meilleure performance de l’inhibiteur.

— **Concentration de 6 ppb de GLO POLYAMINE 2000 :**

— La concentration la plus élevée testée (6 ppb) réduit encore le gonflement à 7.42% après 72 heures, ce qui est l’effet le plus significatif parmi les concentrations testées.

— **Boues OBM (Oil-Based Mud) :**

- Les boues OBM maintiennent un gonflement nul tout au long de la durée de l'essai, montrant une performance supérieure en termes d'inhibition du gonflement des argiles.

L'hydratation et la dispersion de la bentonite dans les milieux aqueux se produisent lorsque les molécules d'eau polaires se fixent sur la surface des particules de bentonite par des liaisons hydrogène.

Les stabilisants de schiste, comme les polyamines (GLO Polyamine 2000), forment une couche protectrice sur les particules d'argile en établissant des liaisons hydrogène avec les atomes d'oxygène des surfaces siloxaniques tétraédriques de l'argile. Cette couche bloque les sites de liaison pour les molécules d'eau, réduisant ainsi le gonflement de la bentonite. Par conséquent, Le changement de la mouillabilité et de la densité de surface des particules, induit par le GLO Polyamine 2000, diminue leur affinité pour les molécules d'eau polaires[BENSETTI, 2018].

Cependant, les résultats précédents montrent que l'augmentation des concentrations de GLO Polyamine réduit le gonflement, mais ne suffit pas à atteindre une inhibition comparable à celle des systèmes de fluide de forage à base d'huile (OBM).

3.6 Conclusion :

GLO POLYAMINE 2000 aide à réduire le gonflement des argiles dans les boues HPWBM, et son efficacité augmente avec la concentration. Cependant, même à la concentration maximale testée (6 ppb), le gonflement des argiles est toujours notable comparé à celui observé avec les boues OBM. Les OBM sont donc beaucoup plus efficaces pour contrôler le gonflement des argiles, bien qu'ils présentent d'autres défis, notamment en termes de coût et d'impact environnemental.

Pour des applications nécessitant une inhibition maximale du gonflement des argiles, les OBM seraient préférées. Cependant, si des considérations environnementales ou économiques favorisent l'utilisation des boues à base d'eau, l'ajout de GLO POLYAMINE 2000 peut offrir une amélioration substantielle des performances.

Chapitre 4

Cas d'Étude : Étude Comparative des Fluides de Forage dans la phase 16"

4.1 Introduction

Ce chapitre se focalise sur une analyse comparative des performances de forage dans la région de Hassi Messaoud, avec un accent particulier sur la phase 16". Nous avons à notre disposition les données de cinq puits forés en 2023. Notre étude examinera les variations de durée de forage et de Rate of Penetration (ROP) en fonction de ces fluides, ainsi que les problèmes rencontrés avec chaque puits. Certains des puits ont été forés avec de la boue en HPWBM tandis que d'autres avec de la boue à base d'huile (OBM). En outre, nous prévoyons d'inclure une analyse des coûts et des impacts environnementaux associés à chaque méthode de forage. Notre objectif est de scruter ces données pour déceler les tendances, les facteurs influents et les implications opérationnelles, dans le but d'optimiser les activités de forage dans cette région.

4.2 L'analyse des Cinq Puits

Après avoir recueilli des données du département des opérations de forage de Hassi Messaoud et des programmes de boues et de forage, nous avons réalisé une étude sur cinq puits.

TABLEAU 4.1 – les puits étudiés

puits	ONI-351	OMO-202	OMO-142Bis	ONM-41	OMPZ-152
boue	HPWBM	HPWBM	HPWBM	HPWBM	OBM

4.2.1 Les Puits Forés avec HPWBM

Les puits OMO-142Bis, ONM-41, OMO-202 et ONI-351 (section de 16") ont été forés avec succès en utilisant le système AVAPOLYOIL4.3 de boue à base d'eau lourde.

Problèmes Rencontrés dans les quatre Puits Forés

Au cours du forage des quatre puits, divers problèmes ont été rencontrés, impactant les opérations et les performances globales. Le tableau ci-dessous détaille les difficultés observées pour chaque puits.

CHAPITRE 4. CAS D'ÉTUDE : ÉTUDE COMPARATIVE DES FLUIDES DE FORAGE DANS LA PHASE 16"

TABLEAU 4.2 – Les problèmes observés dans les Quatre Puits Forés avec HPWBM

Puit	Problèmes
ONI#351 (TP#139)	<ul style="list-style-type: none"> — Perte de 15 m³ de boue pendant le voyage d'essuyage à 1722m. — Tamis pleins de déblais pendant la circulation. <p>Incidents de tuyau coincé à 2111m et 506m nécessitant un surforage et des forces élevées pour libérer le tuyau, dus à un nettoyage insuffisant du trou ou à des propriétés de boue inadéquates.</p>
OMO#202 (ENF#28)	<ul style="list-style-type: none"> — Bouchage des trépan par la boue. — Usure des stabilisateurs due à une boue inadéquate. — Faible ROP indiquant des propriétés de boue non optimales pour un nettoyage efficace du trou. — De 2190m à la surface, incluant des backreamings doux (Dogger Lagunaire, Dogger Argileux) et durs (Malm, Néocomien).
OMO#142 bis (ENF#47)	<ul style="list-style-type: none"> — Perte de rotation . — Des dépôts de boue visqueuse s'étaient collés aux outils de forage, entraînant des blocages.
ONM#41	<ul style="list-style-type: none"> — Problème de circulation de boue. Cela peut être dû à une saturation excessive en cuttings dans la boue. — Colmatage de la conduite de flux. — Surcharge lors de la sortie du BHA .

4.2.2 Le puit foré avec OBM

La section de trou de 16 pouces a été forée jusqu'à 2286 mètres en utilisant un système de boue à base d'huile EMEC avec du diesel comme huile de base et du NaCl comme sel, en commençant avec un ratio huile/eau de 70/30 et a été ajusté à 85/15 au point de tubage. Cette section a été traversée par des formations principalement composées d'argiles, d'anhydrite, de sel, de grès, de dolomite et de calcaire. Ce système de boue a fourni une stabilité maximale du trou et des performances de forage maximales

Problèmes Rencontrés dans le puit

1. Les formations salifères du Sénonien et du Néocomien ont causé un sur-tirage sévère en raison de la sous-taille du trou.
2. Des phénomènes d'érosion ont été observés dans les niveaux sableux principalement dans les formations de l'Albien et du Barrémien, accentués par des taux de forage élevés, entraînant une surcharge dans l'annulaire.
3. Les taux de forage élevés ont rendu le nettoyage du trou difficile en raison du grand volume de déblais.
4. Des flux potentiels d'eau ont été constatés en provenance de l'Albien, du Barrémien et du Turonien.

4.3 Comparaison des performances opérationnelles

Pour évaluer les performances de forage des cinq puits forés en 2023 dans la région de Hassi Messaoud, nous avons examiné plusieurs critères, notamment la durée de forage, le taux de pénétration (ROP) et la densité. Voici un résumé des résultats, suivi d'une analyse comparative.

TABLEAU 4.3 – Tableau comparatif des cinq puits

Puit	ONI-351	OMO-202	OMO-142Bis	ONM-41	OMPZ-152
Durée de la section(jour)	17	21	21	24	14
Profondeur(m)	523 à 2322	493 à 2340	503 à 2345	495 à 2291	506 à 2386
Durée de forage(heure)	83,75	124	117,85	157,75	7,5
Densité(sg)	1,30 à 1,38	1,45	1,45	1,45	1,25
ROP(m/hr)	21,53	15,67	19,15	11,37	28,9

Malgré une variation de profondeur d'environ 62 mètres entre le puit le plus profond et le plus court, et l'utilisation d'une densité de boue similaire pour forer les mêmes formations géologiques, il y a une différence de durée de forage d'environ 3 jours entre les puits forés avec HPWBM et près de 10 jours pour le puit le plus lent ONM-41(HPWBM) et OMPZ-152

(OBM).

4.3.1 Évaluation du taux de pénétration ROP

Étant donné que le taux de pénétration n'était pas défini comme un indicateur clé de performance lors de cette première tentative sur le champ HMD.

Cependant, le ROP était suivi pour surveiller l'avancement des opérations jusqu'à TD et pour permettre le contrôle et la comparaison des différents fluides de forage, notamment grâce au mud-log disponible sur site.

C'est pourquoi nous avons décidé de sélectionner des puits forés avec HPWBM et d'autres avec OBM afin de réaliser une analyse approfondie. Le graphe ci-dessous 4.1 illustre cette comparaison et permet de mieux comprendre les différences de performance entre les deux types de fluides de forage.

Interprétation

D'après le graphe 4.1 illustrant l'évolution du taux de pénétration pour des puits forés avec différents types de fluides, une différence notable apparaît entre HPWBM et OBM.

La ROP la plus élevée obtenue avec HPWBM est d'environ 70 % de celle enregistrée en utilisant de la boue à base d'huile (OBM). Par ailleurs, comparé au puits précédent MD-744, foré avec succès avec de la boue à base d'eau haute performance (HPWBM), nous avons une ROP moyenne de 21,53 m/h sur ONI 351, ce qui est presque 22 % plus élevé que celle de l'autre puits.

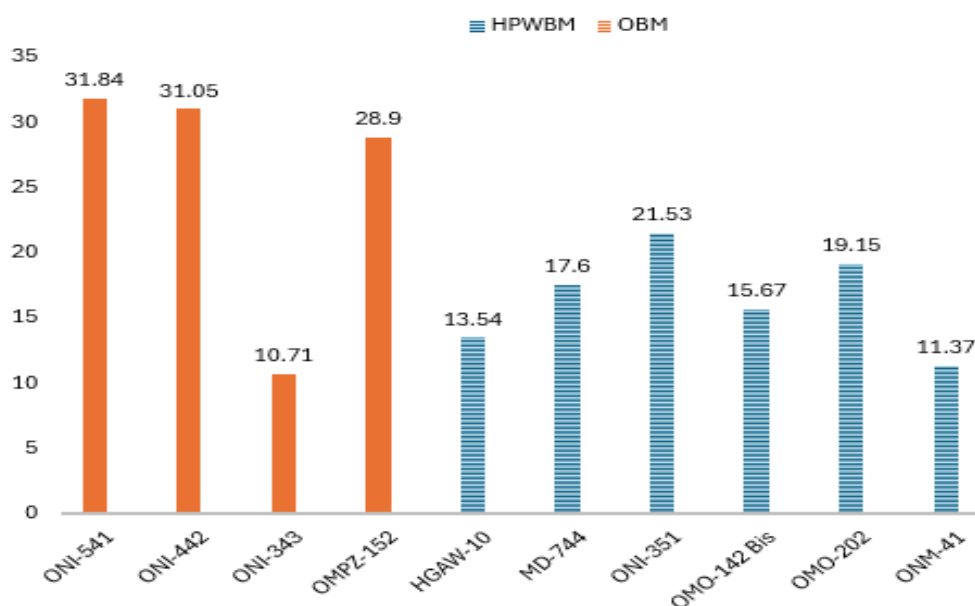


FIGURE 4.1 – Évaluation du ROP

Ces résultats indiquent clairement que les puits forés avec une boue à base d'huile avancent plus rapidement et rencontrent moins de problèmes durant les opérations de forage. Cela peut s'expliquer par la facilité d'utilisation de l'OBM en termes de lubrification, qui empêche le gonflement et le coincement des outils de forage dans les formations.

En revanche, bien que la HPWBM contienne des additifs et des stabilisateurs d'argiles, cela ne suffit pas pour garantir un taux d'avancement aussi élevé que celui de l'OBM. Cependant, il est important de noter que chaque puits peut avoir des caractéristiques géologiques et des conditions de forage différentes, ce qui peut influencer les performances individuelles.

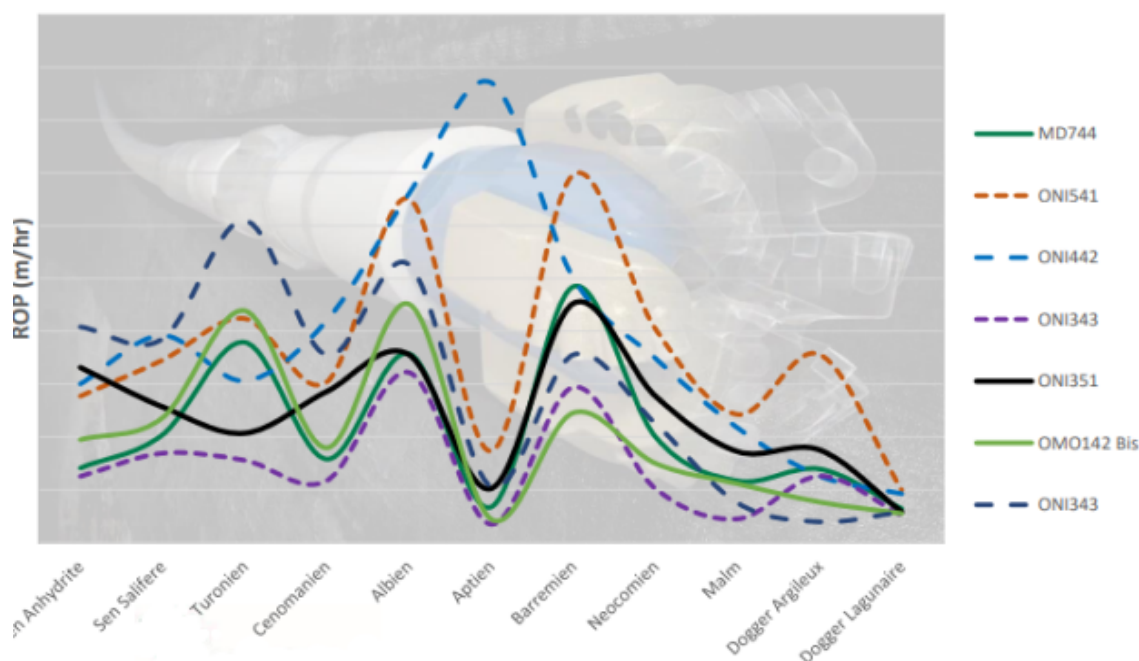


FIGURE 4.2 – ROP Moyenne par Formation
[SONATRACH 2023]

Le dernier graphique 4.2 présente la ROP moyenne par formation pour divers puits forés avec OBM ou HPWBM. On observe que la forme des graphiques est presque identique pour les mêmes formations, indiquant que les valeurs minimales de ROP sont atteintes lors du forage des formations aptiennes, ceci étant cohérent pour tous les puits et les deux types de boue.

4.3.2 L'analyse des problèmes

Dans cette partie, nous allons analyser les problèmes rencontrés sur différents puits étudiés.

Avec HPWBM

En commençant par la boue à base d'eau à haute performance (HPWBM), parmi les défis des 4 puits en HPWBM, nous notons :

- **L'instabilité du puits** : L'instabilité du puits pendant les opérations de sortie de tige était due à l'insuffisance de l'inhibition face à la nature réactive et dispersive de certaines couches de schiste problématiques et des argiles intercalées dans les formations Néocomien, Malm et Dogger Argileux. Cela s'est manifesté par une surcharge élevée et des trous serrés, ainsi que par un reaming fréquent.

TABLEAU 4.4 – Les concentrations des produits ajoutés

Puit	MD-744	ONI-351	OMO-202	OMO-142Bis	ONM-41
avapolyoil(kg/m ³)	90	90	80	80	70
avaperm(kg/m ³)	5-7	20	20	15-20	15-20
avapolymer50X50(kg/m ³)	5-6	15	10	6-8	6-8
visco XC 84(kg/m ³)	2-5	1,5	1,5	1-1,25	1-1,25
KCL(kg/m ³)	50-60	-	-	-	-

Comme le montrent ce tableau et le graphique, par comparaison avec le puits de ré-

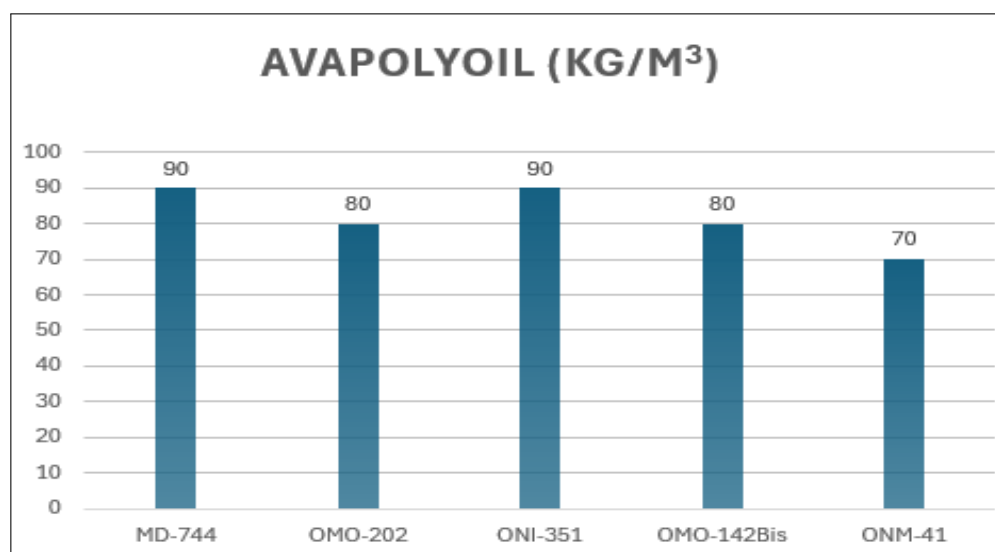


FIGURE 4.3 – Avapolyoil(Kg/m³)

férence MD-744, qui a été complété avec succès (c'est-à-dire avec moins de problèmes par rapport aux puits forés avec HPWBM), la principale différence entre les fluides de forage réside dans les concentrations d'inhibiteurs de schiste.

Le KCl n'a été utilisé que pour le puit MD-744, à une concentration de 50-60 kg/m³, en plus de trois autres produits : AVAPOLYOIL, AVAPERM et AVAPOLYMER. En revanche, ces trois derniers produits ont été les seuls utilisés pour les quatre autres puits. Bien que AVAPERM et AVAPOLYMER aient été employés à des concentrations plus

de deux fois supérieures à celles de la boue du MD-744, ils n'ont pas réussi à remplacer le KCl, reconnu comme un inhibiteur de schiste efficace, en particulier dans le champ HMD.

Une autre différence notable concerne la concentration de viscosifiants, qui était plus faible dans les boues des puits étudiés par rapport à celle du puits de référence.

- **Le temps excessif** : Le temps excessif enregistré lors de la sortie de tige est également dû aux précautions prises pour éviter tout blocage définitif (le reaming a commencé de 1 à 8 tonnes). De plus, le reaming rencontré est probablement lié à un ROP élevé, qui génère une décompression de la formation.
- **Le raclage du BHA** : est dû à un nettoyage insuffisant du trou pendant les différentes opérations de reaming, le débit étant faible. Les déblais n'ayant pas suffisamment de vitesse, ils ne sont pas complètement évacués de l'annulaire vers la surface.
- **Le colmatage de la conduite de flux ONM#41 (TP198)** : est probablement dû à un dysfonctionnement de la vanne située en amont de la boîte à boue. Cela a entraîné une obstruction partielle ou totale de la conduite par les déblais, provoquant leur accumulation et leur empilement sous forme de boules. Cette accumulation s'est propagée dans le sens opposé du flux.

Points forts de HPWBM ! dans la phase 16" :

- Réduction significative du temps de forage pour la section de 16", économisant des jours sur ONI-351 et OMO-142 Bis.
- Pose réussie du tubage jusqu'au fond et cimenté avec succès, malgré des formations connues pour des problèmes d'instabilité de trou.
- Bonne performance du ROP moyen enregistré par rapport à tous les puits précédents forés avec un système HPWBM.
- Absence de balling et d'accrétion du trépan

les Points faibles de HPWBM dans la phase 16"

- Blocage de la tige expérimenté lors de la sortie du trou dans les formations Néocomien et Dogger Lagunaire.
- Problèmes d'instabilité, notamment surcharge élevée et situations de trou serré lors des sorties de tige, de reaming dur et fréquent.
- Reaming moyen et dur lors des sorties de tige

Avec OBM

Le puits OMPZ-152, foré avec une boue à base d'huile, a rencontré plusieurs problèmes au cours de sa réalisation. Nous allons discuter et analyser ces problèmes en prenant en compte tous les détails susceptibles d'avoir contribué à ces difficultés.

Parmi ces défis, on peut citer les suivants :

- **Sur-tirage (Overpull)** :Les formations salifères sont principalement composées de sels tels que le NaCl, le gypse et KCl. La dissolution de ces sels peut provoquer un rétrécissement du trou et la formation de cavités, compliquant le passage des équipements de forage et nécessitant une force supplémentaire pour les retirer. Pour stabiliser ces formations, des pilules d'eau hautement concentrées en sel ont été utilisées.
- **Nettoyage du trou difficile** :Lorsque le forage avance rapidement à travers les formations, il génère un volume important de déblais. L'accumulation de ces débris peut créer des bouchons qui bloquent la circulation du fluide de forage. Il est donc important de régler la densité du fluide de forage pour garantir qu'il ait la capacité de soulever et transporter efficacement les cuttings.
- **les flux d'eau** :Des flux d'eau ont été détectés en provenance des formations de l'Albien(325m), du Barrémien(241m) et du Turonien(123m), qui possèdent des zones de forte perméabilité. Cela peut entraîner une dilution du fluide de forage à base d'huile (OBM), altérant ainsi sa densité et sa viscosité.

4.4 Comparaison Économique

4.4.1 Résumé des Coûts pour OMPZ-152 (OBM) et OMO-202 (HPWBM)

Voici le tableau récapitulatif des coûts entre le puits(OMPZ-152) foré avec OBM et le puits(OMO-202) foré avec HPWBM, en termes de produits, transport, services et équipements.

TABLEAU 4.5 – Comparaison des coûts entre OMPZ-152 (OBM) et OMO-202 (HPWBM)

Élément de Coût	OMPZ-152 (OBM)	OMO-202 (HPWBM)
Produits	10 833 196,88	41 637 973,79
Transport	321 412,51	19 517,94
Services et Équipements	29 660 000,00	665 592,00
Total	40 814 609,39	42 323 083,73

[Drilling Fluid Program - Vertical Development Well - Hassi Messaoud Field 2023]

[Drilling Fluid Program - Horizontal Oil Well Producer - Hassi Messaoud Field 2023]

En comparant les deux puits, nous pouvons observer que :

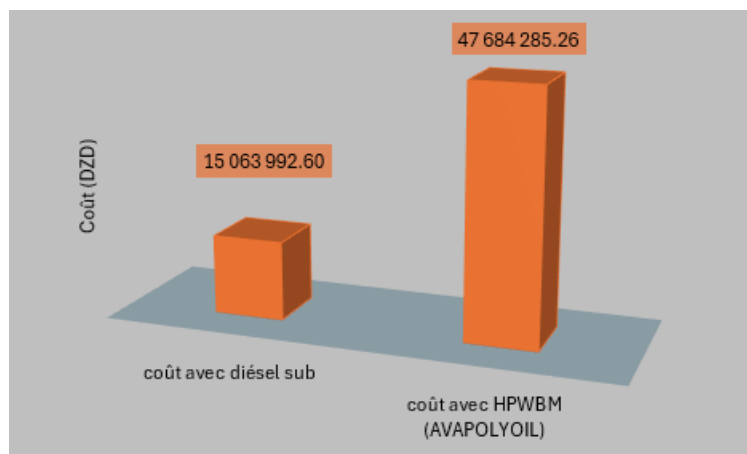
- Le coût total pour le puits OMO-202 utilisant HPWBM est de 42 323 083,73 DA.
- Le coût total pour le puits OMPZ-152 utilisant OBM est de 40 814 609,39 DA.

Cependant, les valeurs présentées concernent un puits utilisant du diesel subventionné. Pour mieux comparer les coûts entre les boues HPWBM et OBM, Nous avons utilisé les données comparatives fournies par la compagnie Ava.

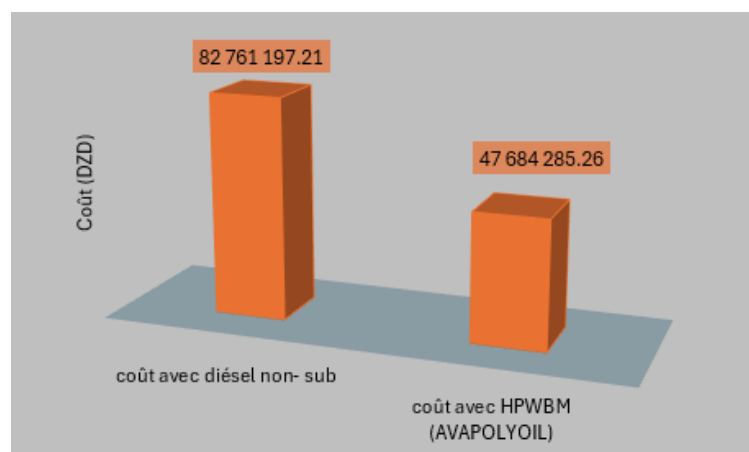
4.4.2 Analyse Comparative

TABLEAU 4.6 – Différence de coût entre HPWBM et OBM [SONATRACH 2023]

Coût utilisant OBM (DZD)	Nouveau prix diesel non subventionné (DZD)	Coût HPWBM système AVAPOLYOIL (DZD)	Différences (DZD)	Différences %
15 063 992,60	82 761 197,21	47 684 285,26	35 076 910,61	73,5



(a) Coût du puits HPWBM vs OBM subventionné



(b) Coût du puits HPWBM vs OBM Non-subventionné

FIGURE 4.4 – Coûts des puits HPWBM et OBM avec/sans subvention

Selon les données présentées dans le tableau et le graphe ci-dessus, une différence de coût significative est observée entre l'utilisation d'une boue à base d'huile avec du diesel subventionné¹ par le gouvernement et du diesel non subventionné². Cela se traduit par une augmentation des coûts lors de l'utilisation de diesel non subventionné par rapport à l'utilisation de HPWBM. En conséquence, l'utilisation de HPWBM pourrait permettre de réduire le coût total de 73,5 %, ce qui représenterait une économie importante de 35 076 910.61 DZD.

De plus, après la séparation des débris solides de la boue de forage OBM, les déchets générés doivent subir un processus de solidification et/ou de séchage avant leur élimination. L'utilisation d'une boue à base d'eau à haute performance (HPWBM) permet de supprimer le coût du traitement hors ligne habituellement nécessaire, générant une économie de 10 765,78 ((DZD)/m³).

1. Prix du diésel local : 170,7 \$ / m³

2. Prix du diésel non subventionné : 2000 \$ / m³

4.5 Analyse Comparative de l'impact Environnemental des boues de forage

4.5.1 Émission de CO₂

Dans cette section, nous allons calculer les émissions de CO₂ pour le puits ONI351. Ce puits a été foré avec des boues de forage à base d'eau haute performance (HPWBM). Cependant, pour cette analyse, nous calculons les émissions de CO₂ comme si ce puits avait été foré avec des boues à base d'huile (OBM).

L'objectif est de présenter les émissions de CO₂ générées par le transport du carburant nécessaire aux opérations de forage, indiquant ainsi que ces émissions proviennent de l'utilisation du carburant par les véhicules (transport de diesel). Nous démontrons ainsi les avantages environnementaux significatifs des HPWBM en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre par rapport aux OBM.

Le cycle commence lorsque les camions-citernes quittent la raffinerie pour se rendre à la Plateforme Logistique et de Maintenance (LMP) à HMD, suivi de la livraison de boues mélangées aux sites de forage

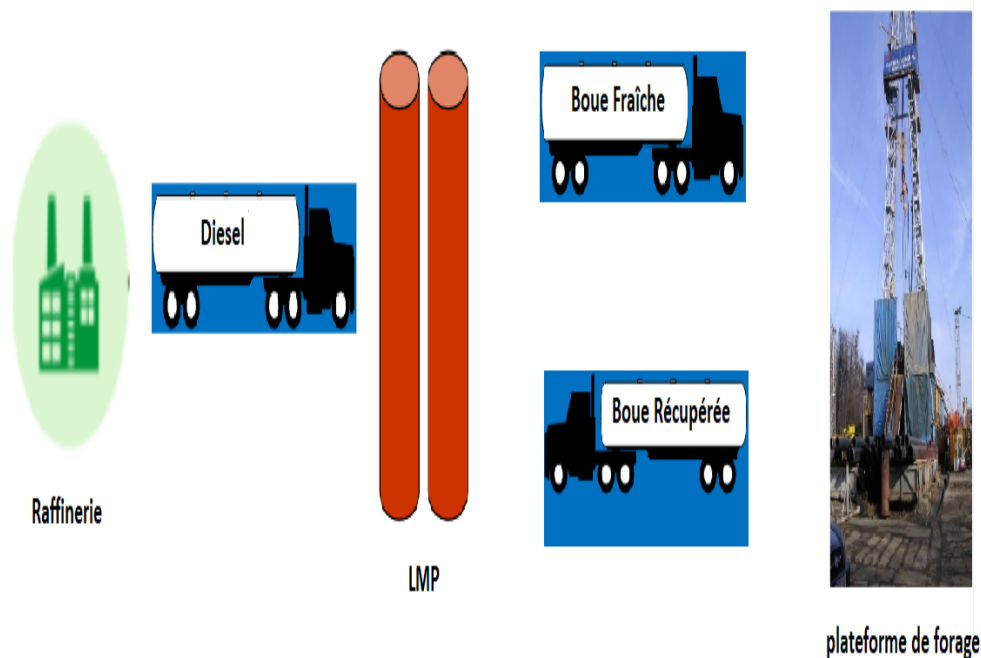


FIGURE 4.5 – Émission de CO₂

4.5.2 Méthodologie de Calcul

- Le nombre de voyages a été estimé en fonction du calendrier de forage prévu et du volume de carburant ou de boue nécessaire pour chaque étape de l'opération de forage.
- La combustion d'un litre de diesel produit 2,67 kg de CO₂ (Facteur d'émission de CO₂).
- Nous avons supposé une distance de 720 km pour un aller-retour entre ANNABA et la Plateforme Logistique et de Maintenance (LMP) à HMD.
- La distance moyenne entre LMP et le site de forage est de 43 km.
- La consommation moyenne de carburant est de 38 L/100 km.
- Les formules suivantes ont été utilisées pour calculer la consommation totale de carburant et les émissions de CO₂ moyennes :

Consommation totale de carburant :

$$\text{Consommation totale de carburant} = \left(\frac{\text{Distance} \times \text{Nombre de voyages}}{100} \right) \times \text{Consommation moyenne de carburant} \quad (4.1)$$

Émissions de CO₂ :

$$\text{Émissions totales de CO}_2 = \text{Consommation totale de carburant} \times \text{Facteur d'émission de CO}_2 \quad (4.2)$$

Résultats

TABLEAU 4.7 – Consommation de carburant et émissions de CO₂ pour les voyages

Destination	Nombre de Voyages	Distance (KM)	Consommation Totale de Carburant (L)	Émissions de CO ₂ (Kg)
Raffinerie - LMP	46	720	12585	33603
LMP - Site de Forage	106	43	1732	4624

Ainsi, les émissions totales de CO₂ dans le cas de l'utilisation d'une boue à base d'huile pour le puits ONI351 s'élèvent à 38,227 tonnes. Les résultats montrent que l'utilisation des HPWBM permet de réduire considérablement les émissions de CO₂ par rapport à l'utilisation des OBM, grâce à une réduction des besoins en carburant pour le transport.

4.5.3 Comparaison des Sites de Forage

La figure 4.6 montre une plateforme utilisant des boues à base d'huile (OBM). On observe des traces d'huile sur le sol, indiquant une gestion moins propre des déchets et une plus grande probabilité de contamination environnementale.



FIGURE 4.6 – Plateforme de forage avec OBM
[SONATRACH 2023]

La figure 4.7 montre une plateforme utilisant des boues de forage à base d'eau haute performance (HPWBM). La plateforme est plus propre, sans taches d'huile, démontrant les avantages environnementaux des HPWBM en termes de réduction de la pollution locale et de l'impact sur l'écosystème.



FIGURE 4.7 – Plateforme de forage avec HPWBM
[SONATRACH 2023]

4.5.4 Impact des fluides de forage sur l'aquifère albien à Hassi Messaoud

L'aquifère albien à Hassi Messaoud est une ressource vitale pour l'approvisionnement en eau potable, l'agriculture et l'industrie pétrolière. Cependant, l'utilisation intensive des fluides de forage, en particulier les boues à base d'huile (OBM) et les boues à base d'eau haute performance (HPWBM), pose un risque significatif pour la qualité de l'eau de cet aquifère.

Analyse des Données de Qualité de l'Eau

Pour évaluer l'impact des OBM et HPWBM sur l'aquifère albien, nous avons analysé les données de qualité de l'eau provenant de différents puits de forage dans la région de Hassi

Messaoud. Les paramètres clés tels que la conductivité électrique (EC), la teneur en solides dissous totaux (TDS), et les concentrations de métaux lourds ont été mesurés.

La représentation graphique (4.8) illustre les niveaux de conductivité électrique (EC) et de TDS dans les eaux souterraines a été construite à partir des données obtenues de [TOUAHRI et al. 2022] comparant les zones affectées par les fluides de forage à base d'huile et à base d'eau haute performance avec les zones non affectées :

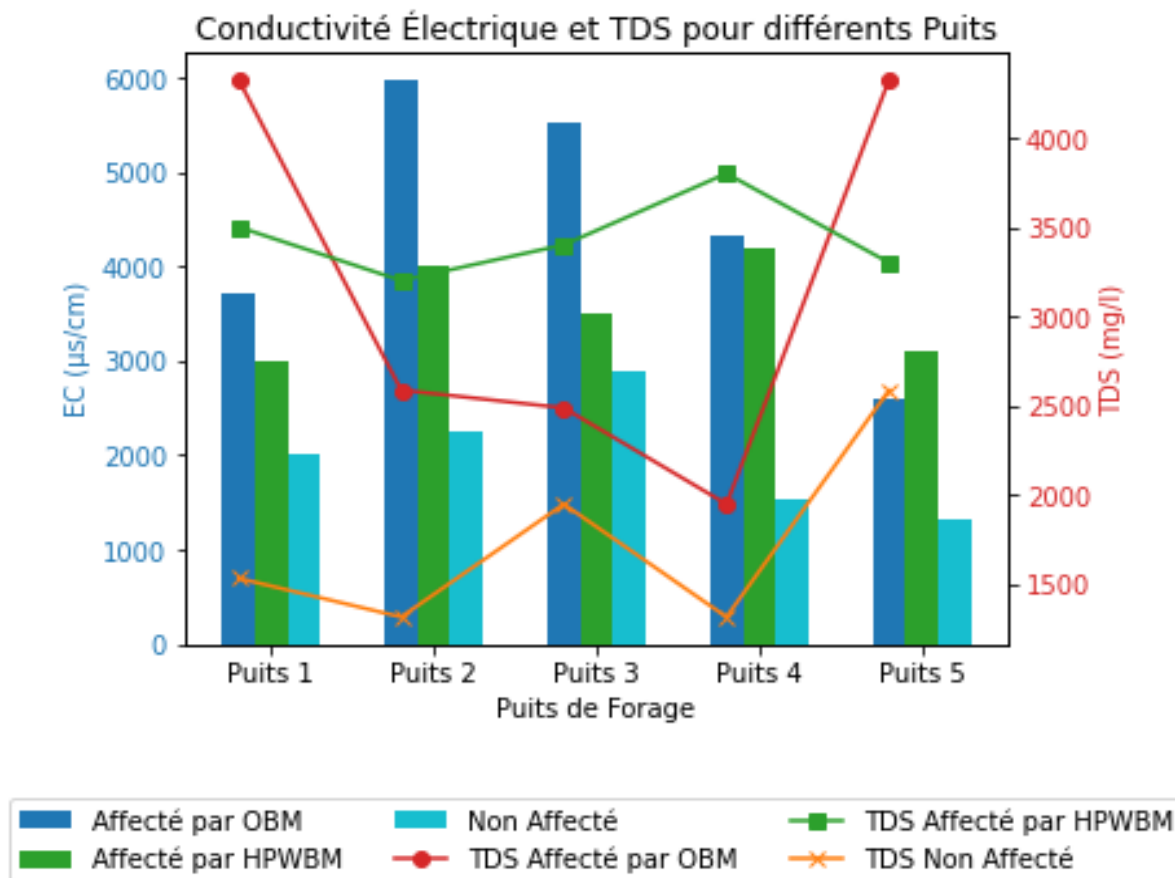


FIGURE 4.8 – Impact des OBM et HPWBM sur la Conductivité Électrique et TDS

Le graphique ci-dessus montre la conductivité électrique (EC) et les solides dissous totaux (TDS) mesurés dans les eaux souterraines de différents puits de forage. Les données sont comparées entre les zones affectées par les fluides de forage à base d'huile (OBM), les fluides de forage à base d'eau haute performance (HPWBM) et les zones non affectées.

Conductivité Électrique (EC)

Les zones affectées par les OBM montrent des niveaux de conductivité électrique nettement plus élevés (jusqu'à $5969 \mu\text{s}/\text{cm}$) par rapport aux zones non affectées (jusqu'à $2893 \mu\text{s}/\text{cm}$). Cela indique une présence accrue de sels dissous, probablement due à la contamination par les hydrocarbures et autres substances présentes dans les OBM.

Les zones affectées par les HPWBM montrent également une augmentation de la conductivité électrique, bien que généralement inférieure à celle des OBM, mais supérieure aux zones non affectées. Cela suggère que les HPWBM, bien que moins polluantes que les OBM, contribuent tout de même à une augmentation de la salinité de l'aquifère.

Solides Dissous Totaux (TDS)

Les zones affectées par les OBM présentent également des niveaux plus élevés de TDS (jusqu'à 4326 mg/l), indiquant une concentration élevée de solides dissous, ce qui corrobore l'augmentation de la conductivité électrique.

Les HPWBM augmentent également les TDS (jusqu'à 3800 mg/l), montrant un impact significatif mais moindre comparé aux OBM.

Les zones non affectées affichent des niveaux de TDS considérablement plus bas (jusqu'à 2586 mg/l), confirmant que les fluides de forage augmentent la charge en solides dissous dans l'aquifère.

En résumé, les fluides de forage, qu'ils soient à base d'huile ou à base d'eau haute performance, augmentent la conductivité électrique et les solides dissous totaux des eaux souterraines. Les fluides à base d'huile ont un impact plus marqué que ceux à base d'eau haute performance.

4.6 Conclusion

D'après l'analyse des problèmes de puits, les ingénieurs de boue de Sonatrach possèdent une vaste expérience avec les boues à base d'huile (OBM). Cette expertise leur permet de gérer efficacement les problèmes typiques liés à l'utilisation des OBM, ce qui se traduit par une meilleure anticipation et résolution des complications malgré les défis inhérents à ces boues.

En revanche, l'utilisation de boues à base d'eau à haute performance (HPWBM) présente plus de défis, principalement en raison du manque de personnel expérimenté dans ce domaine. Les problèmes rencontrés avec les HPWBM, tels que l'instabilité du puits et les difficultés de nettoyage, sont exacerbés par cette lacune en expertise.

En résumé, bien que les OBM posent leurs propres défis, l'expérience et la familiarité des ingénieurs de Sonatrach avec ces boues permettent une gestion plus efficace des problèmes. À l'inverse, les HPWBM, malgré leurs avantages potentiels, souffrent d'un manque de per-

sonnel qualifié, ce qui entraîne davantage de complications opérationnelles. Pour optimiser l'utilisation des HPWBM, un investissement dans la formation et le développement des compétences du personnel est essentiel.

Pour conclure, notre étude comparative dans le domaine opérationnel, abordant les taux de pénétration, les coûts et les impacts environnementaux des fluides de forage (OBM et HPWBM), a clairement démontré que les HPWBM se distinguent comme les fluides les plus efficaces à tous égards, tant sur le plan environnemental que financier.

Recommandations

Dans le cadre de l'exploitation du champ de Hassi Messaoud, et sur la base des retours d'expérience et d'une étude approfondie des sections de trous de 16 pouces forés à la fois avec HPWBM et OBM, les recommandations suivantes sont formulées pour atteindre en toute sécurité la profondeur totale tout en optimisant le temps et les coûts :

- Maintenir un traitement continu des boues pour renforcer l'inhibition des schistes, améliorer la lubrification et contrôler la rhéologie, surtout avant de forer la formation néocomienne, en utilisant par exemple 15 kg/m³ de Soltex.
- Les stabilisateurs doivent être dimensionnés à 2 pouces/16 de moins que le trépan avec un design semi-oblique pour augmenter la surface de contact avec le trou et réduire le couple lors des opérations de trépan.
- Commencer le forage avec une densité de boue de 1,45 sg pour HPWPM.
- Contrôler régulièrement le système de circulation de la boue et les conduites pour éviter les obstructions.
- Maintenir des débits de circulation optimaux, avec au moins 3200 LPM jusqu'au sommet de la formation néocomienne, puis augmenter à 3400 lpm jusqu'au point de tubage, pour améliorer les performances de la boue.
- Effectuer des wiper trips après le forage de la formation néocomienne pour assurer un bon nettoyage du trou et éviter le bourrage des outils. Un wiper trip est également nécessaire avant d'utiliser les outils de diagraphie et de poser le tubage.
- Pour prévenir l'infiltration d'eau dans le puits, il est conseillé de cimenter les formations perméables avant le forage des sections à risque et d'appliquer des colmatants tels que les fibres, les bouchons de boue pour bloquer les zones très perméables.

- Lorsque la densité ou la viscosité ne peuvent être augmentées et que la boue n'élimine pas efficacement les débris, il est nécessaire de passer d'un écoulement laminaire à un écoulement turbulent.

Conclusion

Ce projet a comparé les performances des fluides de forage à base d'huile (OBM) et à haute performance à base d'eau (HPWBM) utilisés par Sonatrach à Hassi Messaoud.

Notre étude a révélé que Sonatrach préfère les OBM en raison des défis géologiques spécifiques, notamment le gonflement des argiles. Les OBM sont efficaces mais posent des risques de contamination des nappes phréatiques, en particulier l'aquifère albien. En revanche, les HPWBM, bien qu'ils posent des défis techniques initiaux, offrent des avantages environnementaux et économiques significatifs lorsqu'ils sont optimisés.

Performance opérationnelle

- Les OBM permettent une progression plus rapide du forage (ROP) et une meilleure gestion des problèmes opérationnels. Leur capacité à stabiliser les formations géologiques complexes en fait une option privilégiée pour Sonatrach.
- Les HPWBM, malgré les défis initiaux, ont présenté des améliorations notables en 2023 grâce à l'intégration d'additifs avancés. Ces améliorations ont permis d'atteindre une performance opérationnelle plus compétitive.

Coût

- les OBM sont plus coûteuses que les HPWBM, particulièrement en l'absence de subventions gouvernementales pour le gasoil. Le coût élevé des OBM est principalement dû à la complexité de leur composition et aux exigences de traitement des déchets.
- Les HPWBM, avec des optimisations adéquates, offrent une solution plus économique. Leur coût réduit peut être attribué à l'utilisation de composants moins coûteux et à des exigences de gestion des déchets moins rigoureuses.

Environnement

- L'impact environnemental des OBM est préoccupant, en raison de la contamination potentielle des eaux souterraines et des émissions de CO₂. La gestion des déchets d'OBM nécessite des mesures strictes pour prévenir les dommages environnementaux.
- Les HPWBM présentent une alternative plus respectueuse de l'environnement. En réduisant le risque de contamination des aquifères et en diminuant les émissions de CO₂, ils offrent une option plus durable pour les opérations de forage.

En conclusion, bien que les OBM soient actuellement préférées pour leur efficacité opérationnelle dans des conditions géologiques complexes, les progrès dans les HPWBM offrent une alternative viable et plus respectueuse de l'environnement.

Avec des investissements continus dans la recherche et le développement, les HPWBM peuvent fournir des avantages économiques potentiels à long terme pour Sonatrach, tout en minimisant l'impact environnemental des activités de forage.

Bibliographie

- *Benaïssa, Ali (2014). « Performance Evaluation of HP WBM Drilling Fluid in Hassi Messaoud Field from the 16" Hole Section ». Specialized Magister in Drilling & Production Engineering. Institut Algérien du Pétrole.
- *Bensetti, Khalida (2018). « Étude des performances d'un système de fluide de forage à base d'eau et optimisation de la concentration d'un inhibiteur de gonflement des argiles ». Master en génie des procédés. Université de Blida 1, Faculté de Technologie, Blida.
- *Daddou, M. (s. d.). *Introduction au Forage Pétrolier*. Module « Forage » - SH-FOR Training. Algeria.
- *Djennadi, Idriss Moulay et Amine *Melhout (2015). *Title of the Document*. Online. Accessed : Insert Date. URL : https://repository.enp.edu.dz/jspui/bitstream/123456789/4601/1/DJENNADI.Idriss%20Moulay_MELHOUT.Amine.pdf.
- Drilling Fluid Program - Horizontal Oil Well Producer - Hassi Messaoud Field* (2023). Technical Proposal for Sonatrach / Division Forage. WELL : OMPZ-152 (Rig : ENF-47).
- Drilling Fluid Program - Vertical Development Well - Hassi Messaoud Field* (2023). Technical Proposal for Sonatrach / Division Forage. WELL : OMO-202 (Rig : ENF-28).
- Hydraulics & Rheology* (s. d.). SH-FOR Training Module.
- *Kaouche, Salah-eddine (2014). « Comparative Study of Using Oil Based Mud versus HP Water Based Mud in Hassi-Messaoud Field (16" Hole Section) ». Master of Science Project Report. Robert Gordon University, Aberdeen.
- *Khodja, Mohamed (2008). « Les fluides de forage : Étude des performances et considérations environnementales ». Ph.D. Thesis. Institut National Polytechnique de Toulouse.
- *Lamniai A .et Chergui, S (2014). « Cartographie de la Nappe du Complexe Terminal (CT) et celle de la Nappe Continental Intercalaire (CI) avec mise en place d'un réseau de

surveillance sous (SIG) ». mémoire de fin des études du diplôme de Master. Université Kasdi Merbah Faculté des sciences appliquées, Ouargla.

*Le K et Rasouli, V (2012). *Determination of Safe Mud Weight Windows for Drilling Deviated Wellbores : A Case Study in the North Perth Basin*. Figure 2. URL : <https://espace.curtin.edu.au/handle/20.500.11937/4434>.

*MI SWACO (2006). *Drilling Fluids Engineering Manual*. Version 2.2.

*Oubedli, moussa (2016). « Maintenance des équipements forage pétroliers Application au treuil de forage ». mémoire de fin des études du diplôme de Master académique. Université Mohamed Boudiaf - Msila Faculté de technologie, msila.

*Slimani, A. (jan. 2012). *Formation de Superviseurs en Forage : Introduction à l'industrie pétrolière et Initiations au forage*. Algeria : Sonatrach.

*SONATRACH (2023). *HPWBM AVAPOLYOIL System Application*. January. NEWPARK Fluid Systems.

*Sonatrach (2024). *Wells HMD Phase16 MudType 2018-2024*. Feuille Excel. Données obtenues auprès de Sonatrach.

*Sonatrach et Schlumberger (2007). *Well Evaluation Conference (WEC)*. Algeria : Schlumberger.

*Touahri, Mahmoud et al. (oct. 2022). « Groundwater Quality Assessment of Hassi Messaoud Region (Algerian Sahara) ». In : *Journal of Ecological Engineering*. URL : <https://doi.org/10.12911/22998993/153396>.

Annexes

Conversion des unités vers le Système International (SI)

Quantité	Unité	Symbole	Unité SI	Symbole SI	Facteur de conversion
Longueur	pouce	in	mètre	m	1 in = 0,0254 m
Longueur	pied	ft	mètre	m	1 ft = 0,3048 m
Température	degré Fahrenheit	°F	degré Celsius	°C	$(°F - 32) / 1.8 = °C$
Masse	livre	lb	kilogramme	kg	1 lb = 0,453592 kg
Volume	gallon	gal	mètre cube	m ³	1 gal = 0,00378541 m ³
Concentration	partie par million	ppm	milligramme par litre	mg/L	1 ppm = 1 mg/L
Viscosité	centipoise	cP	Pascal seconde	Pa·s	1 cP = 0,001 Pa·s
Volume	baril	bbl	mètre cube	m ³	1 bbl = 0,158987 m ³

TABLEAU 4.8 – Conversion des unités vers le Système International (SI)