

REPUBLIQUE ALGERINNE DE MOCRTIQUE POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIUE
UNIVERSITTE KASDI MERBAH OUARGLA



Faculté des sciences appliquées Département de Génie des procédés

Mémoire :

MASTER ACADIMIQUE

Domaine : Science et Technologie Filière : Génie des procédés

Spécialité : Génie de Raffinage

Présenté par :

GHOUMI AIMEN et LAMNIAI MOHAMMED ANIS

Thème :

**Etude et préparation de fluides de forage pour les travaux de puits
au sein de l'entreprise nationale ENAFOR à Hassi Messaoud.**

Soutenu publiquement : Devant le jury composé de :

Mr. SELLAMI MED HASSEN

Professeur (UKM Ouargla)

Président

Mr. LATI MOKHTAR

MCA (UKM Ouargla)

Examineur

Mme. KACHI SACIA

MCB (UKM Ouargla)

Rapporteuse

Année universitaire : 2024/2025

Résumé

Dans le contexte actuel de l'exploitation pétrolière, les opérations de forage nécessitent des fluides de plus en plus performants, capables de s'adapter aux contraintes géologiques et environnementales. Ce mémoire s'inscrit dans cette dynamique en étudiant les caractéristiques physico-chimiques et les performances opérationnelles de deux types de boues de forage : à base d'eau (WBM) et à base d'huile (OBM). L'objectif est de comparer leur comportement à travers des essais expérimentaux réalisés dans le cadre d'un stage technique en zone saharienne (Hassi Messaoud).

Les tests effectués ont porté sur plusieurs paramètres essentiels tels que la densité, la viscosité, le pouvoir de transport des cuttings, la stabilité thermique, la filtration ainsi que la capacité de la boue à résister aux conditions de haute pression et température. Les résultats ont permis d'identifier les avantages et les limites de chaque formulation, en tenant compte non seulement des performances techniques, mais aussi des enjeux environnementaux.

Une attention particulière a été portée à l'impact écologique des boues utilisées, notamment par l'étude des déblais de forage. Des solutions environnementales ont été proposées afin de réduire la pollution des sols et des eaux par les fluides de forage. Ce travail propose enfin des recommandations pour une meilleure gestion de ces fluides en contexte réel de forage pétrolier.

Mots-clés : Boues de forage, fluides à base d'eau, fluides à base d'huile, essais expérimentaux, environnement, Hassi Messaoud.

Abstract

In today's oil drilling context, increasingly advanced drilling fluids are required to withstand geological and environmental constraints. This thesis contributes to this field by studying the physico-chemical properties and operational performance of two types of drilling fluids: water-based muds (WBM) and oil-based muds (OBM). The aim is to compare their behavior through a series of experimental tests conducted during a technical internship in the Saharan region of Hassi Messaoud.

The experimental study focused on key parameters such as density, viscosity, cuttings transport, thermal stability, filtration, and resistance to high-pressure high-temperature (HPHT) conditions. The results highlighted the strengths and limitations of each mud formulation, considering both technical efficiency and environmental challenges.

Special attention was given to the ecological impact of drilling fluids, particularly through the analysis of drill cuttings. Environmental solutions were proposed to reduce the soil and water contamination caused by these fluids. The study ends with practical recommendations for better management of drilling fluids in real oil field operations.

Keywords: Drilling mud, water-based fluids, oil-based fluids, experimental testing, environment, Hassi Messaoud.

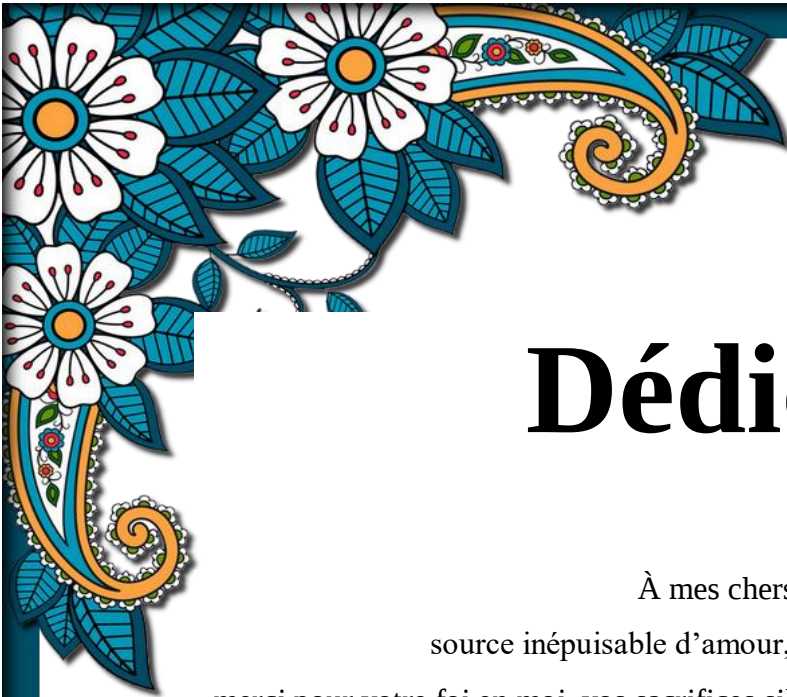
ملخص

في ظل التحديات المتزايدة لعمليات الحفر البترولي، تزداد الحاجة إلى سوائل حفر فعالة قادرة على التكيف مع الظروف الجيولوجية والبيئية الصعبة. يهدف هذا البحث إلى دراسة الخصائص الفيزيائية والكيميائية وكفاءة الأداء لنوعين من سوائل الحفر: الطينية المائية (WBM) والطينية الزيتية (OBM)، من خلال سلسلة من التجارب المخبرية التي تم تنفيذها في إطار تدريب ميداني بمنطقة حاسي مسعود الصحراوية.

شملت الدراسة عدة معايير هامة مثل الكثافة، اللزوجة، قدرة رفع الفتات الصخري، الثبات الحراري، معدل الترشيح، ومقاومة السائل لظروف الضغط والحرارة المرتفعة. سمحت النتائج بتحديد مزايا وعيوب كل نوع من هذه السوائل، مع التركيز على الفعالية التقنية والانعكاسات البيئية.

كما تم التطرق إلى التأثير البيئي الناتج عن استخدام هذه السوائل، خاصةً من خلال دراسة نواتج الحفر، واقتُرحت حلول بيئية للحد من تلوث التربة والمياه. ويقدم هذا العمل في ختامه مجموعة من التوصيات لتحسين إدارة هذه السوائل في بيئات الحفر البترولية الواقعية.

الكلمات المفتاحية: سوائل الحفر، الطين المائي، الطين الزيتي، تجارب مخبرية، البيئة، حاسي مسعود.



Dédicace

À mes chers parents,
source inépuisable d'amour, de sagesse et de soutien,
merci pour votre foi en moi, vos sacrifices silencieux et vos encouragements constants.

À mon enseignante encadrante,
Madame KACHI Sacia,
qui m'a guidé avec patience et rigueur,
merci pour votre accompagnement précieux et vos conseils éclairés.

À l'ensemble de mes enseignants,
qui ont contribué, chacun à sa manière, à façonner mon esprit et mon parcours
académique.

À mes collègues et camarades,
pour leur soutien moral et leur présence enrichissante tout au long de ce projet.

À tous ceux et celles qui, de près ou de loin,
ont participé à la réalisation de ce mémoire,
je vous exprime ma plus sincère reconnaissance.

GHOUINI Aimen

Dédicace

À ceux qui ont semé en moi les premières graines du rêve,
et nourri mon âme de valeurs, de principes et de patience...

À ceux dont les mots ne sauraient exprimer la grandeur,
mes chers parents,
merci pour vos prières constantes, vos sacrifices inestimables et votre amour infini.

À mes frères et sœurs,
vous êtes mon pilier et ma force dans la vie.

À mes amis fidèles,
qui ont partagé les moments d'effort et de fatigue,
et m'ont soutenu par leur présence sincère.

À mes professeurs,
de l'école primaire jusqu'à l'université,
qui m'ont transmis le savoir avec passion et dévouement.

À tous ceux qui ont cru en moi,
qui m'ont encouragé, soutenu et inspiré,
je vous dédie humblement le fruit de ce parcours,
en signe de reconnaissance et de gratitude.

LAMNIAI Mohammed Anis



REMERCIEMENT :

Avant tout, nous remercions Dieu, le Tout-Puissant, qui nous a accordé la force, la volonté, la persévérance et la bénédiction nécessaires à la réalisation de ce travail.

Nous tenons à exprimer notre sincère gratitude à Madame KACHI Sacia, maître de conférences et directrice de ce mémoire, pour son accompagnement, ses conseils précieux, sa patience et sa disponibilité tout au long de ce travail. Son encadrement rigoureux et bienveillant a grandement contribué à l'aboutissement de cette étude.

Nous adressons également nos vifs remerciements aux membres du jury pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant d'évaluer ce travail :

Monsieur Latin Mokhtar, maître de conférences classe A à la faculté des sciences appliquées de l'Université KasdiMerbah – Ouargla, examinateur, pour l'attention portée à notre mémoire et ses remarques enrichissantes.

Monsieur Sellami Med Hassen, professeur à la faculté des sciences appliquées de l'Université KasdiMerbah – Ouargla, président du jury, pour sa présence, son évaluation et son intérêt pour notre travail.

Nos remerciements vont également à l'ensemble de nos enseignants de l'Université KasdiMerbah – Ouargla pour la qualité de leur enseignement et leur accompagnement tout au long de notre formation.

Nous n'oublions pas de remercier le responsable de l'annexe, pour son aide et sa disponibilité lors de notre stage, ainsi que toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont contribué à l'élaboration de ce mémoire de fin d'études.

Sommaire

Résumé	I
DEDICACES.....	II
REMERCIEMENT :	IV
Sommaire :	VI
Liste des figures :	X
Liste de tableau :	XI
Liste des symboles :	XI
INTRODUCTION GENERALE	- 1 -

CHAPITRE I

Généralités sur les Fluides de forage

I.1. Introduction :	- 4 -
I.2. Définition des fluides de forage :	- 4 -
I.3. Rôle du fluide de forage :	- 5 -
I.3.1. Nettoyage du puits :	- 6 -
I.3.2. Maintien des déblais en suspension :	- 6 -
I.3.3. Sédimentation des déblais fins en surface :	- 6 -
I.3.4. Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits :	- 6 -
I.3.5. Dépôt d'un cake imperméable :	- 7 -
I.3.6. Prévention des venues d'eau, de gaz ou d'huile :	- 7 -
I.3.7. Entraînement des outils (turbine, MWD, etc.) :	- 7 -
I.3.8. Apport de renseignements sur le sondage :	- 7 -
I.3.9. Augmentation de la vitesse d'avancement :	- 7 -
I.3.10. Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde :	- 8 -
I.3.11. Contamination des formations productrices :	- 8 -
I.3.12. Corrosion et usure du matériel :	- 8 -
I.3.13. Toxicité et sécurité :	- 8 -
I.3.14. Diminution du poids apparent du matériel de sondage :	- 8 -
I.4. Classification des fluides de forage :	- 9 -
I.4.1. Boues à base d'eau :	- 9 -

I.4.2. Boues à base d'huile :	- 11 -
I.5. Propriétés physico-chimiques clés :	- 11 -
I.5.1. Densité :	- 11 -
I.5.2. Viscosité :	- 12 -
I.5.3. Teneur en solides :	- 12 -
I.5.4. pH :	- 12 -
I.5.5. Conductivité électrique :	- 12 -
I.5.6. Stabilisation des émulsions :	- 13 -
I.5.7. Propriétés de filtration :	- 13 -
I.5.8. Température et pression :	- 13 -
I.6. Facteurs influençant les performances des fluides de forage :	- 13 -
I.6.1. Propriétés physiques des fluides :	- 14 -
I.6.2. Conditions de forage :	- 14 -
I.6.3. Composition des fluides :	- 14 -
I.6.4. Techniques de forage :	- 15 -
I.6.5. Interactions avec la formation :	- 15 -
I.7. Conclusion :	- 15 -

CHAPITRE II

Contexte spécifique de Hassi Messaoud

II.1. Introduction :	- 18 -
II.2. Présentation de la région de Hassi Messaoud :	- 18 -
II.2.1. Importance économique :	- 18 -
II.2.2. Cadre géologique :	- 18 -
II.2.3. Cadre géographique :	- 19 -
II.3 Conditions géologiques particulières :	- 20 -
II.3.1. Le fluide de forage dans les conditions HPHT :	- 21 -
II.4. Défis spécifiques aux fluides de forage :	- 22 -
II.4.1. Environnements à haute température et haute pression (HTHP) :	- 22 -
II.4.2. Problèmes de contamination (sels, argiles réactives) :	- 23 -

II.4.3. Compatibilité chimique et interactions fluide-roche :.....	- 24 -
II.4.4. Défis liés à l'environnement et à la réglementation :.....	- 24 -
II.4.5. Optimisation des propriétés rhéologiques des boues :	- 25 -
II.5. Exigences réglementaires et environnementales :.....	- 26 -
II.5.1. Réglementation algérienne sur les fluides de forage :.....	- 26 -
II.5.2. Exigences environnementales spécifiques à Hassi Messaoud :.....	- 27 -
II.6. Conclusion :	- 29 -

CHAPITRE III

Cadre de stage et protocole expérimental

III.1. Introduction :	- 31 -
III.2. Présentation du lieu de stage :	- 31 -
III.3. Matériaux et méthodes :	- 33 -
III.3.1. Viscosimètre Marsh :.....	- 34 -
III.3.2. Densimètre :	- 36 -
III.3.3. Viscosimètre FANN 35A :.....	- 37 -
III.3.4. Filtre-presse API :.....	- 40 -
III.3.5. Filtre-presse HTHP (Haute Température Haute Pression) :.....	- 42 -
III.3.6. Teneur en sable :.....	- 43 -
III.3.7. Mesure du pH :.....	- 45 -
III.3.8. Mesure des niveaux et volumes de boue dans les bassins :.....	- 47 -
III.3.9. Tests de propriétés chimiques et de stabilité des boues :	- 49 -
III.3.10. Caractérisation chimique des boues à base d'huile (OBM) :	- 53 -
III.3.11. Détermination de la teneur en sable (WBM et OBM) :	- 54 -
III.3.12. Distillation (WBM et OBM) :	- 56 -
III.3.12. Stabilité électrique (pour OBM) :.....	- 58 -
III.4. Préparation des boues de forage :.....	- 59 -
III.4.1. Boue à base d'eau (WBM) :.....	- 59 -
III.4.2. Boue à base d'huile (OBM) :	- 61 -
III.4.3. Les différents essais :.....	- 62 -

III.5. Conclusion :	- 66 -
CHAPITRE IV	
Résultats expérimentaux et interprétations	
IV.1. Introduction :	- 68 -
IV.2. Résultats de la densité :	- 68 -
IV.3. Propriétés rhéologiques (Viscosimètre Fann) :	- 69 -
IV.4. Test de rétors (Retort test) :	- 70 -
IV.5. Rapport huile/eau (OBM) :	- 71 -
IV.6. Analyse graphique des propriétés des boues de forage :	- 72 -
IV.6.1. La densité :	- 72 -
IV.6.2. Point de gel (Yield Point) :	- 73 -
IV.6.3. Ratio (Huile/Eau) (%) :	- 74 -
IV.6.4. Alcalinité Pm :	- 75 -
IV.6.5. Stabilité électrique :	- 76 -
IV.7. Solutions environnementales liées à l'utilisation des boues de forage :	- 77 -
IV.7.1. Caractérisation des déblais de forage :	- 77 -
IV.7.2. Mécanismes de dispersion des contaminants :	- 78 -
CONCLUSION GENERALE	- 82 -
Références bibliographiques	- 85 -

Liste des figures :

CHAPITRE I		
Figure I.1	Cycle du fluide sur le site de forage	05
CHAPITRE II		
Figure II.1	Le champ pétrolier de Hassi Messaoud : Au cœur de l'épopée de la nationalisation	18
Figure II.2	L'emplacement géologique de champ de Hassi messoud	19
Figure II.3	rte de situation géographique de Hassi Messaoud	20
Figure II.4	Transfert de chaleur dans un puits	22
Figure II.5	Baritesag affecté par les propriétés du fluide	22
CHAPITRE III		
Figure III.1	Photo de l'entreprise nationale de forage	32
Figure III.2	Photo du puits ENAFOR 47	32
Figure III.3	Produits et additifs utilisés	33
Figure III.4	Bourbiers avant et après utilisation	33
Figure III.5	Viscosimètre Marsh Funnel MLN-4	34
Figure III.6	Modeopératoire du viscosimètre Marsh	35
Figure III.7	Densimètre pour fluides de forage	36
Figure III.8	Viscosimètre FANN 35A	38
Figure III.9	Filtre-presse API à pression moyenne pour boue de fluide de forage	40
Figure III.10	Filtre-presse HTHP	42
Figure III.11	Schéma d'unélutriomètre	45
Figure III.12	pH mètre multiparamètre de paillasse Milwaukee	46
Figure III.13	Equipement pour mesurer la concentration en sable	56
Figure III.14	Distillateur automatique	58
Figure III.15	Electrique stabilité mètre	59
Figure III.16	Dosages de la boue WBM	60
Figure III.17	Malaxage de la boue WBM pendant 1 h 30	60
Figure III.18	Dosages de la boue OBM	61
Figure III.19	Malaxage de la boue OBM pendant 1 h	61
Figure III.20	Balance à boue utilisée pour la mesure de densité	62
Figure III.21	Essai au viscosimètre Fann	64
Figure III.22	Appareil de distillation (Retort) utilisé pour l'analyse	65
Figure III.23	Essai de distillation	65
CHAPITRE IV		
Figure IV.1	La densité des boues OBM et WBM.	69
Figure IV.2	Propriétés rhéologiquesdes boues OBM et WBM.	70
Figure IV.3	Composition volumique des phases par distillation contrôlée.	71
Figure IV.4	Densité de la boue en fonction de la profondeur.	72
Figure IV.5	Point de gel (Yield Point) en fonction de la profondeur.	73
Figure IV.6	Ratio Huile/Eau en fonction de la profondeur.	74
Figure IV.7	Alcalinité Pm en fonction de la profondeur.	75
Figure IV.8	Stabilité électrique en fonction de la profondeur.	76
Figure IV.9	Déblais de forage grossis dix fois	78
Figure IV.10	Boues de forage contaminant les déblais	79

Liste de tableau :

CHAPITRE III

Tableau III.1	Tableau représente l'étalonnage d'un appareil à l'eau distillée.	35
Tableau III.2	Résultats de l'essai du viscosimètre Fann.	63
Tableau III.3	Résultats de l'essai de distillation.	66

CHAPITRE IV

Tableau IV.1	La densité des boues OBM et WBM.	68
Tableau IV.2	Résultats de l'essai du viscosimètre Fann.	69
Tableau IV.3	Analyse volumique par rétor.	70
Tableau IV.4	Densité de la boue en fonction de la profondeur.	72
Tableau IV.5	Point de gel (Yield Point) en fonction de la profondeur.	73
Tableau IV.6	Ratio (Huile/Eau) (%) en fonction de la profondeur.	74
Tableau IV.7	Alcalinité Pm en fonction de la profondeur.	75
Tableau IV.8	Stabilité électrique en fonction de la profondeur.	76

Liste des symboles :

OBM	(OilBasedMud): boue à base d'huile
WBM	(water basedmud): boue à base d'eau
Vp	Viscosité Plastique
Yp	yield point
API	American PetroleumInstitut.
HP/HT	Haute pression et haute température
EMEC	the Egyptian Mud Engineering and Chemicals Co
Di	Densité initiale de la boue
DS	Surface élémentaire
ENAFOR	Entreprise Nationale Algérienne du Forage
Ph	Potentiel Hydrogène
SG	Specific Gravity
Pv	La viscosité plastique
ANCC	Agence Nationale de Changements Climatiques
Av	Viscosité apparente
PF	Phénolphtaléine Filtrat
MF	Méthylorange Filtrat
Pb	Phénolphtaléine Boue

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Depuis plus d'un siècle, le pétrole et le gaz naturel occupent une place prépondérante dans le développement économique et industriel à l'échelle mondiale. Utilisées principalement dans les secteurs de l'énergie, de la pétrochimie et des transports, ces ressources fossiles continuent de répondre à une demande croissante. Toutefois, l'exploitation des hydrocarbures devient de plus en plus complexe : les gisements faciles d'accès étant en voie d'épuisement, les nouvelles découvertes se situent généralement à des profondeurs considérables, parfois supérieures à 4000 mètres. Ces conditions extrêmes exigent des technologies de forage avancées, ainsi qu'une maîtrise rigoureuse des outils utilisés, notamment les boues de forage.

Les boues de forage, également appelées fluides de forage, jouent un rôle central dans la réussite des opérations de forage. Elles assurent plusieurs fonctions essentielles telles que le refroidissement du trépan, la remontée des déblais, le maintien de la pression au fond du puits, la stabilisation des parois, ainsi que la prévention des incidents tels que l'effondrement du puits ou les pertes de fluides. De ce fait, leur formulation et leur suivi nécessitent une attention particulière et une adaptation permanente aux conditions géologiques rencontrées.

Dans un contexte où les opérations de forage deviennent plus profondes, plus complexes et plus risquées, comment optimiser la formulation et l'utilisation des boues de forage afin de garantir à la fois la performance opérationnelle du forage et la réduction des impacts environnementaux liés aux déchets générés ? Cette problématique soulève la nécessité d'une compréhension approfondie des propriétés physico-chimiques des boues de forage, ainsi que de leur comportement en conditions réelles de pression, température et contraintes géomécaniques.

Le présent travail vise à étudier les caractéristiques des boues de forage à base d'eau (WBM) et à base d'huile (OBM), à travers des essais expérimentaux réalisés dans le cadre d'un stage en milieu professionnel. L'objectif principal est de comparer leurs performances techniques, d'en analyser les résultats, et d'évaluer les solutions environnementales liées à leur usage, notamment en ce qui concerne la gestion des déblais de forage.

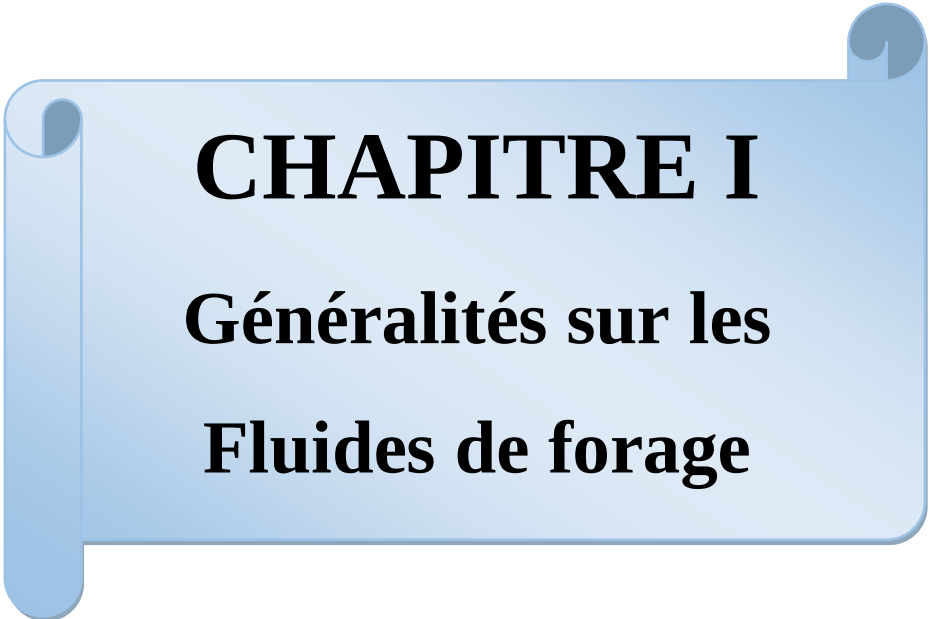
Ce mémoire est structuré comme suit :

🚧 Chapitre 1 : Présentation générale des fluides de forage, leurs fonctions, types, et

INTRODUCTION GENERALE

propriétés essentielles ;

- ✚ Chapitre 2 : Étude du contexte spécifique de la région de Hassi Messaoud, zone pétrolière majeure en Algérie ;
- ✚ Chapitre 3 : Description du cadre de stage et des protocoles expérimentaux mis en œuvre pour la préparation et le test des boues de forage ;
- ✚ Chapitre 4 : Présentation, analyse et interprétation des résultats expérimentaux, suivies de solutions environnementales liées à l'utilisation de ces fluides ;
- ✚ Conclusion générale : Récapitulation des principaux résultats obtenus, réponses à la problématique, et propositions de perspectives pour de futurs travaux.



CHAPITRE I

Généralités sur les Fluides de forage

I.1. Introduction :

Le forage pétrolier est une étape essentielle dans l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures. Pour assurer son bon déroulement, l'utilisation d'un fluide de forage adapté est primordiale. Ce fluide joue un rôle crucial dans le processus de forage, notamment en facilitant l'évacuation des déblais, en stabilisant les parois du puits et en lubrifiant l'outil de forage. Depuis son introduction dans l'industrie pétrolière, le fluide de forage a fait l'objet de nombreuses recherches et améliorations, visant à optimiser ses performances et à réduire son impact environnemental. Ce chapitre propose une présentation générale des fluides de forage, en commençant par leur définition, leur classification et leurs principales fonctions.

I.2. Définition des fluides de forage :

Le fluide de forage, également appelé boue de forage, est un système composé de divers constituants liquides (eau, huile) et/ou gazeux (air, gaz naturel), contenant en suspension d'autres additifs minéraux et organiques tels que les argiles, les polymères, les tensioactifs, les déblais et les ciments.

L'importance des fluides de forage a été reconnue dès 1933 lors du premier Congrès Mondial du Pétrole, où ils ont fait l'objet de cinq communications (Darley et Gray, 1988). Le premier traité consacré aux fluides de forage a été publié en 1936 par Evans et Reid. En 1979, l'American Petroleum Institute (API) a défini le fluide de forage comme un fluide en circulation continue tout au long du processus de forage, aussi bien dans le sondage qu'en surface.

Le fluide est préparé dans des bacs à boue, puis injecté à l'intérieur des tiges de forage jusqu'à l'outil, d'où il remonte dans l'espace annulaire, entraînant avec lui les déblais générés au front de taille (Figure I.1). À la sortie du puits, il subit divers traitements, notamment le tamisage, la dilution et l'ajout de produits, afin d'éliminer les débris transportés et de réajuster ses propriétés physico-chimiques à leurs valeurs initiales. Une fois traité, il est réutilisé (Landriot, 1968) [1].

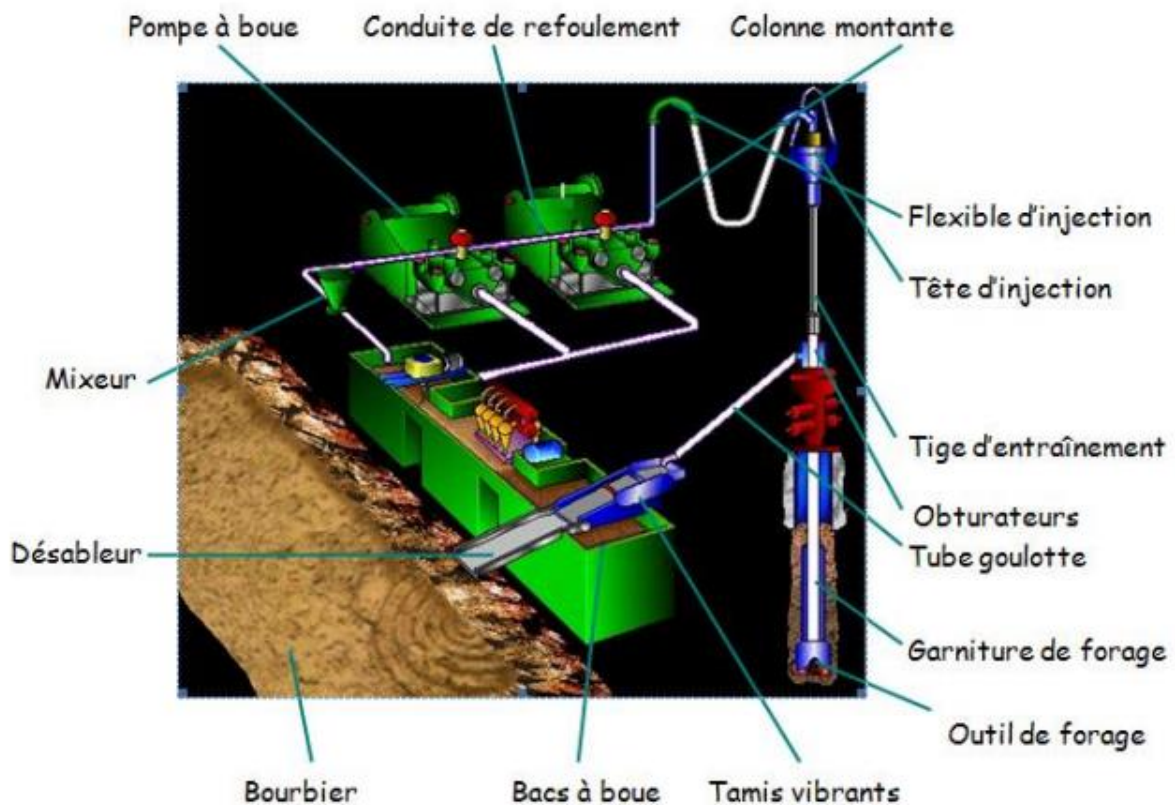


Figure (I.1) : Cycle du fluide sur le site de forage (Schlumberger, 1997) [2].

I.3. Rôle du fluide de forage :

Les boues de forage doivent posséder des propriétés spécifiques leur permettant d'optimiser les fonctions suivantes :

- ✚ Nettoyage du puits ;
- ✚ Maintien des déblais en suspension ;
- ✚ Sédimentation des déblais fins en surface ;
- ✚ Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits ;
- ✚ Dépôt d'un cake imperméable ;
- ✚ Prévention des venues d'eau, de gaz ou d'huile ;
- ✚ Entraînement de l'outil ;
- ✚ Apport de renseignements sur le sondage ;
- ✚ Augmentation de la vitesse d'avancement ;
- ✚ Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde ;

- ✚ Contamination des formations productrices ;
- ✚ Corrosion et usure du matériel ;
- ✚ Toxicité et sécurité ;
- ✚ Diminution du poids apparent du matériel de sondage[3].

I.3.1. Nettoyage du puits :

La boue de forage a pour rôle d'évacuer du puits les particules de formation forées, qui se présentent sous forme de débris de roche appelés « cuttings » ou « déblais ».

I.3.2. Maintien des déblais en suspension :

Le fluide de forage doit non seulement évacuer les déblais du puits pendant la circulation, mais aussi les maintenir en suspension lors des arrêts de circulation, afin d'éviter leur accumulation au fond du puits.

I.3.3. Sédimentation des déblais fins en surface :

Bien que le fluide de forage doive maintenir les déblais en suspension dans le puits, il doit également permettre la sédimentation des particules fines en surface afin de faciliter leur élimination. Ces deux propriétés, bien qu'opposées en apparence, doivent être équilibrées pour assurer l'efficacité du forage.

I.3.4. Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits :

La boue doit posséder des caractéristiques physiques et chimiques qui permettent de conserver un diamètre proche de celui de l'outil de forage.

Le cavage est généralement causé par des éboulements, la dissolution du sel, la dispersion des argiles ou encore l'érosion due à la circulation du fluide au niveau des formations fragiles.

Les resserrements, quant à eux, sont souvent dus à une pression hydrostatique insuffisante de la colonne de boue, qui ne parvient pas à équilibrer la pression des formations rocheuses.

I.3.5. Dépôt d'un cake imperméable :

Lors de la filtration d'une partie de la phase liquide de la boue dans les formations perméables, un film appelé « cake » se forme sur les parois du sondage. Ce dépôt permet de consolider le puits et de réduire la perméabilité des parois, limitant ainsi les pertes de fluide.

I.3.6. Prévention des venues d'eau, de gaz ou d'huile :

Pour éviter que les fluides présents dans les réservoirs traversés ne pénètrent dans le puits, la boue doit exercer une pression hydrostatique suffisante pour équilibrer les pressions des formations.

Cette pression est ajustée en modulant la densité de la boue entre des valeurs maximales et minimales adaptées aux conditions du forage.

I.3.7. Entraînement des outils (turbine, MWD, etc.) :

Dans le cas du turboforage, la boue sert à entraîner la turbine en rotation. Cette fonction implique qu'elle passe à travers une série d'évents et mette en mouvement des aubages, ce qui nécessite certaines caractéristiques spécifiques. Certains produits, notamment les agents colmatants, ne peuvent être utilisés dans ces conditions.

I.3.8. Apport de renseignements sur le sondage :

Le fluide de forage permet d'obtenir des informations précieuses sur les formations traversées et les fluides rencontrés. Ces renseignements sont obtenus grâce :

- ✓ Aux déblais remontés avec la circulation de la boue ;
- ✓ Aux variations des caractéristiques physiques et chimiques du fluide ;
- ✓ À la détection de gaz ou d'autres fluides mélangés à la boue.

I.3.9. Augmentation de la vitesse d'avancement :

- ✓ Outre le poids appliqué sur l'outil, la vitesse de rotation et le débit du fluide, le choix du type et des caractéristiques de la boue influence directement la vitesse d'avancement du forage.

- ✓ Un filtrat élevé favorise une pénétration plus rapide, tandis qu'une viscosité réduite améliore l'efficacité de l'outil en minimisant la résistance du fluide.

I.3.10. Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde :

La circulation de la boue permet de dissiper la chaleur générée par la transformation de l'énergie mécanique en énergie thermique. En passant par la surface, la boue refroidit avant d'être réinjectée dans le puits, ce qui contribue à réduire l'échauffement de l'outil de forage et de la garniture de forage.

I.3.11. Contamination des formations productrices :

Lorsqu'un fluide de forage exerce une pression hydrostatique supérieure à celle du gisement, il peut pénétrer dans les formations poreuses et perméables, entraînant ainsi un risque de contamination. Cette situation peut nuire à la future exploitation du réservoir.

I.3.12. Corrosion et usure du matériel :

Le fluide de forage peut accélérer l'usure du matériel par :

- Une action mécanique, si la boue contient des particules abrasives ;
- Une action chimique, si le fluide est corrosif en raison de la présence d'ions favorisant des réactions électrolytiques.

I.3.13. Toxicité et sécurité :

Le fluide de forage ne doit pas présenter de risques pour la santé des opérateurs. Il ne doit pas non plus constituer un danger en matière de sécurité, notamment en ce qui concerne les risques d'incendie, en particulier pour les boues à base d'huile.

I.3.14. Diminution du poids apparent du matériel de sondage :

Bien que cette fonction soit davantage une conséquence qu'un objectif direct, la présence d'un fluide de forage d'une densité appropriée permet de réduire le poids apparent des éléments du forage (garniture de forage, tubages). Cela diminue ainsi l'effort requis pour les manœuvres de levage [4].

I.4. Classification des fluides de forage :

Les boues de forage peuvent être classées en deux grandes catégories :

- Les boues dont la phase continue est l'eau ;
- Les boues dont la phase continue est l'huile.

I.4.1. Boues à base d'eau :

Ces boues sont constituées de trois principaux groupes d'éléments :

1. L'eau, qui représente la phase majoritaire en volume. Elle peut contenir de l'huile émulsifiée (émulsion du type huile dans l'eau) ainsi que des produits chimiques solubles.
2. Les argiles, qui peuvent être volontairement ajoutées ou provenir des formations forées. Ce groupe comprend également des colloïdes organiques et des produits solubles pouvant précipiter à saturation.
3. Les solides inertes, tels que le sable, le calcaire, la dolomie et la barytine, qui ne réagissent pas chimiquement avec la boue.

a. *L'eau de fabrication :*

L'eau utilisée pour la préparation des boues peut être :

- ✓ De l'eau douce, contenant peu ou pas d'ions sodium, calcium et magnésium. Une eau riche en calcium et magnésium est dite "dure", ce qui réduit l'efficacité des argiles et des additifs chimiques. Pour l'adoucir, on peut ajouter 1 à 2 kg de soude caustique ou de carbonate de soude par m³ d'eau, ce qui précipite les ions calcium et magnésium.
- ✓
- ✓ De l'eau salée, avec une salinité variant entre 7 et 35 g/L. La seule façon de diminuer sa concentration en sel est la dilution avec de l'eau douce. L'utilisation d'eau salée pour préparer une boue est possible, mais son coût en additifs chimiques est plus élevé.
- ✓ De l'eau salée saturée en chlorure de sodium (NaCl), dont la salinité se situe entre 315 et 318 g de NaCl/L de saumure, avec une densité avoisinant 1.20.

Il est également possible d'ajouter de l'huile pour former une émulsion huile dans l'eau.

La phase aqueuse peut contenir divers produits chimiques destinés à traiter la boue.

b. Les argiles :

Les argiles sont utilisées dans les boues à base d'eau pour augmenter la viscosité et réduire le filtrat.

Une fois mises en suspension dans l'eau, elles gonflent en absorbant une grande quantité de liquide, ce qui modifie la viscosité du mélange. Cette variation dépend de la nature de l'argile et de la composition chimique de l'eau.

Les argiles les plus utilisées sont de type montmorillonite (originale de Montmorillon, France) et sont communément appelées bentonites (nom dérivé de Fort Benton, Wyoming, USA). Elles subissent un traitement d'activation avant leur utilisation en forage.

Lors du forage, les outils traversent parfois des formations argileuses. Si la boue n'est pas bien formulée, ces argiles naturelles peuvent se disperser, gonfler et augmenter dangereusement la viscosité. Elles sont alors considérées comme des contaminants et doivent être contrôlées par l'ajout de fluidifiants, inhibiteurs de gonflement, dilution avec de l'eau ou centrifugation.

En milieu salé, les bentonites commerciales gonflent peu ou pas. Dans ce cas, on utilise des argiles spéciales appelées attapulgites (originale d'Attapulgis, Géorgie, USA) pour ajuster la viscosité.

c. Les solides inertes :

Les solides inertes sont des particules insolubles dans l'eau et chimiquement stables. Ils n'interviennent que par leur masse.

Le sulfate de baryum (BaSO_4), appelé barytine, est utilisé pour augmenter la densité des boues. Cependant, son ajout accroît également la viscosité, car de grandes quantités sont nécessaires pour obtenir la densité souhaitée.

D'autres solides comme le sable, le calcaire et la dolomie sont aussi présents dans les boues, mais ils ne réagissent pas chimiquement avec les autres composants.

I.4.2. Boues à base d'huile :

Les boues à base d'huile sont classées en deux types :

- ✚ Les boues à l'huile, contenant 5 à 15 % d'eau au maximum.
- ✚ Les boues à émulsion inverse, pouvant contenir jusqu'à plus de 50 % d'eau.

Dans les deux cas, l'émulsion formée est toujours du type eau dans l'huile.

Comme pour les boues à base d'eau, ces boues sont composées de trois groupes d'éléments :

1. L'huile, qui peut être une huile raffinée ou du pétrole brut. L'eau d'émulsion peut être douce, salée ou salée saturée.
2. Les savons et argiles organophiles, qui assurent la viscosité de la boue, lui donnent du "corps" et réduisent le filtrat.
3. Les solides inertes, tels que les argiles (généralement oléophobes), la barytine, le carbonate de calcium, le sable et la dolomie [5].

I.5. Propriétés physico-chimiques clés :

Les propriétés physico-chimiques des fluides de forage sont essentielles pour garantir leur efficacité et leur performance lors des opérations de forage. Elles doivent être surveillées et ajustées en fonction des conditions spécifiques de chaque puits. Voici les principales caractéristiques :

I.5.1. Densité :

- ✚ **Définition** : La densité d'un fluide est sa masse par unité de volume (exprimée en g/cm^3 ou lb/gal).
- ✚ **Importance** : Elle doit être suffisante pour exercer une pression hydrostatique adéquate, ce qui permet de prévenir les effondrements et d'éviter les remontées incontrôlées de fluides du sous-sol.

I.5.2. Viscosité :

✚ **Définition** : La viscosité mesure la résistance d'un fluide à l'écoulement. Elle est essentielle pour le transport des déblais et la stabilité du fluide de forage.

✚ **Types de fluides** :

- ✓ Fluide newtonien : Viscosité constante, indépendante du taux de cisaillement (exemple : eau, huile).
- ✓ Fluide non newtonien : Viscosité variable en fonction du taux de cisaillement (exemple : boues de forage, polymères).

I.5.3. Teneur en solides :

✚ **Importance** : La concentration en solides influence la viscosité, la densité et la capacité de transport des déblais.

✚ **Types de solides** :

- ✓ LGS (Low Gravity Solids) : Solides de faible densité, principalement des particules d'argile ou de formations forées.
- ✓ HGS (High Gravity Solids) : Solides de haute densité, tels que la barytine ou l'hématite, souvent utilisés pour alourdir les fluides et ajuster la pression hydrostatique.

I.5.4. pH :

✚ **Importance** : Le pH du fluide de forage influence la stabilité des additifs, la réactivité chimique, ainsi que la prévention de la corrosion des équipements métalliques.

✚ **Contrôle** : Le pH peut être ajusté par l'ajout de soude caustique (NaOH) ou de carbonate de sodium (Na_2CO_3) pour le maintenir dans une plage optimale.

I.5.5. Conductivité électrique :

- ✚ **Rôle** : Indique la présence et la concentration des ions dissous dans le fluide. Une conductivité élevée peut affecter la stabilité des émulsions et provoquer des réactions indésirables avec les formations traversées.

I.5.6. Stabilisation des émulsions :

- ✚ **Types d'émulsions** :

- ✓ **Émulsion directe** : Huile dispersée dans l'eau (H/E).
- ✓ **Émulsion inverse** : Eau dispersée dans l'huile (E/H).
- ✓ **Agents émulsifiants** : Utilisés pour maintenir la stabilité des émulsions et empêcher la séparation des phases.

I.5.7. Propriétés de filtration :

- ✚ **Importance** : La capacité d'un fluide à pénétrer dans les formations poreuses sans entraîner une perte excessive de phase liquide est un facteur clé.
- ✚ **Contrôle** : Des agents de réduction du filtrat (bentonite, polymères, amidons) sont souvent ajoutés pour limiter la perte de fluide dans le sous-sol.

I.5.8. Température et pression :

- ✚ **Influence** : Les propriétés des fluides de forage peuvent varier considérablement sous différentes conditions de température et de pression :
 - ✓ À haute température : certaines boues perdent leur viscosité et nécessitent des stabilisants thermiques.
 - ✓ À grande profondeur : l'augmentation de la pression peut modifier la densité et la réactivité des additifs.

Ces propriétés doivent être soigneusement contrôlées et ajustées selon les exigences spécifiques de chaque opération de forage[5].

I.6. Facteurs influençant les performances des fluides de forage :

Les performances des fluides de forage sont déterminées par plusieurs facteurs clés qui influencent leur stabilité, leur efficacité et leur interaction avec l'environnement géologique. Ces facteurs doivent être surveillés et ajustés en temps réel pour optimiser les opérations de forage.

I.6.1. Propriétés physiques des fluides :

- ✚ **Viscosité** : Joue un rôle essentiel dans le transport des déblais et le maintien de la stabilité des parois du puits. Une viscosité trop faible peut entraîner la sédimentation des déblais, tandis qu'une viscosité excessive peut ralentir la circulation du fluide.
- ✚ **Densité** : Ajustée pour contrôler la pression hydrostatique dans le trou de forage, évitant ainsi les effondrements et les remontées incontrôlées de fluides souterrains.
- ✚ **Taux de filtration** : Affecte la perte de fluide et la formation d'un cake de filtration sur les parois du puits, qui joue un rôle crucial dans l'étanchéité et la stabilisation de la formation.

I.6.2. Conditions de forage :

- ✚ **Température** : Une température élevée peut modifier la viscosité du fluide et altérer la réactivité des additifs.
- ✚ **Pression** : Une pression excessive en fond de puits peut provoquer des pertes de circulation, tandis qu'une pression trop faible peut favoriser des venues de gaz ou de fluides de formation.
- ✚ **Type de formation** : Les formations poreuses ou fracturées influencent l'infiltration des fluides, nécessitant des ajustements spécifiques dans la formulation des boues de forage.

I.6.3. Composition des fluides :

- ✚ **Additifs** : L'ajout de colmatants, d'agents viscosifiants et d'agents de contrôle de filtration permet d'adapter le fluide aux exigences spécifiques du puits et des conditions de forage.
- ✚ **Type de fluide** :

- ✓ Les fluides à base d'eau sont les plus courants et peuvent être ajustés en termes de viscosité et de densité.
- ✓ Les fluides à base d'huile ou synthétiques offrent une meilleure stabilité thermique et chimique mais sont plus coûteux et présentent des défis environnementaux.

I.6.4. Techniques de forage :

- ✚ **Méthodes de pompage** : La manière dont le fluide est pompé influence son efficacité. Une pression excessive peut entraîner des pertes, tandis qu'une circulation insuffisante peut provoquer la sédimentation des solides.
- ✚ **Cycle de forage** : La vitesse et le rythme du forage affectent l'interaction entre le fluide et la formation. Un forage trop rapide peut entraîner une mauvaise évacuation des déblais, tandis qu'un forage trop lent peut favoriser la dégradation du fluide.

I.6.5. Interactions avec la formation :

- ✚ **Réactivité chimique** : Certains fluides peuvent interagir avec les minéraux des formations traversées, modifiant leurs propriétés et pouvant provoquer des problèmes comme le gonflement des argiles ou la dissolution de certaines roches.
- ✚ **Infiltration** : La capacité du fluide à pénétrer les pores de la roche influence la stabilité du puits. Un fluide trop pénétrant peut causer des pertes importantes, tandis qu'un fluide trop imperméable peut ne pas assurer une lubrification suffisante[6].

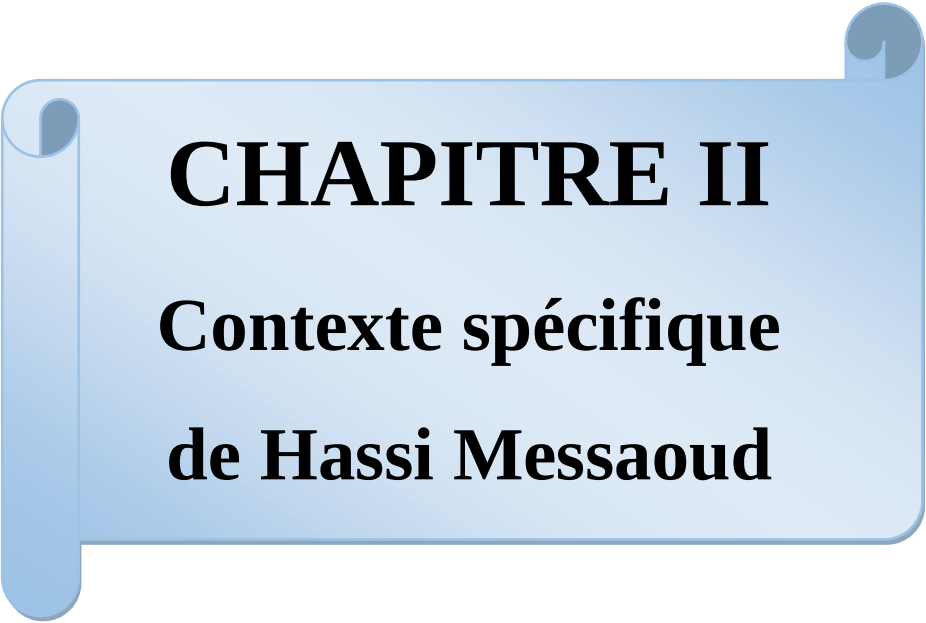
I.7. Conclusion :

Les fluides de forage jouent un rôle fondamental dans les opérations de forage pétrolier. Leur formulation et leurs propriétés physico-chimiques influencent directement la sécurité, l'efficacité et la rentabilité des travaux de forage. En effet, ces fluides assurent plusieurs fonctions essentielles, notamment le nettoyage du puits, le maintien des déblais en suspension, la lubrification et le refroidissement de l'outil, ainsi que le contrôle des pressions.

La classification des fluides de forage en boues à base d'eau et boues à base d'huile permet de choisir le fluide le mieux adapté aux conditions spécifiques du forage. Chaque type

de fluide présente des avantages et des limitations qui doivent être pris en compte en fonction des caractéristiques géologiques et opérationnelles du site de forage.

Enfin, plusieurs facteurs influencent la performance des fluides de forage, tels que la température, la pression, la composition des fluides et les interactions avec la formation. Une bonne gestion de ces paramètres est cruciale pour garantir le succès des opérations de forage et minimiser les risques liés à la stabilité du puits et à l'environnement. Ce premier chapitre a ainsi permis d'établir les bases théoriques nécessaires à l'étude des fluides de forage et à leur application dans des contextes spécifiques, comme celui du champ pétrolier de Hassi Messaoud, qui sera abordé dans le chapitre suivant.



CHAPITRE II

**Contexte spécifique
de Hassi Messaoud**

II.1. Introduction :

Hassi Messaoud, situé au cœur du Sahara algérien, constitue l'un des plus importants pôles énergétiques du pays. Ce champ pétrolier, découvert en 1956, joue un rôle stratégique dans l'économie nationale grâce à sa contribution majeure à la production d'hydrocarbures. La complexité géologique de la région, combinée à des conditions de forage exigeantes, impose une approche technique rigoureuse et adaptée. Ce chapitre vise à explorer les particularités géologiques et économiques de Hassi Messaoud, les défis techniques liés aux fluides de forage, ainsi que les exigences réglementaires et environnementales qui encadrent les opérations dans cette zone.

II.2. Présentation de la région de Hassi Messaoud :

II.2.1. Importance économique :

Le gisement de Hassi Messaoud, découvert en 1956, est le plus grand gisement pétrolier d'Algérie et d'Afrique. Il représente une part significative de la production nationale de pétrole et constitue un pilier de l'économie algérienne. Son exploitation est assurée principalement par Sonatrach, la compagnie nationale des hydrocarbures [7].



Figure II.1 : Le champ pétrolier de Hassi Messaoud : Au cœur de l'épopée de la nationalisation[8].

II.2.2. Cadre géologique :

Situé dans le bassin de Berkine, le champ de Hassi Messaoud présente une géologie

CHAPITRE II Contexte spécifique de Hassi Messaoud

complexe avec des formations datant du Cambrien, principalement constituées de grès et d'argiles. La région est caractérisée par des structures tectoniques influençant la distribution des réservoirs et la perméabilité des formations.

De par sa Superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie (Figure II.2). Par rapport aux autres gisements. Le champ de Hassi Messaoud est limité :

- ✚ Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla (Guellela, Ben Kahla et HaoudBerkaoui),
- ✚ Au Sud-ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb
- ✚ Au Sud-est par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar. Le dôme de Hassi Messaoud est le résultat d'une histoire paleotectonique assez compliquée, c'est le prolongement de la dorsale d'Amguid El Biod qui a plus de 800 km de long.
- ✚ Sa structure fait partie d'un ensemble de structures formant la province triasique Nord orientale. Géologiquement, il est limité :
 - A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya.
 - Au Sud se prolonge le mole d'Amguid El Biod.
 - Au Nord par la structure Djamaa-Touggourt.
 - A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhoude El Baguel et la dépression de Berkin [8].

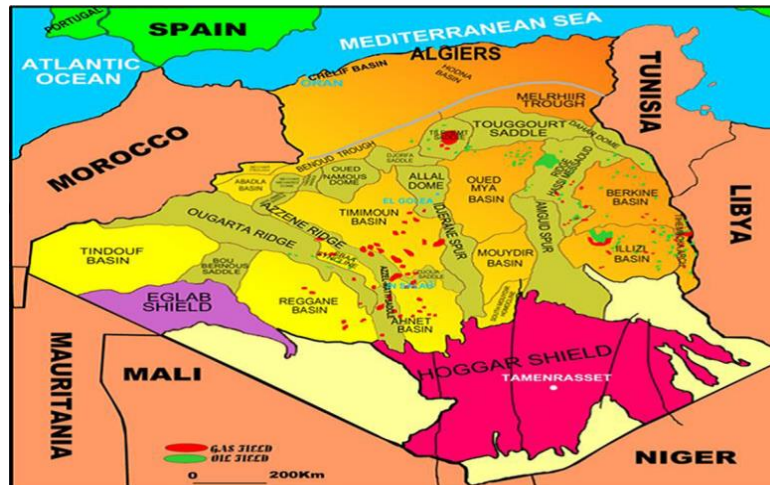


Figure II.2 : L'emplacement géologique de champ de Hassi messoud [9].

II.2.3.Cadre géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 650 km au Sud-est de la capital Alger et à environ 350 km de la frontière Algéro-tunisienne (Figure II.3).

CHAPITRE II Contexte spécifique de Hassi Messaoud

Sa localisation en coordonnées LAMBERT et GEOGRAPHIQUE est la suivante :

✚ X = 790.000 – 840.000 Est et X = 31°32'49.72 – 31°53'36.12" Est. Y = 110.000 – 150.000 Nord et Y = 5°45'9,84" - 6°17'36,34" Nord.

La ville de Hassi Messaoud est limitée au Nord par Touggourt et Djamaa, et au Sud par GassiTouil, et l'Ouest par Ouargla, et l'Est par Elborma [9].

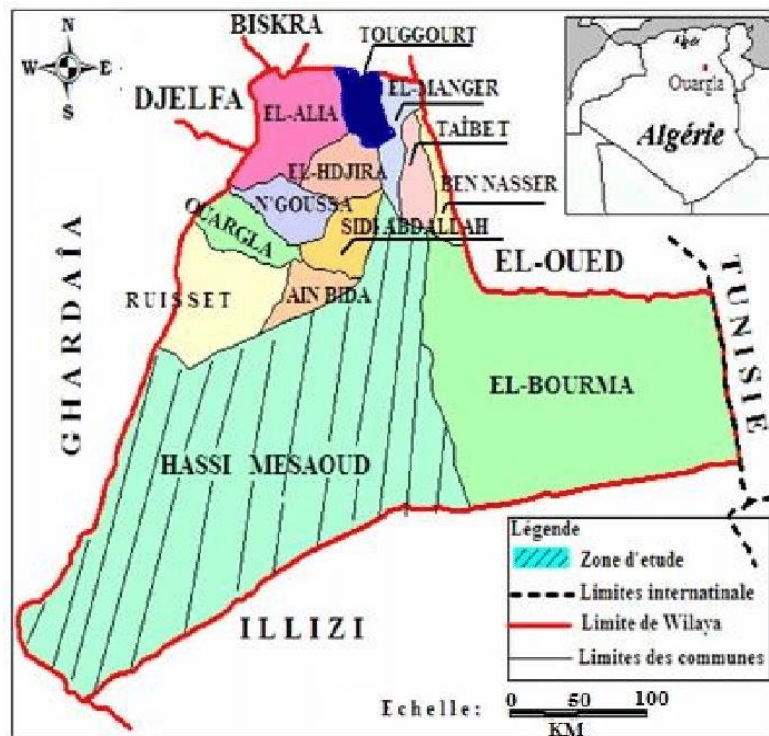


Figure II.3 : Carte de situation géographique de Hassi Messaoud[9].

II.3. Conditions géologiques particulières :

Les conditions de forage à Hassi Messaoud sont marquées par des environnements à haute température et haute pression (HTHP). Les formations présentent des pressions interstitielles élevées et des températures pouvant atteindre des niveaux significatifs, nécessitant des technologies de forage adaptées.

Le terme Haute Pression Haute Température concerne les puits soumis à une pression élevée ou à une température élevée, peu de puits sont sous les deux conditions en même temps mais quelle que soit leur désignation, les puits HPHT posent des problèmes spécifiques qui doivent être résolus pour que les opérations aboutissent.

Au fil des ans, selon les entreprises, les définitions de HPHT ont varié :

- ✚ Dans le passé, HPHT (ou HTHP) était attribué à toutes conditions avec une pression ou une température supérieure à la condition atmosphérique.
- ✚ Actuellement, la définition la plus courante de HPHT est lorsque la pression dépasse 690 bars (10 000 psi) et la température dépasse 149 ° C (300 ° F)[10].

II.3.1. Le fluide de forage dans les conditions HPHT :

Fondamentalement, les fluides de forage peuvent être classés dans les liquides, les gaz et les mélanges gaz-liquide. Les liquides sont les plus utilisés et peuvent être regroupés dans la boue à base d'eau (WBM) et la boue à base d'huile (OBM). Dans les puits HPHT, l'OBM est plus efficace que le WBM, en raison de sa stabilité thermique et de ses caractéristiques de lubrifiant. En raison de la prise de conscience environnementale, les huiles OBM sont passées d'huiles conventionnelles, telles que le diesel, à des huiles synthétiques.

L'affaissement statique et/ou dynamique de la barytine est un problème courant dans les puits HPHT. Ce phénomène résulte de la perte de circulation, du couple et d'autres opérations nécessitant que la boue reste statique pendant une période beaucoup plus longue. Jusqu'à présent, les solutions présentées pour éliminer ce phénomène nécessitent l'ajout d'additifs non conventionnels à la boue plutôt que de la baryte [c'est-à-dire des particules micromax telles que les fumées de tétraoxyde de manganèse (Mn_3O_4) et / ou l'ilménite ($FeTiO_3$) et / ou la combinaison de OBM sans argile et de synthèse avec du MMT agent alourdissant [11].

"La boue en circulation se comporte comme un échangeur de chaleur à contre-courant. Le taux d'échange de chaleur entre la boue, les enveloppes et la formation à une profondeur donnée dépend de la température, de la conductivité thermique et de la capacité thermique spécifique des matériaux ainsi que de la vitesse de la boue. En présence du tubage, la conduction verticale de la chaleur complique encore la distribution de la température. En absence de circulation suffisante, la gravité peut faire tomber les matériaux alourdissants (par exemple, la baryte), entraînant une ségrégation de la densité ou un affaissement (a). Un lit de baryte peut se former sur le côté bas du trou (b), en fonction de sa résistance et l'angle du puits de forage ces derniers peuvent alors s'effondrer comme une avalanche dans le fond du

puits (c). Le mouvement des solides dans le fluide de forage pendant l'affaissement peut entraîner un abaissement de la viscosité par fluidification par cisaillement, ce qui accélère le processus. En fin de compte, l'affaissement peut entraîner une accumulation de baryte et une densité prononcée dans le fluide de forage (d) " [12] (voir Figures II.4 et II.5).

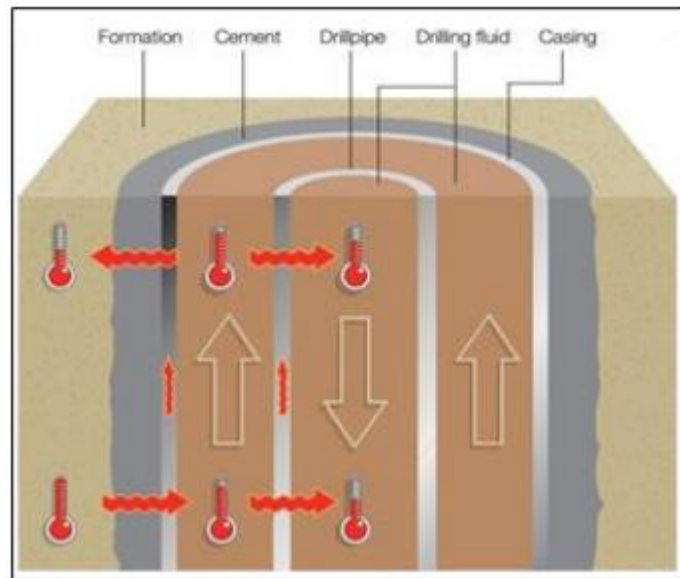


Figure II.4 : Transfert de chaleur dans un puits [12].



Figure II.5 : Baritesag affecté par les propriétés du fluide [13].

II.4. Défis spécifiques aux fluides de forage :

II.4.1. Environnements à haute température et haute pression (HTHP) :

Le forage dans des conditions HTHP à Hassi Messaoud pose des défis majeurs, notamment en ce qui concerne la stabilité des fluides de forage et la gestion des pressions de formation. Des études ont été menées pour adapter les formulations de boues de forage à ces conditions extrêmes.

Les conditions de haute température et haute pression (HTHP) dans les opérations pétrolières et gazières posent de graves problèmes, car elles poussent les matériaux et les équipements à leurs limites. Les pressions extrêmes peuvent induire des déformations structurelles et de la fatigue, tandis que les températures élevées accélèrent les réactions chimiques, les taux de corrosion et la dégradation des matériaux. Combinées, les conditions HTHP poussent les composants vers la défaillance, ce qui risque d'entraîner des fuites, une perte d'efficacité et des temps d'arrêt coûteux dans les applications critiques [14].

II.4.2. Problèmes de contamination (sels, argiles réactives) :

La présence de sels solubles et d'argiles réactives dans les formations peut entraîner des problèmes de stabilité des puits, de gonflement des argiles et de migration des fines. Des recherches ont été effectuées pour comprendre les interactions entre les fluides de forage et les formations argileuses afin de minimiser ces risques.

La contamination des formations géologiques par les sels solubles et les argiles réactives constitue une problématique majeure dans le domaine du forage pétrolier. En effet, la présence de sels tels que le chlorure de sodium (NaCl) ou le chlorure de potassium (KCl), ainsi que d'argiles gonflantes comme la smectite (exemple : montmorillonite), peut provoquer une série de désordres géomécaniques affectant la stabilité du puits.

Lorsqu'un fluide de forage pénètre dans une formation contenant des argiles réactives, ces dernières peuvent interagir avec l'eau du fluide, entraînant un gonflement ou une dispersion. Ce phénomène, connu sous le nom de gonflement argileux, peut réduire la perméabilité de la formation, obstruer le puits ou provoquer des éboulements.

De plus, l'invasion de fluides incompatibles peut dissoudre certains sels présents dans la roche, modifiant les équilibres chimiques et mécaniques, et accentuant les problèmes de stabilité.

Pour minimiser ces effets, plusieurs stratégies ont été mises en œuvre. L'utilisation de fluides inhibiteurs, à base de sels comme le KCl, ou de polymères encapsulants, permet de limiter les interactions hydriques avec les argiles sensibles. De plus, les fluides de forage à base d'huile ou de polymères non aqueux sont souvent privilégiés dans les zones très réactives afin de réduire la réactivité chimique des minéraux argileux.

Ces mesures sont le fruit de nombreuses recherches qui ont permis de mieux

comprendre les mécanismes physico-chimiques à l'interface fluide-roche et d'adapter les formulations des fluides de forage pour chaque type de formation traversée[15].

II.4.3. Compatibilité chimique et interactions fluide-roche :

La compatibilité entre le fluide de forage et les formations géologiques traversées est un facteur critique dans le succès d'un forage, en particulier dans des zones complexes comme Hassi Messaoud. Des réactions indésirables peuvent survenir entre les composants chimiques des boues et les minéraux présents dans la roche-réservoir. Par exemple, les argiles peuvent se disperser ou gonfler au contact de certains ions ou d'un pH inadéquat, ce qui réduit la stabilité du puits et obstrue la perméabilité. De plus, les précipitations de minéraux (comme le carbonate de calcium ou le gypse) peuvent boucher la formation ou encrasser les équipements. Pour prévenir ces phénomènes, des tests de compatibilité en laboratoire sont réalisés avant les opérations, permettant d'ajuster la formulation du fluide selon la nature minéralogique des formations[16].

II.4.4. Défis liés à l'environnement et à la réglementation :

La gestion des fluides de forage doit également répondre à des exigences environnementales strictes. En Algérie, comme dans de nombreuses régions productrices de pétrole, la réglementation encadre rigoureusement la gestion, le stockage et l'élimination des boues de forage, en particulier pour prévenir la pollution des sols et la contamination des nappes phréatiques. Les opérateurs sont ainsi contraints d'adopter des solutions moins polluantes et plus respectueuses de l'environnement [17].

Les boues à base d'eau avec additifs biodégradables représentent une alternative intéressante aux boues à base d'huile ou de diesel, historiquement utilisées dans le forage de puits complexes. Dans ces formulations, l'eau constitue le fluide de base, ce qui réduit considérablement la toxicité du système. Les additifs utilisés sont issus de sources naturelles (comme l'amidon modifié, la gomme xanthane ou le carboxyméthylcellulose) ou synthétiques biodégradables. Ces boues sont moins nocives pour l'environnement et facilitent le traitement des déchets en fin d'opération. Bien qu'elles soient parfois moins performantes que les boues à base d'huile dans certains environnements difficiles, des efforts constants en R&D ont

permis d'améliorer leur stabilité thermique, leur capacité d'inhibition des argiles, et leur comportement rhéologique [18].

Par ailleurs, l'utilisation de systèmes fermés de recyclage des boues s'est généralisée dans les zones sensibles, notamment dans les gisements de Hassi Messaoud. Ces systèmes consistent à récupérer, traiter et réutiliser les boues de forage sur site, réduisant ainsi la quantité de déchets générés. Les solides sont séparés à l'aide d'équipements tels que des shale shakers, centrifugeuses ou hydrocyclones, tandis que le fluide est reconditionné avec des additifs pour répondre aux exigences du puits. Cette approche permet non seulement de minimiser l'impact environnemental, mais aussi de réduire les coûts d'exploitation liés à l'achat de nouveaux volumes de boue et à la gestion des déchets [19].

Ainsi, la tendance actuelle dans l'industrie du forage est d'allier performance technique et durabilité environnementale, en développant des fluides et des systèmes de gestion conformes aux normes environnementales les plus exigeantes [20].

II.4.5. Optimisation des propriétés rhéologiques des boues :

Les propriétés rhéologiques des boues de forage, telles que la viscosité, la gélification et le seuil d'écoulement, jouent un rôle fondamental dans le bon déroulement des opérations de forage. Ces propriétés permettent non seulement le transport efficace des déblais de forage vers la surface, mais également la stabilisation du puits, la suspension des solides en cas d'arrêt de circulation, et la prévention des incidents mécaniques comme le stuck pipe (tiges coincées) [21].

Dans des environnements profonds ou à haute température, ces propriétés peuvent être altérées par les conditions thermiques et la pression, ce qui complique leur contrôle en temps réel. En effet, la viscosité peut chuter brutalement à haute température, entraînant une perte de capacité de nettoyage du puits, ou au contraire, une augmentation excessive de la viscosité peut provoquer des surpressions et des difficultés de pompage [22].

Pour surmonter ces défis, divers additifs sont incorporés aux formulations de boues. Les polymères naturels comme la gomme xanthane et les carboxyméthylcelluloses (CMC) offrent une bonne viscosité à froid, mais présentent des limites à haute température. À

l'inverse, les polymères synthétiques, tels que les polyacrylamides modifiés, montrent une meilleure résistance thermique et une stabilité rhéologique accrue. Ces additifs permettent d'ajuster les propriétés du fluide en fonction des conditions du puits [23].

Par ailleurs, des recherches récentes se sont orientées vers l'utilisation de nanomatériaux comme agents rhéologiques avancés. Les nanoparticules d'oxyde de fer, de silice ou de graphène peuvent améliorer la stabilité thermique des boues, réduire les pertes de fluide dans la formation et optimiser la suspension des solides. Ces matériaux, encore en phase de développement dans certains pays, offrent une nouvelle voie prometteuse pour la formulation de boues adaptées aux environnements extrêmes comme ceux rencontrés à Hassi Messaoud [24].

II.5. Exigences réglementaires et environnementales :

II.5.1. Réglementation algérienne sur les fluides de forage :

En Algérie, l'utilisation des fluides de forage dans l'industrie pétrolière est encadrée par un ensemble de lois et règlements visant à assurer la sécurité des opérations, la protection de l'environnement, ainsi que la gestion durable des ressources naturelles. Ces réglementations sont principalement élaborées par le Ministère de l'Énergie et des Mines, en coordination avec d'autres organismes comme l'Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures (ALNAFT) et l'Autorité de Régulation des Hydrocarbures (ARH).

Les principales exigences réglementaires peuvent être regroupées comme suit :

a. Conformité environnementale :

L'article 41 de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures précise que toute activité liée à l'exploration et à la production d'hydrocarbures, y compris l'utilisation de fluides de forage, doit être précédée d'une étude d'impact sur l'environnement (EIE). Cette étude doit évaluer les effets des additifs chimiques utilisés dans les boues de forage sur les sols, les nappes phréatiques et les écosystèmes avoisinants[25].

b. Gestion des déchets et rejets :

Selon le Décret exécutif n° 06-138 du 15 avril 2006, portant réglementation de la gestion des déchets issus des activités pétrolières, les boues et déblais de forage doivent être traités, stockés ou éliminés selon des méthodes compatibles avec la réglementation environnementale. Le rejet direct dans l'environnement (sols, oueds, nappes) est strictement interdit sans traitement préalable [26].

c. Restrictions sur les produits chimiques :

L'usage de certains additifs toxiques, tels que les hydrocarbures halogénés, les composés à base de mercure ou de baryum non insoluble, est strictement réglementé, voire interdit. L'ARH exige que les opérateurs soumettent une fiche technique (MSDS) pour chaque produit utilisé dans la formulation des fluides de forage[27].

d. Suivi et contrôle :

L'Inspection des installations par les autorités compétentes (ARH, ministère de l'Environnement) est obligatoire et régulière. Les entreprises doivent tenir à jour un registre des opérations de forage, incluant les types de fluides utilisés, leur volume, et les mesures de traitement appliquées aux déchets générés[28].

e. Encouragement des fluides écologiques :

Enfin, l'Algérie encourage progressivement l'usage de fluides de forage biodégradables ou à base aqueuse, en cohérence avec les standards internationaux (ISO 14001, API Environmental Guidelines) et dans le cadre de ses engagements pour la réduction de l'impact environnemental des activités pétrolières.

II.5.2. Exigences environnementales spécifiques à Hassi Messaoud :

CHAPITRE II Contexte spécifique de Hassi Messaoud

Le champ pétrolier de Hassi Messaoud, principal bassin de production d'hydrocarbures en Algérie, fait l'objet d'une attention particulière en matière de réglementation environnementale. En raison de la densité des installations, de la sensibilité des ressources en eau souterraine (notamment la nappe albienne) et de l'impact cumulé des activités pétrolières depuis les années 1950, les exigences environnementales y sont plus rigoureuses que dans d'autres zones.

a. Sensibilité du milieu naturel :

La région de Hassi Messaoud est caractérisée par un climat hyperaride, des ressources hydriques limitées, et la présence d'une nappe phréatique profonde et stratégique. Cette nappe albienne constitue une réserve d'eau douce essentielle pour le sud algérien. Les activités pétrolières doivent donc impérativement éviter tout risque de contamination par les fluides de forage ou les déblais polluants[29].

b. Directive de SONATRACH – Normes internes :

SONATRACH, opérateur principal de la région, a mis en place un système de gestion HSE (Hygiène, Sécurité, Environnement) très structuré, comprenant des directives strictes sur la formulation, l'utilisation, le stockage et l'élimination des fluides de forage. Par exemple :

- ✚ L'usage de boues à base d'huile est restreint et soumis à validation interne.
- ✚ L'emploi de produits biodégradables est fortement encouragé.
- ✚ Les sites de forage doivent être dotés de bacs de rétention, de séparateurs de phases et d'unités de traitement des boues[30].

c. Études d'impact renforcées :

À Hassi Messaoud, l'étude d'impact environnemental (EIE) est non seulement obligatoire, mais elle doit comporter un volet spécifique sur la prévention de la contamination des nappes, la gestion des produits chimiques et l'analyse des risques cumulatifs. L'Agence Nationale des Changements Climatiques (ANCC) participe également à l'évaluation de l'empreinte écologique des projets pétroliers dans cette région[31].

d. Zones protégées et périmètres de sécurité :

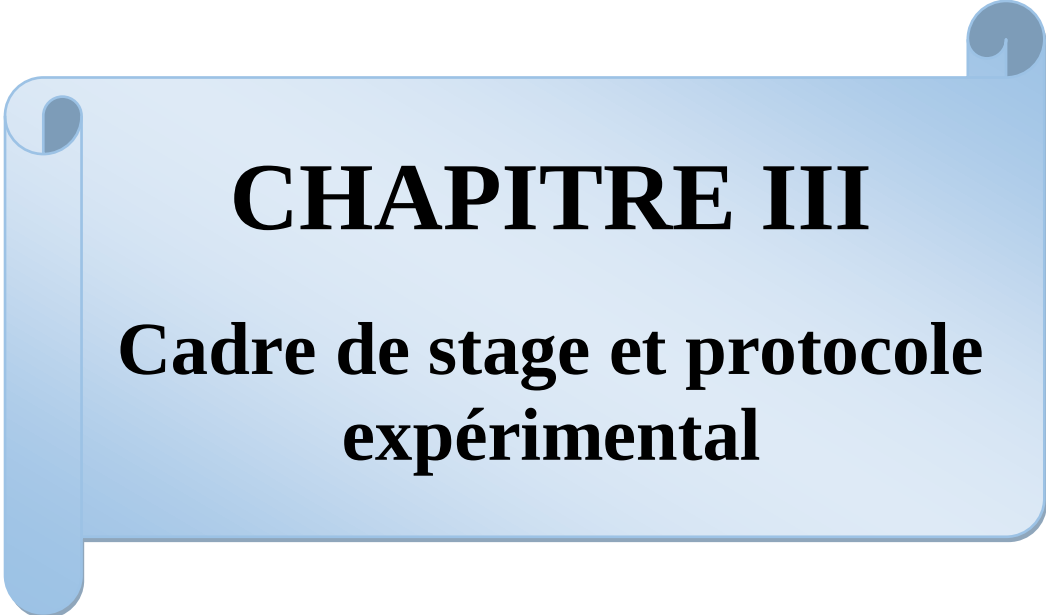
Certaines zones autour de Hassi Messaoud sont classées comme zones à risque écologique élevé. L'exploitation y est soumise à des permis spéciaux et à des audits périodiques. Le rayon de sécurité autour des forages est également strictement délimité pour limiter les rejets accidentels[32].

e. Suivi environnemental et reporting :

Les compagnies opérant à Hassi Messaoud doivent soumettre des rapports trimestriels sur les paramètres environnementaux clés : qualité de l'air, eau, bruit, émissions, déchets. Ces données sont vérifiées par des inspections de l'ARH et du ministère de l'Environnement[33].

II.6. Conclusion :

La région de Hassi Messaoud se distingue non seulement par sa richesse en hydrocarbures, mais aussi par les contraintes géotechniques et environnementales qu'elle impose. Les conditions de haute pression et haute température, ainsi que la présence de formations réactives, nécessitent des solutions de forage spécifiques, innovantes et respectueuses des normes en vigueur. La compréhension du contexte local, tant sur le plan technique que réglementaire, est donc essentielle pour garantir la sécurité, l'efficacité et la durabilité des opérations de forage dans cette région stratégique.



CHAPITRE III

Cadre de stage et protocole expérimental

III.1. Introduction :

Dans le cadre de notre projet de fin d'études, nous avons effectué notre stage au sein de l'entreprise nationale de forage ENAFOR. Cette entreprise, acteur majeur du secteur parapétrolier en Algérie, nous a permis d'intégrer un environnement professionnel enrichissant, où nous avons pu appliquer les connaissances acquises tout au long de notre formation universitaire. Ce chapitre a pour objectif de présenter d'une part le cadre dans lequel s'est déroulé notre stage, à travers une présentation succincte de l'entreprise ENAFOR et du puits ENAFOR 47, et d'autre part, de détailler le protocole expérimental mis en œuvre pour l'étude des boues de forage. Il s'agit notamment de décrire les matériaux utilisés, les équipements de mesure ainsi que les différentes méthodes analytiques employées pour caractériser les boues à base d'eau (WBM) et les boues à base d'huile (OBM).

III.2. Présentation du lieu de stage :

III.2.1 Présentation de l'entreprise ENAFOR :

L'entreprise ENAFOR (Entreprise Nationale de Forage) est une filiale du groupe SONATRACH, spécialisée dans les opérations de forage et d'entretien de puits pétroliers et gaziers. Créée initialement en 1966 sous le nom d'ALFOR, elle résultait d'un partenariat entre SONATRACH (51 %) et la société américaine SEDCO (49 %). À la suite du rachat total des parts de SEDCO et de la restructuration de SONATRACH, elle devient ENAFOR par décret n° 81-170 du 1er août 1981. Depuis 1989, ENAFOR est une société par actions (SPA), et depuis 2006, elle est détenue entièrement par la Holding Services Para Pétroliers de SONATRACH [34].

ENAFOR assure des prestations de forage pour des opérateurs nationaux et internationaux, et dispose d'une flotte de 52 appareils de forage. Elle est certifiée ISO 9001:2015 (qualité), ISO 14001:2015 (environnement) et OHSAS 18001:2007 (santé-sécurité), ce qui témoigne de son engagement pour la conformité aux standards internationaux dans l'ensemble de ses opérations [35].



Figure III.1 : Photo de l'entreprise nationale de forage [36].

III.2.2. Description du puits ENAFOR 47 :

Le puits ENAFOR 47, où s'est déroulée notre étude expérimentale, est reconnu pour sa performance et son efficacité opérationnelle. Il est équipé de dispositifs modernes et exploité selon des standards rigoureux. Il se distingue par une cadence de travail soutenue, un rendement optimal, ainsi qu'une bonne maîtrise des fluides de forage utilisés dans ses opérations [37].

Des photos illustrant le site, les produits et additifs utilisés, ainsi que les borbiers avant et après les opérations de forage, sont présentées ci-dessous pour appuyer cette description :

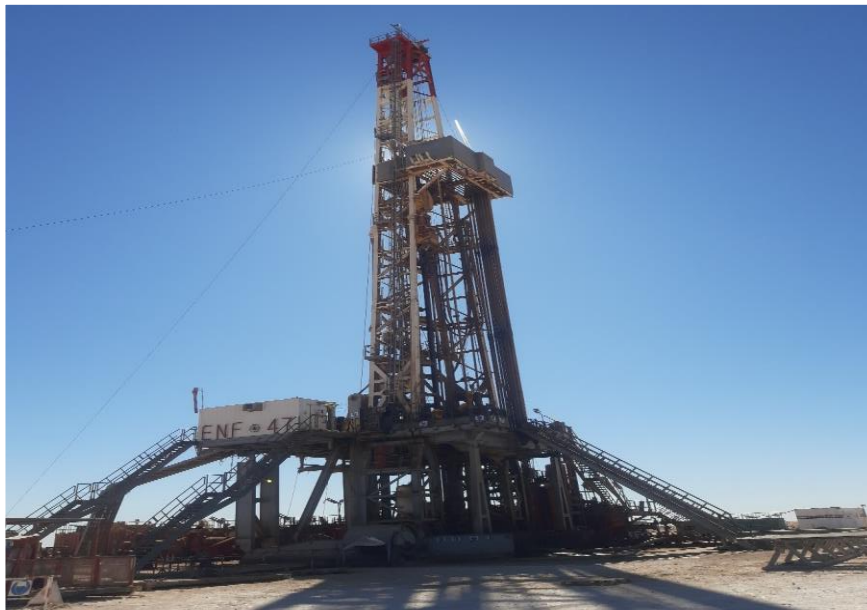


Figure III.2 : Photo du puits ENAFOR 47 (Ghouini. A, Lamniai. A).



Figure III.3 : Produits et additifs utilisés (Ghouini. A, Lamniai. A).



Figure III.4 : Bourbiers avant et après utilisation (Ghouini. A, Lamniai. A).

III.3. Matériaux et méthodes :

Dans cette section, nous allons présenter les équipements de mesure utilisés, les caractéristiques des matériaux (eau, huile, additifs, bentonite, etc.) et les méthodes d'analyse appliquées pour la caractérisation des boues de forage (WBM et OBM). Les essais réalisés ont permis de déterminer diverses propriétés physico-chimiques essentielles à la performance des boues : viscosité, densité, filtration, stabilité, teneur en solides, etc.

III.3.1. Viscosimètre Marsh :

a. Principe :

Le viscosimètre Marsh est un appareil statique utilisé pour mesurer la viscosité apparente des boues de forage. Le principe repose sur la mesure du temps nécessaire à un volume standard de boue (946 cm^3) pour s'écouler par gravité à travers un ajutage calibré situé à la base d'un entonnoir normalisé.



Figure III.5 : Viscosimètre Marsh Funnel MLN-4 [38].

b. Mode opératoire :

1. Obstruer l'ajutage avec un doigt.
2. Verser la boue à travers le tamis de l'entonnoir jusqu'à atteindre un volume de $1\,500 \text{ cm}^3$.
3. Relâcher l'ajutage tout en déclenchant simultanément un chronomètre.
4. Arrêter le chronomètre dès que 946 cm^3 ont été recueillis dans le béccher gradué.
5. Le temps mesuré, exprimé en secondes, représente la viscosité Marsh.

➤ Remarque :

Certaines variantes de la méthode utilisent d'autres volumes (500 ou $1\,000 \text{ cm}^3$). Il est alors essentiel de spécifier les volumes utilisés. Toutefois, la méthode standardisée repose sur l'écoulement de 946 cm^3 .

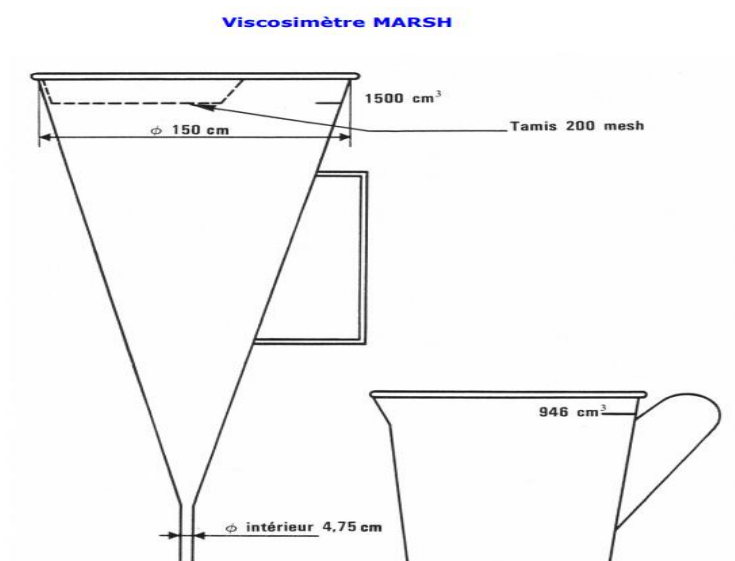


Figure III.6 : Mode opératoire du viscosimètre Marsh [39].

c. Étalonnage :

L'appareil est étalonné à l'eau distillée, pour laquelle un temps de 26 ± 0.5 s est généralement attendu.

Tableau III.1 : Tableau représente l'étalonnage d'un appareil à l'eau distillée.

Volume d'eau		Durée d'écoulement en secondes à la température de 21 °C plus ou moins 3 °C
Cm ³ dans l'entonnoir	Cm ³ écoulés	
1500	946 (1/4 de gallon)	26 + ou - 0.5
1500	1000	28 + ou - 1
1500	500	14

d. Sources d'erreurs :

1. Ajustage obstrué ou boue mal tamisée.
2. Délai entre le remplissage et l'écoulement (gélification).
3. Boue non homogène ou prélevée dans une zone non agitée.
4. Mesure temporelle imprécise.

III.3.2. Densimètre :

Le densimètre utilisé pour les fluides de forage fonctionne selon un principe similaire à celui d'une balance romaine. Il permet de déterminer rapidement et avec une précision suffisante la densité ou le poids volumique d'une boue, directement sur le chantier.



Figure III.7 : Densimètre pour fluides de forage [40].

a. Mode opératoire :

1. Remplir complètement le godet avec la boue à analyser.
2. Refermer avec le couvercle ; l'excès de fluide s'échappe par l'orifice central prévu à cet effet.
3. Nettoyer soigneusement l'extérieur de l'ensemble à l'eau, puis sécher, tout en maintenant le trou du couvercle obstrué pour éviter toute fuite.
4. Positionner les couteaux du fléau dans le porte-couteau du socle.
5. Déplacer le curseur le long du bras du fléau jusqu'à obtention de l'équilibre, vérifié grâce au niveau à bulle.
6. Lire directement la densité ou le poids volumique au droit de la position du curseur sur le bras gradué.

b. Étalonnage :

1. Remplir le godet avec de l'eau distillée.
2. Placer le curseur à la position correspondant à une densité de 1,00 (SG) ou au poids volumique équivalent.
3. Si le fléau n'est pas horizontal, ajuster la tare située à l'extrémité du bras jusqu'à obtenir l'équilibre.
4. Pour valider l'étalonnage, renouveler l'opération avec un liquide de densité connue, égale ou supérieure à 1.50 (contrôlée en laboratoire).

CHAPITRE III Cadre de stage et protocole expérimental

5. Si le second liquide ne permet pas une mesure correcte malgré un bon étalonnage avec l'eau, l'appareil doit être retourné au laboratoire : l'ajustement est alors trop délicat ou irréalisable sur le terrain.

c. Avantages :

Le densimètre est un instrument robuste, particulièrement adapté aux conditions de chantier. Il permet de mesurer des densités comprises entre 0.95 et 2.20 g/cm³, avec des résultats relativement stables malgré les variations de température ambiante.

d. Sources d'erreurs :

1. Godet insuffisamment rempli.
2. Présence de bulles d'air ou d'émulsion dans la boue.
3. Mesures exprimées avec une précision excessive : seules deux décimales sont significatives.
4. Il est essentiel de ne pas sur interpréter les résultats, la précision de l'appareil ne permettant pas d'indiquer une densité au-delà de deux chiffres après la virgule.

e. Unités :

La densité peut être exprimée selon plusieurs unités :

1. SG (Specific Gravity): g/cm³.
2. lb/gal : livres par gallon.
3. lb/ft³ : livres par pied cube.

Correspondances :

- ✓ $SG (g/cm^3) = (lb/gal) / 8.33 = lb/ft^3 / 62.4.$

III.3.3. Viscosimètre FANN 35A :

Le viscosimètre FANN de type 35A est un instrument de mesure de la viscosité

apparente et des propriétés rhéologiques des boues de forage. Il fonctionne selon le principe de la rotation d'un cylindre dans un fluide, permettant ainsi de déterminer les contraintes de cisaillement à différentes vitesses de rotation.



Figure III.8 : Viscosimètre FANN 35A [41].

a. Principe de fonctionnement :

Le viscosimètre FANN 35A est un viscosimètre à cylindre coaxial. Il comporte un cylindre intérieur (le rotor) entraîné en rotation par un moteur à des vitesses calibrées (généralement 600, 300, 200, 100, 6 et 3 tours/minute), et un cylindre extérieur (le stator) contenant l'échantillon. Le couple de rotation nécessaire pour faire tourner le rotor est mesuré par un ressort calibré, et indiqué par une aiguille sur un cadran gradué.

Les lectures obtenues permettent de déterminer :

- ✚ **La viscosité plastique (PV) :** en centipoise (cP), représentant la viscosité à haut cisaillement.
- ✚ **Le point de gel (YP) :** exprimé en lb/100 ft², qui renseigne sur les forces d'interaction entre les particules solides.

- ✚ **Le point de gel (Gel Strength) :** mesuré après un temps de repos (10 secondes et 10 minutes), exprimé également en lb/100 ft², qui indique la capacité de la boue à suspendre les solides en l'absence de circulation.

b. Mode opératoire :

1. Verser la boue à tester dans la cuve du viscosimètre.
2. Ajuster la hauteur du rotor pour assurer son immersion correcte dans le fluide.
3. Mettre l'appareil en marche à la vitesse désirée (par exemple 600 tr/min), et noter la lecture de l'aiguille. Répéter pour les autres vitesses.
4. Utiliser les valeurs de 600 tr/min (R_{600}) et 300 tr/min (R_{300}) pour calculer les paramètres rhéologiques :

- ✚ Viscosité plastique (PV) = $R_{600} - R_{300}$.

- ✚ Point de gel (YP) = $R_{300} - PV$.

- ✚ Viscosité apparente (AV) = $R_{600} / 2$.

c. Avantages :

Cet appareil permet une analyse rapide et complète des propriétés de la boue, directement sur le terrain ou en laboratoire. Il fournit des données essentielles pour l'optimisation de la formulation et du comportement de la boue pendant le forage.

d. Précautions et sources d'erreurs :

1. S'assurer que l'appareil est parfaitement calibré avant chaque utilisation.
2. Veiller à la propreté de l'équipement, toute impureté pouvant fausser les résultats.
3. Éviter la formation de bulles d'air pendant le remplissage de la cuve.
4. La température de la boue doit être constante, car elle influence fortement la viscosité.

e. Unités utilisées :

Les unités des paramètres mesurés ou calculés sont les suivantes :

- ✚ Viscosité plastique (PV) : centipoise (cP).

- ✚ Point de gel (YP) et gel strength : lb/100 ft².

✚ Viscosité apparente (AV) : cP.

III.3.4. Filtre-presse API :

a. Principe de fonctionnement :

Le filtre-presse API est un appareil destiné à mesurer la capacité de filtration d'une boue de forage à température ambiante. Il consiste à soumettre un échantillon de boue à une pression constante de 100 psi (environ 7 bar) dans un cylindre normalisé comportant une surface perméable. Après 30 minutes de filtration, le volume de liquide recueilli constitue le filtrat API, tandis que les solides retenus sur le papier filtre forment le cake de filtration, dont l'épaisseur est ensuite mesurée.

Bien que cette méthode soit simple, elle ne reflète que partiellement les conditions réelles de forage, puisque la filtration s'effectue en stagnation et à température ambiante.



Figure III.9 : Filtre-presse API à pression moyenne pour boue de fluide de forage [42].

b. Description et mode opératoire :

Le dispositif de filtration API se compose de trois parties principales réunies par un étrier à vis de serrage :

CHAPITRE III Cadre de stage et protocole expérimental

- ✚ **L'embase** : percée d'un orifice d'écoulement, elle supporte un tamis métallique (60 à 80 mesh) sur lequel repose un papier filtre de diamètre 90 mm (surface de filtration de 7 pouces²). Les papiers recommandés sont le WHATMAN n°50 ou son équivalent DURIEUX bleu n°3.
- ✚ **Le cylindre** : de diamètre intérieur 3 pouces (76.2 mm) et de hauteur 5 pouces (128 mm), avec un minimum de 2.5 pouces (64 mm) recommandé par l'API.
- ✚ **Le couvercle** : muni d'une arrivée de gaz comprimé, il est scellé avec un joint plat identique à ceux utilisés avec l'embase.

c. Procédure expérimentale :

1. Assembler les éléments : poser successivement un joint, le tamis, le papier filtre, un second joint, puis emboîter le cylindre.
2. Verrouiller le tout à l'aide du système à baïonnette.
3. Remplir le cylindre de boue jusqu'à environ 1 cm du bord supérieur.
4. Placer le couvercle avec son joint d'étanchéité.
5. Installer l'ensemble dans l'étrier et serrer.
6. Positionner une éprouvette graduée sous l'ajutage d'écoulement.
7. Appliquer une pression de 7 bar progressivement pour ne pas déchirer le papier filtre, et démarrer simultanément le chronomètre.
8. Après 30 minutes, mesurer le volume du filtrat (en cm³).
9. Fermer et purger l'arrivée de gaz, démonter l'appareil, récupérer le papier filtre et mesurer l'épaisseur du cake (en mm) après lavage superficiel.

➤ Attention :

L'utilisation de gaz comprimé autre que l'azote (notamment oxygène ou air) est strictement interdite si la boue contient des hydrocarbures, en raison des risques d'explosion.

d. Sources d'erreurs potentielles :

1. Pression appliquée instable.
2. Papier filtre inadapté ou non conforme aux normes API.
3. Temps de filtration incorrectement mesuré.

III.3.5. Filtre-presse HTHP (Haute Température Haute Pression) :

a. Principe de fonctionnement :

Le filtre-presse HTHP (High Temperature High Pressure) repose sur le même principe que le filtre-presse API, à la différence qu'il permet de réaliser des essais à haute température (jusqu'à 180°C) et haute pression (jusqu'à 600 psi). Ce type d'essai est plus représentatif des conditions de fond de puits.



Figure III.10 : Filtre-presse HTHP(Ghouini. A, Lamniai. A).

b. Mode opératoire :

1. Brancher le cylindre chauffant à une source électrique (100 – 220 V).
2. Installer le thermomètre dans sa gaine.
3. Ouvrir la cellule à boue en dévissant les trois vis et retirer le couvercle.
4. Remplir la cellule de boue jusqu'à environ 1 cm du bord.
5. Insérer le papier filtre et le joint d'étanchéité.
6. Refermer la cellule et serrer les vis.

7. Introduire la cellule dans son emplacement et replacer le thermomètre.
8. Monter la tête de pression sur la tige supérieure.
9. Appliquer une première pression de 100 psi en haut et ouvrir la vanne 1/4 tour.
10. Installer la tête de contre-pression sur la tige inférieure sans l'ouvrir, et appliquer également 100 psi.
11. Lorsque la température cible est atteinte, augmenter la pression sur la tige supérieure.
12. Ouvrir la vanne inférieure (1/4 tour) pour débiter la filtration.
13. Après 30 minutes, refermer successivement les vannes inférieure puis supérieure.
14. Dévisser le manodétendeur, purger le système et démonter l'appareil.

➤ **Remarque importante :**

La surface filtrante du filtre HTHP est équivalente à la moitié de celle du filtre-presse API. Par conséquent, le volume du filtrat mesuré doit être multiplié par 2 pour permettre une comparaison directe avec les résultats du test API.

c. Rôle du filtrat dans le forage :

Le volume du filtrat est un indicateur critique de performance d'une boue de forage. Il doit être :

1. Suffisamment élevé pour améliorer la vitesse de forage.
2. Suffisamment faible pour éviter la déstabilisation des formations argileuses ou marneuses, par délitement ou gonflement.

III.3.6. Teneur en sable :

a. Définition et principe de mesure :

Dans le contexte des boues de forage, le terme « **sable** » désigne les particules solides dont la dimension est supérieure à **74 microns**, c'est-à-dire celles **ne passant pas à travers un tamis de 200 mesh**. Ces particules ne sont pas nécessairement constituées de silice ; il peut s'agir de tout matériau insoluble de taille équivalente.

La concentration en sable est déterminée en filtrant un volume connu de boue à travers un tamis normalisé (200 mesh), puis en mesurant le volume de résidus dans un élutriomètre conique gradué.

b. Importance de la teneur en sable :

La présence de sable dans une boue de forage a des conséquences **mécaniques et opérationnelles importantes**, en raison de son effet abrasif sur les équipements :

- + Systèmes de circulation de surface (conduites, vannes),
- + Pompes volumétriques et centrifuges,
- + Garnitures de forage, tiges et outils (trépan, turbines, carottiers, etc.).

Une **concentration élevée en sable** peut également :

- + Accroître la **densité** de la boue de manière non contrôlée,
- + Provoquer une **sédimentation** dans le puits lors des arrêts de circulation.

Pour prévenir ces effets indésirables, il est recommandé de **maintenir la teneur en sable en dessous de 1 % en volume**. Ceci peut être réalisé grâce à l'utilisation de **cyclones (désableurs)** ou par **décantation** dans des bacs appropriés.

c. Matériel et protocole de mesure :

L'équipement utilisé est un kit de contrôle de sable, composé :

- + D'un tamis de **200 mesh Tyler**,
- + D'un **élutriomètre conique** (éprouvette graduée).

d. Procédure opératoire :

1. Remplir l'élutriomètre jusqu'à la graduation « boue » (75 cm^3).
2. Ajouter de l'eau jusqu'à la graduation « eau », puis **agiter vigoureusement** après obturation de l'ouverture avec le pouce.
3. Verser le mélange sur le tamis, rincer soigneusement l'élutriomètre, puis verser les eaux de lavage sur le tamis.
4. Rincer le tamis sous un filet d'eau jusqu'à ce que l'eau devienne claire.
5. Emboîter l'entonnoir sur le tamis (côté contenant le sable) puis y fixer l'élutriomètre.

6. Renverser l'ensemble et faire passer l'eau à travers le tamis (par le côté opposé au sable).
7. Laisser décanter le sable dans l'élutriomètre, puis lire **directement** la concentration volumique en %.

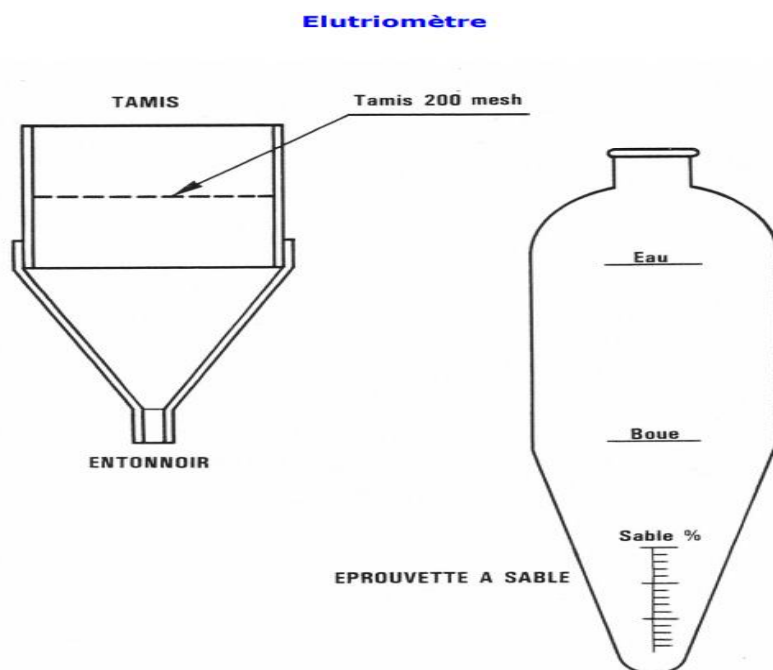


Figure III.11 : Schéma d'un élutriomètre[43].

III.3.7. Mesure du pH :

Le **pH** d'une boue de forage ou de son filtrat est un paramètre fondamental pour l'évaluation de son **agressivité chimique**, son interaction avec les formations géologiques traversées, ainsi que pour le **contrôle de la stabilité des additifs chimiques** utilisés dans la formulation des boues.

a. Méthode par indicateurs colorés :

Il s'agit d'une méthode simple et rapide, couramment utilisée sur le terrain. Elle consiste à :

- ✚ Imprégner une bandelette de papier indicateur d'un échantillon de boue ou de filtrat,

- ✚ Comparer la couleur obtenue avec une **échelle colorimétrique étalon**.

Cette technique repose sur la **décoloration d'un indicateur organique sensible au pH**, et bien qu'approximative, elle est généralement suffisante pour un contrôle de routine.

b. Méthode par pH-mètre électronique :

Le pH-mètre permet une mesure plus précise et repose sur la **détermination du potentiel électrochimique** développé par une électrode en présence des ions hydrogène (H^+). L'appareil se compose généralement :

- ✚ D'une **électrode de mesure**,
- ✚ D'un système de lecture numérique,
- ✚ Et fonctionne sur **batterie ou secteur**.

c. Mode opératoire :

1. Calibrer l'appareil selon les instructions du fabricant (généralement à l'aide de solutions tampons à pH connu),
2. Plonger l'électrode dans l'échantillon de boue ou de filtrat à analyser,
3. Lire directement la valeur du pH sur l'écran.

Le choix du type de pH-mètre dépend des conditions d'utilisation (mobilité, température, précision requise, etc.).



Figure III.12 :pH mètre multiparamètre de paillasse Milwaukee [44].

III.3.8. Mesure des niveaux et volumes de boue dans les bassins :

a. Intérêt des mesures :

a.1. Pour le chef de poste :

Le contrôle des niveaux de boue dans les bassins de circulation ou de réserve est une tâche cruciale assurée par le foreur. Il répond à plusieurs objectifs opérationnels [45] :

-  **Gestion des volumes disponibles** : Les niveaux absolus renseignent sur la quantité de boue en surface, permettant ainsi d'anticiper les besoins en transferts de la boue de réserve vers les bassins actifs. Cela permet d'éviter le désamorçage des pompes de forage et de garantir la possibilité de remplir le puits lors des manœuvres.
-  **Surveillance des variations** : Toute variation du niveau dans les bassins actifs pendant le forage constitue une alerte immédiate. Elle est souvent le premier indicateur d'une instabilité de pression dans le trou, pouvant être due à des pertes ou à des venues de formation.
-  **Suivi en l'absence de bac de manœuvre** : Le remplissage du puits peut être surveillé indirectement via les variations de niveaux dans les bassins.
-  **Contrôle des transferts** : Les transferts entre bassins (réserve, fabrication, actifs) doivent être identifiables afin d'éviter les alertes intempestives. Leur suivi est d'autant plus important lorsqu'ils sont télécommandés depuis le poste maître sondeur.
-  **Diagnostic rapide des anomalies** : Toute variation suspecte doit amener à une vérification de l'installation de surface (fuites au 'Irisor', pertes sur la torche, transferts involontaires entre bassins, etc.) [46].

a.2. Pour les responsables du puits :

Les ingénieurs responsables du puits, notamment les géologues, exploitent les données de niveaux pour obtenir des informations sur les comportements de la formation :

- ✚ Les pertes partielles instables peuvent indiquer une perméabilité matricielle ou fissurée, éléments importants pour l'interprétation des tests de production et des diagraphies électriques.
- ✚ Les variations dans les mesures physiques de la boue (température, conductivité, gaz dissous) peuvent être dues à des changements dans le circuit (mise en service de la pompe de "boosting", utilisation d'hydrocyclones, ajout de boue neuve, etc.) [47].

Pour une meilleure interprétation ultérieure, l'enregistrement des niveaux doit être rigoureux, accompagné de notes précises sur chaque manipulation effectuée.

➤ **Remarque :**

L'absence apparente de variation des niveaux peut être trompeuse. Elle peut résulter de l'annulation d'effets contraires agissant simultanément.

b. Variations des mesures :

Les variations des niveaux peuvent avoir des causes très diverses, classées en deux grandes catégories :

b.1. Causes de surface [48] :

L'ajout de boue neuve, les dilutions, ou l'introduction d'additifs (ex. barytine) provoquent des hausses progressives du niveau.

L'activation d'équipements (dégazeur, hydrocyclone, pompe de boosting) entraîne une chute temporaire du niveau, suivie d'un retour à la normale à l'arrêt de l'équipement.

Les changements dans les conditions d'écoulement (variation de débit, de viscosité ou de densité) peuvent provoquer des oscillations autour de la valeur moyenne.

L'utilisation continue des dispositifs de séparation mécanique (vibrateurs, centrifugeuses) induit une perte régulière de volume.

Il faut aussi prendre en compte les pertes accidentelles, notamment lors de l'ajout de tiges de forage.

b.2. Causes de fond [49] :

Des instabilités de pression dans les formations géologiques peuvent entraîner des pertes ou gains, en fonction de la perméabilité du réservoir et du différentiel de pression.

Le retrait de matière solide en surface (correspondant au volume foré) constitue une perte "naturelle", proportionnelle à la vitesse d'avancement.

Le cavage du puits se manifeste par une perte lente et difficile à détecter.

La remontée d'un bouchon de gaz entraîne une augmentation apparente du volume de surface, liée à la détente du gaz.

À l'inverse, une chute rapide du niveau peut être observée si le gaz atteint une zone où l'annulaire se rétrécit ou une zone plus froide, provoquant la contraction de la bulle de gaz. Ce phénomène est fréquent en conditions offshore flottantes, notamment lorsque le gaz atteint le 'Trisor'.

III.3.9. Tests de propriétés chimiques et de stabilité des boues :

Dans le cadre de l'évaluation des performances physico-chimiques des boues de forage, plusieurs tests ont été réalisés, notamment ceux portant sur la stabilité chimique, l'alcalinité, ainsi que sur la concentration en ions spécifiques tels que Cl^- , Ca^{2+} et Mg^{2+} . Ces tests ont été réalisés exclusivement sur les boues à base d'eau (WBM).

3.9.1. Tests d'alcalinité :

L'alcalinité d'une boue de forage reflète sa capacité à neutraliser les acides et est liée à la présence d'ions hydroxyle (OH^-), carbonate (CO_3^{2-}) et bicarbonate (HCO_3^-). Cette propriété est influencée par les additifs chimiques tels que la soude (NaOH), le carbonate de sodium (Na_2CO_3) ou la chaux éteinte ($\text{Ca}(\text{OH})_2$).

Trois types d'alcalinité ont été mesurés :

- + PF (Phénolphtaléine Filtrat),
- + MF (Méthylorange Filtrat),
- + Pb (Phénolphtaléine Boue).

a. Alcalinité PF :

+ **Principe :** quantité d'acide sulfurique (H_2SO_4) N/50 nécessaire pour amener 1 cm^3 de filtrat à un pH de 8.3.

+ **Protocole :**

1. Prélever 1 cm^3 de filtrat dans un bécher.
2. Ajouter 20 cm^3 d'eau distillée.
3. Ajouter 3 à 4 gouttes de solution de phénolphtaléine.
4. Titrer avec H_2SO_4 N/50 jusqu'à décoloration (absence de teinte rose).
5. $\text{PF} = \text{volume (en cm}^3\text{) d'acide utilisé.}$

➤ **Remarque :** si aucune coloration rose n'apparaît, alors $\text{PF} = 0$.

b. Alcalinité MF :

+ **Principe :** quantité totale d'acide sulfurique N/50 nécessaire pour abaisser le pH à 4.3.

+ **Protocole :**

1. À l'échantillon utilisé pour la mesure de PF, ajouter 2 à 3 gouttes de méthylorange (ou bleu de bromophénol).
2. Titrer avec H_2SO_4 N/50 jusqu'au virage de la couleur (jaune à orange).
3. $\text{MF} = \text{PF} + \text{volume d'acide ajouté lors de cette deuxième étape.}$

➤ **Remarque :** si aucune teinte ne change après ajout du méthylorange, alors $\text{MF} = \text{PF}$.

c. Alcalinité Pb :

+ **Principe :** quantité d'acide sulfurique N/50 nécessaire pour abaisser le pH de la boue à 8.3.

+ **Protocole :**

1. Prélever 1 cm^3 de boue avec une seringue.

2. Ajouter 20 cm³ d'eau distillée.
3. Ajouter 2 à 4 gouttes de phénolphthaléine.
4. Titrer avec H₂SO₄ N/50 jusqu'à disparition de la coloration rose ou mauve.

➤ **Remarque :** si aucune coloration n'apparaît, Pb = 0.

d. Interprétation des résultats :

L'analyse combinée de PF et MF permet de déterminer la nature des ions responsables de l'alcalinité :

Condition Interprétation :

- ✓ PF = 0 Présence uniquement de HCO₃⁻ ;
- ✓ PF = MF Présence uniquement de OH⁻ ;
- ✓ 2PF = MF Présence uniquement de CO₃²⁻ ;
- ✓ 2PF > MF Présence de OH⁻ et CO₃²⁻ ;
- ✓ 2PF < MF Présence de CO₃²⁻ et HCO₃⁻.

3.9.2. Dosage des ions chlorure (Cl⁻) :

 **Principe :** les ions chlorure sont précipités par le nitrate d'argent (AgNO₃) sous forme de chlorure d'argent (AgCl), en présence d'un indicateur : le chromate de potassium (K₂CrO₄). Le changement de couleur du jaune au rouge-orangé marque la fin de la réaction.

Protocole :

1. Prélever 1 cm³ de filtrat.
2. Ajouter 20 cm³ d'eau distillée.
3. Ajouter quelques gouttes de solution de chromate de potassium.
4. Titrer avec une solution de AgNO₃ (0.0282 N) jusqu'au virage de couleur.

Calculs :

- ✓ Cl⁻ (mg/L) = Volume de AgNO₃ (cm³) × 1000 ;

✓ $\text{NaCl (mg/L)} = \text{Cl}^- \text{ (mg/L)} \times 1.65.$

3.9.3. Dosage du calcium (Ca^{2+}) :

 **Principe** : titrage par complexation avec l'EDTA (versénate) en milieu alcalin, en présence d'un indicateur coloré (Calver II).

 **Protocole** :

1. Pipeter 1 cm³ de filtrat.
2. Ajouter 20 cm³ d'eau distillée.
3. Ajouter une pincée de Calver II.
4. Ajouter 20 gouttes de NaOH (8 N).
5. Titrer avec EDTA (0.01 N) jusqu'au virage au bleu clair.

 **Calcul** :

$$\text{Ca}^{2+} \text{ (mg/L)} = \text{Volume de versénate utilisé (cm}^3\text{)} \times 400.$$

3.9.4. Dosage du magnésium (Mg^{2+}) :

 **Principe** : le dosage du magnésium est indirect. Il est obtenu par la soustraction du calcium à la dureté totale mesurée par l'EDTA.

- ✓ Dureté totale = $[\text{Ca}^{2+} + \text{Mg}^{2+}]$;
- ✓ $\text{Mg}^{2+} \text{ (mg/L)} = \text{Dureté totale} - \text{Ca}^{2+}.$

Le même protocole que pour le calcium est utilisé, mais avec un indicateur global pour les deux ions.

3.9.5. Capacité d'échange cationique (CEC) :

La capacité d'échange cationique (CEC) est un indicateur de la qualité et de l'efficacité de l'argile, notamment la bentonite, utilisée dans la formulation des boues. Elle est déterminée par adsorption d'un colorant cationique tel que le bleu de méthylène.

 **Calculs associés** :

- ✓ $\text{CEC (m\acute{e}q/100 g d'argile)} = \text{volume de bleu de m\acute{e}thyl\grave{e}ne (cm^3)} / \text{volume de l'\acute{e}chantillon de boue (cm^3)}$;
- ✓ $\text{Bentonite en boue (lbs/bbl)} = \text{CEC} \times 5$;
- ✓ $\text{Bentonite en boue (g/L)} = \text{CEC} \times 14.25$.

3.9.6. D\text{e}termination de la concentration en KCl :

Ce test permet d'estimer la concentration de chlorure de potassium (KCl) dans le filtrat \text{a} l'aide de pr\text{e}cipitation par le perchlorate de sodium et centrifugation.

Protocole exp\text{e}rimental :

1. Introduire 7 cm³ de filtrat dans un tube centrifuge.
2. Ajouter 3 cm³ de perchlorate de sodium.
3. Remplir un second tube avec 10 cm³ d'eau distill\text{e}e pour \text{e}quilibrer les masses.
4. Centrifuger les deux tubes \text{a} 1800 tr/min pendant 1 minute.
5. Si pr\text{e}cipit\text{e} visible : recommencer avec 3,5 cm³ de filtrat dilu\text{e} \text{a} 7 cm³ avec de l'eau, puis ajouter \text{a} nouveau 3 cm³ de perchlorate et centrifuger.
6. Comparer le volume de pr\text{e}cipit\text{e} \text{a} une courbe d'\text{e}talonnage pour d\text{e}terminer la concentration en KCl.

Courbe d'\text{e}talonnage :

- ✓ Pr\text{e}parer trois solutions standards de KCl \text{a} des concentrations de 10 g/L, 30 g/L et 50 g/L.
- ✓ Appliquer le m\text{e}me protocole de pr\text{e}cipitation et centrifugation.
- ✓ Tracer la courbe : C(KCl) (g/L) en fonction du volume de pr\text{e}cipit\text{e} (cm³).

III.3.10. Caract\text{e}risation chimique des boues \text{a} base d'huile (OBM) :

Les \text{e}mulsions huile/eau n\text{e}cessitent une rupture pr\text{e}alable avant d'effectuer toute mesure chimique. Cela est g\text{e}n\text{e}ralement accompli \text{a} l'aide d'un m\text{e}lange xyl\text{e}ne/propanol.

3.10.1. Mesure de l'alcalinit\text{e} Pb :

Protocole :

1. Pr\text{e}lever 1 cm³ de boue dans un b\text{e}cher propre.

2. Ajouter 50 ml d'un mélange xylène/propanol (50/50) et agiter pendant 2 minutes pour rompre l'émulsion.
3. Ajouter 100 ml d'eau distillée.
4. Ajouter 3 à 4 gouttes de phénolphtaléine.
5. Titrer avec de l'acide sulfurique N/10, goutte à goutte, en agitant jusqu'à disparition de la coloration rose.
6. P_b = volume d'acide H_2SO_4 N/10 utilisé (cm^3).

3.10.2. Dosage des chlorures (Cl^-) :

Protocole :

1. Dans un bécher, mélanger :
 - ✓ 1 cm^3 de boue,
 - ✓ 50 ml de xylène/propanol (50/50),
 - ✓ Agitation pendant 2 minutes.
2. Ajouter 2 à 4 gouttes de chromate de potassium.
3. Titrer avec $AgNO_3$ 0,282 N jusqu'au virage de jaune à rouge orangé.

Calculs :

- ✓ Cl^- (mg/L) = volume d' $AgNO_3$ (cm^3) $\times$ 10 000 ;
- ✓ $NaCl$ (mg/L) = Cl^- (mg/L) $\times$ 1.65.

3.10.3. Dosage du calcium (Ca^{2+}) :

Protocole :

1. Prélever 1 cm^3 de boue.
2. Ajouter 50 ml de xylène/propanol (50/50) et agiter 2 minutes.
3. Ajouter une pincée de Calver II (indicateur).
4. Ajouter 20 gouttes de NaOH 8 N.
5. Titrer avec EDTA 0,1 N jusqu'au virage de la solution au bleu clair.

Calcul :

$$Ca^{2+} \text{ (mg/L)} = \text{volume d'EDTA titré (cm}^3\text{)} \times 4000.$$

III.3.11. Détermination de la teneur en sable (WBM et OBM) :

CHAPITRE III Cadre de stage et protocole expérimental

La teneur en sable est un paramètre critique pour évaluer l'abrasivité potentielle de la boue de forage. En terminologie boue, le sable est défini comme l'ensemble des particules solides ayant un diamètre supérieur à 0.075 mm, c'est-à-dire celles retenues par un tamis de 200 mailles.

Une teneur excessive en sable peut provoquer une usure accélérée des éléments mécaniques en mouvement tels que les chemises et pistons des pompes, ainsi qu'une augmentation non désirée de la densité de la boue. En période d'arrêt de la circulation, le sable peut également sédimenter dans le puits, posant ainsi des problèmes d'obstruction. Par conséquent, il est recommandé de maintenir la concentration en sable en dessous de 1 % en volume.

a. Matériel utilisé :

- ✓ Élutriomètre ;
- ✓ Tamis de 200 mailles ;
- ✓ Entonnoir spécial ;
- ✓ Eau distillée (pour WBM) ou gasoil (pour OBM).

b. Procédure expérimentale :

1. Remplir l'élutriomètre de boue jusqu'à la graduation prévue.
2. Ajouter de l'eau (ou du gasoil pour les boues à l'huile) jusqu'à la graduation correspondante.
3. Obstruer l'ouverture avec le pouce et agiter vigoureusement pour homogénéiser le mélange.
4. Verser le mélange sur le tamis de 200 mailles, puis rincer l'élutriomètre et verser également les eaux de lavage sur le tamis.
5. Fixer l'entonnoir du côté du sable sous le tamis, puis emboîter l'élutriomètre au-dessus.
6. Inverser l'ensemble (élutriomètre en bas) et faire couler de l'eau (ou du gasoil) sur le côté opposé au sable pour favoriser le passage des fines particules.
7. Après décantation, lire directement sur le dispositif la teneur en sable exprimée en pourcentage volumique.

➤ **Remarque :**

- ✓ Utiliser de l'eau distillée pour les boues à base d'eau (WBM),
- ✓ Utiliser du gasoil pour les boues à base d'huile (OBM).

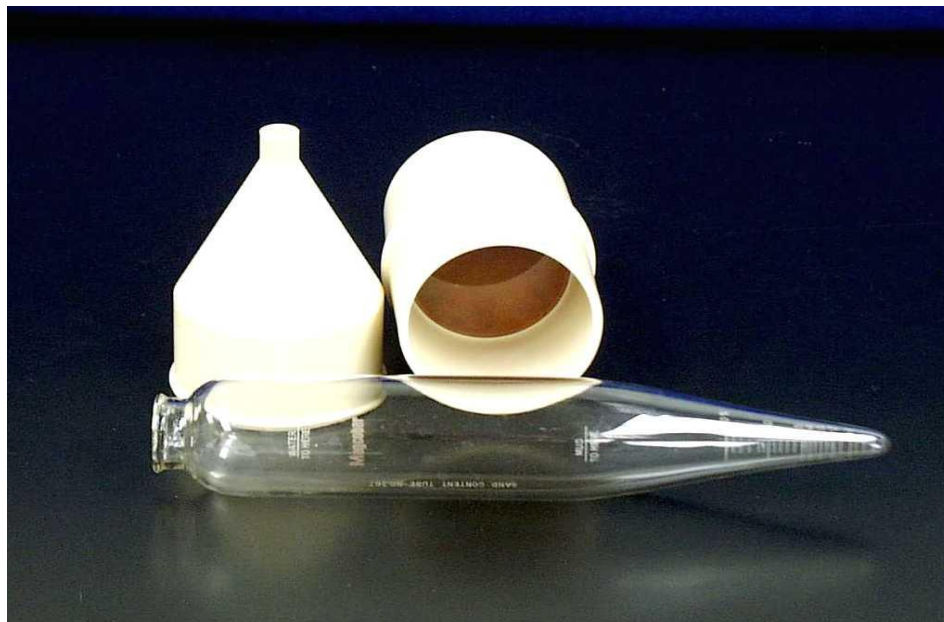


Figure III.13 : Équipement pour mesurer la concentration en sable [50].

III.3.12. Distillation (WBM et OBM) :

La détermination des proportions en volume d'eau, d'huile et de solides dans une boue de forage est essentielle pour évaluer la stabilité de l'émulsion, la teneur en matières actives et le comportement global du fluide. Cette analyse est réalisée à l'aide d'un distillateur à boue, basé sur le principe de la séparation par condensation différenciée.

a. Principe de fonctionnement :

Le distillateur chauffe un volume déterminé de boue. La vapeur générée passe dans un condenseur où elle est refroidie. L'eau et l'huile récupérées dans une éprouvette graduée se séparent naturellement par différence de densité : l'huile surnage au-dessus de l'eau. Le pourcentage en solides est ensuite calculé par différence.

b. Matériel utilisé :

- ✓ Distillateur à boue ;
- ✓ Éprouvette graduée en pourcentage ;
- ✓ Godet de mesure ;

CHAPITRE III Cadre de stage et protocole expérimental

- ✓ Chambre d'expansion ;
- ✓ Laine d'acier ;
- ✓ Source de courant électrique appropriée

c. Procédure expérimentale :

1. Connecter le distillateur à une source de courant adaptée.
2. Désaccoupler la cellule et remplir le godet avec l'échantillon de boue.
3. Fermer le godet à l'aide de son couvercle et nettoyer le surplus de boue.
4. Graisser légèrement le filetage du godet puis y insérer la laine d'acier.
5. Viser le godet sur la chambre d'expansion.
6. Emboîter l'ensemble dans le condenseur.
7. Insérer la cellule dans la chambre chauffante du distillateur.
8. Placer l'éprouvette graduée sous le tube de sortie du condenseur.
9. Chauffer pendant environ 60 minutes, jusqu'à arrêt complet du distillat.
10. Lire directement les pourcentages volumiques d'eau et d'huile.
11. Calculer la teneur en solides par la relation suivante :

$$\% \text{ Solides} = 100 - (\% \text{ Eau} + \% \text{ Huile})$$

d. Calcul du rapport huile/eau (O/W) :

Le rapport huile/eau est défini dans la phase aqueuse de l'émulsion par les équations suivantes :

$$\% \text{ Huile (phase aqueuse)} = (\% \text{ Huile dans la boue}) / ((\% \text{ Huile dans la boue}) + (\% \text{ Eau dans la boue}))$$

$$\% \text{ (Eau (phase aqueuse))} = (\% \text{ Eau dans la boue}) / ((\% \text{ Huile dans la boue}) + (\% \text{ Eau dans la boue}))$$

$$\text{Rapport (O/W)} = (\% \text{ Huile (phase aqueuse)}) / (\% \text{ (Eau (phase aqueuse))})$$



Figure III.14 : Distillateur automatique [51].

III.3.12. Stabilité électrique (pour OBM) :

La stabilité électrique est une mesure indirecte de la qualité de l'émulsion formée dans une boue à base d'huile (OBM). Une émulsion est un système à deux phases liquides, dont l'une est dispersée dans l'autre. On distingue :

- ✚ **Émulsion directe** : l'huile dispersée dans l'eau,
- ✚ **Émulsion inverse (la plus courante en forage)** : l'eau dispersée dans l'huile.

a. Principe de la mesure :

L'analyse est effectuée à l'aide d'un testeur d'émulsion. Deux électrodes espacées de 3.2 mm sont immergées dans la boue. Une tension électrique croissante (AC ou DC) est appliquée. L'émulsion s'oppose au passage du courant jusqu'à atteindre une tension de rupture, qui correspond à la valeur de stabilité électrique.

b. Interprétation :

Une valeur de stabilité élevée indique une bonne dispersion de l'eau dans l'huile et une émulsion stable.

À l'inverse, une valeur faible suggère une instabilité ou une dégradation de l'émulsion.



Figure III.15 : Electrique stabilité mètre(Ghouini. A, Lamniai. A).

III.4. Préparation des boues de forage :

Au laboratoire de l'EMAC, deux formulations de boues ont été élaborées en collaboration avec l'ingénieur des boues : une boue à base d'eau (WBM) à haute performance, et une boue à base d'huile (OBM) de type VERSAdril. Bien que la composition des produits diffère selon le type de boue, leur protocole de préparation est similaire.

III.4.1. Boue à base d'eau (WBM) :

La boue à base d'eau est composée principalement d'eau, à laquelle sont ajoutés des polymères, des agents alourdissants tels que le chlorure de potassium et la barytine, ainsi que divers sels pour favoriser la stabilité de l'émulsion.

Cette formulation nécessitant une plus grande quantité de produits comparée à la boue à base d'huile, le malaxage a duré environ 1 h 30.



Figure III.16 : Dosages de la boue WBM(Ghouini. A, Lamniai. A).



Figure III.17 : Malaxage de la boue WBM pendant 1 h 30(Ghouini. A, Lamniai. A).

III.4.2. Boue à base d'huile (OBM) :

La formulation OBM, de type VERSAdril, est essentiellement constituée de diesel, d'agents mouillants, d'antimousse (defam), et d'autres additifs spécifiques. Tous les composants ont été mélangés pendant 1 heure 30 min afin d'obtenir une émulsion homogène et stable.



Figure III.18 : Dosages de la boue OBM(Ghouini. A, Lamniai. A).



Figure III.19 : Malaxage de la boue OBM pendant 1 h 30(Ghouini. A, Lamniai. A).

III.4.3. Les différents essais :

Après avoir formulé les deux boues de même masse volumique, différents essais ont été réalisés :

a. Essai de densité :

La densité, souvent appelée poids de la boue, a été mesurée à l'aide d'une balance à boue. Celle-ci se compose d'une base, d'un bras gradué, d'une tasse (ou coupelle), d'un couvercle, d'une fiole de niveau, d'un cavalier mobile et d'un contrepoids.

➤ Mode opératoire :

1. Remplir complètement le gobelet avec la boue.
2. Fermer le couvercle jusqu'à expulsion de l'excès par l'orifice central.
3. Placer le bras de la balance sur son support.
4. Ajuster le cavalier jusqu'à l'équilibre, selon la fiole de niveau.
5. Lire la valeur de la densité sur l'échelle graduée.



Figure III.20 : Balance à boue utilisée pour la mesure de densité(Ghouini. A, Lamniai. A).

b. Essai au viscosimètre Fann (Viscosité et Yield Point) :

L'essai consiste à déterminer trois paramètres rhéologiques :

✚ Viscosité plastique (PV) :

$$PV = \text{lecture à 600 RPM} - \text{lecture à 300 RPM}$$

✚ Yield point (YP) :

$$YP = \text{lecture à 300 RPM} - PV$$

✚ Viscosité apparente (VA) :

$$VA = \text{lecture à 600 RPM} / 2$$

Les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau III.2 : Résultats de l'essai du viscosimètre Fann.

Type de boue	Densité (kg/m ³)	YP (cP)	PV (lb/100ft ²)
OBM	1.56	14	19
WBM	1.56	12	17

Avec :

- ✓ YP : yield point,
- ✓ PV : viscosité plastique.



Figure III.21 :Essai au viscosimètre Fann(Ghouini. A, Lamniai. A).

c. Essai de distillation (Retort) :

Cet essai permet de déterminer les pourcentages en volume d'eau, d'huile et de solides présents dans les boues. Il repose sur le principe de distillation à température contrôlée, suivi d'une lecture directe sur une éprouvette graduée.

➤ Mode opératoire :

1. Laisser l'échantillon refroidir à température ambiante.
2. Remplir le godet de boue, le visser à la chambre d'expansion.
3. Installer l'ensemble sur le condenseur.
4. Chauffer jusqu'à arrêt de la distillation (environ 25 min).
5. Laisser refroidir, puis lire directement les pourcentages.



Figure III.22 : Appareil de distillation (Retort) utilisé pour l'analyse (Ghouini. A, Lamniai. A).



Figure III.23 : Essai de distillation (Ghouini. A, Lamniai. A).

CHAPITRE III Cadre de stage et protocole expérimental

Les résultats sont récapitulés ci-dessous :

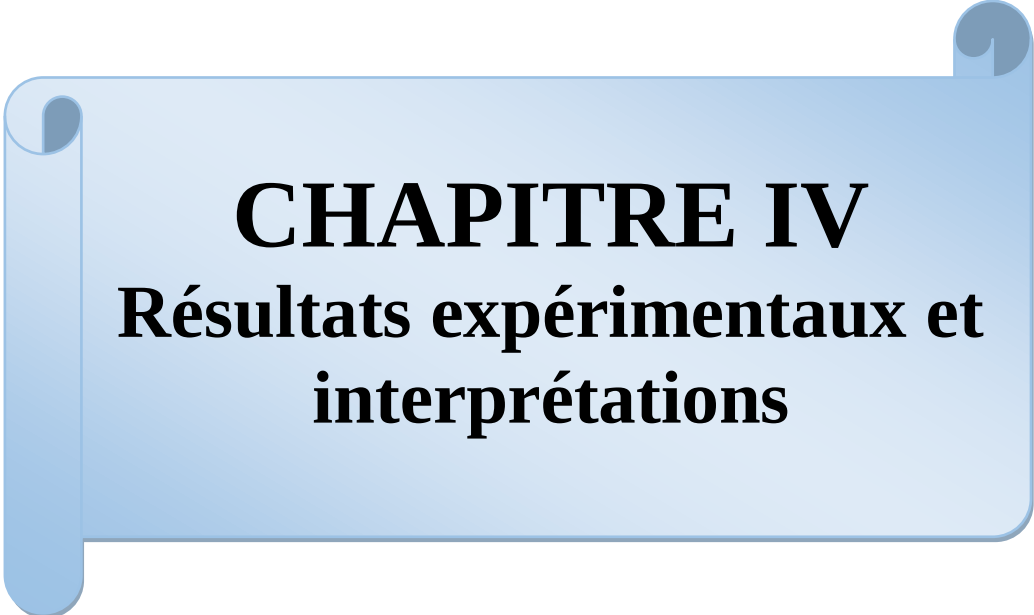
Tableau III.3 : Résultats de l'essai de distillation.

Type de boue	% d'eau	% d'huile	% de solides
OBM	2%	60%	38%
WBM	70%	0%	30%

III.5. Conclusion :

Ce chapitre a permis de mettre en évidence le contexte professionnel dans lequel s'est déroulée notre étude ainsi que le protocole expérimental mis en œuvre pour l'évaluation des boues de forage. La présentation de l'entreprise ENAFOR et du puits ENAFOR 47 a permis de comprendre les enjeux industriels associés à l'utilisation optimale des fluides de forage.

Par ailleurs, la méthodologie adoptée dans ce cadre a été rigoureusement structurée, en conformité avec les normes techniques en vigueur. Elle servira de base pour l'interprétation des résultats expérimentaux présentés dans le chapitre suivant.



CHAPITRE IV

Résultats expérimentaux et interprétations

IV.1. Introduction :

Ce chapitre est consacré à la présentation, l'analyse et l'interprétation des résultats obtenus lors des essais réalisés sur deux types de boues de forage : la boue à base d'eau (WBM) et la boue à base d'huile (OBM). L'objectif de ces essais est de caractériser les propriétés physico-chimiques de chaque formulation et d'évaluer leur aptitude à répondre aux exigences du forage en conditions réelles.

Les résultats concernent notamment la densité, les propriétés rhéologiques (viscosité plastique, point d'écoulement, viscosité apparente), la composition par distillation (eau, huile, solides), ainsi que le rapport huile/eau. Une comparaison critique des performances entre WBM et OBM est ensuite réalisée afin de dégager les avantages de chaque type de boue selon les contextes d'application.

IV.2. Résultats de la densité :

La densité des boues a été mesurée à l'aide d'une balance à boue. Pour garantir une équivalence de charge hydrostatique dans le puits, les deux boues ont été formulées avec la même densité.

Tableau IV.1 : La densité des boues OBM et WBM.

Type de boue	Densité (kg/L)
OBM	1.560
WBM	1.560

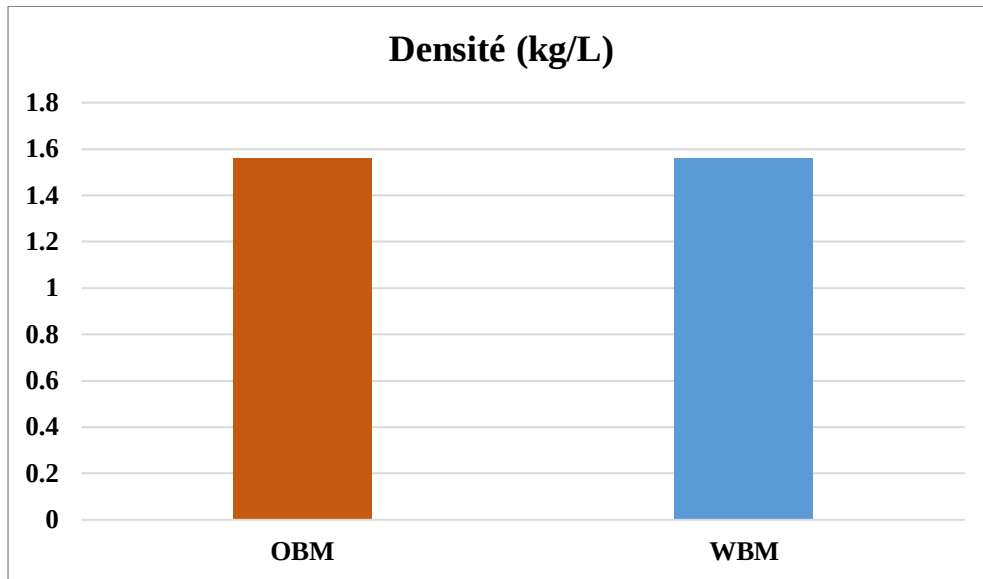


Figure IV.1 : La densité des boues OBM et WBM.

Interprétation :

La densité égale des deux boues permet une comparaison fiable de leurs autres propriétés sans influence de la pression hydrostatique.

IV.3. Propriétés rhéologiques (Viscosimètre Fann) :

Tableau IV.2 : Résultats de l'essai du viscosimètre Fann.

Type de boue	Viscosité plastique PV(cP)	Point d'écoulement YP (lb/100 ft ²)	Viscosité apparente VA (cP)
OBM	19	14	21
WBM	17	12	20

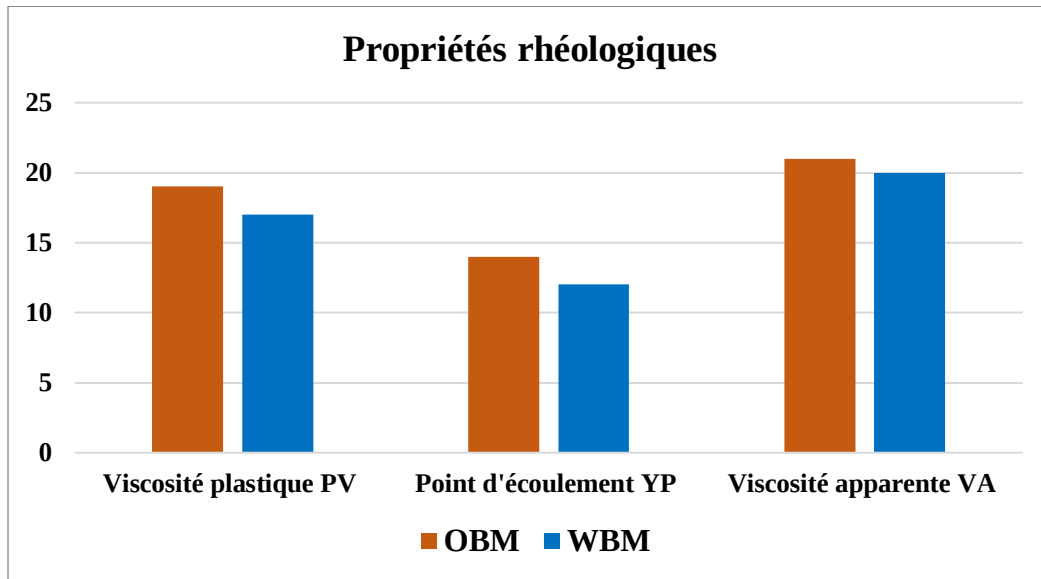


Figure IV.2 : Propriétés rhéologiques des boues OBM et WBM.

Interprétation :

La boue OBM présente des valeurs rhéologiques légèrement supérieures, indiquant une meilleure capacité de transport des débris de forage et de suspension des solides. Toutefois, la WBM montre un comportement plus fluide, ce qui peut être avantageux dans certaines formations argileuses.

IV.4. Test de rétors (Retort test) :

Tableau IV.3 : Analyse volumique par rétors.

Type de boue	% Eau	% Huile	% Solides
OBM	2%	60%	38%
WBM	70%	0%	30%

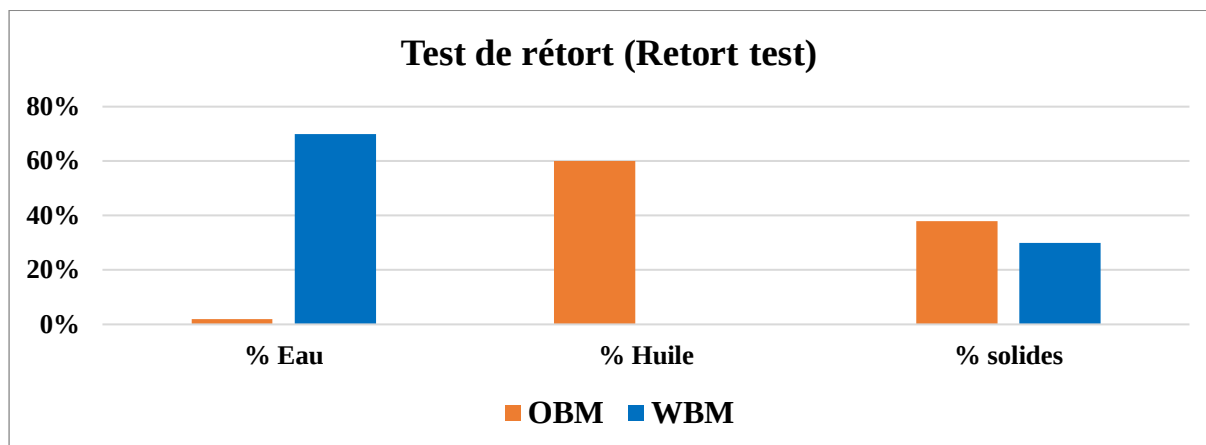


Figure IV.3 : Composition volumique des phases par distillation contrôlée.

Interprétation :

La forte proportion d'huile dans l'OBM confirme sa capacité à former une émulsion inverse stable. La WBM, majoritairement aqueuse, est plus sensible à l'hydratation des argiles.

IV.5. Rapport huile/eau (OBM) :

Le rapport huile/eau est calculé selon les proportions suivantes :

- % Huile (phase aqueuse) = $60 / (60 + 2) = 96.77 \%$
- % Eau (phase aqueuse) = $2 / (60 + 2) = 3.23 \%$

Donc :

$$\text{Rapport huile/eau} = 96.77 / 3.23 = 29.96 \approx 30$$

Interprétation :

Ce rapport élevé atteste d'une très bonne stabilité de l'émulsion eau-dans-huile, réduisant les risques de gonflement des argiles.

IV.6. Analyse graphique des propriétés des boues de forage :

IV.6.1. La densité :

Tableau IV.4 : Densité de la boue en fonction de la profondeur.

Type de boue	Profondeur (m)	Densité (kg/L)
Boue de surface (Spudmud)	0 - 537	1.05 – 1.08
Boue à base d'huile (OBM)	537 - 2329	1.25
Boue à base d'huile (OBM)	2329 - 3289	2.08 – 2.12
Boue à base d'huile (OBM)	3289 - 3434	1.45
OBM non dommageable (CaCO ₃)	3434 - 4024	à définir

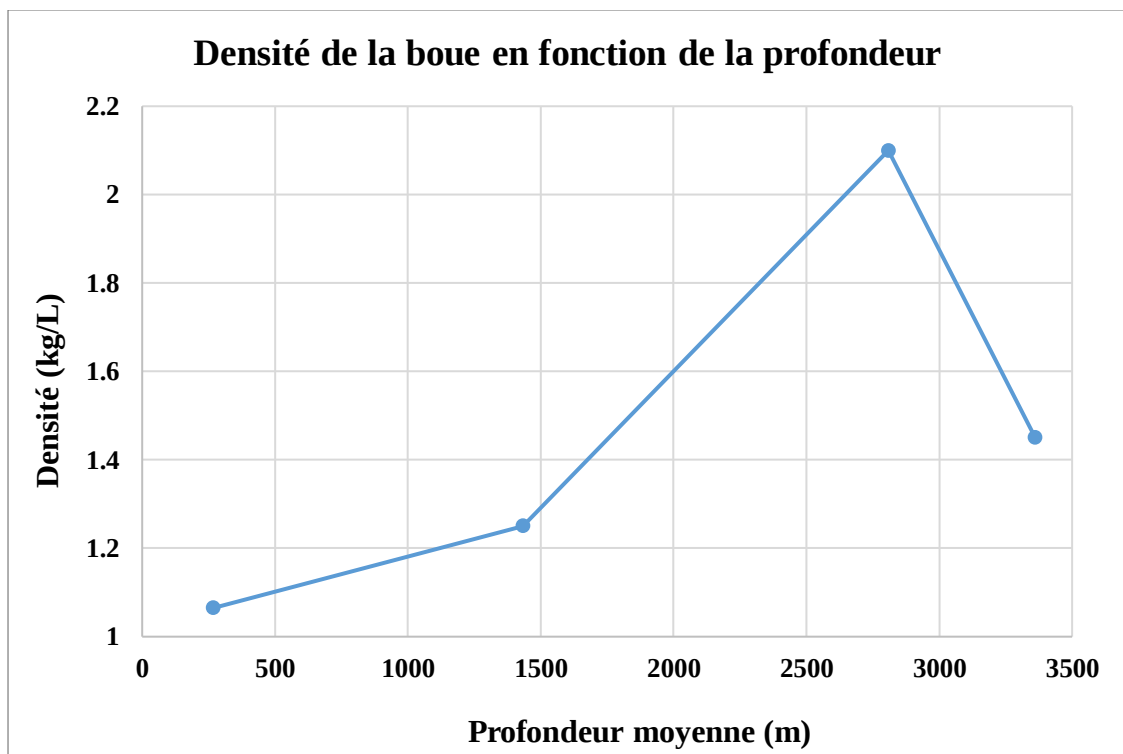


Figure IV.4 : Densité de la boue en fonction de la profondeur.

Interprétation :

Cette figure illustre l'évolution de la densité des boues de forage en fonction de la profondeur. On observe une augmentation progressive de la densité, atteignant un maximum de 2.10 kg/L dans la section intermédiaire (2329 – 3289 m), ce qui est nécessaire pour maintenir la stabilité du puits face à des pressions de formation plus élevées.

IV.6.2. Point de gel (Yield Point) :

Tableau IV.5 : Point de gel (Yield Point) en fonction de la profondeur.

Type de boue	Profondeur (m)	Point de gel (lb/100ft ²)
Boue de surface (Spudmud)	0 - 537	35 - 50
Boue à base d'huile (OBM)	537 - 2329	18 - 24
Boue à base d'huile (OBM)	2329 - 3289	8 - 12
Boue à base d'huile (OBM)	3289 - 3434	10 - 12
OBM non dommageable (CaCO ₃)	3434- 4024	10 - 12

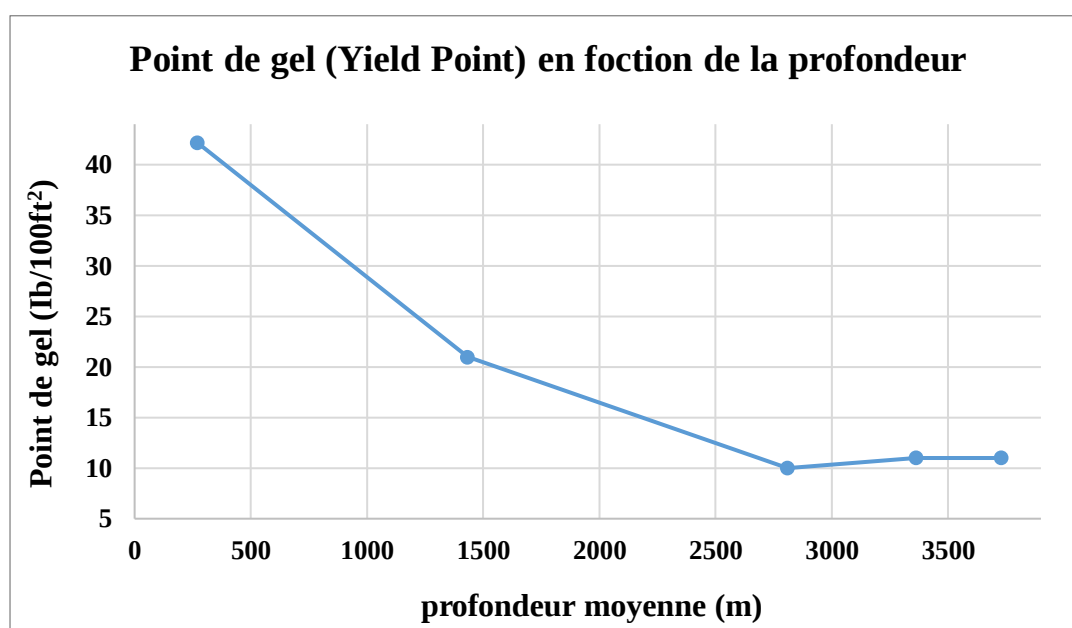


Figure IV.5 : Point de gel (Yield Point) en fonction de la profondeur.

Interprétation :

Cette courbe montre la variation du point de gel des boues de forage. Le point de gel diminue avec la profondeur, indiquant une adaptation des formulations pour améliorer la mobilité de la boue tout en conservant une capacité suffisante de transport des débris de forage.

IV.6.3. Ratio (Huile/Eau) (%) :

Tableau IV.6 : Ratio (Huile/Eau) (%) en fonction de la profondeur.

Type de boue	Profondeur (m)	Ration (Huile/Eau) (%)
Boue de surface (Spudmud)	0 - 537	boue à base d'eau
Boue à base d'huile (OBM)	537 - 2329	70/30 – 85/15
Boue à base d'huile (OBM)	2329 - 3289	90/10
Boue à base d'huile (OBM)	3289 - 3434	90/10
OBM non dommageable (CaCO₃)	3434 - 4024	95/5

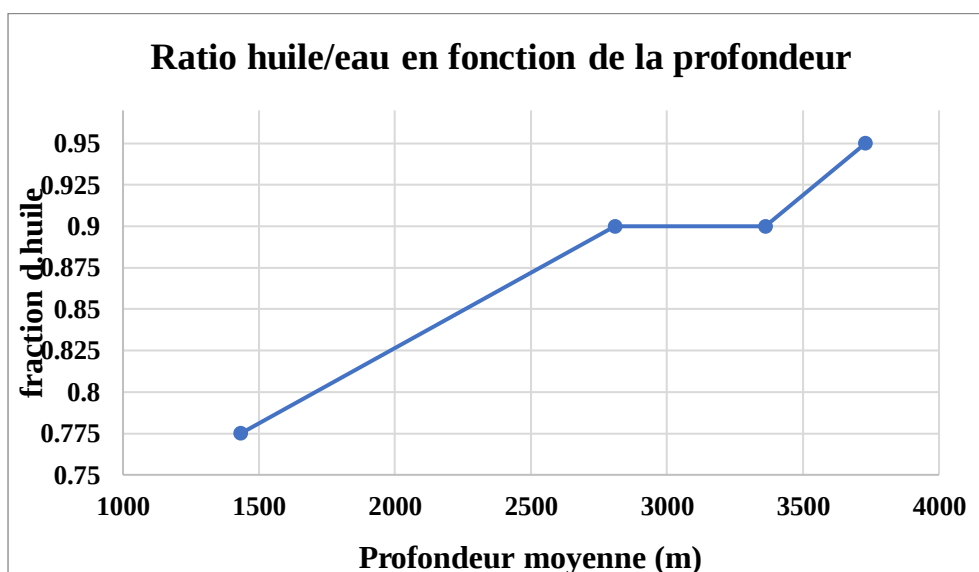


Figure IV.6 : Ratio Huile/Eau en fonction de la profondeur.

Interprétation :

Cette figure représente l'évolution du ratio huile/eau dans les formulations de boues à base d'huile. On note une augmentation du pourcentage d'huile avec la profondeur, renforçant la stabilité thermique et chimique des boues dans des environnements à haute pression et haute température.

IV.6.4. Alcalinité Pm :

Tableau IV.7 : Alcalinité Pm en fonction de la profondeur.

Type de boue	Profondeur (m)	Alcalinité Pm
Boue de surface (Spudmud)	0 - 537	0.8 – 12
Boue à base d'huile (OBM)	537 - 2329	3.5 – 4.0
Boue à base d'huile (OBM)	2329 - 3289	3.5 – 4.0
Boue à base d'huile (OBM)	3289 - 3434	2.5 – 3.0
OBM non dommageable (CaCO ₃)	3434 - 4024	2.5 – 3.0

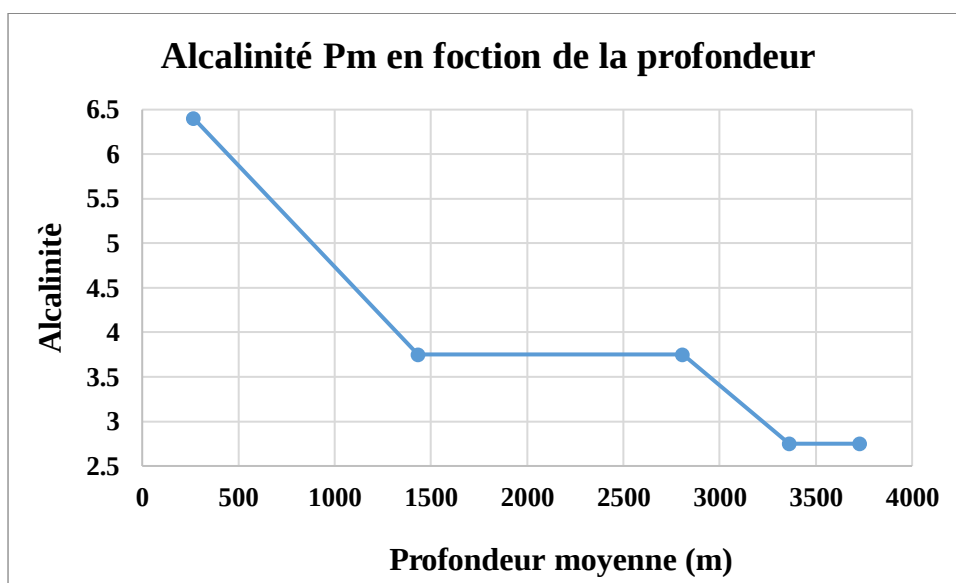


Figure IV.7 : Alcalinité Pm en fonction de la profondeur.

Interprétation :

La courbe met en évidence une baisse progressive de l'alcalinité Pm avec la profondeur. Cette tendance reflète l'optimisation des propriétés chimiques de la boue pour maintenir le pH et l'émulsion tout en réduisant les risques de réactions indésirables avec les formations traversées.

IV.6.5. Stabilité électrique :

Tableau IV.8 : Stabilité électrique en fonction de la profondeur.

Type de boue	Profondeur (m)	Stabilité électrique (V)
Boue de surface (Spudmud)	0 - 537	-
Boue à base d'huile (OBM)	537 - 2329	> 600
Boue à base d'huile (OBM)	2329 - 3289	> 1000
Boue à base d'huile (OBM)	3289 - 3434	> 1000
OBM non dommageable (CaCO₃)	3434 - 4024	> 1000

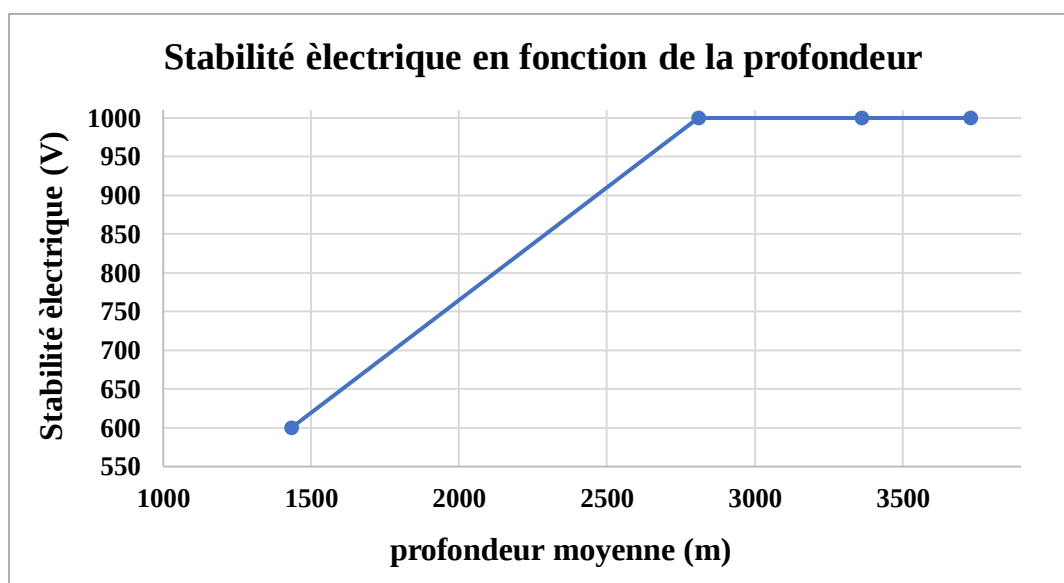


Figure IV.8 : Stabilité électrique en fonction de la profondeur.

Interprétation :

Cette figure montre que la stabilité électrique des boues à base d'huile augmente significativement à partir de 537 m de profondeur, atteignant des valeurs supérieures à 1000 V. Ces résultats confirment la bonne dispersion de l'émulsion et la qualité de la formulation des boues utilisées.

Les résultats obtenus à travers les essais menés sur les boues de forage à base d'eau (WBM) et à base d'huile (OBM) ont permis de comparer leurs propriétés physiques et leur performance en conditions réelles. Toutefois, au-delà de ces aspects techniques, il est primordial de considérer les impacts environnementaux associés à leur utilisation. Cette dernière section du chapitre est donc consacrée à l'analyse des effets environnementaux liés aux déblais de forage, ainsi qu'aux différentes solutions de gestion durable envisageables.

IV.7. Solutions environnementales liées à l'utilisation des boues de forage :

Les opérations de forage pétrolier génèrent une quantité importante de déchets, notamment les déblais de forage ou cuttings, qui sont souvent imprégnés de boues de forage. Ces résidus représentent une source majeure de pollution potentielle pour les sols, les eaux souterraines et l'atmosphère, en raison des propriétés physico-chimiques complexes des contaminants qu'ils contiennent (hydrocarbures, métaux lourds, additifs chimiques, etc.). La gestion environnementale de ces déchets constitue donc un enjeu crucial pour les compagnies de forage et les organismes de régulation.

IV.7.1. Caractérisation des déblais de forage :

Les cuttings sont de petits fragments de roches asymétriques, générés lors de l'action mécanique du trépan sur la formation rocheuse traversée. Leur taille varie de quelques dizaines de microns à 1–2 cm selon la nature géologique du terrain et les conditions de forage. Ces fragments sont souvent enrobés de boue de forage, ce qui complique leur traitement ultérieur.

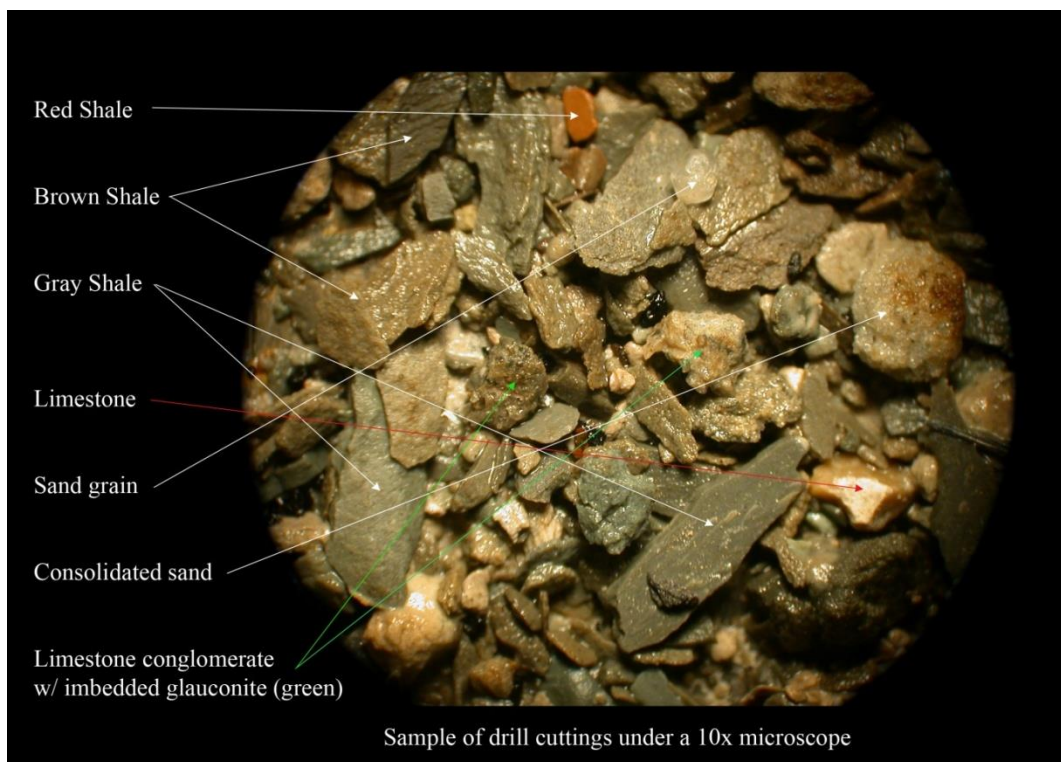


Figure IV.9 : Déblais de forage grossis dix fois [52].

IV.7.2. Mécanismes de dispersion des contaminants :

Les contaminants présents dans les déblais de forage peuvent migrer dans l'environnement par différents mécanismes :

a. Évaporation :

Les hydrocarbures volatils s'évaporent rapidement après rejet dans le borbier. Ce processus constitue l'un des premiers modes de dissémination atmosphérique des polluants.

b. Solubilisation :

En présence d'eaux usées ou de pluies, les contaminants solubles peuvent se mélanger aux eaux de surface ou s'infiltrer, augmentant les risques d'exposition pour les écosystèmes locaux.

c. Infiltration :

Lorsque les déchets sont stockés dans des bassins non étanches, des fractions liquides peuvent migrer vers les sols profonds ou les nappes phréatiques. Trois voies sont possibles :

- ✚ Passage direct des liquides non aqueux dans les pores.
- ✚ Transport de contaminants dissous dans les eaux souterraines.

✚ Déplacement de particules solides en suspension.

d. Voies entropiques :

La contamination peut aussi survenir lors du transport des déchets vers les sites de traitement ex-situ (fuites, déversements accidentels, etc.)[53].



Figure IV.10 : Boues de forage contaminant les déblais (Ghouini A. et Lamnia Anis).

IV.8. Conclusion :

Ce chapitre a permis de comparer de manière approfondie les performances des boues de forage à base d'eau (WBM) et à base d'huile (OBM) à travers une série d'essais expérimentaux. Les résultats ont mis en évidence les avantages et les limites de chaque type de boue en fonction de paramètres essentiels tels que la viscosité, la densité, la stabilité thermique, la filtration et la contamination solide.

Les boues OBM présentent des performances supérieures en termes de stabilité thermique et de contrôle de la filtration, ce qui les rend particulièrement adaptées aux forages profonds et complexes. Cependant, les boues WBM restent plus respectueuses de l'environnement et peuvent être privilégiées dans les contextes écologiquement sensibles, à condition d'être correctement formulées.

CHAPITRE IV Résultats expérimentaux et interprétations

Enfin, une attention particulière a été portée aux enjeux environnementaux liés à l'utilisation des boues de forage. La dernière section de ce chapitre a souligné la nécessité de mettre en place des stratégies de gestion durable des déblais de forage afin de limiter leur impact sur les sols, l'eau et l'air. Ces résultats permettent de proposer des recommandations techniques et environnementales en vue d'une meilleure gestion des fluides de forage dans les opérations pétrolières.



CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Ce mémoire de fin d'étude a porté sur l'étude comparative des boues de forage à base d'eau (WBM) et à base d'huile (OBM), en s'appuyant sur une campagne d'essais expérimentaux réalisée dans un contexte réel à Hassi Messaoud. Les travaux menés ont permis de mieux comprendre les propriétés physico-chimiques de ces fluides, ainsi que leur comportement face aux contraintes opérationnelles rencontrées lors du forage pétrolier.

L'analyse des résultats a mis en évidence la supériorité technique des boues OBM en matière de stabilité thermique, de contrôle de la filtration et de performances en milieux complexes. Toutefois, les boues WBM présentent un atout important en matière de respect de l'environnement, et peuvent représenter une alternative viable lorsqu'elles sont bien formulées et correctement gérées.

L'étude menée a permis de confirmer que les fluides de forage jouent un rôle central dans le succès des opérations de forage, tant d'un point de vue technique qu'environnemental. En effet, leur formulation et leur gestion doivent répondre à des exigences strictes en matière de sécurité, de performance et de respect des normes écologiques. À travers l'analyse comparative des deux formulations, il ressort que chaque type de boue présente des avantages spécifiques, à adapter selon les conditions géologiques et opérationnelles. Le cas du champ de Hassi Messaoud, marqué par des contraintes géotechniques complexes, illustre parfaitement la nécessité d'une adaptation rigoureuse des solutions de forage.

L'approche expérimentale appliquée sur le puits ENAFOR 47 a également permis de valider les choix techniques effectués et de formuler des recommandations concrètes sur la formulation et la gestion des boues. L'ensemble des résultats souligne ainsi l'importance d'une démarche intégrée, combinant innovation technologique, rigueur scientifique et responsabilité environnementale pour garantir la durabilité des opérations de forage.

Perspectives :

Dans la continuité de ce travail, plusieurs axes de recherche peuvent être envisagés :

-  Développer des formulations hybrides combinant les avantages techniques des OBM et la faible toxicité des WBM.

CONCLUSION GENERALE

- ✚ Intégrer des additifs éco-compatibles ou nano-structurés pour améliorer les propriétés des boues tout en réduisant leur impact environnemental.
- ✚ Optimiser les méthodes de traitement et de valorisation des déblais contaminés.
- ✚ Mettre en place un système de suivi environnemental en temps réel sur les sites de forage.

Ces perspectives visent à renforcer l'efficacité opérationnelle tout en respectant les impératifs de développement durable dans l'industrie pétrolière.

REFERENCES
BIBLIOGRAPHIQUES

Références bibliographiques

- [1]. M. Khodja. Etude des performances et Considérations environnementale. Thèse doctorat en génie des procédés et de l'environnement Toulouse : Institut national polytechnique de Toulouse, 2008,02p.
- [2].<http://dspace.univtiaret.dz/bitstream/07> mai 2025 15 :00
- [3].enspm formation industrie-ifp training(les fluides de forage) 05p
- [4].Division forage département RHU module ((FFF)) introduction aux fluides de forage 10p
- [5].Division forage département RHU module ((FFF)) les caracteristiques phyysiques de la boue de forage 4.6.7.27p
- [6].Division forage département RHU module ((FFF)) pertes en cours de forage 4.6.8.9p
- [7].https://fr.wikipedia.org/wiki/Gisement_de_Hassi_Messaoud 08 Mai 2025.10:23
- [8].<https://www.google.dz/search?q=Le+champ+p%C3%A9trolier+de+Hassi+Messaoud>, 09 Mai 2025.16 :25
- [9].<https://www.google.dz/imgres?q=situation%20g%C3%A9ographique%20de%20Hassi%20Messaoud> 09 Mai 2025.18 :45
- [10]. Khireddine S., Benani Y., Boubarka J., ‘ ‘ Normes de réalisation des puits Haute Pression Haute Température et comparaison avec les puits non HPHT ’ ’, Université de KasdiMerbah –Ouargla, pp: 1-8, (2019).
- [11]. Elkatatny, e. a., Elkatatny, S., Moajil, ‘ ‘ Evaluation of a New Environmentally Friendly Treatment to Remove Mn₃O₄ Filter Cake ’ ’,Schlumberger (2012).
- [12]. Keelan, A., ‘ ‘ High-Pressure High-Temperature well construction ’ ’, Oil field Review, (1998).
- [13].<http://angst-pfister.com/fr/industries/industrie-petrole-gaz.html>, 09 Mai 2025.13 :07
- [14].Zhang, J., ‘ ‘ Wellbore Stability Analysis: A Field Example. SPE Drilling & Completion ’ ’, 26(01), PP: 135–144, <https://doi.org/10.2118/119290-PA>, (2011).
- [15]. Patel, A. D., et al., ‘ ‘ Fluid-Rock Interaction Studies for Shale Gas Formations ’ ’, SPE 181872, (2016).
- [16]. Veil, J. A., ‘ ‘ Drilling Waste Management: Technology and Regulatory Overview ’ ’, Argonne National Laboratory, (2007).
- [17]. Patel, A. D., et al., ‘ ‘ Advancements in Water-Based Drilling Fluids Using Environmentally Friendly Additives ’ ’, SPE 156993, (2012).
- [18]. IPIECA & API, ‘ ‘ Environmental Management in Oil and Gas Exploration and

Références bibliographiques

Production ‘’, (2010).

[19]. World Petroleum Council, ‘’ Sustainable Drilling Practices in Oil & Gas Operations ‘’, (2021).

[20]. Caenn, R., Darley, H. C. H., & Gray, G. R., ‘’ Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids (6th ed.) ‘’, Gulf Professional Publishing, (2011).

[21]. Bourgoyne, A. T., Millheim, K. K., Chenevert, M. E., & Young, F. S., ‘’ Applied Drilling Engineering ‘’, SPE Textbook Series, (1986).

[22]. Patel, A. D., et al., ‘’ Rheological Behavior of Synthetic Polymers in HPHT Drilling Fluids ‘’, SPE 156994, (2012).

[23]. Amanullah, M., & Al-Arfaj, M. K., ‘’ Nano-Based Drilling Fluid for Enhanced Performance in HPHT Wells ‘’, SPE 139534, (2010).

[24]. Journal Officiel de la République Algérienne, Loi n° 05-07 du 28 avril 2005, modifiée et complétée par la loi n° 19-13 du 11 décembre 2019.

[25]. Décret exécutif n° 06-138 du 15 avril 2006 relatif à la gestion des déchets issus des activités pétrolières, JORA n° 26.

[26]. ARH – Guide technique sur les fluides de forage, 2015.

[27]. ARH, Règlement technique d’exploitation des puits, 2018.

[28]. Benblidia, M., ‘’ Gestion intégrée des ressources en eau dans le Sahara algérien ‘’, Séminaire UNESCO-IHP, Alger, (2005).

[29]. SONATRACH, Politique HSE et Manuel des normes opérationnelles, édition 2021.

[30]. ANCC, Rapport d’évaluation environnementale des activités extractives à Hassi Messaoud, (2022).

[31]. Direction de l’environnement de Ouargla, Plan de prévention des risques industriels dans la région de Hassi Messaoud, 2020.

[32]. ARH, Bulletin de suivi environnemental Hassi Messaoud, 2023.

[33]. ENAFOR (2024). Brochure institutionnelle de l’entreprise nationale de forage. Version interne, consultation avril 2025.

[34]. SONATRACH (2024). Rapport annuel des filiales. Division Services Para-Pétroliers, Alger.

[35]. Normes API RP 13B-1 et API RP 13B-2 (2023). Recommended Practice for Field Testing Water-Based and Oil-Based Drilling Fluids. American Petroleum Institute.

[36]. [https:// Entreprise+Nationale+de+Forage&sca](https://Entreprise+Nationale+de+Forage&sca) , 15 Mai 2025 à 11:50

[37]. <https://www.directindustry.fr/prod/rigchina-group-company/product-39431-1618568.html>, 15 Mai 2025 à 13:45.

Références bibliographiques

- [38]. <https://web.facebook.com/photo.php?fbid06> 06 Mai 2025 à 15:50
- [39]. <file:///C:/Users/USER/Desktop>, 07 Mai 2025 à 14:34.
- [40]. <https://hamdon.net/products/model-35-viscometer/>, 06 Mai 2025 à 15:21.
- [41]. <https://www.google.com/imgres?q=Le%20filtre-presse>, 16 Mai 2025 à 19 : 06.
- [42]. <https://.directindustry.fr/fabricant-industriel/filtre-presse-hthp>, 16 Mai 2025 à 19:13.
- [43]. module m1 fluide de forage ,division forage sonatrach p.15
- [44]. <https://store.microbiotech.dz/index.php/produit/ph-metre-multiparametre-de-paillasse-milwaukee/>, 16 Mai 2025 à 20 : 39.
- [45]. Manuel de forage – ENAFOR, édition interne.
- [46]. API RP 13B-1, ‘ ‘ Recommended Practice for Field Testing Water-Based Drilling Fluids’’, American Petroleum Institute.
- [47]. IFP Training, ‘ ‘ Mud Logging and Drilling Fluid Evaluation ‘ ‘, (2020).
- [48]. ENAFOR, ‘ ‘ procédures internes sur le contrôle des volumes de boue ‘ ‘.
- [49]. Bourgoyne et al., ‘ ‘ Applied Drilling Engineering ‘ ‘, SPE Textbook Series, (1986).
- [50]. module equipment labo api pour fluide de forage p.5
- [51]. https://www.google.com/search?q=Distillateur&sca_, 17 Mai 2025 à 06:50.
- [52]. https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/1/11/Drill_cuttings_-_Annotated_-_2004.jpg, 21 Mai 2025 à 06 : 51.
- [53]. Niall B. , Simon J. Cripps, Troels J. , Grethe K., Gordon B. Picken, ‘ ‘ Review of drill cuttings piles in the north sea’’, Final Report, a Report for the Offshore Decommissioning Communications Project, (1998).