



Université Abderrahmane Mira de Bejaia

Faculté de Technologie

Département des Mines et géologie

Memoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du Diplôme de Master en Mines

Option : Valorisation des Ressources Minérales

Présenté par

BOUGHENDJA Saad

BERRIAH Fadhila

Thème

Effet de la contamination sur les propriétés physico-chimiques des fluides de forage

Soutenu le 30 / 06 /2016 devant le jury composé de:

Président : M ^r AKDIM.A	MAA	U.A.M.B
Promotrice: M ^{me} SOUICI.Z	MCB	U.A.M.B
Co-Promoteur: M ^r DJEMA.A	MAA	U.A.M.B
Examineur: M ^{me} Malek.N	MCB	U.A.M.B

Année Universitaire: 2015-2016

Remerciements

*Toute notre gratitude, grâce et remerciements vont à « **ALLAH** » le tout puissant qui nous a donné la force, la patience, le courage et la volonté pour élaborer ce travail.*

*Ce travail a été réalisé au laboratoire d'analyse **BASP** (Baroid Algeria de Service aux puits) Haliburton-ENSP compagnie **Hassi Messaoud**.*

*Nos grand et chaleureux remerciements vont à notre promotrice **Madame SOUICI Zahia**, pour son aide, ses conseils, et ses encouragements le long de la rédaction.*

*Nous remercions ainsi notre Co-promoteur **Mr DJEMA** pour son aide ses conseils, et ses encouragements.*

*Nous exprimons nos sincères remerciements à **Mr SALMI Mohamed** Area Manager du **BASP** de nous avoir proposé et accordé notre stage de fin d'études.*

*Nous tenons à remercier **Mr BENDJAZIA Abdelali** Manager du laboratoire **BASP**, ainsi que l'ingénieur du laboratoire **BASP**, **Mr MEKKTI Zine Eddine** pour leurs encouragements et leurs conseils.*

*Nous somme sensible à l'honneur que nous fait **M^{me} BOUNAB**, maitre-assistant à l'université de **BEJAJA** d'avoir accepté de présider le jury.*

*Nous adressons nos sincères remerciements à **M^{me} MALEK**, maitre de conférence à l'université de **BEJAJA** d'avoir accepté d'examiner notre travail, et pour ses discussions et ses remarques pertinente.*

*Nous avons un grand plaisir à remercier les enseignants et les personnels du **département Mines et Géologie**.*

*Nous remercions enfin les membres de nos deux **familles** respectives et nos **ami(e)s** pour leur présence à nos côtés.*

Dédicace

Je dédie ce travail

- * À ma mère **KHELIF Kheira** en témoignage de mon affection et mon admiration pour son courage et sa dignité et à qui je ne saurai jamais exprimer toute ma reconnaissance...*
- * À mon père **Ali** qui m'a tout donné et qui a su de ses précieux conseils m'inspirer le sens de la dignité du courage et du travail, qu'il trouve ici l'accomplissement de tous ses vœux...*
- * À tous les enseignants qui ont participés de loin ou de prêt à ma formation et spécialement à **M^{me} Souici. Z.***
- * À ma seule et unique frère **Ahmed**, et mes sœurs, **Djamila, Karima, Hanaa, Fairouz** à qui je souhaite beaucoup de réussite.*
- * À mes ami(e)s: **Nabila, Atika, Zina, Amina, Ibtissem, Hassiba, Kheira, Houria, Amel, Meriem, Nasser, Walid, Housseem, Moumen, Saad** et camarades en témoignages de mes plus profondes amitiés et ma sincère sympathie.*
- * À tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.*

Dédicace

Je dédie ce modeste travail

À mes très chères parents **BOUGHENDJA Tayeb et **ZEGHBA Fatima Zohra** qui m'ont encouragés pour réaliser ce travail ainsi que pour leur soutient durant toute la période de mes étude, allant du primaire au CEM passent au lycée jusqu'au supérieur ;*

À mes chères frères **Hamada, Zaki et mes chères sœur **Ismahane, Chahra, et Tita** ;*

** À tous les membres de ma famille ;*

À mes amis de l'enfance: **Hadji, Boualem et Nazih ;*

À mes copains de chambre: **Raouf, Salim et Sofiane ;*

*Ainsi à mes amies que ceux l'université : **Azzouz, Oualid, Housseem, Fares et Hichem.***

À Tous ceux que j'ai oubliés de près ou loin.

Sommaire

SOMMAIRE

Introduction générale

Chapitre I Généralités sur les fluides de forage

I.1.Introduction.....	(3)
I.2. Historique de fluide de forage.....	(3)
I.3. Définition de fluide de forage.....	(5)
I.3.1. Cycle de fluide de forage sur un site de forage.....	(5)
I.3.2. Principales fonctions des fluides de forage.....	(6)
I.3.2.1. Evacuation des déblais du fond du trou.....	(6)
I.3.2.2. La suspension des particules.....	(6)
I.3.2.3. Contrôle de stabilité des parois.....	(6)
I.3.2.4. Isolation des fluides de formation.....	(7)
I.3.2.5. Lubrification et refroidissement.....	(7)
I.3.2.6. Support du poids du train de tige.....	(7)
I.3.2.7. Maximisation du taux de pénétration.....	(7)
I.3.2.8. Acquisition d'information.....	(8)
I.3.3. Le choix des boues de forage.....	(8)
I.3.4. Les types des fluides de forage.....	(8)
I.3.4.1. Boues à base d'eau.....	(8)
I.3.4.2. Boues à l'huile.....	(10)
I.3.5. Les produits de base constituer les boues de forage.....	(11)
I.3.5.1. Colloïdes argileux.....	(11)
I.3.5.2. Colloïdes organique.....	(11)
I.3.5.3. Fluidifiants ou défloculants.....	(11)
I.3.5.4. Les additifs minéraux.....	(11)

I.3.5.5. Produits organiques spécieux.....	(11)
I.3.5.6. Les alourdissant.....	(11)
I.3.5.7. Les colmatants.....	(11)
I.3.6. Composition des fluides de forage WBM.....	(12)
I.3.6.1. Viscosifiants.....	(12)
I.3.6.2. Réducteurs de filtrats.....	(12)
I.3.6.3. Inhibiteurs de gonflement et de dispersion des argiles.....	(12)
I.3.6.4. Agent alourdissant.....	(12)
I.3.6.5. Colmatants.....	(12)
I.3.7. Composition des fluides de forage OBM.....	(13)
I.3.8. Caractéristiques physique des fluides de forage.....	(13)
I.3.8.1. Densité.....	(13)
I.3.8.2. Viscosité.....	(15)
I.3.8.3. Filtration (API HPHT).....	(16)
I.3.8.4. Concentration (solide, huile, eau).....	(16)
I.3.8.5. Stabilité électrique.....	(17)
I.3.9. Caractéristique chimique.....	(17)
I.3.9.1. Généralité sur la chimie analytique.....	(17)
I.3.9.2. Dosage analytique.....	(17)
I.4. Mécanique de fluides.....	(19)
I.4.1. La rhéologie.....	(19)
I.4.1.1. L’histoire de la rhéologie.....	(19)
I.4.1.2. Définition de la rhéologie.....	(19)
I.4.1.3. La caractérisation des matières.....	(19)
I.4.1.4. Le cisaillement.....	(21)

I.4.2. Types de fluide.....	(22)
I.4.2.1. Les fluides newtoniens.....	(22)
I.4.2.2. Les fluides non newtoniens.....	(22)
I.4.2.3. Les fluides rhéofluidifiants.....	(23)
I.4.2.4. Les fluides rhéoépaississants.....	(23)
I.4.2.5. Les fluides plastique.....	(23)
I.4.2.6. Les fluides thixotropes.....	(24)
I.4.2.7. Les fluides rhéopectiques.....	(24)
I.4.2.8. Les fluides antithixotropes.....	(24)
I.4.3. Les modèles de comportement d'écoulement.....	(24)
I.4.3.1. Le modèle newtonien.....	(25)
I.4.3.2. Le modèle Bingham.....	(25)
I.4.3.3. Le modèle de loi de puissance.....	(26)
I.4.3.4. Le modèle de Herschel-Bulkley.....	(26)
I.4.3.5. Le modèle de cross.....	(27)
I.5. Conclusion.....	(28)

Chapitre II. Contamination des fluides de forage

II.1. Introduction.....	(29)
II.2. Les sources de contamination.....	(29)
II.2.1. La formation foré.....	(29)
II.2.2. Les matériaux ajoutés à la surface.....	(30)
II.3. Les indices de contamination.....	(31)
II.4. Les types de contamination.....	(31)
II.4.1. Les contaminants rencontrés pendant le forage.....	(31)

II.4.2. Les contaminants rencontrés pendant l'écoulement d'eau au cours de forage.....	(32)
II.4.3. Les contaminants introduits à la surface (accidentelle ou intentionnelle)	(32)
II.5. Identification des contaminants.....	(32)
II.5.1. La contamination par les solides (argile ou schiste).....	(32)
II.5.2. La contamination par les sels.....	(34)
II.5.3. La contamination par l'anhydrite CaSO_4 -gypse.....	(35)
II.5.4. La contamination par sulfure d'hydrogène H_2S	(37)
II.5.5. La contamination au cas de haute température.....	(40)
II.5.6. La contamination par ciment CaOH_2	(40)
II.5.7. La contamination par carbonate/bicarbonate.....	(42)
II.6. Les contaminants traitable chimiquement.....	(46)
II.7. Autre contaminant.....	(46)
II.7.1. Les bactéries.....	(46)
II.7.2. Magnésium.....	(47)
II.7.3. Dioxyde de carbone CO_2	(48)
II.8. Conclusion.....	(48)

Chapitre III. Partie pratique

III.1. Introduction.....	(49)
III.2. Volet 1 : Equipements et leurs fonctions.....	(49)
III.2.1. Les tests physiques.....	(49)
III.2.1.1. Densimètre.....	(50)
III.2.1.2. Le rhéomètre.....	(50)
III.2.1.3. Filtre presse API/HPHT.....	(53)

III.2.1.4. Distillateur.....	(56)
III.2.1.5. Testeur d'émulsion.....	(58)
III.2.2. Les tests chimiques.....	(58)
III.2.2.1. pH mètre.....	(59)
III.2.2.2. La mesure de l'alcalinité.....	(59)
III.2.2.3. La teneur en ions chlorure Cl^-	(63)
III.2.2.4. La teneur en ions calcium Ca^{2+}	(65)
III.3. Volet 2 : Préparation de deux types de fluide de forage.....	(66)
III.3.1. Préparation de fluide de forage à base d'eau.....	(66)
III.3.1.1. Matériels utilisés.....	(66)
III.3.1.2. Produits et quantité utilisés.....	(67)
III.3.1.3. Mode opératoire.....	(68)
III.3.2. Préparation de fluide de forage à base d'huile.....	(71)
III.3.2.1. Matériels utilisés.....	(71)
III.3.2.2. Produits et quantités utilisées.....	(72)
III.3.2.3. Mode opératoire.....	(73)
III.4. Volet 3 : Interprétation des résultats.....	(76)
III.4.1. Interprétation des résultats de WBM.....	(76)
III.4.2. Interprétation des résultats d'OBM.....	(79)
III.5. Conclusion.....	(83)

Conclusion générale

Liste des abréviations

Liste des abréviations

σ : Contrainte de cisaillement (Pa).

F : Force (N)

A : Surface (m^2)

μ_N : Viscosité newtonienne (Pas)

y : Vitesse de cisaillement (s^{-1})

τ_0 : Contrainte seuil (Pa)

μ_∞ : Viscosité infinie (Pa.s).

K : Consistance de la structure

n : Paramètre adimensionnel compris entre 0 et 1 et pouvant être considéré comme une indice de structure

η_0 : La viscosité au cisaillement zéro

η_∞ : La viscosité à l' infini de cisaillement

m : Constante de taux (cross)

C : Constant du temps de cross (ou parfois de la consistance).

d : densité.

RE : rapport d'eau.

RH : rapport d'huile.

T_{solide} : Température de solide.

V_{liquide} : Volume de liquide

V_{huile} : Volume d'huile.

V_{eau} : Volume d'eau.

BMT : Bleu Méthylène test.

HPHT : Haute Pression Haute Température.

API : American Petroleum institut.

PM : Phénophtaléine de la boue : détection de la boue par le phénophtaléine.

PF : Phénophtaléine de filtrat

EDTA : Ethylene Diamine Tetraacetic Acide

μ : micro mètre.

WBM : Water Base Mud (boue de forage à base d'eau)

OBM : Oil Base Mud (boue de forage à base d'huile)

CMC : Carboxyle Methyl Cellulose

PAC : Poly Acrylamide Partiellement Hydrolysé
PHPA : Poly Acrylamide Partiellement Hydrolysé
F_M : Force Maximum
Yield Value : la valeur de la force de cisaillement
CO₂ : Dioxyde de Carbone
H₂S : Sulfure d'Hydrogène
CaCO₃ : Anhydrite
NaCl : Chlorure de Sodium
CaSO₄ : Sulfate de Calcium
CaCl₂ : Chlorure de Calcium
KCl : Chlorure de Potassium
MgCl₂ : Chlorure de Magnésium
CaOH₂ : La Chaux
Na₂CO₃ : Carbonate de Sodium
NaHCO₃ : Bicarbonate de Sodium
CMC : Additif dans les boues de forage
NaCO₄ : Carbonate de Sodium
FeS⁻ : Sulfure de Fer
HS⁻ : Ion Hydrogenosulfure
ZnS : Sphalite
Fe₃O₄ : Hématite
FeS : Sulfure de Fer
SAPP : Pyrophosphates Acides de Sodium
HCO₃⁻ : Carbonate d'Hydrogène
CO₃: Carbonate
SO₄²⁻ : Sulfate

Liste des figures

Chapitre I

- Figure I.1 :** Cycle de fluide de forage sur un site de forage.....(6)
- Figure I.2 :** Schéma représentatif des types de fluide de forage à base d'eau (WBM).....(9)
- Figure I.3 :** Contrainte relative de différents types de lamatier en fonction de temps de relaxation.....(20)
- Figure I.4 :** Différents types de cisaillement.....(21)
- Figure I.5 :** Profil de viscosité typique pour une dispersion ou solution de polymère.....(27)
- Figure I.6 :** Viscosité en fonction de taux du cisaillement de différents paramètres « c » et « m ».....(28)

Chapitre II

- Figure II.1 :** La distribution de sulfure avec le pH.....(38)
- Figure II.2 :** L'équilibre de carbonate/bicarbonate.....(44)
- Figure II.3 :** L'effet de carbonate et bicarbonate sur la concentration de Yield value.....(46)

Chapitre III

- Figure III.1:** Densimètre Fann.....(50)
- Figure III.2 :** Rhéomètre Fann.....(51)
- Figure III.3 :** Schéma de filtre-presse A.P.I.....(54)
- Figure III.5 :** Distillateur (Retort Kit) Fann.....(57)
- Figure III.6 :** Testeur d'émulsion Fann.....(58)
- Figure III.7 :** pH mètre.....(59)
- Figure III.8 :** Organigramme représentatif de la préparation de forage à base d'eau.....(68)

Figure III.9 : Organigramme représentatif de la préparation de fluide de forage à base d'huile.....(73)

Liste des tableaux

Chapitre I

Tableau I.1 : Les principaux additifs ajoutés dans les fluides de forage.....(13)

Chapitre II

Tableau II.1 : Résultat de contamination par solides.....(33)

Chapitre III

Tableau III.1 Les calculs des concentrations en ions à partir des résultats de P_f et M_f (63)

Tableau III.2 : les quantités utilisées pour WBM.....(67)

Tableau III.3 : Les résultats obtenus des mesures des paramètres physiques de WBM.....(69)

Tableau III.4 : Résultats des mesures des paramètres chimiques de WBM.....(69)

Tableau III.5 : Les résultats obtenus de mesure des paramètres physiques de WBM après contamination.....(70)

Tableau III.6 : Résultats de mesure des paramètres chimiques de WBM après contamination.....(71)

Tableau III.7 : Les quantités utilisées pour OBM.....(72)

Tableau III.8 : Résultats obtenus de mesure des paramètres physiques d'OBM.....(74)

Tableau III.9 : Résultats de mesure des paramètres chimiques de OBM.....(74)

Tableau III.10 : Résultats obtenus des mesures des paramètres physiques d'OBM après contamination.....(75)

Tableau III.11 : Résultats des mesures des paramètres chimiques d'OBM après contamination.....(75)

Tableau III.12 : Résultats comparatif avant et après contamination pour le contaminant 2.....(76)

Tableau III.13 : Résultats comparatif avant et après contamination pour le contaminant 2.....(77)

Tableau III.14 : Résultats comparatif avant et après contamination pour le contaminant
3.....(78)

Tableau III.15 : Résultats comparatif avant et après contamination pour le contaminant
1.....(79)

Tableau III.16 : Résultats comparatif avant et après contamination pour le contaminant
2.....(81)

Tableau III.17 : Résultats comparatif avant et après contamination pour le contaminant
3.....(82)

Introduction générale

Introduction générale

La dépendance énergétique de l'homme s'est accentuée conjointement aux évolutions sociales, démographiques et technologiques. Elle sera d'autant plus forte que les besoins des populations y sont liés en grande proportion. L'énergie primaire couvre 85 % des besoins mondiaux. Les moyens de transport qui assurent la mobilité des êtres et des matériels sont énergivores et sont principalement dominés par les énergies fossiles (le gaz, le charbon et le pétrole) et nucléaires. Les avantages que procure le pétrole lui permettent de supplanter le charbon en 1960 pour s'imposer en qualité d'énergie bon marché et devenir la première source d'énergie exploitée par l'humanité. Il s'agit de l'avènement d'un monde « pétrolisé ». Cette « pétrolisation » a accompagné, dynamisé et catalysé le développement technologique. Ce qui lui confère un pouvoir d'influence majeure sur les décisions politiques, économique et environnementale. Le pétrole représente la plus lourde balance commerciale de la planète en qualité et en quantité et joue un rôle considérable sur le flux des devises. [1]

Les fluides de forage sont d'une importance primordiale dans le succès d'un forage. En effet ce sont eux qui conditionnent, entre autres, la vitesse d'avancement et le maintien des parois des puits. Si les fluides de forage sont un élément indispensable à la réussite d'un forage pétrolier, ils peuvent également constituer l'un des aspects les plus complexes une opération de forage. Ainsi, l'emploi d'un mauvais fluide peut causer la perte d'un puits ou dans le meilleur des cas le retarder de quelques mois. [2]

Plusieurs problèmes interviennent lors du forage, on peut citer : les pertes de fluides, l'instabilité sous diverses conditions de température et de pression, gonflement des argiles, l'instabilité contre la contamination des fluides par divers contaminants (l'eau salée, le sulfate de calcium, etc...). [3]

Pour surmonter à des difficultés citées ci-dessus nous avons effectué ce travail dont le but consiste à proposer des solutions fonctionnant en temps réel permettant de détecter les contaminants et les éliminer.

L'organisation de ce mémoire est subdivisée en deux grandes parties. La première est consacrée à une étude bibliographie sur ce thème. Elle s'articule autour de deux chapitres :

Chapitre 1 :

Ce chapitre présente une brève description des opérations effectuées par les boues de forage des puits de pétrole, leurs définitions, le cycle de fluides dans le puits de forage et le rôle de ces fluides ainsi que ses types et leurs caractéristiques physiques et chimiques. Nous clôturons ce chapitre par un rappel sur quelques notions de la rhéologie, les caractéristiques des différents types de fluides de forage, ainsi que des modèles rhéologiques.

Chapitre 2 :

Le deuxième chapitre présente des généralités sur les contaminants des fluides de forage, leur source et leurs différents types avec l'identification de chaque contaminant et son mode de traitement.

Ensuite, dans la deuxième partie on présente les essais réalisés au laboratoire ainsi que les discussions des différents résultats obtenus.

Nous terminons par une conclusion générale qui englobe les résultats trouvés.

Chapitre I :

Généralités sur les fluides de forage

I. Chapitre I : Généralités sur les fluides de forage

I.1. Introduction

Depuis le siècle dernier, le développement des exploitations pétrolières s'avère d'une grande importance alors que l'exploitation d'un gisement pétrolier nécessite plusieurs opérations:

- ✓ Localisation de la roche réservoir et confirmation de la présence des hydrocarbures ;
- ✓ Évaluation de la viabilité économique du développement ;
- ✓ Le forage et la mise en production des puits de pétrole et de gaz.

Par ailleurs, le succès d'une opération de forage est assuré en grande partie par le bon choix du fluide de forage, qui dépend principalement des performances du fluide circule dans la tige de forage en rotation et dans l'outil (la tête de forage), pour remonter ensuite dans l'espace annulaire entre la tige et la formation ou le tubage d'acier vers la surface. [4]

Les fluides de forage, pour être efficaces, doivent présenter de nombreuses caractéristiques, dont les propriétés rhéologiques adéquates (par exemple, la viscosité plastique, la Yeild value et gel 0 et gel10). [3]

I.2. Historique de fluide de forage

La tradition rapporte que c'est sur le champ de SPINDLETOP, près de BEAMONT (Texas) que la boue de forage fut utilisée pour la première fois par le capitaine LUCAS. Cependant, l'évolution s'est faite au fur et à mesure des problèmes rencontrés et des possibilités de la technique, et bien avant 1901, on utilise déjà un mélange d'eau et d'argile.

- Avant 1901, les fluides de forage étaient constitués essentiellement d'eau et l'on n'attachait aucune importance à ces fluides. Le capitaine LUCAS passe pour être le premier homme qui s'intéressa à la constitution de la boue. Cependant, jusqu'en 1928, la littérature est pauvre en articles concernant la boue et il semble que jusqu'à cette époque on n'attachait d'importance qu'à la densité (mesurée par pesée directe à l'aide d'une balance ordinaire), à la viscosité (appréciée visuellement) et l'eau libre surnageant. Mais déjà en 1920, on utilisait le sulfate de barine pour alourdir et s'opposer aux éruptions d'huile ou de gaz ;

- À partir de 1928, de nombreux chercheurs se penchent sur l'étude expérimentale des fluides et les progrès deviennent très vite sensibles. La première société de services de boues se crée aux États-Unis ;
- En 1929, on commence à employer les bentonites pour augmenter la viscosité et les phosphates pour la diminuer ;
- En 1930 et 1931, le viscosimètre MARCH fait son apparition sur les chantiers et le viscosimètre STORMER dans les laboratoires ;
- L'emploi du tanin de québracho commence à se généraliser et la boue au silicate de soude est employé pour forer les argiles gonflantes ;
- En 1935, les premiers électromètres permettent de mesurer la concentration en sable de la boue et la première boue à l'huile est utilisée pour forer une zone productrice ;
- En 1936, l'attapulgite est employée pour augmenter la viscosité des boues salées. La division production de l'A.P.I édite un manuel contenant les recommandations pour tester les boues de forage ;
- En 1937, apparaît la première balance à boue (construite par P.H JONES) qui détrônera progressivement l'hydromètre. L'amidon damais est introduit sur le marché et employé comme réducteur de filtrat. En même temps, les premiers filtres presses commencent à ce généralisé ;
- En 1944, apparaît la carboxyméthylcellulose (CMC) comme réducteur de filtrat non fermentescible ;
- En 1945, on emploie pour la première fois, comme réducteur de viscosité, les lignosulfonates de calcium et les lignines. Les premières boues à chaux sont mises au point vont dominer, pendant plus de 15 ans toute la technologie des boues ;
- En 1949, apparaît le viscosimètre Fan qui améliora l'interprétation des caractéristiques rhéologiques des boues de forage ;
- En 1955, la mise au point des lignosulfonates de ferrocrome permet l'emploi de la boue au gypse qui va progressivement détrôner boue à la chaux ;
- À partir de 1955, les progrès sont très rapides et les produits dont on dispose actuellement permettent de faire face à peu près à tous les problèmes. [5]

I.3. Définition de fluide de forage

Le terme ‘fluide de forage, est préféré au terme générique, boue de forage, beaucoup plus utilisé, car ses propriétés font partie de système et ne sont pas le résultat d’un phénomène naturel obtenu lors du mélange d’eau et d’argile de formation. [5]

Les fluides de forage sont des fluides injectés dans les puits en cours de forage. C'est un système composé de différents constituants liquides (eau, huile) contenant en suspension d'autres additifs minéraux et organiques (argiles, polymères, tensioactifs, déblais, ciments, ...) C'est un fluide non newtonien, visqueux ou viscoélastique. [6]

La composition du fluide de forage dépend des conditions particulières du forage correspondant. Étant donné que les puits traversent un grand nombre de formations différentes, des modifications des caractéristiques du fluide de forage sont faites au fur et à mesure de l'avancement du trou, afin de répondre aux conditions rencontrées.

De plus, la composition des fluides de forage peut varier énormément et en conséquence le terme ‘boue ’qui désigne un simple mélange d’eau et d’argile prête à confusion. [7]

I.3.1. Cycle de fluide de forage sur un site de forage

La majeure partie du fluide de forage utilisée dans une opération de forage est recyclée en continu dont le cycle est résumé dans les étapes suivantes et exprimer par la figure ci-dessous:

- Le fluide de forage est mélangé et conservé dans le bassin de décantation ;
- Une pompe achemine le fluide de forage dans la tige de forage qui descend jusqu’au fond de puits ;
- Le fluide de forage sort de l’extrémité de la tige de forage et tombe au fond du puits ou le trépan est en train de forer la formation rocheuse ;
- Le fluide de forage emprunte ensuite le chemin inverse en remontant à la surface les morceaux de roche, appelés déblais, qui ont été arrachés par le trépan ;
- Le fluide de forage remonte jusqu’à l’espace annulaire, entre la tige de forage et les parois du puits. Le type de diamètre d’une tige de forage est d’environ 10 centimètres (4 pouces). Au bas d’un puits profond, le puits peut mesurer 20 centimètres (8 pouces) de diamètre ;
- A la surface, le fluide de forage circule dans la conduite d’aspiration de fluide de forage, une tige qui mène au tamis vibrant ;

- Les tamis vibrants se composent d'un ensemble de crépines métalliques vibrantes servant à séparer le fluide de forage des déblais, le fluide de forage s'égoutte dans les crépines et est renvoyé vers le bassin de décantation ;
- Les déblais de la roche glissent le long de la glissière du tamis pour être rejetés. En fonction des impératifs environnementaux, notamment, ils peuvent être lavés avant leur rejet. Une partie des déblais est prélevée pour être examinée par des géologues afin d'étudier les propriétés des roches souterraines présentes au fond du puits. [8]

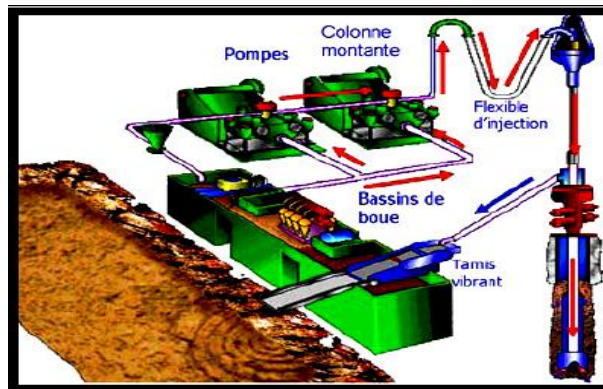


Figure I.1: Cycle de fluide de forage sur un site de forage. [8]

I.3.2. Principales fonctions des fluides de forage

I.3.2.1.Évacuation des déblais du fond du trou

L'une des fonctions la plus importante d'un fluide de forage est d'évacuer efficacement les déblais qui viennent d'être forés par l'outil en les remontant dans l'espace annulaire entre la tige de forage et le trou jusqu'à à la surface où ils peuvent être éliminés. [7]

I.3.2.2. La suspension des particules

Le fluide de forage doit avoir une propriété de former une structure de gel réversible quand il est en stabilité, pour que les déblais et les matériaux lourds restent suspendus. [9]

I.3.2.3. Contrôle de stabilité des parois

Les formations sont composées de roches de différentes porosités, ou les pores sont remplis de liquides et de gaz. La roche et les fluides des pores sont sous pression provenant des poids des couches sus-adjacentes, la colonne de fluide de forage exerce une pression hydrostatique proportionnelle à la profondeur du trou et à la densité du fluide. Cette pression contrôle l'écoulement du gaz, « huile ou eau » des pores et contribue d'une manière importante à la stabilité des parois du trou.

L'écoulement du fluide de forage durant la circulation et le mouvement du train de tige, crée des pressions différentielles qui sont en fonction des propriétés de l'écoulement du fluide et la vitesse du mouvement du train.

I.3.2.4. Isolation des fluides de formation

Pour des considérations de sécurité, la pression hydrostatique exercée par le fluide de forage dans le puits est généralement supérieure à la pression existant dans la formation, si ce n'est pas le cas ; le puits peut être l'objet d'une éruption.

I.3.2.5. Lubrification et refroidissement

- Refroidissement

Durant le forage, des quantités considérables de chaleur sont générées par force de frottement, dues à la rotation de l'outil et du train de tige, cette chaleur ne peut être absorbée totalement par la formation et doit être évacuée par le fluide de forage. Une grande part de cette chaleur est perdue en surface, avec un fluide relativement froid qui est recyclé dans le puits.

- Lubrification

La lubrification est obtenue à travers le dépôt de cake, et à travers l'utilisation des additifs spéciaux, l'addition du surfactant ou un lubrifiant spécial pour le cas des boues à base d'eau, et cette pratique est moins courante vu la restriction écologique. [7]

I.3.2.6. Support du poids du train de tige

L'importance de cette fonction devient plus apparente lorsque la profondeur du trou augmente. En effet, la boue exerce une contre-pression sur le train réduisant la charge sur les outils de surface, et facilite la maniabilité du train lors des différentes opérations de remontée et de descente du train de tige.

I.3.2.7. Maximisation du taux de pénétration

Le fluide de forage mouille la formation traversée et il la rend moins résistante au passage de l'outil de forage, donc plus facile à forcer, favorisant ainsi la rapidité du forage, et à un taux d'avancement meilleur.

I.3.2.8. Acquisition d'information

L'objectif du forage d'un puits est de récupérer le maximum d'informations sur les types de formations traversées, ainsi que les informations sur le fluide remplissant les pores. Ces informations sont obtenues par analyse des déblais, gaz dissous, ou l'huile et par la technologie des diagraphies électriques. [10]

I.3.3. Le choix des boues de forage

Le choix des fluides de forage est basé sur les conditions géologiques et les contraintes de forage. Chaque phase de forage doit consommer un type de fluide de forage avec une densité différente. La boue à base d'eau (boue Benthonique à base d'eau) est employée dans la première phase de forage, tandis que la boue à base d'huile est utilisée dans les phases suivantes, mais avec un rapport huile/eau différent d'une phase à l'autre. [3]

I.3.4. Les types des fluides de forage

Les fluides de forage sont des fluides complexes classés en fonction de la nature de leurs constituants de base. Traditionnellement, les fluides de forage ont été classés en deux catégories selon le fluide de base utilisé dans leur préparation: l'eau ou l'huile. Les propriétés exigées des boues de forage sont multiples et peuvent parfois même être contradictoires.

Plusieurs classifications des types de boue peuvent être adoptées. Il est cependant habituel de présenter les boues en fonction de la phase continue. Nous allons donc rencontrer:

- Fluide ou boue à base d'eau (Water Based Mud) ;
- Fluide ou boue à base d'huile (Oil Based Mud).[11]

I.3.4.1. Boues à base d'eau

Les boues à base d'eau sont les boues de forage les plus largement utilisées. Elles sont généralement faciles à construire, pas chères à maintenir et peuvent être formulées pour surmonter la plupart des problèmes de forage.

Les boues à base d'eau sont des boues dont la phase continue est l'eau, éventuellement chargée en NaCl, elles sont généralement utilisées pour forer les sections supérieures d'un puits. Pendant le forage, les matériaux des formations traversés s'incorporent dans la boue et peuvent ainsi changer sa composition et ses propriétés.

Elles se présentent essentiellement comme suit: les boues douces dont la teneur en NaCl ne dépasse pas quelques g/l. Ces boues douces (benthoniques) sont principalement constituées par une suspension colloïdale d'argile, plus précisément de la bentonite sodique dans l'eau. La concentration en bentonite varie généralement de 30 à 70 g/l selon le rendement de la bentonite et les caractéristiques de la boue désirées.

Cependant, occasionnellement, des traitements supplémentaires pourront être faits avec des phosphates. Les boues salées dont la teneur en NaCl peut être comprise entre quelques dizaines de g/l et la saturation. Ces boues sont utilisées pour la traversée des zones salifères pour éviter le cavage et elles sont constituées d'eau, de sel (généralement NaCl), de colloïdes minéraux (attapulgite ou sépiolite), de colloïdes organiques (amidon), d'un fluidifiant minéral ou organique (chaux, soude). [11]

Et en vue de mieux comprendre le large spectre des boues à base d'eau, elles sont divisées en trois majeures sous-classes dans l'organigramme suivant :

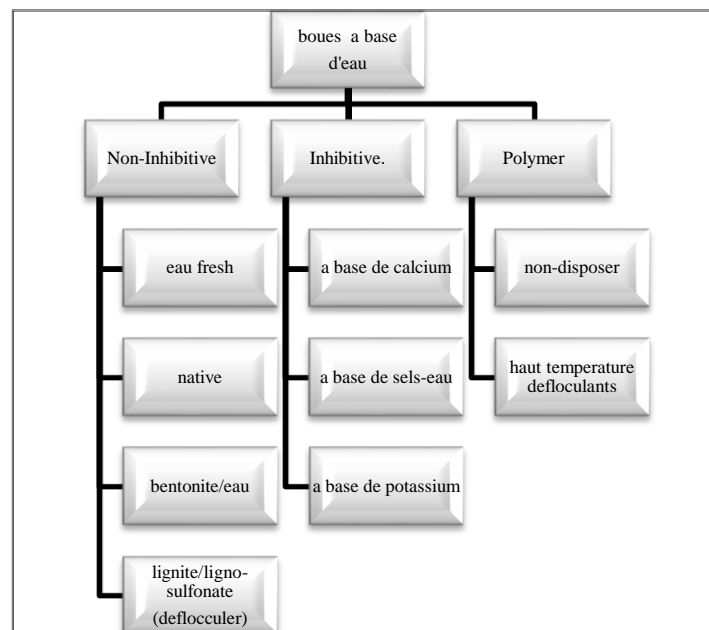


Figure I.2 : Organigramme représentatif des types de fluide de forage à base d'eau (WBM).

[12]

- **Les boues non-inhibitrices**

Celles qui ne stoppent pas significativement le gonflement, composé d'argile native ou de bentonite commerciale avec de la soude caustique ou du calcaire, elles peuvent aussi contenir des défloculants et/ou dispersants comme: Lignites, lignosulfates ou phosphates.

- **Les boues inhibitrices**

Celles qui peuvent retarder sensiblement le gonflement de l'argile, achèvent l'inhibition par la présence de cation, typiquement: Ca^{++} , Na^{++} , généralement K^+ , ou une combinaison des deux, procure une meilleure inhibition de la dispersion de l'argile.

Ces systèmes sont généralement utilisés pour le forage de l'argile hydratante. Parce que la source des cations est généralement un sel, la disposition peut devenir une majeure portion du coût de l'utilisation d'une boue inhibitrice.

- **Les boues polymères:**

Celles qui dépendent des macromolécules, avec ou sans interactions avec l'argile pour fournir les propriétés de la boue, et ont des applications très diverses. Ces boues peuvent être inhibitrices ou non-inhibitrices, cela dépend de l'utilisation d'un cation inhibiteur. Les polymères peuvent être utilisés pour épaissir les boues, contrôler les propriétés de filtration, défouler les solides ou les encapsuler. La stabilité thermique des systèmes polymères peut atteindre 400 F⁰ malgré leur diversité, les boues polymères sont limitées, les solides présente une majeure menace pour le bon déroulement du cout effectif du système de la boue polymère. [12]

I.3.4.2. Boues à l'huile

L'origine de l'utilisation de l'huile dans les fluides de forage remonte aux premiers forages effectués à Oklahoma City (1934-1937) au cours desquels ils ont constaté une amélioration des performances de forage après ajout de l'huile brute.

Les fluides à base d'huile sont des fluides dont la phase continue est une huile minérale (pétrole brut, fuel, gasoil, ...) et la phase dispersée est de l'eau.[13]

Par définition, les fluides de forage à base d'huile contenant plus de 5% d'eau sont appelés boues de forage en émulsion inverse ; avec moins de 5% d'eau, on a les boues à l'huile. Ces fluides sont souvent désignés par "Oil Based Muds" ou OBM.

La phase continue la plus utilisée jusqu'à ces dernières années était le gasoil, mais actuellement la législation relative à la protection de l'environnement impose l'utilisation d'huiles minérales ou "synthétiques", ne contenant plus de composés aromatiques. Des agents émulsifiants et mouillants sont alors utilisés pour favoriser la stabilité de l'émulsion.

Les propriétés rhéologiques (thixotropie) de cette émulsion sont ajustées par l'addition d'agents viscosifiants, généralement des argiles organophiles. Les formulations peuvent contenir également des agents réducteurs de filtrat (composés asphalténiques et polymères) et d'autres additifs spéciaux. Il faut signaler qu'aujourd'hui la plupart des travaux de recherche portent sur l'amélioration des boues inverses synthétiques, vu leurs avantages économiques et environnementaux, comparativement aux fluides classiques à base de gazole. [14]

I.3.5. Les produits constituant les boues de forage

Les compositions des boues de forage sont multiples. Elles dépendent essentiellement des propriétés exigées. En plus de l'eau et du gasoil utilisé comme phase continue ou émulsionnée, de nombreux composants multifonctions sont ajoutés à la boue pour lui conférer les propriétés désirées.

Ces produits sont classés par familles :

I.3.5.1. Colloïdes argileux : qui comportent, les bentonites et les attapulgites.

I.3.5.2. Colloïdes organiques : telles que les Amidons et CMC (Carboxy Méthyl Cellulose)

I.3.5.3. Fluidifiants ou défloculants : telles que les polyphosphates et les tanins et les lignosulfonates et les lignines chromées.

I.3.5.4. Les additifs minéraux : comme Soude caustique NaOH, Carbonate de soude Na_2CO_3 , Le gypse CaSO_4 , Chaux éteinte $\text{Ca}(\text{OH})_2$, Bicarbonate de sodium NaHCO_3 .

I.3.5.5. Produits organiques : spéciaux par exemple les anti-ferments, les anti-mousses, les anti-coincements, les anti-corrosions, les anti-bourrants.

I.3.5.6. Les alourdisant : comme Barytine ou sulfate de baryum BaSO_4 , $d=4.3$, Le carbonate de calcium CaCO_3 , $d=2.7$, La galène PbS , $d=7$, Hématite Fe_2O_3 , $d=5.2$.

I.3.5.7. Les colmatants : telles que colmatant organiques, colmatant minéraux, colmatant fibreux, colmatant lamellaires, colmatant gonflants, colmatant à prise (liants hydrauliques). [15]

I.3.6. Composition des fluides de forage à base d'eau WBM (Water Based Mud)

Parmi les additifs utilisés pour la préparation de boue de forage on peut mentionner les suivants :

I.3.6.1. Viscosifiants : qui se présentent sous forme d'argiles naturelles (souvent des bentonites), polymères synthétiques ou bio polymères ;

I.3.6.2. Réducteurs de filtrats : servant à consolider le cake de filtration pour limiter l'invasion par le fluide comme l'amidon, carboxyméthylcelluloses ou CMC, celluloses poly anioniques (PAC), ou résines ;

I.3.6.3. Inhibiteurs de gonflement et de dispersion des argiles : telles que KCl, glycérol, silicates ou divers polymères comme (le polyacrylamide partiellement hydrolysé (PHPA), claycide, etc.....) ;

I.3.6.4. Agents alourdissant : comme la barytine ("barite" ou sulfate de baryum $BaSO_4$) et la calcite (carbonate de calcium $CaCO_3$) qui sont les plus utilisés pour assurer à la boue une densité convenable.

Le carbonate de calcium (calcites) est souvent recommandé pour le forage de la phase réservoir à cause de sa solubilité dans l'acide et de son utilisation selon une granulométrie variable pour réduire les problèmes de pertes et l'endommagement de réservoir ;

I.3.6.5. Colmatants : sont des additifs plutôt exotiques comme des granuleux (coquilles de noix), des fibreux (fibres de bois, canne à sucre), et des lamellaires (coquilles d'huîtres, céréales). [16]

Le tableau suivant représente les principaux additifs ajoutés dans les fluides de forage :

Tableau I.1 : Les principaux additifs ajoutés dans les fluides de forage. [16]

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

I.3.7. Composition des fluides de forage à base d'huile OBM (Oil Based Mud)

Les propriétés rhéologiques (thixotropie) de cette émulsion sont ajustées par l'addition d'agents viscosifiants, généralement des argiles. Les formulations peuvent contenir également des agents réducteurs de filtrat (composés asphalténiques et polymères) et d'autres additifs spéciaux. [17]

I.3.8. Caractéristiques physiques des fluides de forage

I.3.8.1. La densité

La densité est un paramètre important des boues de forage. Elle doit être suffisamment élevée pour contrebalancer la pression exercée par les venues d'eau, d'huile et de gaz et par conséquent les éruptions. Cependant, elle ne doit pas dépasser la limite de résistance des parois du puits (formations traversées) pour ne pas les fracturer et ne pas risquer une perte de boue au cours de la circulation.

L'action de la densité du fluide sur l'avancement est double. Le premier effet est direct et favorable : l'augmentation de la densité de la boue accroît l'énergie de la boue ou sa quantité de mouvement, donc améliore l'efficacité du nettoyage du front de taille, et par conséquent, l'avancement. Le deuxième effet est indirect et défavorable : l'augmentation de la densité de la boue en accroissant, à une profondeur donnée, la différence de pression entre le fond du puits et le fluide dans les pores des roches réduit l'avancement.

Le premier effet semble négligeable devant le second qui a été mis en évidence dans une série d'essais effectués dans une cellule reproduisant les conditions de fond et utilisant des fluides sans filtrat. Les principales conclusions de cette étude dont le but était d'analyser le mode de destruction des roches par les dents des outils, sont les suivantes:

Lorsqu'on applique une force F croissante de 0 à une valeur maximum F_m sur la dent de l'outil. Il se forme d'abord sous la dent de l'outil un coin de terrain finement pulvérisé, lorsque la pression exercée par la dent dépasse la résistance à l'écrasement de la formation.

Puis la force continue à croître, le coin de terrain se comprime et développe une force de cisaillement, qui lorsqu'elle atteint la résistance au cisaillement de la roche, produit une fracture se développant jusqu'à la surface de l'échantillon. Mais la pression exercée par le fluide de forage sur le fond du puits plaque l'éclat dans son alvéole en provoquant une force de frottement qui s'oppose à la force de cisaillement. Deux cas sont alors possibles :

- La pression est faible: la force de cisaillement (corresponds à une force F) est supérieure à la force de frottement. L'éclat sera automatiquement éjecté et le cycle pourra recommencer tant que la force F est maintenue sur la dent. On dit que l'on se trouve dans le domaine brisant ;
- La pression est plus élevée, il y'a précontrainte de la roche il faudra développer une force F pour créer la fracture.

La force de frottement est supérieure à la force de cisaillement: le déblai reste alors dans son alvéole.

Si la force appliquée sur la dent augmente encore, la compression du coin de terrain entraîne la formation de nouvelle fracture, l'enfoncement de la dent, donc l'augmentation de la force de cisaillement qui peut provoquer le glissement du déblai. Lorsque la dent se retire, elle ne laisse qu'une faible indentation, les déblais restent en place. On dit que l'on se trouve dans le domaine pseudo-plastique.

En conclusion: elle doit être suffisamment élevée pour que la pression hydrostatique exercée par la boue sur les formations et les fluides qu'elles contiennent empêche l'éboulement des formations et les venues de fluides. Elle ne doit pas être trop élevée pour que la pression hydrostatique soit inférieure à la résistance des roches en tout point du découvert, afin de ne pas créer des fractures dont une des conséquences est la perte de circulation puis la venue possible d'un fluide. [18]

I.3.8.2. Viscosité

La viscosité est l'un des principaux paramètres mesurés lors de l'étude de l'écoulement de fluides, Les mesures de viscosités sont en général liées à la qualité et aux performances d'un produit. Toute personne ayant à caractériser un flux, en recherche, ou en développement, sera, à un moment ou à un autre, confronté à une mesure de viscosité. Plusieurs industriels voient à présent les viscosimètres comme faisant partie intégrante de leurs programmes de recherches, développement et contrôle. Ils savent que les mesures de viscosité représentent souvent la méthode la plus rapide, précise et sûre pour analyser certains des facteurs les plus importants affectant la performance des produits (la concentration en solide, la taille et la forme des solides, la viscosité de la phase liquide).

- **Viscosité plastique**

La viscosité plastique augmente avec l'accroissement de la teneur en solide ou à teneur constante avec l'augmentation du nombre de particules solides (particules plus fine) et par conséquent de leur surface inversement, la viscosité plastique diminue lorsque la teneur en solides diminue ou, à teneur égale, par diminution du nombre de particules solides (particules plus grosses) et par conséquent de leur surface (par floculation).[19]

- **Yield value**

Elle est causée par les forces attractives entre particules solides, dues aux charges électriques se manifestant à la surface, elle est fonction de:

- ✓ Type de solides et des charges de surface qui leur sont propres ;
- ✓ La quantité de solide ;
- ✓ La concentration en ions dans la phase fluide ;
- ✓ Les Yields values élevées peuvent être causées par le broyage des solides par l'outil, les tiges, accroissant leur surface particules..

○ Gels

Le gel initial et le gel 10 minutes sont une indication des forces attractives mises en jeu dans un fluide statique. Lorsque la différence entre gel 0 et le gel 10 sont élevés, les gels sont appelés progressif. Lorsqu'il n'y a pratiquement pas de différence, on dit que les gels sont plats. Les gels mesurent les forces attractives en statique, alors que la Yield value est une mesure de ces forces en dynamique, Yield value et gels relèvent donc des mêmes traitements. [20]

I.3.8.3. Filtration (API/HPHT)

Il est vraisemblable qu'indirectement, le filtrat ait une influence sur l'avancement, dans la mesure où il permet l'égalisation des pressions entre le fond du puits et le fluide de formation au voisinage du front de taille. Cette observation conduit à lier le filtrat à la perméabilité de la formation et la pression différentielle.

Le fluide de forage, qui est constitué d'une phase liquide et de produit argileux en suspension, et soumis à la pression hydrostatique tout en étant en contact avec des formations poreuses et perméables.

- ✓ Si le diamètre des pores est supérieur à celui des argiles en suspension, la formation absorbera le fluide dans son entièrèment absorbé par la formation, il n'y a donc aucun retour de la boue à la surface.
- ✓ Si le diamètre des pores est inférieur à une partie des éléments sur la paroi (constitution d'un cake) et envahissement par le liquide de base (filtrat) de la formation. C'est la perméabilité du cake qui conditionne la filtration. [19]

I.3.8.4. Concentration (solide, huile, eau)

Par distillation, on sépare les deux phases liquide et solide, par mesure on détermine le rapport d'eau et d'huile, et par calcul on détermine la teneur en solide.

$$T_{\text{solide}} = 100 - V_{\text{liquide}}$$

La quantité d'eau et d'huile est mesurée par une éprouvette graduée déposée au-dessous du retord.

Le rapport d'eau est donné par la loi:

$$RE = (V_{\text{huile}} / V_{\text{liquide}}) * 100 \quad (\text{I.1})$$

Par analogie on trouve le rapport d'huile : $RH = (V_{\text{huile}} / L_{\text{liquide}}) * 100 \quad (\text{I.2})$

I.3.8.5. Stabilité électrique

L'émulsion peut être définie comme un système contenant deux phases fluides dont l'une est dispersée dans l'autre sous forme des fines gouttelettes.

Dans les boues émulsionnées, c'est l'huile qui est dispersée dans l'eau. On appelle cela une émulsion directe (par opposition à l'émulsion inverse ou c'est l'eau qui est dispersée dans l'huile). Pour émulsionner une boue, on y ajoute de l'huile (gas-oil, fuel domestique, brut.....) et parfois un agent émulsifiant. [21]

I.3.9. Caractéristiques chimiques

I.3.9.1. Généralités sur la chimie analytique

La chimie analytique est la science étudiant l'élaboration et la théorie des méthodes d'analyse chimique à l'aide desquelles on met en évidence la composition qualitative de la substance considérée, c'est-à-dire identifier les éléments ou ions dont elle se compose, et la composition quantitative, c'est-à-dire établir des proportions des éléments ou ions que l'on identifie, l'analyse qualitative doit précéder l'analyse quantitative. La chimie analytique, et en particulier, l'analyse qualitative a une importance scientifique et pratique énorme, car elles sont les méthodes principales qui permettent d'étudier les substances et leur transformation.

Elles jouent également un très grand rôle dans les disciplines scientifiques voisines de la chimie: minéralogie, géologie, physiologie, microbiologie, ainsi qu'en médecine, en agronomie et dans la technique.[22]

I.3.9.2. Dosage analytique

- **L'alcalinité**

L'alcalinité est une mesure de la capacité absorbée des protons H^+ pour arriver à un état de référence. L'état de référence correspond à la possibilité de négliger certaines espèces devant d'autre.

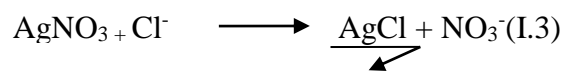
On utilise comme indicateur coloré la phénolphtaléine (zone de virage $8.2 < \text{pH} < 10$), incolore en milieu acide et rose en milieu basique.

L'alcalinité est quantifiée par le volume d'acide sulfurique dépensé.

- **Les chlorures**

Sont présents dans la boue en tant que saumure, la teneur en chlorure d'une boue dépend de la quantité de la saumure, les chlorures participent à la conductibilité électrique.

L'analyse qualitative des chlorures se fait par précipitation. Suivant la réaction avec le nitrate d'argent :



L'indicateur utilisé est le chromate de potassium, la couleur en présence de chlorures est jaune et sans chlorures rouge brique.

- **La Dureté**

- Dureté totale

Concentration totale en ions calcium et magnésium s'effectuent par un dosage par l'EDTA à $\text{pH}=10$, en utilisant l'ammonium comme solution basique.

- Dureté permanente

Concentration en ions calcium et magnésium après précipitation des carbonates. Le dosage s'effectue comme précédemment après une ébullition prolongée et filtration.

- Dureté calcique

Concentration en ions calcium, s'effectue par l'EDTA à $\text{pH}>12$, pour faire précipiter l'hydroxyde de magnésium on utilise l'hydroxyde de sodium.

- Dureté magnésienne

Concentration en ions magnésium. S'effectue par un dosage par l'EDTA à $\text{pH}=10$, après avoir fait précipiter l'oxalate de calcium et filtré. [23]

I.4. Mécanique de fluides

I.4.1. La rhéologie

I.4.1.1. L'histoire de la rhéologie

La rhéologie, du grec rhé, coulé, et la branche de la physique qui étudie la déformation et l'écoulement de la matière. La rhéologie s'applique à tous les types de matières, des gaz aux solides.

La rhéologie est une science qui n'a que 70 ans, mais son histoire remonte très loin. Dans le livre des Juges de l'Ancien Testament, la prophétesse Déborah déclare: "Les montagnes s'écoulèrent devant le Seigneur...". Traduite en terme rhéologique par le professeur M. Renier, cette expression signifie que toute chose s'écoule si vous attendez suffisamment longtemps, une affirmation qui s'applique parfaitement à la rhéologie. Elle fut également mentionnée par le philosophe grec Héraclite avec son "pantarhéi" - tout coule. Le professeur Reiner et le professeur E. Bingham furent les fondateurs de la science de la rhéologie dans les années 20. [24]

I.4.1.2. Définition de la rhéologie

Issue du besoin de comprendre l'écoulement de fluides complexes, la rhéologie est aujourd'hui une science utilisée dans des domaines d'applications vastes et variés.

En effet, les domaines industriels dans lesquels la rhéologie est appelée à être utilisée couramment vont de l'industrie agroalimentaire à l'industrie pétrolière, en passant par des domaines comme la cosmétique, le génie civil, l'industrie du bois, les colles. Cette science est également utilisée pour décrire des écoulements naturels de neige (avalanche) ou de boues torrentielles. C'est dans ce cadre que le rhéomètre est nécessaire pour donner une description mathématique précise du comportement macroscopique observé. [25]

I.4.1.3. La caractérisation des matières

L'un des principaux aspects de la rhéologie est la définition et la classification des matières. Le verre normal, par exemple, est généralement défini comme étant une matière solide, mais si l'on mesure l'épaisseur d'une fenêtre de vieille église sur sa hauteur, on remarque une différence. En fait, le verre coule comme un liquide, même s'il s'agit d'un écoulement très lent.

Une matière peut être caractérisée, par exemple, par son temps de relaxation, c'est le temps nécessaire pour réduire une contrainte dans la matière par l'écoulement. Les grandeurs types des temps de relaxation des matières sont :

- ✓ Gaz $<10^{-6}$ s ;
- ✓ Liquides 10^{-6} à 10^2 s ;
- ✓ Solides $>10^2$ s.

On peut également caractériser rhéologiquement les matières par les termes visqueux, élastique ou viscoélastique, les gaz et liquides sont décrits comme étant des fluides visqueux. Un fluide visqueux parfait est incapable d'emmagasiner une énergie de déformation. C'est pourquoi il se déforme irréversiblement lorsqu'il est soumis à une contrainte; il s'écoule et l'énergie de déformation se dissipe en chaleur, d'où une hausse de sa température. La figure suivante montre la contrainte relative de différents types de la matière.

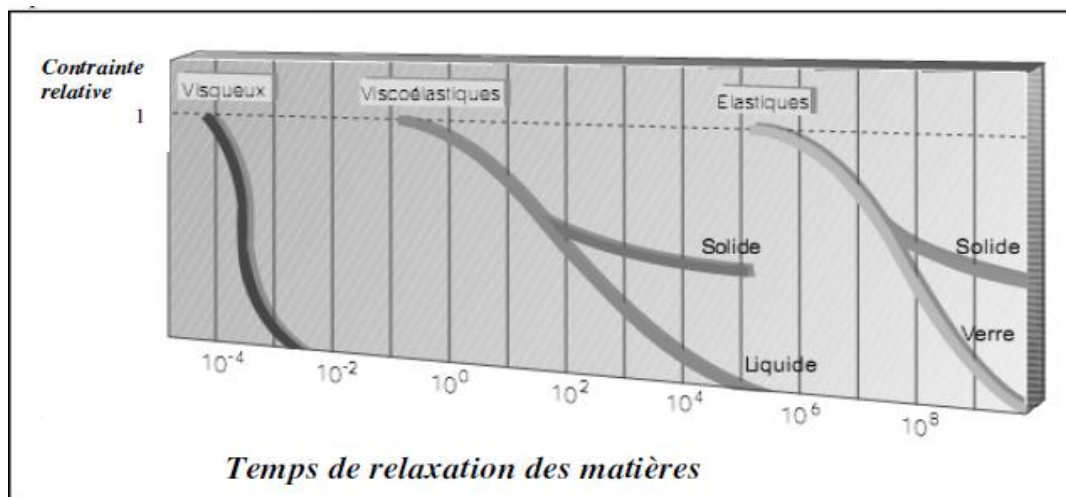


Figure I.3 : Contrainte relative de différents types de la matière en fonction de temps de relaxation. [24]

A l'inverse, on décrit habituellement les solides comme étant des matières élastiques. Une matière élastique parfaite emmagasine toute l'énergie de déformation imposée et revient par conséquent complètement à son état dès que l'on relâche la contrainte. Ainsi, on peut dire d'un fluide visqueux qu'il résiste à l'acte de déformation plutôt qu'à l'état de déformation alors qu'une matière élastique résiste aussi bien à l'acte de déformation qu'à l'état de déformation.

Un certain nombre de matières présentent des propriétés visqueuses de même que des propriétés élastiques; c'est-à-dire, elles emmagasinent une partie dans leur structure, et en perdent une partie par l'écoulement. On dit que ces matières sont viscoélastiques. [24]

I.4.1.4. Le cisaillement

En rhéologie, le cisaillement d'une substance est l'élément déterminant pour connaître son écoulement et sa structure, les différents types de cisaillement sont présentés dans la figure ci-dessous. On obtient un flux cisailé par l'écoulement entre les plans parallèles, l'écoulement rotationnel entre cylindres coaxiaux, où l'un des cylindres est fixe et l'autre rotatif, l'écoulement télescopique par tubes capillaires et tuyau, l'écoulement de torsion entre plaques parallèles.

Pour étudier la viscosité d'une matière, le cisaillement doit induire un flux stationnaire de la matière. Pour qu'il y ait écoulement, il doit y avoir réorganisation et déformation des particules et rupture des liaisons dans la structure de la matière. [25]

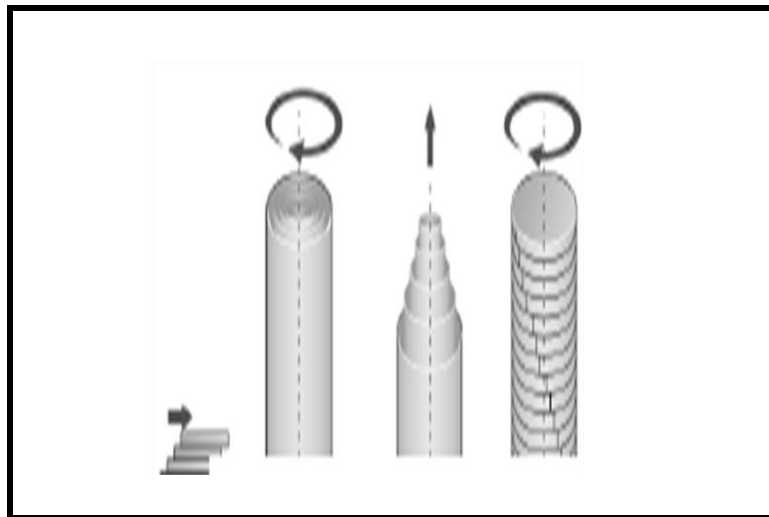


Figure I.4 :différents types de cisaillement. [25]

On définit la contrainte de cisaillement comme étant

$$\sigma_{yx} = \frac{F}{A} [Pa] \quad (I.4)$$

Avec F: Force (N) et A : Surface (m²) et le taux de cisaillement comme étant

$$\dot{\gamma} = \frac{dy}{dt} = \frac{dv}{dy} [IS] \quad (I.5)$$

et la viscosité apparente d'un fluide comme étant

$$\eta_a = \frac{\sigma}{\dot{\gamma}} [Pas] \quad (I.6)$$

I.4.2. Types de fluide

I.4.2.1. Les fluides newtoniens

Les fluides newtoniens sont des fluides ayant une viscosité constante, dépendante de la température mais indépendante du taux de cisaillement appliqué. On peut dire également des fluides newtoniens qu'ils ont une directe proportionnalité entre la contrainte de cisaillement et le taux de cisaillement dans l'écoulement laminaire.

$$\sigma_{yx} = \eta \frac{dv}{dt} = \eta \dot{\gamma} \quad (I.7)$$

La constante de proportionnalité est ainsi égale à la viscosité de la matière. La courbe d'écoulement, qui correspond à la contrainte de cisaillement par rapport au taux de cisaillement, est par conséquent une ligne droite, de pente η pour un fluide newtonien.

La courbe de viscosité, qui correspond à la viscosité par rapport au taux de cisaillement, est une ligne droite avec une valeur constante égale.

Il est par conséquent possible de définir un fluide newtonien simplement par sa viscosité à une température donnée. Parmi les fluides newtoniens, citons l'eau, les huiles minérales et végétales et les solutions de saccharose pures. Pour des raisons pratiques, on peut qualifier de fluides newtoniens les liquides faiblement concentrés en général, tels que le lait entier et le lait écrémé. [26]

I.4.2.2. Les fluides non newtoniens

Les matières que l'on ne peut définir simplement par leur viscosité à une température donnée sont appelées fluides non newtoniens. La viscosité de ces matières doit toujours être indiquée avec une température et un taux de cisaillement correspondant. Le fait de modifier le taux de cisaillement modifie également la viscosité. En général, une forte concentration et une température peu élevée induisent ou augmentent le comportement non newtonien. Mise à part sa dépendance par rapport au taux de cisaillement, la viscosité des fluides non newtoniens peut être également dépendante du temps, auquel cas la viscosité dépend non seulement du taux de cisaillement, mais également de la durée et, dans la plupart des cas, de la fréquence des applications successives du cisaillement. Les matières non newtoniennes indépendantes du temps peuvent être rhéofluidifiantes, rhéoépaississantes ou plastiques.

Les matières non newtoniennes dépendantes du temps peuvent être thixotropes, rhéopectiques ou antithixotropes.

I.4.2.3. Les fluides rhéofluidifiants

La viscosité d'un fluide rhéofluidifiant (appelé parfois fluide pseudoplastique) diminue lorsque le taux de cisaillement augmente. La dépendance de la viscosité au taux de cisaillement peut varier considérablement d'un produit à l'autre, mais également pour un même liquide, selon sa température et sa concentration. La cause de la rhéofluidification réside dans le fait qu'un taux de cisaillement plus élevé déforme et/ou réorganise les particules, ce qui réduit la résistance à l'écoulement et par conséquent la viscosité. [27]

I.4.2.4. Les fluides rhéoépaississants

La viscosité d'un fluide rhéoépaississant augmente en même temps que le taux de cisaillement. Ce type de comportement se rencontre généralement parmi les suspensions très concentrées.

Un fluide rhéoépaississant manifeste un comportement dilatant; c'est-à-dire, le solvant agit comme lubrifiant entre les particules en suspension lorsque le taux de cisaillement est faible, mais le solvant est expulsé lorsque le taux de cisaillement est plus élevé, ce qui augmente la compacité des particules. Parmi les systèmes rhéoépaississants, citons le sable humide et les suspensions d'amidon concentrées.

I.4.2.5. Les fluides plastiques

Les fluides plastiques sont des fluides présentant un seuil de plasticité. Dans la pratique, il faut appliquer une force importante avant que la matière ne commence à couler comme un liquide. Si la force appliquée est inférieure à la force correspondant au seuil de plasticité, la matière stocke l'énergie de déformation; autrement dit, elle présente des propriétés élastiques et, partant, se comporte comme un solide. Dès que le seuil de plasticité est dépassé, le liquide peut s'écouler comme un liquide newtonien; on dit alors que c'est un liquide plastique de Bingham. Ou bien, il peut s'écouler comme un fluide rhéofluidifiant; dans ce cas, il s'agit d'un liquide viscoplastique.

I.4.2.6. Les fluides thixotropes

On appelle fluides thixotropes, les fluides rhéofluidifiants dont la viscosité diminuent non seulement lorsque le taux de cisaillement augmente, mais également en fonction du temps avec un taux de cisaillement constant. Le comportement des fluides thixotropes est étudié généralement dans un test de bouclage. Au cours de ce test, la matière est soumise à des taux de cisaillement croissants, suivis des mêmes taux de cisaillement en ordre décroissant. Le comportement thixotrope dépendant du temps est caractérisé par la différence entre la viscosité ascendante et la viscosité descendante, et les courbes de contrainte de cisaillement. Pour récupérer sa structure, la matière doit reposer pendant un certain temps, qui lui est spécifique. Ce type de comportement se manifeste dans tous les systèmes gélifiants.

I.4.2.7. Les fluides rhéopectiques

Les fluides rhéopectiques, sont des fluides thixotropes, mais dont la structure ne récupère complètement que si elle est soumise à un faible taux de cisaillement. Cela signifie qu'un fluide rhéopectique ne reconstruit pas sa structure au repos.

I.4.2.8. Les fluides antithixotropes

Les fluides antithixotropes sont des systèmes rhéoépaississants, c'est-à-dire des fluides où la viscosité augmente sous l'effet de l'augmentation du taux de cisaillement, mais également en fonction du temps avec un taux de cisaillement constant. Le comportement des fluides antithixotropes est étudié généralement dans un test de bouclage, comme pour les fluides thixotropes. [28]

I.4.3. Les modèles de comportement d'écoulement

Il existe plusieurs modèles pour décrire mathématiquement le comportement des fluides nonnewtoniens, tels que les modèles Ostwald, Herschel-Bulkley, Steiger-Ory, Bingham, Ellis et Eyring. Ces modèles mettent en relation la contrainte de cisaillement d'un fluide et son taux de cisaillement, ce qui permet, là encore, de calculer la viscosité apparente comme étant le rapport entre la contrainte de cisaillement et le taux de cisaillement.

Le comportement de la matière s'exprime en général sous forme d'un rhéogramme (évolution de la contrainte de cisaillement en fonction de la vitesse de cisaillement). Grâce au rhéogramme, différents modèles empiriques peuvent caractériser les propriétés d'écoulement

du matériau. Les modèles susceptibles de représenter les matériaux énergétiques sont définis ci-dessous:

I.4.3.1. Le modèle newtonien

Signifie que le fluide continue de s'écouler indépendamment des forces extérieures qui agissent sur lui. Par exemple, l'eau est un fluide newtonien parce qu'elle continue d'exhiber les propriétés d'un fluide quelle que soit la vitesse à laquelle elle est agitée. Les solutions aqueuses et les huiles de faibles viscosités, la plupart des solvants, l'air, de nombreux gaz, sont des exemples de fluides newtoniens. Pour un fluide newtonien, la viscosité, par définition, ne dépend que de la température et de la pression (mais elle dépend aussi de la composition chimique du fluide si ce n'est pas un corps pur), non des forces agissant sur l'élément de fluide.

$$\tau = \mu_N \dot{\gamma} \quad (I.8)$$

Avec τ : contrainte de cisaillement (Pa) ; μ_N : viscosité newtonienne (Pas) et $\dot{\gamma}$: vitesse de cisaillement (s^{-1}).

I.4.3.2. Le modèle Bingham

La mise en rotation provoque soit l'apparition d'un creux (qui se comble graduellement au fil du temps ; on voit ce comportement dans les crèmes, les suspensions d'amidon et les plastisols PVC, ou, rigueur mise à part, dans les limons), soit une ascension du fluide autour de l'agitateur (phénomène dit «effet Weissenberg») à cause de la thixotropie, la variation brutale de viscosité se traduisant par une propension accrue à l'écoulement (on observe ce phénomène dans les peintures dites « sans tache », qu'il est facile d'étaler, mais qui sont plus visqueuses sur un mur).

$$\tau = \tau_0 + \mu_\infty \dot{\gamma} \quad (I.9)$$

Avec τ_0 : contrainte seuil (Pa) et μ_∞ : viscosité infinie (Pa.s).

I.4.3.3. Le modèle de loi de puissance

Le modèle de loi de puissance (parfois appelé le modèle Ostwald) est facilement utilisé, ce modèle est idéal pour les rhéofluidifiants, les fluides relativement mobiles tels que les gels faibles et des dispersions de faible viscosité. Le modèle n'est rien de plus que le modèle newtonien, avec un exposant ajouté sur le taux de cisaillement:

$$\eta = K\dot{\gamma}^{n-1} \quad (\text{I.10})$$

K : est le coefficient de la consistance. Ceci décrit la plage globale des viscosités dans la partie de la courbe de débit qui est modélisée. Aussi, si la région de loi de puissance inclut un taux de cisaillement 1s^{-1} , alors K est la viscosité ou la contrainte à ce point.

L'exposant n est connue comme l'indice de la loi puissance (ou parfois l'indice de taux). Pour un fluide rhéofluidifiant: $0 < n < 1$. Plus le fluide devient rhéofluidifiant, plus le n est proche de zéro. [27]

I.4.3.4. Le modèle de Herschel-Bulkley

Les courbes rhéologiques font apparaître une partie concave sur la plage des faibles cisaillements pour les fortes concentrations en bentonite. Afin de pouvoir représenter l'évolution de cette concavité, le modèle Herschel-Bulkley sera utilisé:

$$\tau = \tau_{\chi} + \kappa \dot{\gamma}^n \quad (\text{I.11})$$

Avec: τ_{χ} : contrainte d'Herschel (Pa) ; K : consistance de la structure et n : paramètre adimensionnel compris entre 0 et 1 et pouvant être considéré comme un indice de structure.

Ce modèle peut représenter l'ensemble des comportements rhéologiques rencontrés.

Ainsi pour un comportement newtonien, $\tau_{\chi} = 0$ et $n = 1$.

L'équation (4) s'écrit donc sous la forme:

$$\tau = K \dot{\gamma} \quad (\text{I.12})$$

Et pour un fluide de Bingham, $n = 1$ et l'équation (3) s'écrit alors

$$\tau = \tau_{\chi} + K \dot{\gamma} \quad (\text{I.13})$$

En posant ces conditions, l'ensemble des modèles proposés peut donc être généralisé par le modèle de Herschel-Bulkley.

Les courbes expérimentales sont ensuite retraitées avec ce modèle.

I.4.3.5. Le modèle de cross

Le modèle rhéologique de Cross qui présentés dans la figure ci-dessous, est l'un des plus populaires en service aujourd'hui. Il peut être trouvé pratiquement dans le progiciel d'un rhéomètre, et il peut être utilisé pour extraire les nombres significatifs de l'ensemble de la viscosité et de la vitesse de cisaillement.

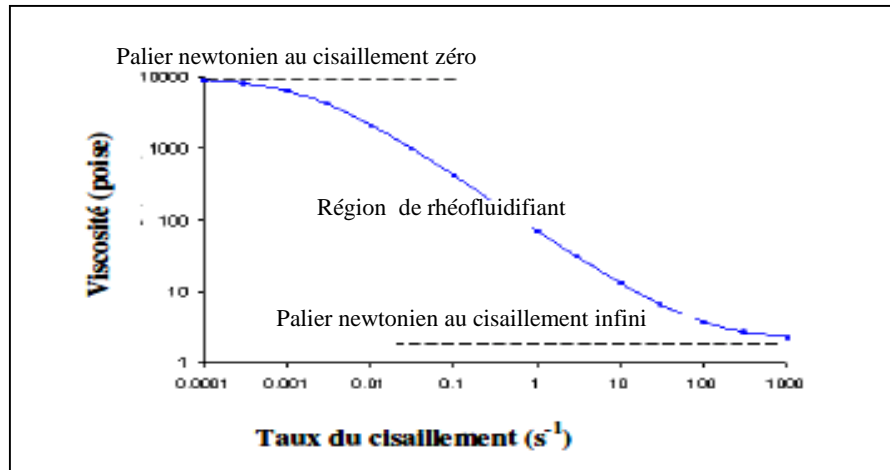


Figure I.5 : Profil de viscosité typique pour une dispersion ou solution de polymère. [29]

L'équation Cross, exprimant la viscosité en fonction du taux de cisaillement est :

$$\eta = \eta_{\infty} + \frac{\eta_0 + \eta_{\infty}}{1 + (C\dot{\gamma})^m} \quad (I.14)$$

Avec η_0 : la viscosité au cisaillement zéro; η_{∞} Est la viscosité à l' infini de cisaillement ; 'm' est connu sous le nom (cross) constant de taux et 'C' est connu comme le constant du temps de cross (ou parfois de la consistance).

Il est facile de se confondre entre le paramètre de modèle de cross C et m et les paramètres k et n de modelé de loi puissance, ils ne sont pas identiques bien qu'ils décrivant tous la partie de rhéofluidifiant. Cela montré dans la figure ci-dessous. [29]

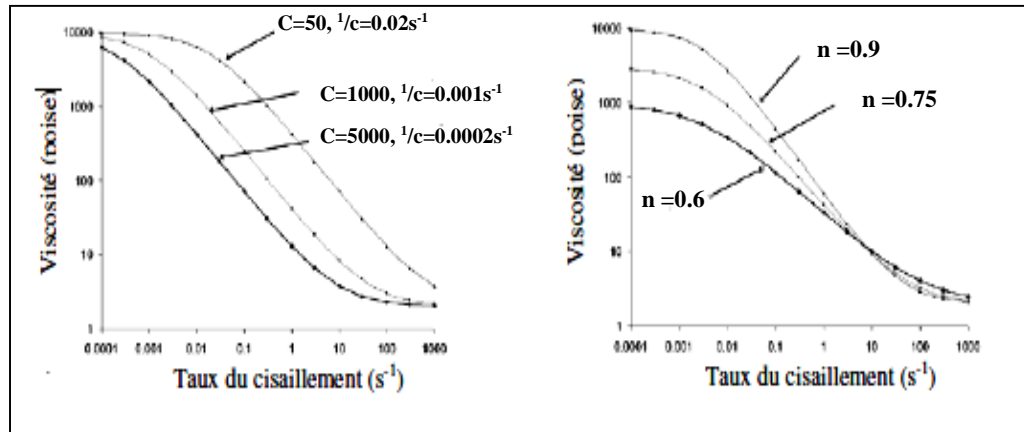


Figure I.6 : Viscosité en fonction de taux du cisaillement de différents paramètres « c » et de « m ».[29]

I.5. Conclusion

Au cours de ce chapitre nous avons donné des notions théoriques sur les fluides de forage tels que leur cycle, principale fonction, le choix adéquat des boues de forage ainsi que leur types et enfin leurs constituants et leurs caractéristiques physico-chimiques.

Afin de bien comprendre le comportement des fluides, une étude théorique sur la rhéologie des fluides est entreprise dans la dernière partie du chapitre on trouve également dans cette partie les modèles décrivant le comportement d'écoulement des fluides de forage.

Chapitre II : Les contaminants des fluides de forage

II. Chapitre II : Les contaminants des fluides de forage

II.1. Introduction

Les fluides de forage sont élaborés pour réussir l'opération de forage avec des caractéristiques physiques et chimiques qui permettent d'assurer leurs rôles attendus, le changement de ces caractéristiques peut poser le problème de contamination. Lorsqu'un composant nuisible est incorporé dans un fluide de forage, on dit qu'il y a une contamination.

La contamination a un effet perturbateur sur l'équilibre entre le filtrat de la boue et l'argile dispersée dans la boue et celle des parois. Ces contaminants peuvent être à la forme gazeuse telle que : CO_2 , H_2S ou sous forme solide comme : CaSO_4 , NaCl , ciment ou bien encore sous forme de solution exemple : eau avec CaCl_2 . Le contaminant doit être éliminé au maximum le plus vite possible soit par les dessableurs (ciment, anhydrite), soit par le dégazeur (CO_2), soit par stockage des bouchant trop contaminés, ceux-ci seront ultérieurement régénérés et réincorporés dans le circuit dès que cela sera rapide. [30]

Au cours de ce chapitre, nous allons expliquer la source des contaminants, les types de contaminants et leurs traitements.

II.2. Les sources de contamination

La contamination est un phénomène aléatoire dans ses effets, elle peut intervenir soit au cours du gâchage par l'eau utilisée soit au cours de la mise en place par mélange avec les fluides présents dans le puits. [31]

Les contaminants sont rencontrés à chaque phase de l'opération de forage, ils proviennent à partir de deux sources. La principale source de la contamination est la formation forcée telle que les déblais, gaz ou l'eau. [32]

II.2.1. La formation forcée

Au cours du forage, la boue se charge de plus en plus des argiles et des éléments fins. Cette boue contaminée serait rapidement inutilisable, puisqu'une fois laissée, elle forme une masse compacte au fond bloquant complètement l'outil de forage.

La présence des éléments fins de dimensions inférieures à 70 μm provoque la coagulation de la boue (transformation de la substance organique liquide en une masse plus ou moins solide), ce qui provoque l'augmentation de sa viscosité. Il est à noter que les réactions gouvernant les suspensions colloïdales (systèmes où les particules très petites sont en suspension dans un fluide) sont des réactions d'équilibre (irréversibles). [33]

La présence de certains sels de terrains (gypse) favorise la floculation de la boue (formation de floes). La deuxième source de contamination est les matériaux ajoutés à la surface comme le coulis de ciment, spacer (les bouchons de nettoyage) et les additions accidentelles à base d'eau ou à base d'huile. [34]

II.2.2. Les matériaux ajoutés à la surface

Les contaminants agissent au niveau de la surface de contact phase liquide, phase solide, tels les amidons, les tanins, les dérivés de la cellulose, les acides lignosulfoniques, les acides hydrocarboxylés ; ces produits en solution s'adsorbent sur les grains de ciment et forment une barrière étanche retardant l'hydratation et pouvant aller jusqu'à l'interdiction totale de toute prise en cas de forte contamination.

Toute modification de l'équilibre de la phase aqueuse par addition non contrôlée d'éléments solubles ou non, affecte l'hydratation du ciment.

L'hydroxyde de sodium, le carbonate de sodium et le silicate de sodium provoquent une accélération, mais il est à noter que celle-ci a un caractère totalement imprévisible avec des conséquences souvent désastreuses sur la qualité finale du ciment.

L'héxaméta-phosphate de sodium et le pyrophosphate acide de sodium (additifs des boues de forage) ont des effets encore plus erratiques soit comme accélérateur soit comme retardateur suivant la concentration. Le chlorure de sodium a également le même effet accélérateur ou retardateur en fonction de la concentration. [9]

L'utilisation de boue à base d'huile est également une source de contamination bien que la non-miscibilité des deux phases limite les risques de mélange.

L'utilisation de bouchons de nettoyage (spacer) permet de remédier aux inconvénients de la contamination. [32]

II.3. Les indices de contamination

La principale indication de contamination est l'instabilité générale des propriétés du fluide de forage. Cette instabilité peut se manifester comme une difficulté à contrôler les propriétés suivantes : la perte de fluide, l'alcalinité, la rhéologie.

Une certaine forme de contamination doit être suspectée quand il n'y a aucune raison apparente pour l'incapacité à contrôler les propriétés des fluides de forage.

La méthode la plus fiable pour déterminer la présence de contaminants est régulière par une analyse précise à la fois les propriétés physiques et chimiques du fluide de forage. [31]

II.4. Les types de contaminants

II.4.1. Les contaminants rencontrés pendant le forage

Le fluide de forage est contaminé par les déblais dès que le forage commence, toutes les matières solides n'affectent pas le système de fluides de forage au même degré ou de la même manière.

✓ Les déblais

Les déblais sont des petits fragments de roches asymétriques, de diamètre allant de quelques dizaines de microns jusqu'à 1-2 cm, générés par l'action du trépan lors du forage des formations rocheuses pour atteindre les réservoirs d'huile ou de gaz tel que les solides actifs (fraction argileuse de schiste), les solides inactifs (sables, calcaire, etc...), les sels évaporites comme le chlorure de sodium NaCl, le chlorure de potassium KCl, le chlorure de calcium CaCl₂, le chlorure de magnésium MgCl₂, l'anhydrite CaSO₄.

Ils sont différents dans leurs tailles et textures, et leurs types varient de celui des grains de sable jusqu'au gravier selon la formation rocheuse atteinte et le type de boue utilisée, pour éviter l'entassement des cuttings au fond du puits foré. [3]

Classification des déblais selon la taille des particules :

- Grossier : plus grand de 2000 μm ;
- Intermédiaire : entre 250-2000 μm ;
- Médioms : entre 74-250 μm ;
- Fines : particule entre 44-74 μm ;
- Ultrafine : entre 2-44 μm ;
- Colloïdal : particule < 2 μm .

II.4.2. Les contaminants rencontrés pendant l'écoulement d'eau au cours de forage

- Les sels mixtes à différentes concentrations ;
- Les gaz acides comme le dioxyde de carbone CO₂, le sulfure d'hydrogène H₂S ;
- Les hydrocarbures ;
- Les huiles légères ou lourdes telles que lignite et le charbon ;
- La dégradation thermique des produits de fluide.

II.4.3 Les contaminants introduits à la surface (accidentelle ou intentionnelle) [35]

- Cément CaOH₂ ;
- L'eau salée (sels mixtes) ou douce ;
- La surveillance ou le repérage du fluide (généralement un type d'huile) ;
- Carbonate de sodium, Na₂CO₃ ;
- Bicarbonate de sodium, NaHCO₃ ;
- Bactérie.

II.5. Identification des contaminants

II.5.1. La contamination par les solides (argile ou schiste)

Les solides sont des composants inévitables de tous les fluides de forage, ils peuvent être ajoutés intentionnellement à la préparation des matériaux commerciaux ou incorporés à la suite de l'opération de forage, ils sont de loin le contaminant le plus répandu. Solides excessives, que ce soit commercial ou de la formation, conduisent à des propriétés rhéologiques élevées et ralentir le taux de forage.

Le solide provenant de schiste représente le plus haut potentiel pour provoquer des problèmes, les schistes dispersés sont des contaminants dangereux pour les fluides de forage, car ils contiennent des argiles.

Les argiles sont habituellement présentes dans les fluides de forage, que ce soit ajouté intentionnellement pour conditionner la boue (bentonite, xanthan... etc.) ou incorporés dans la boue comme les déblais. Bien que la présence d'ions solubles de Ca²⁺ et Mg²⁺ confère à la boue, un important pouvoir d'inhibition vis-à-vis des argiles forées. La traversée rapide d'argiles très dispersibles peut provoquer une véritable contamination caractérisée par une augmentation brutale des viscosités et des gels.

La présence des contaminants solides peut être identifiée s'il y a une augmentation de teneur en solide, de viscosité plastique, des gels, de filtrat d'HPHT et d'API et une mince diminution de l'épaisseur de cake de filtrat ; les tests chimiques doivent être effectués pour identifier la présence des contaminants comprend, la diminution de l'alcalinité, de P_f et M_f , l'augmentation de volume de bleu méthylène c'est-à-dire l'augmentation de la capacité d'échange d'ion de l'argile. [33]

Tableau II.1 : Résultat de contamination par les solides. [36]

Exemple de TP 223/MDZ 671		
Propriétés du fluide de forage	FL 06h:00	FL 09h:45
Poids	14,1	14,4
Viscosité plastique	37	58
Yield value	13	24
Gel (10 sec/10 min)	4/7	5/16
Filtrat d'API	4,6	7,2
Filtrat d'HPHT	15	22
Epaisseur de cake de filtrat	2	4
Teneur en solides	16	22
Teneur en liquide	0/84	0/78
MBT	3,5	5
pH	10	9,5
Alcalinité P_m	1,7	1,1
Filtrat d'alcalinité P_f/M_f	1/2,4	0,8/1,9
Teneur en chlorure	2,9	2,9
Teneur en calcium	200	200

Le traitement doit s'accompagner d'une dilution à la saumure avec l'eau douce (dans le cas de contamination d'une boue à base d'eau) ou avec le Diesel (dans le cas de contamination d'une boue à base d'huile) ou d'une centrifugation permettant de rejeter une partie des solides indésirables et ajoutant des dispersants pour réduire la viscosité et la densité.

Cette contamination est d'autant plus grande que la boue n'a pas encore été traitée aux FCLLC ce qui est très souvent le cas en début de trou. Pour conserver à la boue des caractéristiques rhéologiques correctes, il est nécessaire de faire des dilutions importantes

couplées avec l'addition de FCLLC. Dans le cas d'une boue déjà traitée aux FCLLC, la contamination est moindre, des dilutions légères accompagnées d'un sur traitement en FCLLC permettent de maintenir de bonnes caractéristiques d'écoulement. [33]

- Disperser avec les dissolvants suffisants tels que les phosphates ou lignosulfonate à une température élevée pour réduire la viscosité ;
- Maximiser l'utilisation des équipements de contrôle des solides ;
- Traitement mécanique avec les tamis vibrant sur chantier pour éliminer les solides contaminants ;
- Ajouter les polymères pour contrôler le filtrat d'HPHT. [37]

II.5.2. La contamination par les sels

Le sel peut se présenter sous la forme soit d'inclusions dans les argiles, soit de venues d'eau salée, soit de bancs plus ou moins massifs. Dans ce dernier cas, le maintien d'une géométrie correcte des parois impose la conversion en boue salée saturée, même si la boue semble pouvoir résister facilement à la contamination. En effet, le cavage est finalement plus dangereux dans de fines intercalations de sel et argile par exemple, que dans un banc massif de sel, ou il provoque plus rarement des éboulements. On retrouve trois types naturels de sel dans un sol de forage : Halite NaCl , Sylvite KCl , Carnallite $\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$.

Dans le cas des sels, la contamination se fait généralement par un échange cationique avec l'argile. [31]

L'identification des contaminants sels se confirme si on a une :

- Augmentation de filtrat d'API et HPHT, l'effet de ce type de contamination apparu dans l'augmentation de la viscosité de l'entonnoir et de gels ;
- Modification des propriétés chimiques inclus l'augmentation des ions de Cl^- et Ca^{2+} , la réduction de l'alcalinité de filtrat P_f et M_f , le pH et l'alcalinité sont réduits.

Le contrôle de ces contaminants se fait par :

- Une attention particulière doit être accordée au type de formation de sel rencontré. La saturation du fluide peut être nécessaire pour éviter de grandes cavités de la solution ;
- Si un débit d'eau salée est rencontré, autant que 15% ou plus du coût de la boue journalière moyenne peut être nécessaire pour résoudre le problème ;

- La saturation du fluide peut être nécessaire d'empêcher de grandes cavités de solution ou de déplacer avec une huile ou d'un système de base synthétique pour prévenir l'élargissement du puits si une grande section de sel est à percer ;
 - Se rappeler que, lorsque la température d'une solution de sel augmente, la solubilité du sel dans cette solution augmente. Ainsi, un système saturé à la température de surface est capable de contenir plus du sel en solution à des températures élevées.
- [12]

Pour le traitement de ce genre de contaminants, nous allons étudier les deux sels les plus utilisés :

- Halite ou sel de NaCl

C'est le sel le plus fréquemment formé. Le premier effet de ce sel est la floculation des boues causée par l'action massive des ions de sodium.

L'augmentation de la viscosité d'entonnoir, le rendement, la résistance du gel et la perte de fluide indique la présence de l'halite.

Dans ce cas et pour traiter la boue contaminée, il faut rajouter un défloculant pour maintenir les meilleures propriétés du flux. Une dilution avec l'eau fraîche permet d'obtenir la rhéologie.

Alors que le suivi du traitement chimique devrait se poursuivre jusqu'à la défloculation des argiles, ajouter diluants pour la dispersant chimique de l'argile. Pour ajuster le pH, on rajoute le soda caustique (si le pH est inférieur à 9,5)

- La pyrite KCl

Le traitement de la contamination de ce sel est similaire à celui de l'halite. Mais il est à noter que la solubilité de sylvite est un peu meilleure que celle de l'halite.

Enfin la contamination par carnallite ($\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) est rare surtout en Algérie. [34]

II.5.3. La contamination par l'anhydrite CaSO_4 – Gypse

La contamination résulte ici de l'apport d'ion sulfate, surtout gênant pour les caractéristiques rhéologiques, et d'ion de calcium. Ce dernier est beaucoup plus nocif puisqu'en excès il peut rendre instables les colloïdes organiques et déplacer l'équilibre d'échange de cations dans l'argile. Le filtrat et la rhéologie seront donc ainsi perturbés. [31]

On peut identifier la contamination par l'anhydrite comme suit :

- Le changement des propriétés physiques rassemble l'augmentation des différentes propriétés telles que le filtrat d'HPHT et d'API, la Yield value et les gels, une augmentation remarquable de la viscosité de l'entonnoir et la diminution de pH ;
- Pour les propriétés chimiques l'alcalinité P_f et M_f sont diminuées, les ions de Ca^{2+} et de sulfate sont augmentés.

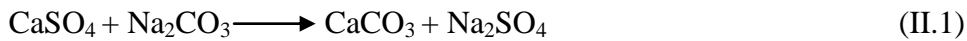
Alors que le contrôle de cette contamination peut se faire par :

- Une méthode courante des formations de forage d'anhydrite est d'ajuster le pH à 9,5 et ajouter des diluants. En utilisant ce procédé, un fluide de faible gypse peut être construit et il est contrôlé par une perte filtrat de polymères ;
- Il est généralement rentable pour traiter le calcium d'un système fortement contaminé ;
- La solubilité de $CaSO_4$ est contrôlée par le pH :
 - Augmentation du pH et la température diminue la solubilité du gypse ;
 - L'augmentation des chlorures augmente la solubilité du gypse ;
- Avant de pénétrer dans l'anhydrite, le pH devrait être porté à environ 10 à 10,5 avec soda caustique. Plus le pH, le calcium moins soluble se transforme. [38]

Quant au traitement se fait par:

- Ajout d'anticalcique : soit polyphosphates donnant des phosphates calciques insolubles (dans ce rôle les polyphosphates peuvent être utilisés sans limitation de profondeur), soit carbonate de baryum qui précipite aussi les sulfates, mais n'agit qu'entre pH 9 et 10. Soit surtout carbonate de soude qui donne du $CaCO_3$ insoluble. Si le pH est supérieur à 9,5 on utilise le bicarbonate de sodium ;
- Diminution de la solubilité du Ca^{2+} en augmentant l'alcalinité : soit à la soude, soit, ici encore, au carbonate de soude ;
- Ajout de colloïdes qui vont protéger l'argile, soit CMC qui a donc ici un rôle de colloïde protecteur et non seulement de réducteur de filtrat, soit par tanin et surtout les FCL qui par le phénomène d'encapsulation bloquent les réactions d'échange de base ;
- Maintien dans le filtrat et dans la boue d'un équilibre ionique tel que l'apport de qualité, même importante, le sulfate de calcium ne puisse déplacer l'équilibre Na/Ca dans l'argile ;

- Si la contamination n'est pas grave, habituellement le traitement implique d'ajouter Soda Ash Na_2CO_3 pour précipiter les ions de calcium comme le bicarbonate de calcium ; [39]



- Le cas des boues salées saturées où l'argile, étant par définition sous forme essentiellement sodique, reste insensible aux variations de calcium soluble puisque celui-ci est presque toujours en quantité négligeable par rapport au sodium ;
- Les boues au gypse qui sont à la fabrication sursaturée en CaSO_4 l'argile est reste 'calcique'. De plus, la teneur en calcium soluble ne dépend plus de la quantité d'anhydrite forée ;
- L'application dans l'ordre de ces principes (polyphosphates et carbonate de baryum exclus) doit logiquement aboutir sur chantier à la conversion progressive et continue de la boue benthonique de démarrage en boue rouge à haut FCL. Et non au tanin. Cette évolution sera bien entendu d'autant plus facile que la teneur en solides est maintenue faible et que la concentration en dérivés ligneux est élevée. [35]

II.5.4. Contamination par sulfure d'hydrogène H_2S

C'est le contaminant le plus agressif et le plus corrosif puisque c'est un gaz très toxique et dangereux. Il peut rapidement être détecté et peut être mortel, de même à faible concentration. Pour la vie des opérateurs et pour les équipements utilisés lors du forage.

Son origine est dû à :

- Des dépôts thermiques ;
- Une dégradation biologique ;
- Un dysfonctionnement d'un matériel contenant du sulfure.

L'identification du sulfure d'hydrogène se fait par :

- Augmentation de filtrat d'API et HPHT ;
- Diminution du pH de la boue ;
- Augmentation d'alcalinité et une mince diminution du calcium ;
- La transformation de la couleur de la boue (vers le foncé), cette décoloration est dû à la présence du FeS ;
- Odeur désagréable ;
- Augmentation de la viscosité et de la perte du fluide suite à la diminution du pH ;

- Formation du FeS au-dessus des pipes de forage.

La seule solution permanente à contrôler le gaz H₂S est augmentée la densité de la boue. [12]

Le traitement se fait par :

- Puisque le H₂S est un gaz acide, le pH de la boue est rapidement réduit par la neutralisation d'OH⁻. Afin de compenser les aspects néfastes du gaz de H₂S, le pH doit être augmenté au-dessus de 11 ou 12 ceci se fait par ajout du soda caustique. La réaction chimique suivante décrit l'application alcaline de H₂S. Cela peut aussi être vu sur la Figure II.1.

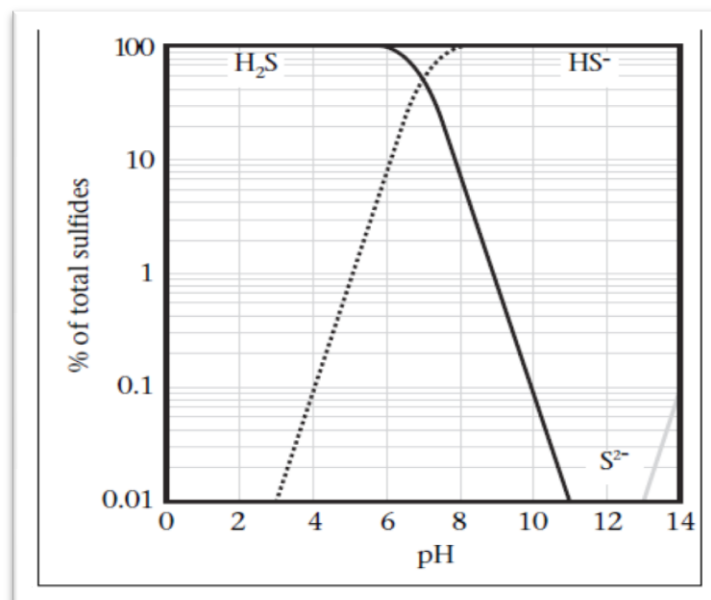
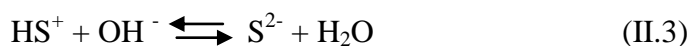
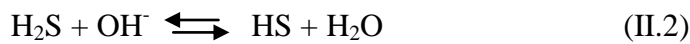


Figure II.1 : la distribution de sulfures avec le pH. [35]

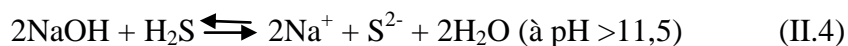
Pour protéger les produits tubulaires contre l'effet corrosif de H₂S, une boue à base d'huile est recommandée. Puisque l'huile va agir comme un film protecteur contre le H₂S. H₂S n'est pas moins toxique dans les boues à base d'huile que dans les boues à base d'eau. La détection du sulfure d'hydrogène dans la boue est testée par deux méthodes :

- ✓ Garrett Train du gaz (GGT) ;
- ✓ Test de Hach.

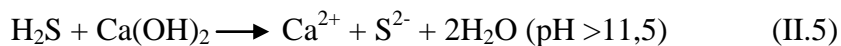
Les deux tests sont rapides, simples et faciles à définir les résultats, mais le Garrett train de gaz est plus précis et donne un résultat quantitatif. Si H₂S est détectée dans la boue lors de l'utilisation du test de filtrat soluble dans le train de gaz de Garrett train du gaz, des mesures devraient être prises pour :

- Soulevez immédiatement le pH à au moins 11,5 à 12 avec soda caustique ;
- Pour des raisons de sécurité, il doit être immédiatement neutralisé le H₂S avec soda caustique ou la chaux pour augmenter le pH au-dessus de 11,5 pour former le sulfure (S²⁻), puis précipité avec une source de zinc.

○ La neutralisation avec soda caustique :

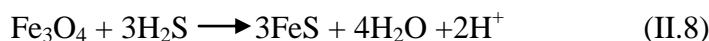
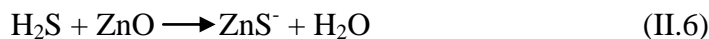


○ La neutralisation avec le maintien d'un excédent de chaux:



- La transformation de sulfure d'hydrogène en sulfure par l'augmentation de pH n'est pas une réaction permanente. Si le pH était à laisser tomber dans la région acide, le sulfure va le faire transformer de nouveau en sulfure d'hydrogène toxique. Pour cette raison, H₂S devrait toujours être précipité avec une source de zinc, tel que l'oxyde de zinc.

L'utilisation de l'oxyde de zinc acide ou l'oxyde de fer (magnétite) à la l'élimination des S²⁻ suivant la réaction :



- Augmente le pH au moins 11.5 à 12 avec soda caustique.



- Tamponner le pH avec la chaux ;
- Ajouter l'amidon ou les polymères pour réduire la perte de fluide ;

La chimie du gaz de sulfure d'hydrogène est assez complexe. Les actions décrites ci-dessus sont recommandées afin de réduire au minimum les aspects toxiques de ce contaminant corrosif. [35]

II.5.5. La contamination au cas de haute température

La plupart des produits polymères couramment utilisés généralement dans les fluides de forage à base d'eau se dégradent rapidement à des températures supérieures à 300 °F.

L'effet de la température sur les fluides de forage d'émulsion inverse variera en fonction de la base de fluide de forage utilisé (les fluides de forage à base d'eau ou à base d'huile), de stabilité des émulsifiants, de viscosifiant utilisé. Par exemple, les fluides de forage à base d'ester (l'un des types de fluide de forage à base d'eau) seront subi une dégradation thermique, en particulier dans la présence de la chaux, à une température supérieure à 160 °C. [40]

Dans le cas de contamination des fluides de forage aux températures élevées : le filtrat d'API et d'HPHT augmente par suite de la destruction du colloïde organique et le brulage de la boue peut devenir très important. La viscosité et les gels peuvent également augmenter, augmentation de teneur en solides, de la température de flowline (température de fond), le pH et l'alcalinité sont diminués. [29]

Le traitement consistera en dilution, remplacement du réducteur de filtrat si possible et ajout d'huile à la boue. Dans le cas très difficile, il sera nécessaire d'utiliser un amincissant organique. Apport de bentonite et de CMC. Sur traitement en lignosulfonate de ferrocchrome associe au lignite ou chrome. [33]

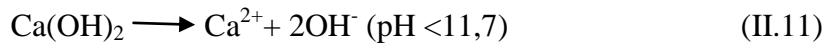
- Ajouter des tensioactifs ;
- Ajouter de l'eau caustique pour la déshydratation. [17]

II.5.6. La contamination par ciment CaOH_2

La probabilité de forage par ciment existe sur chaque puits foré, les seules circonstances dans lesquelles le ciment n'est pas un contaminant, c'est quand l'utilisation de l'eau fraîche, les saumures, les boues à base de calcium et les boues à base d'huile, ou quand le ciment est bien guéri.

L'effet initial de la contamination par ciment est l'augmentation de la viscosité et les gels. C'est le résultat de l'augmentation du pH et l'adsorption sur les particules de l'argile qui causer la floculation. [41]

Le ciment est une matière pulvérulente, à base de silicate et d'aluminat de chaux. Lorsque le ciment solubilise dans l'eau ou dans la phase aqueuse d'un fluide de forage, une abondance des ions d'hydroxyle est produite.



La réaction ci-dessus est réversible, elle représente un équilibre entre la concentration de ciment et le pH de la boue.

La solubilité de la chaux diminue en tant que le pH de la boue augmente. Lorsque le pH dépasse 11,7, la chaux est précipitée en solution. Donc la chaux devient pratiquement insoluble à un pH supérieur à 11,7 et elle fournit un excès ou une réserve de n'ayant pas réagi, car le ciment est insoluble.

L'indication principale de la contamination par ciment est une augmentation substantielle de pH, P_m .

Si la quantité de ciment foré est relativement faible, il pose un problème. La boue contaminée peut être éliminée dans le shaker ou il peut être traité avec les défloculants et les précipitants.

La contamination par ciment d'un fluide de forage peut accroître au cours des opérations primaire ou squeeze de cimentation. Il peut aussi être causé par un échec dans les équipements de cimentation.

La contamination par ciment a des effets aux propriétés physiques comprend : l'augmentation de filtrat d'API et d'HPHT, de viscosité et de gels, une augmentation de la viscosité de l'entonnoir.

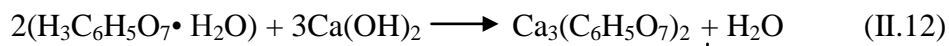
Le changement des caractéristiques chimiques inclut une haute valeur de P_m et P_f , une augmentation spectaculaire de pH, augmentation des ions de Ca^{2+} . [42]

La contamination par ciment peut être traitée par:

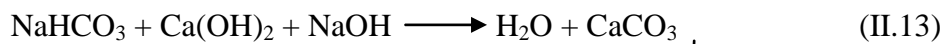
- La majorité des problèmes de contamination par ciment peuvent convenablement être tolérés de cette manière. Cependant si une quantité excessive de ciment est forée, la boue peut être convertie en système de bas-chaux ;

- Le ciment augmente l'alcalinité quand il devient soluble. Par conséquent, il n'est pas nécessaire d'ajouter soude caustique avec les défloculants. Les défloculants de pH faible tels que lignite et SAPP (Pyrophosphates acides de sodium) compensent certains ions d'hydroxyle générés par le ciment. Celui-ci aide la réduction de pH et le P_m , qui augmente la solubilité de ciment et permet de le précipiter ;
- Dans ce cas l'acide citrique ($H_3C_6H_5O_7$) est l'additif à utiliser. Il précipite le ciment sous forme de citrate de calcium et réduit le pH ;

Le traitement avec l'acide citrique illustre dans l'équation suivante :



- L'utilisation des équipements d'élimination des solides pour éliminer les fines particules de ciment est une autre méthode pour réduire la contamination. Ceci enlève le ciment avant qu'il puisse être dissous à un pH faible. [43]
- Le bicarbonate de sodium est un excellent agent de traitement de la contamination par ciment en précipitant le calcium et diminue le pH. Selon le pH du fluide, le bicarbonate de sodium forme le carbonate HCO_3^- et les ions de bicarbonate HCO_3^- qui vont précipiter le calcium pour former le carbonate de calcium (calcaire), comme illustré ci-dessous :



- L'utilisation de bicarbonate permet de réduire le pH. Celui-ci est le résultat de réaction de HCO_3^- avec NaOH nécessaire pour transformer le HCO_3^- en CO_3^{2-} .
- Une autre approche pour traiter le ciment est l'utilisation de SAPP. Le phosphate élimine le calcium effectivement et aide à défloculer le fluide contaminé. Un avantage supplémentaire dans l'utilisation de phosphate est la réduction de pH, P_f et P_m . Un autre avantage est qu'il n'y a pas de nuisibles. [37]

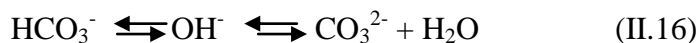
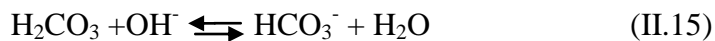
II.5.7. La contamination par bicarbonate/carbonate

La contamination à cause de carbonates solubles est l'un des concepts les plus mal compris et complexes dans la chimie des fluides de forage. La contamination par carbonate/bicarbonate se traduit généralement par : une viscosité élevée, haute valeur de Yield value et une progressive de gels. Ces augmentations de la viscosité apparaissent comme les carbonates/bicarbonates flocculent les solides de type argile dans la boue.

Les sources de carbonates et bicarbonates sont les suivants:

- Le dioxyde de carbone CO_2 vient de l'air est incorporé dans la boue par des mélangeurs de boue dans le puits et dans les mélangeurs de la boue. Pendant que le CO_2 dissous, il devient de l'acide carbonique H_2CO_3 , et il est transformé en bicarbonates HCO_3^- et ou des carbonates CO_3^{2-} selon le pH de la boue.
- Lors du traitement de la contamination par ciment ou par gypse avec Soda Ash ou bicarbonate ;
- Une baryte impure contient des ions de carbonate/bicarbonate ;
- Bicarbonate/carbonate à partir des produits de dégradation thermique de lignosulfonate et de lignite à des températures supérieures à 325°C ;
- Intrusion de CO_2 à partir de la formation de l'eau.

Les équations chimiques suivantes illustrent la façon dont le CO_2 se dissous pour former l'acide carbonique (H_2CO_3), et il est transformé en bicarbonates (HCO_3^-) et / ou des carbonates (CO_3^{2-}) en fonction du pH de la boue. Ces équations montrent que les réactions chimiques sont réversibles en fonction du pH. Par conséquent, CO_3^{2-} peut revenir à HCO_3^- ou même CO_2 si le pH est diminué. [44]



Ceci est également illustré graphiquement sur la Figure II.2 qui montre la distribution de l'acide carbonique (H_2CO_3), du bicarbonate (HCO_3^-) et les carbonates (CO_3^{2-}) en fonction du pH.

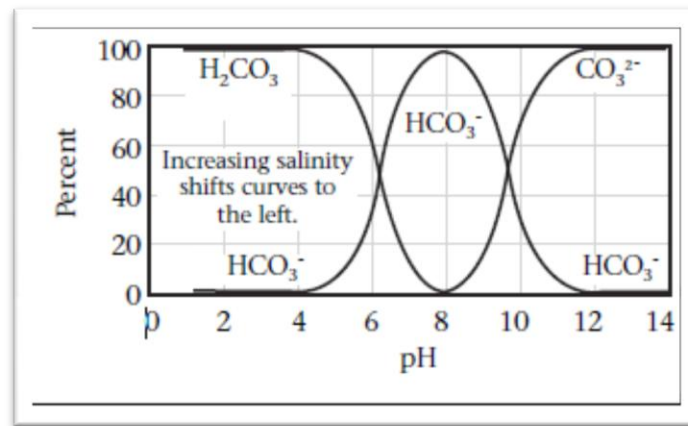


Figure II.2 : l'équilibre de carbonate/bicarbonate. [44]

En utilisant une analyse chimique pour identifier la contamination par carbonate/bicarbonate :

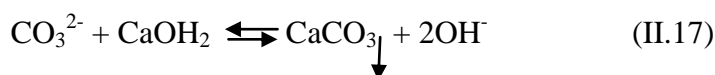
- La méthode pH/ P_f de l'analyse de carbonate/bicarbonate est basée sur la quantité de 0,02 N de l'acide sulfurique H_2SO_4 requis pour réduire le pH d'un échantillon de filtrat à partir d'un pH existant à un pH de 8,3. Cependant, si les ions de carbonates existent, il faut non seulement les ions OH^- être neutralisés comme ci-dessus, mais chaque ion de carbonate doivent être transformé en ions de bicarbonate par l'addition de 0,02 N de l'acide sulfurique pour atteindre le point final de P_f à un pH de 8,3 ;
- La méthode de P_f/M_f est une analyse basée sur la quantité de 0,02 N d'acide sulfurique nécessaire pour réduire le pH d'un échantillon de filtrat de boue à partir d'un pH existant à un pH de 8,3 et 4,3 respectivement.
- Si aucun ion de carbonate/bicarbonate n'existe, aucune réaction avec les bicarbonates surviennent dans la gamme de pH de 8,3 à 4,3. Par conséquent, M_f ne sera que légèrement supérieure à P_f . Mais si la concentration de carbonate/ bicarbonate est élevée, le M_f sera également plus élevée que le P_f . Puisque ce n'est pas une analyse qualitative comme la méthode de pH/ P_f , certaines directives doivent être établies.
- Si le M_f est inférieure à 5 ml d'acide sulfurique de 0,02 N, il n'y a habituellement aucun problème de carbonate.
- Si le M_f est supérieure à 5 ml d'acide sulfurique de 0,02 N, et le rapport de P_f/M_f augmente, la contamination par carbonate/bicarbonate est plus possible et une méthode plus quantitative de détermination (tels que le pH/ P_f ou Garrett Train du gaz (GGT)) devrait être utilisée. [35]

Le traitement de ce contaminant est compliqué, car les ions HCO_3 et CO_3 peuvent exister ensemble aux différents niveaux de pH. Seulement les ions de CO_3 peuvent être traités avec le calcium libre pour former le précipité de CaCO_3 . La coexistence de CO_3 et HCO_3 forme un composé de tampon qui reste au même niveau de pH, mais à niveaux croissants de P_f ou de M_f . Comme la zone de tampon de carbonate/bicarbonate est formée, le P_f augmente tandis que le pH reste relativement constant. Il n'est pas jusqu'à ce qu'on atteigne un pH de 11,7 que tous les ions de bicarbonate sont changés en ions de carbonate. Par conséquent, les ions de carbonate/bicarbonate coexistent dans la gamme de pH de 8,3 à 11,7 (voir Figure II.2). La concentration de HCO_3 est négligeable, à un pH supérieur à 11,7. [37]

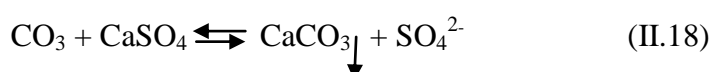
- Depuis le bicarbonate de calcium $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ est trop soluble pour former un précipité, les ions HCO_3 doivent être transformés en ions CO_3 avec les ions de l'hydroxyle. Pour transformer le HCO_3 en CO_3 , le pH devrait être augmenté à au moins 10,3, mais pas au-dessus de 11,3. Lorsque le calcium libre est ajouté à CO_3 , les deux réagissent pour former le CaCO_3 ;
- Le carbonate de calcium CaCO_3 est relativement insoluble précipité. Si le pH est inférieur à 10,3, la chaux CaOH_2 devrait être utilisée pour augmenter le pH parce que c'est à la fois une source d'ions hydroxyle et une source de calcium pour précipiter les carbonates ;
- Si le pH est compris entre 10,3 et 11,3, la chaux et le gypse doivent être utilisés conjointement pour fournir une source de calcium sans modification du pH. Si le pH de la boue est au-dessus de 11,3 où le calcium n'est pas très soluble, le gypse devrait être utilisé comme une source de calcium et de réduire le pH.

La réaction de la chaux et du gypse pour former le carbonate de calcium est illustrée ci-dessous :

Traitement avec la chaux :



Traitement avec le gypse :



Des dangereux problèmes de boue peuvent se produire si la contamination par carbonate / bicarbonate n'est pas correctement identifiée et traitée. Si le pH de la boue, réduit à 10 ou moins, les carbonates, qui sont bénéfiques aux faibles concentrations, sont transformés en bicarbonates. La viscosité élevée et les gels peuvent se développer si cela se produit. L'ajout d'une grande concentration de défloculants et de caustique apparaît de défloculer la boue, mais ce qui se passe réellement est que l'addition de la soude caustique transforme les bicarbonates en carbonates. Cela se traduit par une forte réduction de la viscosité (voir Figure II.3). Ce phénomène se reproduira jusqu'à ce que le problème est correctement identifié et traité. [43]

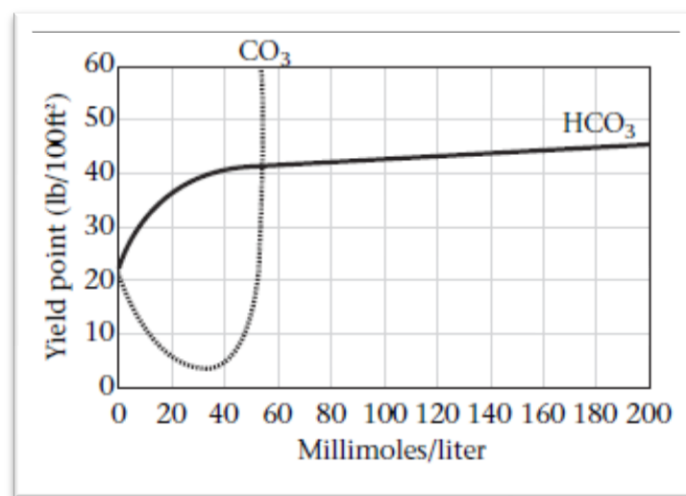


Figure II.3 :L'effet de la concentration de carbonate et bicarbonate sur la Yield value. [43]

II.6. Les contaminants traitables chimiquement

Les additions chimiques à surmonter les effets des déblais et à empêcher les déblais de devenir un problème tel que calcium Ca^{2+} , magnésium Mg^{2+} , Chlorure Cl^- , les carbonates solubles CO_3 , bicarbonate soluble HCO_3^- , le sulfure d'hydrogène H_2S , dioxyde de carbone CO_2 , bactérie. [40]

II.7. Autre contaminant

II.7.1. Les bactéries

- Les principaux problèmes résultent à cause de la contamination bactérienne sont les suivants:
- La dégradation des polymères organiques (viscosifiants et additifs de perte de fluide), ce qui réduit la viscosité et augmente la perte de fluide ;

- La dégradation des polymères et des résines dans des conditions anaérobies, produisant des sulfures ou H_2S ;
- Le résultat du processus de dégradation est réduire le pH et augmenter le taux de corrosion.

La contamination bactérienne identifiée par :

- Augmentation du filtrat d'API et HPHT ;
- Diminution du pH ;
- L'alcalinité diminue ;
- Petite diminution de la teneur en calcium.

La prévention pour éviter la contamination par les bactéries est :

- Maintenir un pH relativement élevé sur le stockage ;
- Maintien de la salinité ;
- Ajouter de bactéricide ;
- Utiliser des polymères résistants aux bactéries.

Pour contrôler ce type de contamination dans le but de réduire l'activité bactérienne :

- L'activité bactérienne sera réduite par le maintien d'une petite quantité de toxine dans le liquide ;
- Puisque les bactéries utilisent l'amidon comme une source alimentaire, il est nécessaire de remplacer les polymères détruits ;
- Le maintien d'une faible concentration de biocide pour inhiber la future expansion bactérienne. [44]

II.7.2. Magnésium

Le magnésium est rencontré lorsque l'eau de mer est utilisée comme eau d'appoint. Le magnésium a des effets similaires que le calcium à des propriétés de la boue telles que l'augmentation des propriétés d'écoulement et la perte de fluide.

Le traitement de contamination par magnésium se fait par :

- Peut-être précipité avec soda caustique comme l'hydroxyde de magnésium $MgOH_2$ insoluble ;
- La plupart des ions de magnésium seront précipités lorsque le pH est passé à 10 ;
- Additionne les agents de contrôle de filtrat. Les défloculants seront nécessaires pour restaurer les propriétés des fluides de forage. Dans le cas d'énorme contamination par magnésium, il est impraticable de le traiter, par conséquent, les

options sont pour tenter de maintenir un système de pH faible avec la présence des ions de Mg^{2+} . [44]

II.7.3. Dioxyde de carbone CO₂

Se manifeste par un important micro-bullage de la boue entraînant une baisse de la densité ; les alcalinités chutent et les caractéristiques d'écoulements augmentent. Parallèlement au traitement classique, une addition de chaux et un dégazage de la boue par des moyens mécaniques, réajustement de la densité pour stopper la venue, on juxtapose un traitement au FCLLC avec la soude. [33]

II.8. Conclusion

Les fluides de forage peuvent être contaminés par 3 types de contaminants : solide, gaz, liquide au cours de forage ou à la surface ou pendant l'écoulement d'eau au cours de forage.

Pour déduire le mode de traitement des fluides contaminés. Le contaminant doit être identifié par plusieurs paramètres tels que la viscosité, la densité, la rhéologie, pH, le filtrat d'API et d'HPHT, l'alcalinité et la teneur en calcium et en chlorure.

Le but de la décontamination est le retour aux cas initiaux des fluides de forage, pour éviter les problèmes durant le forage.

Chapitre III :

Partie pratique

Chapitre III : Partie pratique

III.1. Introduction

Notre travail est principalement consacré à l'étude de l'effet de la contamination sur les propriétés physico-chimiques des fluides de forage à base d'eau et à base d'huile. Pour prouver et déterminer l'effet de ce problème, plusieurs expériences ont été effectuées au sein du laboratoire d'analyse de BASP (Baroid Algérie Service aux Puits) à HASSI MESSAOUD.

L'étude expérimentale est répartie en trois volets :

Dans le premier volet les différents matériels utilisés et leurs fonctions dans les expériences sont cités, ainsi que la méthodologie expérimentale adaptée.

Dans le deuxième volet on présente la préparation de deux types de fluides de forage et les produits utilisés dans chaque type avec les résultats des analyses physico-chimiques obtenus pour déterminer les caractéristiques physico-chimiques des fluides de forage avant et après contamination.

Dans le troisième volet l'interprétation des résultats et l'identification des trois contaminants avec discussions, suivis des solutions proposées pour la décontamination.

III.2. Volet 1 : Equipements et leurs fonctions

III.2.1 Les tests physiques

III.2.1.1. Densimètre

- **Densité**

La densité est un paramètre important des boues de forage, elle doit être suffisamment élevée que la pression hydrostatique exercée par le fluide sur les formations empêche les venues d'eau, d'huile ou de gaz.

Mais il ne faut pas qu'elle dépasse la limite de résistance des roches pour ne pas les fracturer et amener des pertes de circulation.

- **Principe**

Le densimètre est un flotteur dont le volume immergé dépend de la masse volumique (ou la densité par rapport à l'eau) du liquide dans lequel et plongé, son principe de fonctionnement est donc lié à la poussée d'Archimède.

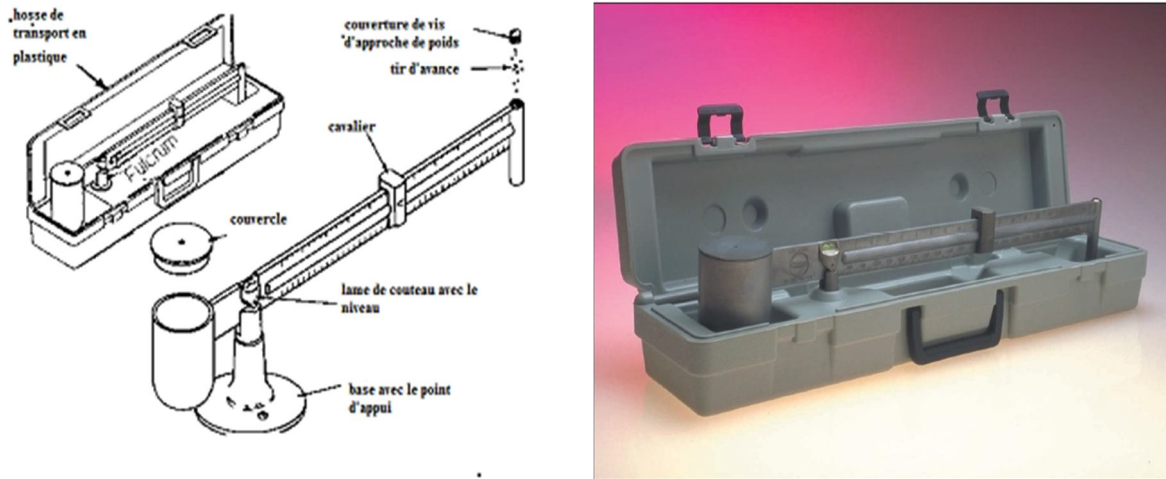


Figure III.1: Densimètre Fann.

- **Mode d'emploi**

- Remplir le godet de fluide à mesurer après une agitation ;
- Mettre le couvercle et évacuer l'excès de fluide qui sort par le trou central du couvercle prévu à cet effet ;
- Nettoyer à l'eau et sécher en prenant soin de maintenir le trou central du couvercle obstrué en permanence ;
- Placer les couteaux de fléau dans le porte-couteau du socle ;
- Déplacer le curseur jusqu'à obtenir l'horizontalité du fléau. Cette horizontalité doit être contrôlée à l'aide du niveau à bulle situé au-dessus des couteaux ;
- Lire la densité ou le poids volumique directement sur le bras du fléau, au droit de la position du curseur.

III.2.1.2. Le rhéomètre

- **Principe**

C'est un appareil à cylindres coaxiaux. Les modèles les plus couramment commercialisés comportent :

- Soit deux vitesses de rotation (600 – 300 tr/min). Dans ce cas, le rotor est entraîné à la main (viscosimètre mécanique) ou à l'aide d'un moteur électrique (viscosimètre électrique) ;
- Soit six vitesses de rotation (600 – 300 – 200 – 100 – 6 – 3 tr/min). Dans ce cas, le rotor est entraîné par un moteur électrique.

Ces appareils sont normalisés par l'API (American Petroleum Institute).

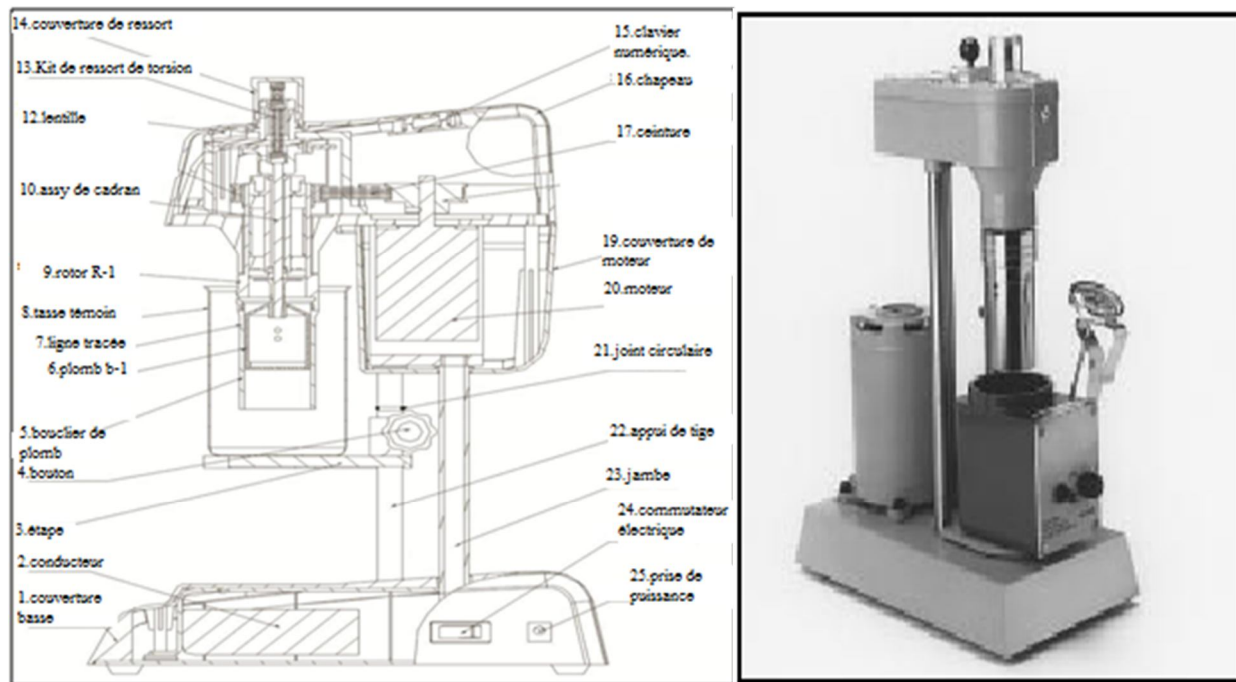


Figure III.2 : Rhéomètre Fann.

- **Mode d'emploi**

- Prendre de fluide et agiter 5 min à l'aide d'un agitateur, puis remplir le godet du viscosimètre ;
- Immerger les cylindres coaxiaux jusqu'à ce que le trait repère du rotor affleure la surface de fluide ;
- Faire tourner le rotor à 600 tr/min choisissant la position convenable du bouton de changement de vitesse et l'interrupteur. Lire la déviation sur la calandre ;
- Sans arrêter l'entraînement du rotor, régler la vitesse de rotation à 300 tr/min. Lire la déviation de la graduation ;
- Faire le même pour les autres vitesses.

- **Les caractéristiques à déterminer**

Les caractéristiques à déterminer sont la Thixotropie, la viscosité plastique et la valeur de la 'Yield value'.

○ Détermination de la thixotropie

Au sein d'une suspension, les particules colloïdales peuvent se lier pour former un réseau continu, que l'on peut rompre à partir d'un certain seuil de contrainte. On obtient des systèmes ayant une viscosité élevée qui diminue lorsqu'on cisaille le matériau, ce dernier pouvant se restructurer lorsqu'on relâche les contraintes, ce qui est caractéristique d'un matériau thixotrope. La thixotropie peut être estimée par l'évolution du gel en fonction du temps.

Selon la norme API, on détermine le gel 10 secondes (gel 0) et le gel 10 minutes (gel 10) avec le Rhéomètre Fann. Le processus opératoire est le suivant :

- Faire tourner le rotor à 600 tr/min pendant 10 secondes puis stopper le moteur en plaçant le bouton en position 'stop'. Après 10 secondes de l'arrêt complet du rotor tourner le rotor avec une vitesse de 3 tr/min ;
- Lire la déviation maximum sur le cadran : le nombre lu constitue le gel initial en livres par 100 pieds carrés (Livres/100 Pieds²) ;
- Faire à nouveau tourner le rotor en grande vitesse pendant 10 secondes puis attendre 10 minutes sans toucher le fluide et effectuer la même opération : le nombre maximum lu sur le cadran consiste le gel 10 minutes en (Livres/100 Pieds²).

○ La viscosité plastique et la Yield value (la valeur de force de cisaillement)

Ces déterminations se font à l'aide du Rhéomètre Fann selon la norme API qui considère les valeurs des lectures en 600 et 300 tr/min.

$$V_p = L_{600} - L_{300}$$

V_p : viscosité plastique en (cP) ;

L_{600} : lecture Fann 600 tr/min, L_{300} : lecture Fann 300 tr/min ;

$$Y_v = L_{600} - 2(L_{300})$$

Y_v : yield value, L_{600} : lecture Fann 600 tr/min, L_{300} : lecture Fann 300 tr/min.

III.2.1.3. Filtre presse API/HPHT

- **Rôle de la filtration**

Les phénomènes de la filtration de fluide de forage sont extrêmement importants car ils conditionnent en partie :

- La vitesse d'avancement du forage ;
- La tenue des terrains forée ;
- L'envahissement des couches perméables.

- **Filtre presse API**

Le filtre-presse API se compose essentiellement d'un étrier muni d'une vis de serrage permettant le blocage des trois parties du corps du filtre.

Le filtre presse API est composé de:

- D'une embase percée d'un trou et dotée d'un ajutage par lequel s'écoule le filtrat. Cette embase supporte un tamis métallique sur lequel est placé le papier filtre de 90 mm de diamètre (surface de filtration 7 pouces carrés). L'ensemble papier et tamis est placé entre deux joints plats qui assuraient l'étanchéité entre l'embase et le cylindre ;
- D'un cylindre de diamètre intérieur égale à 3 pouces (76,2 mm) et de hauteur 5 pouces (128 mm). L'API recommande au moins 1/2 de hauteur (2,5 pouces, 64 mm) ;
- D'un couvercle muni d'une arrivée de gaz comprimé dont l'étanchéité avec le cylindre est assuré à l'aide d'un joint plat du même type que ceux placés sur l'embase.

- **Principe**

On soumit de la boue à une pression de 100 psi (7 bar) dans un cylindre normalisé doté d'une surface perméable, de section de perméabilité normalisée. On note la quantité de liquide qui filtre en 30 minutes, à température ambiante: c'est le filtrat API.

Les solides déposés pendant la filtration constituent ce que l'on appelle le Cake. L'épaisseur du cake est notée. La filtration s'effectue donc en statique, à température ambiante ce qui ne reflète qu'imparfaitement les conditions de filtration dans le sondage.

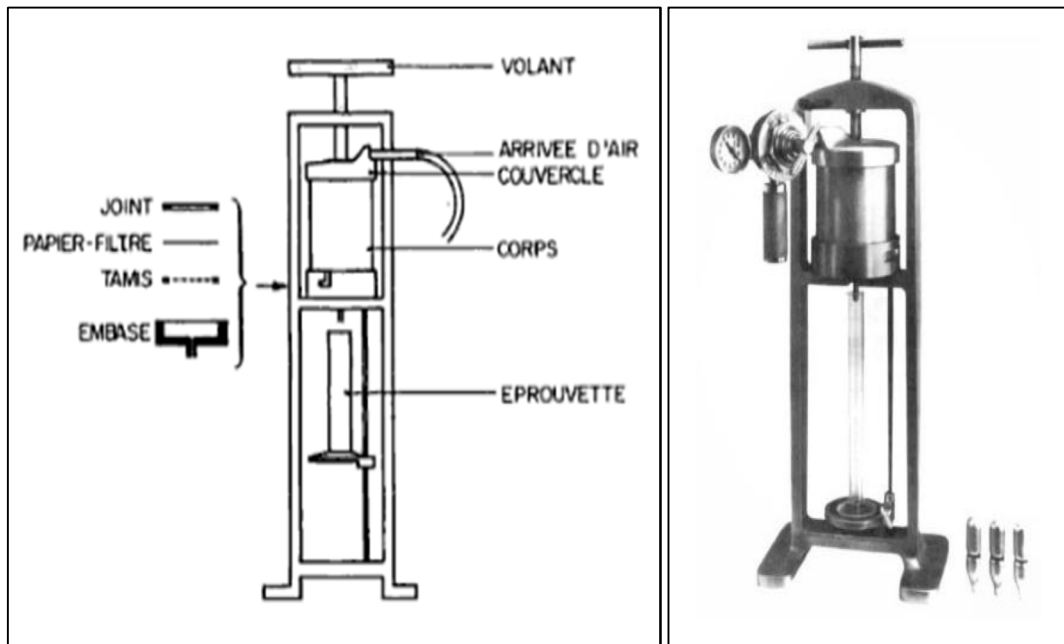


Figure III.3 : Schéma de filtre-presse API.

○ Mode d'emploi

Pour utiliser le filtre presse API :

- Poser le joint sur l'embase ;
- Poser le tamis sur le joint ;
- Poser le papier filtre sur le tamis ;
- Poser le second joint sur le papier filtre ;
- Emboîter le cylindre sur l'embase et verrouiller le système à baïonnette ;
- Remplir le fluide jusqu'à environ de 1 cm de la hauteur du cylindre ;
- Poser le couvercle sur le cylindre en intercalant un joint ;
- Placer l'ensemble dans l'étrier et bloquer à l'aide de la vis de serrage ;
- Disposer une éprouvette graduée sous l'ajutage ;
- Appliquer une pression de 100 psi (7 bar) et simultanément déclencher le chronomètre ;
- Après 30 minutes lire le volume de fluide recueilli dans l'éprouvette, exprimé en cm^3 (cc), c'est la valeur de filtrat API ;
- Purger le circuit de gaz comprimé, démonter l'appareil et recueillir le papier filtre qui est recouvert d'une couche de solides, c'est le cake. Après un lavage superficiel mesurer l'épaisseur de cake, exprimer la valeur en millimètre.

- **Le filtre presse HPHT (Haute Pression Haute Température)**

Le filtre presse à haute pression haute température se compose essentiellement d'une enceinte chauffante thermo statée, d'une cellule de filtration, d'une unité de pression, d'une unité de contre-pression collectant le filtrat dont l'utilisation est indispensable au-delà de 200°F, d'un thermomètre et de joints résistant à l'huile.

- **Principe**

Le principe est le même que pour la filtration API, seules les conditions de pression et température différent. On applique les pressions pouvant aller jusqu'à 1500 psi (105 bars) et des températures atteignant 450 °F (232°C). Pour les températures supérieures à 200°F (93°C) une unité de contre-pression est utilisée pour recevoir le filtrat. Aux températures supérieures à 200°F des précautions particulières sont à prendre, tenant compte des constantes physiques de l'eau et vapeur d'eau.

Pour les températures jusqu'à 400°F (204°C) on utilise un papier filtre. Au-delà de 400°F (204°C) on remplace le papier filtre par un disque métallique poreux.

- **Mode d'emploi**

Température entre 300 et 450 °F (149 et 232°C) :

- Opérer comme précédemment pour le chauffage de l'enceinte chauffante, la préparation de la cellule, sa mise en place ainsi que celle des unités de pression et contre pression, mais ne remplir la cellule de boue que jusqu'à environ 1,5 pouce (37 mm) du bord (volume d'expansion de sécurité) et au-delà de 400°F (204°C) utiliser un disque métallique poreux au lieu de papier filtre ;
- La cellule étant en place dans l'enceinte chauffante, les unités de pression et contre pression engagées sur les ajustages supérieur et inférieur fermés, régler la pression à 450 psi (31.5 bar) sur l'unité de pression ainsi que sur l'unité de contre pression ;
- Ouvrir l'ajutage supérieur de 1/4 de tour maintenir la pression de 450 psi (31,5 bar) pendant toute la durée de montée à la température désirée ;
- Lorsque cette température est atteinte, augmenter la pression jusqu'à 950 psi (66,5 bar) et ouvrir l'ajutage inférieur de 1/4 de tour. Simultanément déclencher le chronomètre.
- Recueillir le filtrat pendant 30 minutes en maintenant la température à plus ou moins 5°F (3°C) et la pression supérieure et inférieure ;

- A la fin de l'essai, opérer comme dans le cas à températures jusqu'à 300°F (149°C).

III.2.1.4. Distillateur

C'est un appareil utilisé pour la détermination de teneur en solides, en eau et en huile.

La connaissance de la concentration en solides, en eau et en huile d'une boue est d'une importance considérable, tout particulièrement dans les fluides de forage alourdi.

- **Importance de la teneur en solides**

Lorsque les caractéristiques de fluide de forage doivent être modifiées ou ramenées aux valeurs prévues initialement, deux types de traitements sont toujours à envisager :

- Un traitement chimique adapté qui sera déterminé après essai pilote au laboratoire de chantier ;
- Un traitement par dilution permettant de réduire la teneur en solides de fluide de forage.

En règle générale la première solution est la moins onéreuse, à condition qu'elle soit efficace rapidement car le facteur temps est un facteur économique de première importance.

La seconde solution ne fait aucun doute sur le plan d'efficacité mais son prix est souvent tel qu'il est nécessaire de s'assurer de la nécessité avant mise en pratique.

C'est la teneur en solides, eau et huile qui nous permettra de prendre cette décision.

Sur un fluide de forage trop chargé en solide, les traitements chimiques sont soit inefficaces soit très temporaires.

- **Principe**

Pour déterminer les pourcentages en volume des différents constituants, on emploie un distillateur à fluide de forage dont le principe est le suivant :

On chauffe un certain volume de fluide de forage, la vapeur passe dans un condenseur et l'on récupère l'huile et l'eau dans une éprouvette graduée. Par différence de densité l'huile surnage au-dessous de l'eau. On effectue directement la lecture et on détermine la teneur en solides par différence, soit :

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

On connaîtra ainsi les trois constituants de fluide de forage (en volume) : l'eau pure, l'huile, les solides.

Deux types d'appareils de distillation sont sur le marché, leur différence réside dans le système de chauffage de fluide de forage.

Dans un cas le fluide de forage est dans une cellule chauffée extérieurement. Dans l'autre cas, le fluide de forage est chauffé à l'aide d'une résistance immergée. C'est ce deuxième type d'appareil que nous présentons ici.

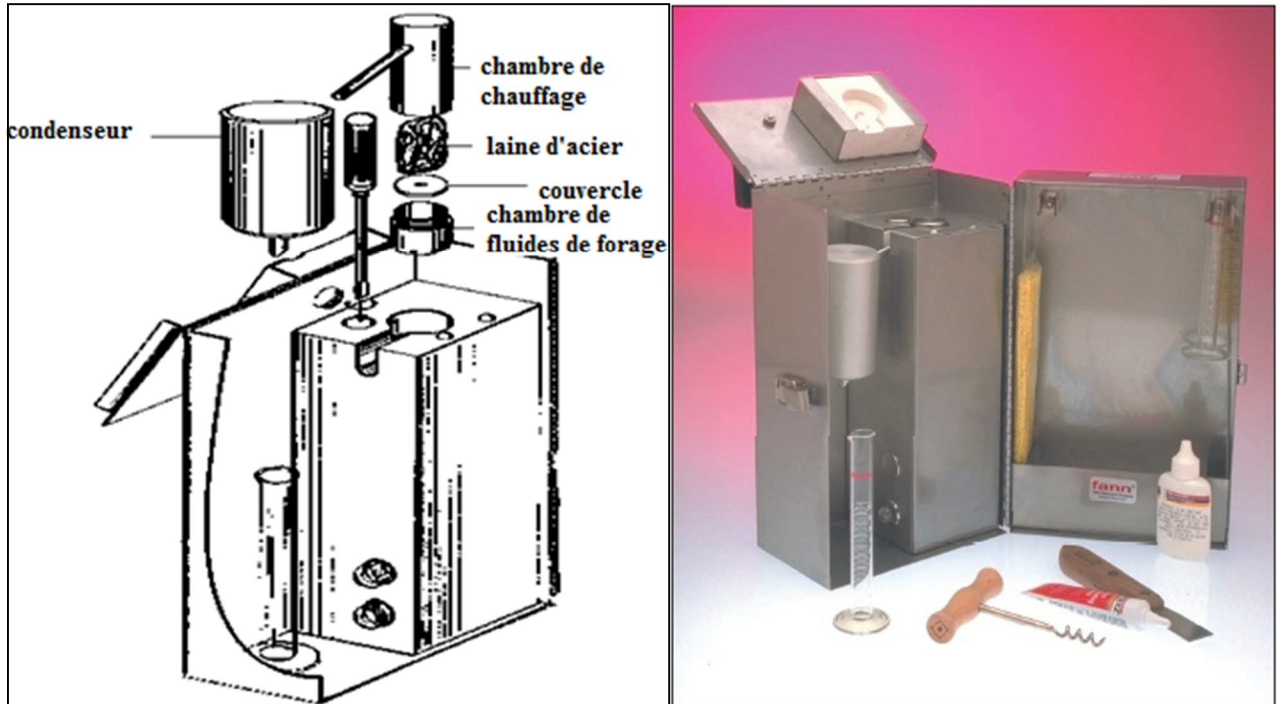


Figure III.5 : Distillateur (Retort Kit) Fann.

- **Mode d'emploi**

- Désaccoupler la cellule ;
- Remplir le godet de fluide de forage ;
- Mettre doucement le couvercle du godet et essuyer le fluide de forage qui sort par le trou central (même principe que pour le densimètre) ;
- Remplir la cellule avec la laine d'acier ;
- Visser le godet sur la cellule ;
- Placer le condenseur sur la cellule ;
- Mettre la cellule dans la chambre de chauffage ;
- Placer une éprouvette graduée sous le tube de la sortie du condenseur ;
- Relier à une source de courant appropriée ;

- Lorsqu'il ne sort plus de liquide du condenseur (après 30 à 60 minutes environ couper le courant) ;
- Lire le % en volume d'eau ;
- Lire le % en volume d'huile ;
- Pour connaître le % en solides en volume, appliquer :

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

III.2.1.5. Electrical stability Mètre

- **Principe**

On applique un courant sur un échantillon de fluide. Dans le but d'atteindre la valeur seuil, Cette valeur est la tension de rupture de l'émulsion.

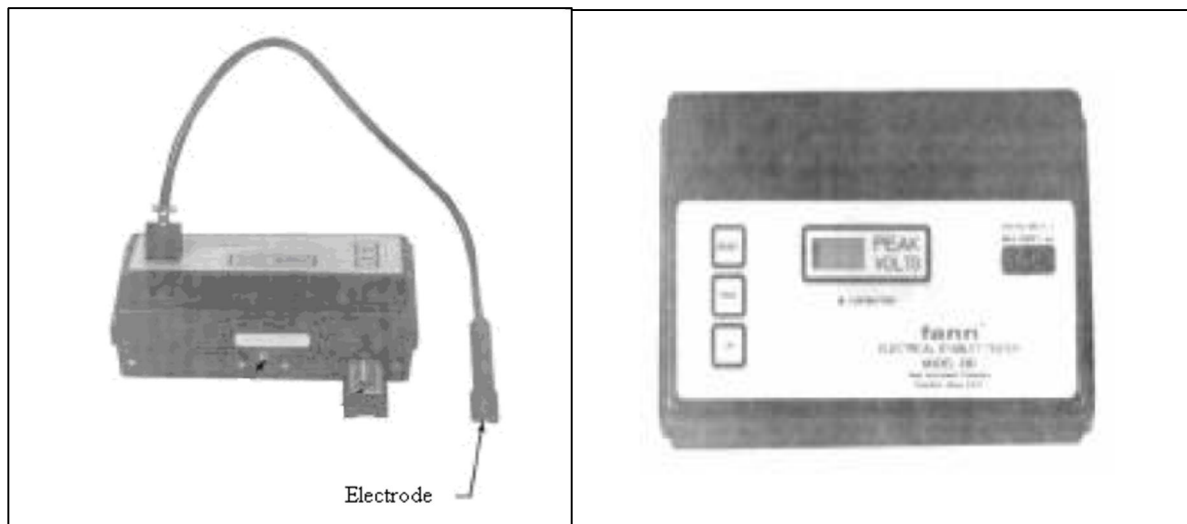


Figure III.6 : Testeur d'émulsion Fann.

L'interprétation des résultats est délicate : certains fabricants des boues inverses recommandent de travailler entre 300 et 700 unités, d'autres conseillent des valeurs plus basses

III.2.2. Les tests chimiques

Les caractéristiques physiques du fluide de forage (densité, rhéologie, filtration,...) sont directement liées à la présence de corps solubles ou insolubles dans le fluide de forage.

Il en découle la nécessité de contrôler chimiquement la présence et la concentration de ces corps. Ils peuvent provenir de la formation forée (chlorures, sulfates, ...), dans ce cas ils joueront le rôle de contaminants.

Dans tous les cas le technicien des fluides de forage doit effectuer les mesures chimiques permettant de préciser les ions présents dans le fluide de forage et d'en connaître la concentration. Ceci permet de déceler la nature des contaminations, de définir le traitement et ou de contrôler l'équilibre chimique des fluides de forage.

Toutes les méthodes d'analyse qu'on va voir sont des méthodes normalisées par l'API (American Petroleum Institute) (API 13B – Mars 2005).

III.2.2.1. pH mètre

C'est un indicateur de concentration en ions H^+ avec lequel on mesure le potentiel électrique d'une pile ou s'effectue une réaction faisant intervenir les ions H^+ .

C'est un appareil fonctionnant sur pile ou secteur. On lit directement sur un cadran la valeur du pH de la solution (fluide de forage ou filtrat).

- **La détermination du pH**

Pour déterminer le pH, la première méthode mise à notre disposition est celle des indicateurs colorés, basée sur la décoloration de certaines substances organiques. Elle est peu précise mais souvent suffisante sur chantier.

Cette méthode consiste à mettre au contact le fluide de forage ou du filtrat une bande de papier qui prend rapidement une certaine teinte qu'il faut comparer avec une gamme colorimétrique étalon pour obtenir la valeur du pH.

- **Principe**

Le principe général consiste à immerger une ou deux électrodes dans la solution à mesurer.



Figure III.7 : pH mètre.

III.2.2.2. La mesure de l'alcalinité

L'alcalinité ou pH (des filtrats ou des fluides de forage) est due à la présence des ions hydroxydes OH^- , carbonaté CO_3^{2-} ou bicarbonaté CO_3H^- . Les silicates, les phosphates, les aluminates et les bases organiques peuvent y contribuer mais à un degré moindre.

Pratiquement on mesure trois alcalinités : P_f et M_f sur le filtrat et P_m sur le fluide de forage.

P : signifie Phénolphtaléine, M : signifie Méthylorange, f : filtrat et m : la boue ou le fluide de forage.

Le virage de phénolphtaléine se fait à $\text{pH} = 8,3$;

Le virage de méthylorange se fait à $\text{pH} = 4,3$.

✓ Remarque

Dans les boues à base d'huile on a seulement la mesure de P_m , mais dans les boues à base d'eau on a les trois P_f et M_f sur le filtrat et P_m sur le fluide de forage.

• Alcalinité P_f

C'est la quantité d'acide sulfurique H_2SO_4 de normalité 0,02 N nécessaire pour amener 1 cm^3 de filtrat à $\text{pH} = 8,3$.

• Réactifs nécessaires

- Eau distillée privée de CO_2 par ébullition ;
- Solution de phénolphtaléine ;
- Solution titrée de H_2SO_4 .

• Mode opératoire

- Pipeter 1 cm^3 de filtrat et verser dans un erlenmeyer propre ;
- Ajouter environ 20 cm^3 d'eau distillée ;
- Ajouter 2 à 3 gouttes de phénolphtaléine ;
- Si l'échantillon se colore en rose, faire couler goutte à goutte à la burette la solution de H_2SO_4 (0,02 N), en maintenant l'erlenmeyer en agitation jusqu'à la décoloration.

• Expression des résultats

- Si après l'addition de la solution de phénolphtaléine la couleur de filtrat ne se modifie pas, le $P_f = 0$;

- Si après addition de la solution de phénolphthaléine le filtrat devient rose, le P_f est égale au nombre de cm^3 d'acide sulfurique 0,02 N nécessaire à la décoloration.

- **Alcalinité M_f**

C'est la quantité d'acide sulfurique H_2SO_4 (0,02 N) nécessaire pour amener 1 cm^3 de filtrat à $\text{pH} = 4,3$.

- **Réactifs nécessaires**

- Eau distillée privée de CO_2 par ébullition ;
- Solution de méthylorange (ou bleu de bromophénol) ;
- Solution titrée de H_2SO_4 (0,02 N).

- **Mode opératoire**

- Utiliser l'échantillon de filtrat ayant servi à déterminer l'alcalinité P_f ;
- Ajouter 2 à 3 gouttes de méthylorange, l'échantillon s'est coloré en jaune, faire couler goutte à goutte à la burette la solution de H_2SO_4 (0,02 N), en maintenant l'erlenmeyer en agitation, jusqu'à virage du jaune à l'orange (sans aller jusqu'au rouge).

- **Expression des résultats**

- Si après addition de la solution de méthylorange (ou bleu de bromophénol) la couleur de l'échantillon ne se modifie pas $M_f = P_f$;
- Si parés addition du méthylorange (ou bleu de bromophénol) le filtrat se colore, le M_f est égale au nombre de cm^3 d'acide sulfurique H_2SO_4 (0,02 N) total (cm^3 pour P_f + cm^3 pour virage M_f) nécessaire au virage de l'échantillon.

- **Alcalinité P_m**

C'est la quantité d'acide sulfurique H_2SO_4 (0,02 N) nécessaire pour amener 1 cm^3 de fluide de forage à $\text{pH} = 8,3$

On a deux cas :

- ✓ **Fluide de forage à base d'eau** : est un fluide de forage dans la phase continue est l'eau.

- **Réactifs nécessaires :**

- Eau distillée privée de CO_2 ;
- Solution de phénolphthaléine ;
- Solution titrée de H_2SO_4 (0,02 N).

- **Mode opératoire :**

- Verser dans un erlenmeyer 1 cm^3 de WBM ;

- Ajouter de 25 à 50 cm³ d'eau distillée ;
 - Ajouter 2 à 3 gouttes de solution de phénolphtaléine ;
 - Si l'échantillon se colore en rose ou mauve, faire couler goutte à goutte rapidement à la burette la solution de H₂SO₄ (0,02 N), en maintenant l'erlenmeyer sous agitation jusqu'à la décoloration.
- ✓ **Fluide de forage à base d'huile :** est un fluide de forage à la phase continue est l'huile.
- **Réactifs nécessaires :**
 - Eau distillée privée de CO₂ ;
 - Solution de phénolphtaléine ;
 - Solution titrée de H₂SO₄ (0,02 N) ;
 - Briseur d'émulsion (mélange toluène - propanol 50%-50%).
 - **Mode opératoire :**
 - Verser dans un erlenmeyer 1 cm³ de fluide de forage ;
 - Ajouter 50 cm³ de briseur d'émulsion ;
 - Ajouter 100 cm³ d'eau distillée ;
 - Ajouter 2 à 3 gouttes de solution de phénolphtaléine ;
 - Si l'échantillon se colore en rose ou mauve, faire couler goutte à goutte rapidement à la burette la solution de H₂SO₄ (0,02 N), en maintenant l'erlenmeyer sous agitation jusqu'à la décoloration ;
 - Laisser sous agitation pendant 5 minutes ;
 - S'il y a retour de la couleur rose, continue de couler goutte à goutte la solution de H₂SO₄ (0,02 N) jusqu'à la décoloration ;
 - Laisser sous agitation pendant 5 minutes ;
 - S'il y a retour de la couleur rose, continue de couler goutte à goutte la solution de H₂SO₄ (0,02 N) jusqu'à la décoloration.
- ✓ **Expression des résultats :**
- Si après l'addition de la solution de phénolphtaléine la couleur de fluide de forage ne se modifie pas donc $P_m = 0$;
 - Si après l'addition de phénolphtaléine le fluide de forage se teinte en rose, le P_m est égale au nombre de cm³ d'acide H₂SO₄ (0,02 N) nécessaire à la décoloration.

✓ Interprétation des résultats de P_f et M_f

Les résultats de P_f et M_f sont illustrés dans le tableau ci-dessous :

Tableau III.1 : Les calculs des concentrations en ions à partir des résultats de P_f et M_f .

Alcalinité du filtrat	NaOH OH ⁻	Na ₂ CO ₃ CO ₃ ⁻²	NaHCO ₃ HCO ₃ ⁻	Concentration en g/L
$P_f = 0$ $M_f < \text{ou} > 0$	0	0	+	NaHCO ₃ = 1,68 M_f HCO ₃ ⁻ = 1,22 M_f
$P_f = M_f$	+	0	0	NaOH = 0,8 P_f OH ⁻ = 0,34 P_f
$2P_f = M_f$	0	+	0	Na ₂ CO ₃ = 2,12 P_f CO ₃ ⁻² = 1,20 P_f
$2P_f > M_f$	+	+	0	NaOH = 0,8 ($2P_f - M_f$) OH ⁻ = 0,34 ($2P_f - M_f$)
				Na ₂ CO ₃ = 2,12 ($M_f - P_f$) CO ₃ ⁻² = 1,20 ($M_f - P_f$)
$2P_f < M_f$	0	+	+	Na ₂ CO ₃ = 2,12 P_f CO ₃ ⁻² = 1,20 P_f
				NaHCO ₃ = 1,68 ($M_f - 2P_f$) HCO ₃ ⁻ = 1,22 ($M_f - 2P_f$)

III.2.2.3. La teneur en ions chlorure Cl⁻

Cette méthode normalisée consiste à doser l'ensemble des chlorures présents dans le filtrat ou le fluide de forage elle-même et à exprimer les résultats en chlorure de sodium. Ceci explique que dans certains cas, en présence de chlorure de calcium et ou magnésium par exemple le résultat obtenu, exprimé en NaCl, atteint des valeurs supérieures à la solubilité du NaCl.

• Principe

On précipite les chlorures sous forme de chlorure d'argent, en présence d'un indicateur le chromate de potassium. Lorsque tous les chlorures sont précipités les chromates de potassium jaune sont transformés en chromates d'argent rouge. L'apparition de coloration rouge sera l'indication de l'approche de la fin de dosage.

✓ Remarque

Ce dosage doit être effectué en milieu neutre car en milieu acide il y a une dissolution du chromate d'argent et, en milieu alcalin il y a une précipitation d'oxyde d'argent ou de carbonate d'argent.

- **Mode opératoire**

- ✓ **Les boues à base d'eau WBM**

- **Réactifs nécessaires :**

- Eau distillée privée de CO₂ par ébullition ;
 - Acide nitrique HNO₃ (0,02 N) ou acide sulfurique (0,02 N) ;
 - Carbonate de calcium ;
 - Solution de chromate de potassium ;
 - Solution de phénolphthaléine ;
 - Solution titrée de nitrate d'argent (AgNO₃) : 4,791 g/L (0,282 N).

- **Dosage :**

- Pipeter 1 cm³ de filtrat et verser dans un erlenmeyer propre ;
 - Ajouter 2 à 3 gouttes de phénolphthaléine ;
 - S'il y a apparition de la couleur rose. Ajouter gouttes à gouttes de l'acide jusqu'à la disparition de la couleur rose, si non ajouter 2 cm³ d'acide puis ajouter 1 g de carbonate de calcium ;
 - Ajouter de 25 à 50 cm³ d'eau distillée ;
 - Ajouter de 2 à 3 gouttes de chromate de potassium ;
 - Faire couler le nitrate d'argent contenu dans la burette en maintenant le récipient sous agitation, jusqu'à le virage du jaune au rouge orangé et que la couleur reste stable pendant 30 secondes.

- **Expression des résultats :**

$$[\text{Cl}^-] (\text{g/L}) = 10 V_{\text{NA}}/V_{\text{F}}$$

V_{NA} : volume de nitrate d'argent, V_F : volume de filtrat.

- ✓ **Les boues à base d'huile**

Sur le même échantillon de mesure de P_m, on va faire le dosage de chlorure.

- **Réactifs nécessaires :**

- Acide nitrique HNO₃ (0,02 N) ou acide sulfurique (0,02 N) ;
 - Solution de chromate de potassium ;
 - Solution titrée de nitrate d'argent (AgNO₃): 4,791 g/L (0,282 N).

- **Dosage :**

- Ajouter à l'échantillon de mesure de P_m 10 à 20 gouttes d'acide nitrique ;
- Ajouter de 2 à 3 gouttes de chromate de potassium ;
- Faire couler le nitrate d'argent contenu dans la burette en maintenant le récipient sous agitation, jusqu'à le virage du jaune au rouge orangé et que la couleur reste stable pendant 30 secondes.

- **Expression des résultats :**

$$[Cl^-] \text{ (g/L)} = 10 V_{NA}/V_B$$

V_{NA} : volume de nitrate d'argent, V_B : volume de la boue (fluide de forage).

III.2.2.4. La teneur en ions calcium Ca^{2+}

- **Principe**

La méthode à l'EDTA (Ethylène Diamine Tetracetic Acide) est basée sur la formation de complexes stables avec les ions Ca^{2+} .

- **Mode opératoire**

- ✓ **Les boues à base d'eau**

- **Réactifs nécessaires :**

- Eau distillée ;
- Noir bleu au chrome ;
- Solution tampon de soude 5 N ;
- Solution titrée d'EDTA (0,01N).

- **Dosage :**

- Pipeter 1 cm^3 de filtrat et le verser dans un erlenmeyer propre ;
- Ajouter 30 à 40 cm^3 d'eau distillé ;
- Ajouter une pincée de noir bleu de chrome ;
- Ajouter goutte à goutte la solution tampon de soude jusqu'au virage au rouge ;
- Faire couler l'EDTA (0,01 N) contenu dans la burette jusqu'au virage au bleu.

- **Expression des résultats :**

$$[Ca^{2+}] \text{ (g/L)} = 0,4 V_{EDTA}/V_F$$

V_{EDTA} : volume de nitrate d'argent, V_F : volume de filtrat.

✓ Les boues à base d'huile**○ Réactifs nécessaires :**

- Eau distillée ;
- Briseur d'émulsion (mélange toluène - propanol 50%-50%) ;
- Noir bleu au chrome ;
- Solution tampon de soude 5 N ;
- Solution titrée d'EDTA (0,1 N).

○ Dosage :

- Pipeter 1 cm³ de fluide de forage et le verser dans un erlenmeyer propre ;
- Ajouter 50 cm³ de briseur d'émulsion ;
- Ajouter 100 cm³ d'eau distillée ;
- Ajouter une pincée de noir bleu de chrome ;
- Ajouter 3 cm³ de soude ;
- Faire couler l'EDTA (0,1 N) contenu dans la burette jusqu'au virage au bleu avec une agitation de la phase aqueuse seulement.

○ Expression des résultats :

$$[\text{Ca}^{2+}] \text{ (g/L)} = 4 V_{\text{EDTA}}/V_{\text{B}}$$

V_{EDTA} : volume de nitrate d'argent, V_{f} : volume de fluide de forage.

III.3. Volet 2 : Préparation de deux types de fluide de forage

Dans le but de connaître le comportement d'un fluide de forage avec des différents contaminants, nous avons choisi deux formulations : l'une à base d'eau et l'autre à base d'huile, et afin d'aboutir à notre but, nous avons commencé notre travail par la préparation de ces deux formules.

III.3.1. Préparation de fluide de forage à base d'eau

La préparation de ce type de fluide de forage se fait par l'installation des produits à utiliser pour la fabrication de WBM dans la salle de mixage.

III.3.1.1. Matériels utilisés

- Balance analytique (précision 0,01), Spatule, Mocle, Bécher, et Pipette ;
- Mixeur (HAMIL THONBEACHE).

III.3.1.2. Produits et quantités utilisés

Les quantités normatives utilisées pour réaliser cette boue sont illustrés dans le tableau ci-dessous :

Tableau III.2 : les quantités utilisées pour WBM.

Produits	Rôle	Quantité 1 (masse en g)	Quantité 1*4 (masse en g)
L'eau douce	Dilution de la boue	845	3380
Soude caustique	Additif minéraux	0,5	2
Soda Ash	Précipite le calcium	1	4
Bentonite	Colloïdes argileux	20	80
Dextride LTE	Réducteur de filtrat	14	56
PAC – L	Réducteur de filtrat	6	24
KCl	Inhibiteur de gonflement des argiles	10	40
GEM – GP	Lubrifiant et inhibiteur d'argile	10	40
CONDET	Surfactant	0,2	0,8
Barazan – D	Viscosifiant	2	8
Barite	Alourdissant	491,8	1967,2

III.3.1.3. Mode opératoire

Les différents constituants utilisés pour la fabrication de fluide de forage à base d'eau sont présentés sous forme d'organigramme comme ci-dessous :

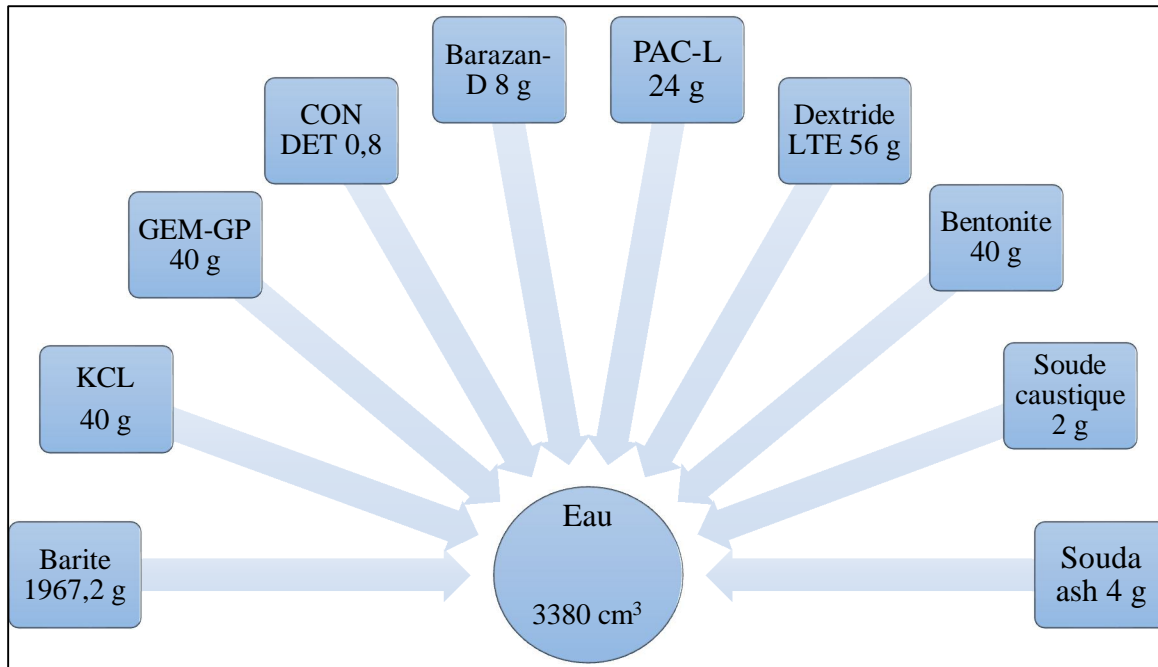


Figure III.8 : Organigramme représentatif de la préparation de fluide de forage à base d'eau.

Après l'opération de l'agitation, la solution obtenue reste au repos pendant 20 mn pour le refroidissement, on divise la quantité de la solution sur deux, la moitié on la verse dans une cellule de vieillissement, l'ensemble est soumis dans un four rotateur pendant 16 heures à une température de 194 °F.

La deuxième quantité quand à elle est utilisée pour les analyses physiques et chimiques avant Hot Rolling.

Les résultats ainsi obtenus pour la mesure des paramètres physiques et chimiques concernant le fluide à base d'eau avant et après Hot Rolling sont regroupés dans les tableaux III.2 et III.3 :

Tableau III.3 : Les résultats obtenus des mesures des paramètres physiques de WBM.

Propriétés physiques	Avant Hot Rolling	Après Hot Rolling
Densité	1,4	1,4
Rhéologie		
L 600 / 300	90/52	92/57
L 200 / 100	40/28	43/29
L 6 / 3	22/11	22/12
Gel 10 s / 10 min	10/20	15/23
API	2,6	2,8
pH	8,80	8,98

D'après les résultats obtenus on remarque que la densité reste la même avant et après Hot Rolling ce qui signifie que la densité n'est pas influencée par la température de vieillissement par contre la rhéologie, l'API et le pH sont influencés par un faible changement.

Ce changement n'affecte pas les paramètres physico-chimiques et par conséquent le rôle essentiel reste le même.

Tableau III.4 : Résultats des mesures des paramètres chimiques de WBM.

Propriétés chimique	Avant Hot Rolling	Après Hot Rolling
P _M	0,4 cc V _{H₂SO₄}	0,4 cc V _{H₂SO₄}
M _F	0	0
P _F	0,5 cc V _{H₂SO₄}	0,5 cc V _{H₂SO₄}
Chlorure	6,4 * 10 ³ mg/l	6,4*10 ³ mg/l
Calcium	1,5 cc	1,5 cc

D'après les résultats obtenus on déduit que les propriétés chimiques ne sont pas affectées par la température de vieillissement, ceci expliqué par la stabilité des résultats avant et après Hot Rolling.

Après la manipulation des propriétés physiques et chimiques avant contamination, on passe à la partie qui concerne la contamination.

Pour ce faire, trois contaminants inconnus nous ont été fournis par la société au niveau du laboratoire avec les quantités suivantes : 20 g pour le contaminant 1, 10 g pour le contaminant 2 et 20 g pour le troisième contaminant. La boue récupérée après Hot Rolling est divisée sur trois mocles, chaque mocle contient 300 g de fluide de forage à base d'eau plus un contaminant inconnu (pour nous). Après une agitation de 5 min, les échantillons versés dans les cellules de vieillissement sont soumis dans un four rotateur pendant 16h à une température de 194 °F.

On a commencé les analyses physique et chimique après simulation. Les résultats obtenus sont montrés dans les tableaux suivants :

Tableau III.5 : Les résultats obtenus de mesure des paramètres physiques de WBM après contamination.

Propriétés physique	Mocle 1	Mocle 2	Mocle 3
Densité	1,36	1,26	1,44
Rhéologie			
L 600 / 300	34/31	46/41	112/92
L 200 / 100	14/12	19/17	55/42
L 6 / 3	½	3/2	3/7
Gel 10 s / 10 min	2/2	3/3	17/46
API	10,5	3,4	2
pH	11,6	8	8,40

On remarque que les contaminants contenant dans les trois mocles ont influencés les propriétés physique des fluides de forage ce qui est montré par les résultats obtenus, exemple : la valeur de pH avant contamination est 8.98, après contamination la valeur devient 11,6 pour le Mocle 1, 8 pour le Mocle 2 et 8,40 pour le Mocle 3. Il est à remarquer aussi que les trois contaminants se diffèrent par leur effet.

Tableau III.6 : Résultats de mesure des paramètres chimiques de WBM après contamination.

Propriétés chimique	Mocle 1	Mocle 2	Mocle 3
P_m	0,4 cc $V_{H_2SO_4}$	0,4 cc $V_{H_2SO_4}$	0,4 cc $V_{H_2SO_4}$
M_f	0	0	0
P_f	0,5 cc $V_{H_2SO_4}$	0,5 cc $V_{H_2SO_4}$	0,5 cc $V_{H_2SO_4}$
Chlorure	7,8 cc	7,7 cc	8,2 cc
Calcium	3,8 cc	0,8 cc	1,5 cc

Pour les paramètres chimiques on remarque que le P_m , M_f , P_f sont restés sans changement avant et après contamination pour les trois mocles sauf les chlorures et calcium, ceci dit que les contaminants n'ont pas influencé sur les propriétés chimiques sauf pour les chlorures et le calcium. On peut attribuer cet effet par la précipitation de ces derniers.

III.3.2. Préparation de fluide de forage à base d'huile

Nous avons commencé la préparation de l'OBM par l'organisation des produits à utiliser dans la salle de mixage.

III.3.2.1. Matériels utilisés

- Balance analytique (précision 0,01), Spatule, Mocle, Bécher, et Pipette ;
- Mixeur (HAMIL THONBEACHE).

III.3.2.2. Produits et quantités utilisées

Les quantités normatives utilisées pour réaliser cette boue sont montrées sur le tableau ci-dessous :

Tableau III.7 : Les quantités utilisées pour l'OBM.

Produits	Rôle	Quantité 1 (masse en g)	Quantité 1*4 (masse en g)
Invermul NT	Réduction de filtrat	8,5	34
Gel tone	Emulsifiant, augmente la stabilité électrique	5,68	22,72
Barablok	Réducteur de filtrat	5,95	23,8
Barite	Alourdissant	119,84	479,36
La chaux	Réducteur de filtrat	15,03	60,12
Ez mul	Emulsifiant	2,85	11,4
Eau	{Eau+sel} saumure Former l'émulsion, obtenir les propriétés rhéologiques.	110,5	442
CaCl ₂		48,32	193,28
Diesel	Lubrifier l'outil de forage.	266,02	1064,08

III.3.2.3. Mode opératoire

Pour la fabrication de la boue à base d'huile nous avons cité les composants dans l'organigramme ci-dessous :

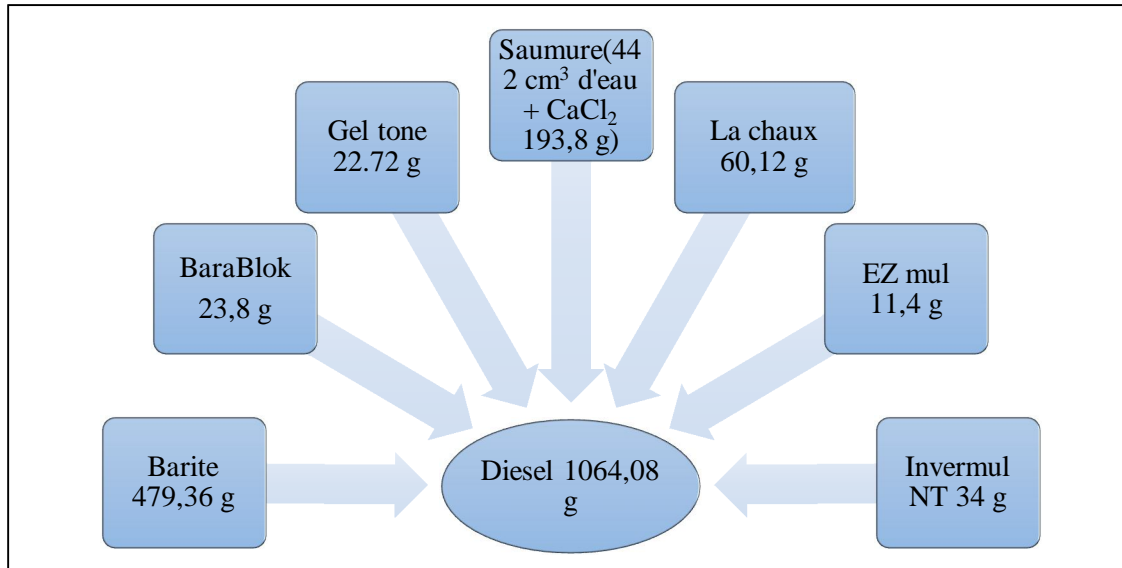


Figure III.9 : Organigramme représentatif de la préparation de fluide de forage à base d'huile.

Après l'agitation, la solution obtenue est mise en repos pendant 20 mn pour le refroidissement, après divisant la quantité de la solution sur deux, la première moitié est versée dans une cellule de vieillissement soumis au four rotateur à une température de 200 °F pendant 16h. La deuxième quantité est utilisée pour les analyses physiques et chimiques avant Hot Rolling.

Les résultats obtenus pour la mesure des paramètres physiques concernant le fluide à base d'huile sont regroupés dans les tableaux III.7 et III.8 :

Tableau III.8 : Résultats obtenus de mesure des paramètres physiques de l'OBM.

Propriétés physique	Avant Hot Rolling	Après Hot Rolling
Densité	1,125	1,12
Rhéologie		
L 600 / 300	24/22	28/25
L 200 / 100	10/8	10/9
L 6 / 3	2/1	3/2
Gel 10 s / 10 min	2/3	3/4
Stabilité électrique	293	273
HPHT	4,4	4,4
Distillation	76/24	76/24

Pour la boue à base d'huile (OBM), on déduit que la mise en Hot Rolling n'affecte pas les paramètres physiques ceci est prouvé par les résultats mentionnés dans le tableau ci – dessus.

Tableau III.9 : Résultats de mesure des paramètres chimiques de l'OBM.

Propriétés chimique	Avant Hot Rolling	Après Hot Rolling
Alcalinité	1,1 cc $V_{H_2SO_4}$	1,1 cc
Chlorure	3,7 cc	3,7 cc
Calcium	8,1 cc	8,2 cc

Les résultats des paramètres chimiques restent les mêmes après simulation dans le four.

Après la manipulation des propriétés physiques et chimiques avant contamination on passe à la partie qui concerne la contamination.

Nous avons réalisé la même procédure pour le fluide de forage à base d'huile.

Les résultats des tests physique et chimique sont présentés dans le tableau III.9 et III.10 :

Tableau III.10 : Résultats obtenus des mesures des paramètres physiques de l'OBM après contamination.

Propriétés physique	Mocle 1	Mocle 2	Mocle 3
Densité	1,3	1,12	1,17
Rhéologie			
L 600 / 300	47/38	49/42	40/34
L 200 / 100	20/17	24/21	15/12
L 6 / 3	5/4	8/7	4/3
Gel 10 s / 10 min	7/6	9/10	5/7
Stabilité électrique	502	407	299
HPHT	5,4 cc	2,2 cc	2,4 cc
Distillation	77/23	78/22	72/28

D'après les résultats obtenus on remarque que chaque contaminant a une influence différente sur les paramètres physiques de la boue.

Tableau III.11 : Résultats des mesures des paramètres chimiques de l'OBM après contamination.

Propriétés chimique	Mocle 1	Mocle 2	Mocle 3
Alcalinité	4,5 cc	1 cc	1,1 cc
Chlorure	3,7 cc	3,7 cc	3,7 cc
Calcium	10,3 cc	8,7 cc	8,2 cc

On distingue d'après les résultats mentionnés ci-dessus que chaque contaminant influe à sa manière sur les paramètres chimiques de la boue elle-même.

III.4. Volet 3 : Interprétation des résultats

Dans le but est de connaître la nature de chaque contaminant selon le changement des paramètres associés. Nous allons interpréter les résultats déjà trouvés.

III.4.1. Interprétation des résultats de WBM

Nous avons présenté les résultats avant et après contamination dans les tableaux ci-dessous, en suite une comparaison a été réalisé pour identifier les contaminants dans : Mocle 1, Mocle 2, Mocle 3 respectivement. Le traitement de chaque contaminant est ensuite propose afin de purifier la boue.

- **Pour le premier contaminant :**

Tableau III.12 : Résultats comparatif avant et après contamination pour le contaminant 1.

Les tests physico-chimiques	Les résultats Avant contamination	Les résultats Apres contamination	Observations
Densité	1,4	1,36	Pas de changement
Yield value	22	28	Augmentation
Ph	8,80	11,6	Augmentation
A.P.I	2,6	10,5	Augmentation
Cl ⁻	7,8	7,8	Pas de changement
Ca ⁺⁺	8,2	10,3	Augmentation
Alcalinité	1,1	4,5	Augmentation spectaculaire

Il est à noter que la force de cisaillement (Yield value) est calculée à partir des mesures de L300 et L600, comme suit :

Calcul de la Yield value :

$$Y_v = (2 * L_{300}) - L_{600}$$

Application numérique :

- Avant contamination :

$$\begin{aligned} Y_v &= (2 * 57) - 92 \\ &= 22 \end{aligned}$$

- Après contamination Mocle 1:

$$\begin{aligned} Y_v &= (2 * 31) - 34 \\ &= 28 \end{aligned}$$

D'après les résultats obtenus on déduit que notre contaminant est le ciment cela est justifié par :

- L'augmentation du pH et de l'API et l'augmentation de la teneur en calcium avec une celle de l'alcalinité ce qui prouve l'effet de contamination par ciment. Le ciment influe sur tous les paramètres sauf la teneur en chlorure.

Le traitement se fait par addition de bicarbonate de soude et de tanin avec une quantité de tanin contre cinq quantités de bicarbonate pour réduire le pH et faire précipiter le Ca^{2+} . Le tanin peut être remplacé par du lignosulfite de calcium ou bien par l'utilisation de SAPP (Pyrophosphates Acides de Sodium) pour réduire l'alcalinité P_m et même le pH.

- **Pour le deuxième contaminant :**

Tableau III.13 : Résultats comparatif avant et après contamination pour le contaminant 2.

Les tests physico-chimiques	Les résultats Avant contamination	Les résultats Apres contamination	Observations
Densité	1,4	1,26	Diminution
Yield value	22	36	Augmentation
pH	8,80	8	Diminution
A.P.I	2,6	3,4	Augmentation
Cl^-	7,8	7,7	Pas de changement
Ca^{++}	0,9	0,8	Pas de changement
Alcalinité	1,1	1	Pas de changement

Il est à noter que la force de cisaillement (Yield value) est calculée à partir des mesures de L300 et L600, comme suit :

Calcul de la Yield value :

$$Y_v = (2 * L300) - L 600$$

Application numérique :

- Avant contamination :

$$Y_v = (2 * 57) - 92$$

$$= 22$$

- Après contamination Moele 2:

$$Y_v = (2 \cdot 41) - 46$$

$$= 36$$

D'après les résultats obtenus on déduit que notre contaminant est l'eau car il fait diminuer la densité et le pH et il fait augmenter beaucoup la Yield value et le filtrat de l'API sans changement des propriétés chimiques.

Le traitement de contamination par l'eau dans la boue de forage à base d'eau se fait par le calcul de pourcentage de l'eau qui a augmenté. L'ajout du même pourcentage est recommandé pour tous les constituants dans le but de la rendre boue à l'état initiale.

- **Pour le troisième contaminant :**

Tableau III.14 : Résultats comparatif avant et après contamination pour le contaminant 3.

Les tests physico-chimiques	Les résultats Avant contamination	Les resultats Apres contamination	Observations
Densité	1,4	1,6	Augmentation
Yield value	22	72	Augmentation spectaculaire
Le Ph	8,80	8,4	Diminution
A.P.I	2,6	2	Une mince diminution
Cl ⁻	7,8	8,2	Augmentation
Ca ⁺⁺	1,5	1,5	Pas de changement

Il est à noter que la force de cisaillement (Yield value) est calculée à partir des mesures de L300 et L600, comme suit :

Calcul de la Yield value :

$$Y_v = (2 \cdot L300) - L 600$$

Application numérique :

- Avant contamination :

$$Y_v = (2 \cdot 57) - 92$$

$$= 22$$

- Après contamination Mocle 3:

$$Y_v = (2 \cdot 92) - 112$$

$$= 72$$

D'après les résultats obtenus on déduit que notre contaminant est le Revdest (un solide vient de la formation géologique au cours de forage) car il augmente la densité, la viscosité et fait diminuer le filtrat d'API.

Le traitement se fait par dilution de la boue par l'eau dans le but de réduire la densité et la viscosité.

III.4.2. Interprétation des résultats de l'OBM

Pour identifier les contaminants de Mocle 1, Mocle 2, Mocle 3, nous avons regroupé les résultats avant et après contamination dans les tableaux suivants :

- **Pour le contaminant 1 :**

Tableau III.15 : Résultats comparatif avant et après contamination pour le contaminant 1.

Les tests physico-chimiques	Les résultats Avant contamination	Les résultats Après contamination	Observations
Densité	1,12	1,3	Pas de changement
Yield value	22	29	Augmentation
Stabilité électrique	273	502	Augmentation spectaculaire
Filtra HPHT	4,4	5,4	Augmentation
Distillation	76/24	77/23	Pas de changement
Alcalinité	1,1	4,5	Augmentation
Cl ⁻	3,7	3,7	Pas de changement
Ca ⁺⁺	8,2	10,3	Augmentation

Il est à noter que la force de cisaillement (Yield value) est calculée à partir des mesures de L300 et L600, comme suit :

Calcul de la Yield value :

$$Y_v = (2 * L300) - L600$$

Application numérique :

- Avant contamination :

$$\begin{aligned} Y_v &= (2 * 25) - 28 \\ &= 22 \end{aligned}$$

- Après contamination Moele 1:

$$\begin{aligned} Y_v &= (2 * 38) - 47 \\ &= 29 \end{aligned}$$

Après l'observation des résultats on peut déduire que le contaminant 1 est le ciment à cause de l'augmentation de la Yield value et de filtrat d'HPHT (Haute Pression Haute Température) ainsi que l'augmentation de l'alcalinité avec une grande présence de calcium.

Pour traiter ce contaminant, on utilise des équipements d'élimination des solides pour éliminer les fines particules de ciment, et on ajoute le SAPP (Pyrophosphates Acides de Sodium) et lignite (Charbon composé de 65 à 75%) pour réduire le P_m . Ainsi que le soda ash qui fait précipiter les ions de calcium. Une addition de la chaux peut réduire le filtrat d'HPHT.

- **Pour le contaminant 2 :**

Tableau III.16 : Résultats comparatif avant et après contamination pour le contaminant 2.

Les tests physico-chimiques	Les résultats Avant contamination	Les résultats Après contamination	Observations
Densité	1,12	1,12	Pas de changement
Yield value	22	25	Une mince augmentation
Stabilité électrique	273	407	Augmentation spectaculaire
Filtra HPHT	4,4	2,2	Diminution
Distillation	76/24	78/22	Pas de changement
Alcalinité	1,1	1	Pas de changement
Cl ⁻	3,7	0	Absence de Cl ⁻
Ca ⁺⁺	8,2	8,7	Augmentation

Il est à noter que la force de cisaillement (Yield value) est calculée à partir des mesures de L300 et L600, comme suit :

Calcul de la Yield value :

$$Y_v = (2 * L300) - L600$$

Application numérique :

- Avant contamination :

$$Y_v = (2 * 57) - 92$$

$$= 22$$

- Après contamination Mocale 2:

$$Y_v = (2 * 42) - 49$$

$$= 35$$

Les résultats trouvés nous permettent de déduire que notre contaminant est l'eau car les indices sont : l'augmentation de la stabilité électrique ainsi qu'une grande présence de calcium avec une consommation de chlorures et une diminution d'HPHT (Haute Pression Haute Température).

Le traitement de ce type de contamination se fait par : l'ajout de l'huile pour ramener le rapport eau/huile à la valeur prévue. Alourdissant est alors proposé comme agent de traitement où la source d'eau vient de la formation géologique.

- **Pour le contaminant 3 :**

Tableau III.17 : Résultats comparatif avant et après contamination pour le contaminant 3.

Les tests physico-chimiques	Les résultats Avant contamination	Les résultats Apres contamination	Observations
Densité	1,12	1,17	Augmentation
Yield value	22	28	Augmentation
Stabilité électrique	273	299	Augmentation
Filtra HPHT	4,4	2,4	Diminution
Distillation	76/24	72/28	Diminution
Alcalinité	1,1	1,1	Pas de changement
Cl ⁻	3,7	3,7	Pas de changement
Ca ⁺⁺	8,2	8,2	Pas de changement

Il est à noter que la force de cisaillement (Yield value) est calculée à partir des mesures de L300 et L600, comme suit :

Calcul de la Yield value :

$$Y_v = (2 * L300) - L600$$

Application numérique :

- Avant contamination :

$$\begin{aligned} Y_v &= (2 * 57) - 92 \\ &= 22 \end{aligned}$$

- Après contamination Mocl 3:

$$\begin{aligned} Y_v &= (2 * 34) - 40 \\ &= 28 \end{aligned}$$

D'après les résultats on déduit que le contaminant trois est le Revdest puisqu'il fait augmenter la densité et la Yield value et fait diminuer le filtrat d'HPHT son préjudice les paramètres chimiques.

Le traitement de contamination par Revdest se fait par la dilution de la boue avec la phase aqueuse Diesel pour réduire la densité et la viscosité. Il se fait aussi par un traitement mécanique à l'aide des tamis vibrant sur chantier pour éliminer les solides contaminants.

III.5. Conclusion

D'après les résultats obtenus de notre étude, nous avons constaté que les fluides de forage présentent d'énormes risques irréductibles sur l'environnement à cause de leur composition qui peut atteindre les sources d'eau ainsi que d'autres ressources vitales.

Les fluides à base d'eau sont plus exposés à la contamination par rapport au fluide à base d'huile. La contamination nuit au bon fonctionnement de ces fluides qui est cause par le contacte d'éléments extérieurs en changeant les paramètres physiques et chimiques de ces fluides. Qui ce résulte un froissement des couches terrestres qui même à l'effondrement de tous le chemin crée et qui va générer de grands problèmes aux niveaux des forages pétroliers, tel que la dégradation de la zone géologique et la rend inutilisable et même le côté financier sera atteint par des pertes assez importantes.

Conclusion générale

Conclusion générale

Ce mémoire porte sur l'identification des contaminants affectant la boue de forage dans les puits ainsi que l'apport d'un traitement adéquat pour chaque contaminant.

Pour atteindre ce but nous avons commencé par faire l'état des connaissances d'un point d'une théorie sur les boues de forage, leur cycle, leurs principales fonctions ainsi que les types de ces boues. Nous avons exposé aussi la rhéologie, une discipline qui traite l'écoulement des fluides dans le puits de forage.

Nous avons décrit aussi les différents contaminants rencontrés au cours du forage. Pour chaque contaminant nous avons exposé ses indices et son traitement.

Pour la partie expérimentale réalisée au laboratoire du BASP, nous avons démarré notre étude par le choix de deux boues : l'une à base d'eau et l'autre à base d'huile. L'étude des paramètres physico-chimiques des deux boues avant et après Hot Rolling a montré que ce dernier est un bon simulateur de ce qui se passe pendant le forage.

Trois contaminants nous ont été proposés dans le but de leur identification. Après test, nous avons constaté que les trois contaminants sont : l'eau, ciment, Revdest, ceci pour les deux boues.

Après identification des contaminants, des traitements sont proposés pour chacun afin d'éviter d'énormes risques liés à la stabilité du puits pendant le forage.

.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] M. Ragouilliaux Alexandre, « Etude rhéophysique de systèmes émulsions inverses / argile organophile. Applications aux boues de forage pétrolier », Thèse de Doctorat, université pierre et Marie CURIE, (2007).
- [2] R. SIDI-BOUMEDINE, « Contribution à l'amélioration des caractéristiques d'une bentonite algérienne en vue de son utilisation en tant que viscosifiant dans les boues de forage émulsionnées inverses », projet de fin d'étude, Ecole Nationale Supérieur Polytechnique 'ENSP' Hacén Badi, El-Harrach, Alger, (1998).
- [3] R. BENSEGHIER, « Traitement des Cuttings de Forage de Hassi Messaoud avec des Solutions Tensioactives », Projet de fin d'Etudes pour l'Obtention du titre d'Ingénieur d'Etat en Génie de l'Environnement, Ecole Nationale Supérieur Polytechnique 'ENSP' Hacén Badi, El-Harrach, Alger, (2009).
- [4] M. Mohamed BOUKERROU, « Amélioration des Performances des Boues de forage », Mémoire Présenté pour l'Obtention du diplôme de Magister en Sciences de l'Eau, Ecole Nationale Supérieur Polytechnique 'ENSP' Hacén Badi, El-Harrach, Alger, (2012).
- [5] C. GARCIA et P.PARIGOT, « Boues de Forage » (Historique, pages 11,63) (1974).
- [6] M. Khodja, « Etude des Performances et Considération Environnementale, Institut Nationale Polytechnique de Toulouse », (2008).
- [7] Forage Rotary, la Boue de Forage, « Groupe II Leçon 2 Edition Technip », (1982).
- [8] J.P. Wauquier, « Petrole brut; Produits Petroliers », (1994).
- [9] A. Aaroussi, « Manuel de Stage, Département Analyse Sonatrach », (2009).
- [10] CHKIRED, « Cours de la Technologie de Forage Pétrolier 1^{er} année Magister Génie Pétrolier », (2010).

- [11] M. KHODJA et S. KHODJA, « Etude Comparative de Pouvoir Inhibiteur des Fluides de Forage à Base d'Eau sur le Champ de Hassi Messaoud », (1999).
- [12] Manual AVA DF «Drilling Fluides», (2004).
- [13] Forage Rotory, « la boue de forage,Groupe II lecon 2 édition technip », (1984).
- [14] Garcia, « le fluide de forage », édition technip, (1984).
- [15] Baroid Halliberton Handbouk.
- [16] P. Parigot, « Mesure des Caractéristiques Enormes, les Fluides de Forages, Edition Technip France », (1968).
- [17] Manual Technique, « Haliberton Handbook », (2006).
- [18] Abdelouahab. Belhabib, « les Fluides de Forages à Base d'huile : Impact sur L'environnement et Technique de Traitement, Mémoire Master Professionnelle, Université Kasdi merbah ouaregla », (2012-2013).
- [19] D. Abid, « Etude de Synthèse sur les Fluides de Forage, 1^{er} Partie du Rapport CRD Boumerdes », (1994).
- [20] C.M. Himel et E.G. Lee, «Drilling Fluids and Méthods of Using Same», (1951).
- [21] Document Technique et Réglementaire Traitement et Recyclage de boue, « Direction de Recherche et des Affaires Scientifique et Techniques ».
- [22] B. Safi, Mémoire de magister, « Contribution à l'Etudes de l'Amélioration des Propriétés Physiquo-Chimiques et Rhéologiques de la boue de forage ».
- [23] G. Lefebvre, « Chimie des Hydrocarbures, Société des Editions Technip, Publication IFP », (1978).

- [24] K. Fourar, « Etude du comportement rhéologique et de filtration des fluides de forages, Thèse de Magister université M'hamed Bougara Boumerdas », (2006).
- [25] J.P .Rushton «Ethnic Nationalis, Evolution ».
- [26] Philippe, j.p, (2005).
- [27] Journal of Non Newton Fluids Mechanics.
- [28] T. Permien et G. Lagaly, «The Rheological and colloidal proprieties of bentonite dispersions in the presence of organique compounds », (1995).
- [29] A. AHMED, et H.S RAMASWAMY, « Effet of high-hydrostatic Pressure and Concentration On Rheological Characteristics Of Xanthan Gum», Food Hydrocolloids 18,367–373, (2004).
- [30] C. Garcia et P. Parigot, « livre de boue de forage, page 145,146 », (1974).
- [31] JEAN Paul Ngugen, livre de forage (Le), page 193-203.
- [32] D .Abid, « Etude de synthèse sur les fluides de forage 1er partie du rapport, CRD Boumerdes », (1994).
- [33] C.G .Ryaen , et V .Chillingar, «Drilling fluids: state of the art, Journal of Petroleum science and engineering vol 14, pp.221- 230», (1996).
- [34] Manuel pratique des fluides de forage, page (94-107).
- [35] Basic Chemistry, «Hand Book Basp Haluberton», (1998).
- [36] «Manual, BASP Baroid Algerian Services au Puits».
- [37] Drilling fluides API «Recommended practice 13B-2». (2001 modifie)
- [38] H.K. Budzinski, K. LeMenech, J. Bellocq, P. Garrigues « Problématique de l'analyse des contaminants approches qualitatives et quantitatives », Université Bordeaux, (1995).
- [39] ASME, Shale Shaker committee «The Drilling fluides processing Handbook», (2005).

[40] French Book of Contamination Manual BASP.

[41] ENG102 Fundamentals of Cement Engineering Course.

[42] Drilling Data Handbook , « Institut Français du Pétrole Publication ».

[43] Prepared by BASP team, «BASP Lab Tests For GMD Field Drilling Fluids Optimization», (2016).

[44] Halliberton cour Edition, (2016).

Les annexes

Annexe 1 : Présentation de l'entreprise

L'ENSP et Haliburton ont créé une société mixte de droit algérien, c'est en janvier 2003 ou cette société dénommée BASP (Baroid Algeria de Service aux Puits) a démarré, qui a pour vocation la conception, la fabrication et la régénération continue des fluides de forage pétroliers.

Cette dernière hérite des contrats et marchés déjà remportés par les deux partenaires dans le cadre d'une alliance technique, ENSP/DFF – HALLIBURTON/BAROID, précédemment conclue.

BASP est spécialisée dans les techniques suivantes :

- ✓ Les différents systèmes pour boue à émulsion ;
- ✓ Des équipements de traitement des solides ;
- ✓ Une centrale pour la fabrication, la livraison et la régénération des boues.

Les atouts de société : Local expérience and expertise

- ✓ Globale expertise et technologie de transfert ;
- ✓ Plus grand fluides et services associés infrastructures disponibles et assuré au réchauffement normes d'entretien ;
- ✓ Mise en place de première classe régionale et technique mondial des ressources ;
- ✓ Appliquée HSE à l'échelle mondiale et d'affaires des normes de gestion.

1.1. Services de BASP

Sa présence sur le terrain depuis plus de 30 ans, a permis d'offrir une variété de services liés aux fluides de forage :

- ✓ La distribution des produits ;
- ✓ La mise à disposition de techniciens hautement qualifiés ;
- ✓ La mise à disposition des cabines répondante aux exigences de nos clients ;
- ✓ Services épuration mécanique ;
- ✓ Fabrication et livraison de boue car elle dispose une centrale a boue bien équipé avec disposition des cadres formées dans ce domaines et qui maitrise l'outil de savoir-faire.

Annexe 2 : Généralités sur le gisement de Hassi Messaoud (HMD)

2.1. Introduction

Le champ de Hassi Messaoud se situe au nord du Sahara Algérienne, c'est l'un des plus grands et plus complexes gisements pétroliers au monde. Il a une superficie globale d'environ 2200 km².

2.2. Situation de champ de Hassi Messaoud

2.2.1. Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 850 km au Sud-est d'Alger et à 350km de la frontière tunisienne. Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :

- De 790.000 à 840.000 Est.
- De 110.000 à 150.000 Nord.



Figure 1 : Situation géographique du HMD.

2.3. Historique de recherche :

Les premières explorations en matière d'hydrocarbures en Algérie remontent à la fin de l'année 1890 dans le bassin de Chelef., Cependant c'est en 1948 que la découverte, à caractère commercial, a lieu pour la première fois à Oued Guétrini, à 150 Km au Sud d'Alger.

Le gisement de HMD a été découvert par deux compagnies françaises CFPA (Compagnie Française des Pétroles d'Algérie) et SN-REPAL (Société Nationale de Recherche Pétrolier en Algérie).

- En 1946, le SN-REPAL a commencé sa recherche à travers le Sahara. Trois années plus tard, elle a débuté la prospection géophysique par reconnaissance gravimétrique.
- Le 15 janvier 1956, cette dernière compagnie a réalisé le premier forage MD1. Ce forage a mis en évidence les grés du cambrien producteurs d'huile à 3338 m de profondeur.
- Le 16 mai, de la même année à 7,5 Km du MD1 vers le Nord, un deuxième puits OM1 a été foré dans la continuité d'exploitation de gisement par la CFPA.
- De 1959 à 1964, 153 puits ont été forés et mis en exploitation.
- Le 31/12/1963, le fondement de la Société Nationale Algérienne de Transport et Commercialisation des Hydrocarbures « SONATRACH » qui est chargée de la recherche et de l'exploitation des hydrocarbures. Actuellement, elle est connue comme un groupe pétrolier assurant les missions stratégiques axées sur la recherche, la production, le transport, le traitement et la commercialisation des hydrocarbures.
- A partir de 1968, le rythme des forages s'est développé avec une moyenne de 32 puits par an, et la production a atteint le seuil de 32.2 millions de tonnes en 1970.
- Après la nationalisation des hydrocarbures le 24/02/1971, les forages n'ont pas cessé de se multiplier, pour atteindre en 1977 un moyen de 34 puits forés par an ; et actuellement, il y a 1437 puits et 15 en cours de forage.

2.4. Stratigraphie du champ :

La stratigraphie du champ de Hassi Messaoud est liée à la tectonique de la région, cette dernière a affecté les dépôts marins et continentaux sur l'échelle régionale à travers les différents âges des dépôts.

Il est établi que le champ de Hassi Messaoud est un vaste dôme anticlinal érodé sur sa face surélevé, ceci fait que nous ne pouvons pas trouver les mêmes séries stratigraphiques tout au long du champ car beaucoup d'entre elles sont absentes à cause de l'érosion.

En général, les dépôts d'ère paléozoïque reposent sur un socle granitique. Ils ont subi une forte érosion au centre de la structure au cours de la phase hercynienne. Cela implique le dépôt des séries mésozoïques en discordance sur le Cambro-ordovicien. Les séries les plus complètes se trouvent seulement aux périphéries du champ.

Les séries stratigraphiques rencontrées sont les suivantes, listées du bas en haut:

2.4.1. Socle

Il est observé au niveau des puits MD2 à 3658 m et OM81 à 4533 m. Il a été décrit comme étant un granite porphyroïde de couleur rose.

2.4.2. Infracambrien

Reconnu par le forage OM47 à une profondeur de 4092 m, c'est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée par les forages, notamment dans la région nord de la structure. Il est formé essentiellement de grès argileux rouges d'une épaisseur d'environ 45 m.

2.4.3. Paléozoïque

Les formations paléozoïques reposent en discordance sur le socle. Les étages géologiques postérieurs à l'ordovicien sont absents.

2.4.4. Cambrien

Il est constitué de grès hétérogènes (du fins aux grossiers) entrecoupés par des passées d'argiles et de silts. On distingue quatre lithozones qui sont :

- **Lithozone R3**

Son épaisseur moyenne est de 370 m. Il est constitué de grès, feldspathiques et micacés, qui se composent des grains allant du moyens jusqu'aux très grossiers conglomératiques. Ces

grains sont reliés entre eux par du ciment argileux abondant, admettant des passées de grés ferrugineux et d'argile silteuse.

- **Lithozone R2**

Son épaisseur moyenne est de 100 m. Il se compose de grés de grains moyens à grossiers micacés, mal classés à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de silts. Les stratifications sont souvent obliques.

- **Lithozone Ra**

Son épaisseur moyenne est de 125 m. Il se compose de grès à grés quartzitique anisométrique moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux. Admettant de nombreuses passées de silstones centimétriques et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les Tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ.

- **Lithozone Ri**

Son épaisseur moyenne est de 42 m. Il se compose de grés quartzitiques, isométriques fins, bien classés, glauconieux à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de Tigillites.

2.4.5. Ordovicien

On distingue, de la base au sommet, les unités lithologiques suivantes :

- **Zone des alternances**

Son épaisseur moyenne est d'environ 20 m. C'est une zone où existent des alternances de grés et d'argiles avec de nombreuses passées d'argiles indurées alternant avec des bancs quartzitiques fins et isométriques.

- **Zone des Argiles d'El Gassi**

Son épaisseur moyenne est de 50 m. Cette formation est constituée d'argiles schisteuses qui a une couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée présentant une faune (graptolites) et indiquant un milieu de dépôt marin. Cette formation est surtout rencontrée sur la périphérie Ouest à Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud.

- **Grés d'El Atchane**

Son épaisseur moyenne est de 12 à 25 m. Cette formation est constituée de grés fins à très fins, de couleur gris beige à gris sombre. Ces grés peuvent être argileux ou glauconieux admettant de nombreuses passées d'argiles et de silts.

- **Quartzites d'El Hamra**

D'une épaisseur moyenne de 12 à 75 m. Ce sont des grés quartzitiques fins avec rares intercalations d'argiles.

2.4.6. MESOZOIQUE

Il est subdivisé en étages suivants :

- **TRIAS**

Il repose en discordance sur le Cambrien au centre et sur l'Ordovicien dans les flancs de la structure. Le Trias de Hassi Messaoud est subdivisé en unités suivantes :

- **Trias gréseux**

Son épaisseur varie d'une zone à une autre et elle est en général entre 0 et 75 m. Ces trias sont les premiers dépôts mésozoïques. Ils se subdivisent en plusieurs unités qui se différencient par leurs lithologies et par leurs réponses diagraphiques. Ils reposent localement sur une coulée éruptive de type andésite avec des conglomérats et du cambrien remanié.

- **Trias argileux**

Son épaisseur peut atteindre les 113 m. Il est constitué d'argile ou marnes dolomitiques brun rouge parfois sableuse à la base de la formation. Cela pour y arriver à des argiles bariolées dolomitiques et anhydritiques avec des lentilles de grés bariolés fins.

- **Trias salifère**

Il est composé des étages : **TS3**, **TS2** et **TS1**. L'épaisseur varie d'une zone à une autre et peut atteindre une épaisseur de 440 m. Il est composé de bancs de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et d'argile légèrement silteuse et dolomitique.

2.4.7. Jurassique

Le Jurassique est un ensemble argilo-gréseux à intercalation de calcaires au sommet (Malm) et à alternances de faciès lagunaires marins à la base (Dogger et Lias). L'épaisseur moyenne du jurassique dans le champ de Hassi Messaoud est de 840 m.

On distingue les étages géologiques suivants :

- **Lias**

Son épaisseur moyenne est de 300 m. Le passage du Trias vers le Lias se distingue par une zone de marnes dolomitiques connue sous le nom d'Horizon B et qui est un repère sismique. Le Lias est subdivisé en cinq niveaux bien distincts (**LD3, LS2, LD2, LS1 et LD1**).

- **Dogger**

Qui a une épaisseur moyenne de 330 m. Le Dogger est subdivisé en deux (2) formations l'une lagunaire à la base et l'autre argileux au sommet.

- **Malm**

Son épaisseur moyenne est de 230 m. Il est caractérisé par des dépôts d'argiles et de marnes avec des intercalations de calcaires et de dolomies accompagnés de quelques traces d'anhydrite.

2.4.8. Crétacé

Le Crétacé est d'une épaisseur moyenne de 1520 m. Il est formé de sept (07) étages qui sont les suivants, listés de la base au sommet :

- **Néocomien**

Son épaisseur moyenne est de 182 m. A la base on rencontre des grés avec des alternances de dolomie et des passées d'argiles, et au sommet des argiles avec des intercalations de calcaires et de dolomie.

- **Barrémien :**

Son épaisseur moyenne est de 280 m. Il est formé de grés fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.

- **Aptien**

Son épaisseur moyenne est de 25 m. Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux. La limite Aptien Barrémien coïncide avec la barre calcaire-dolomitique qui représente un bon repère sismique.

- **Albien**

Son épaisseur moyenne est de 350 m. Il est constitué de grés et de sables fins, avec des intercalations d'argile silteuse. Il renferme la nappe phréatique de l'Albien qui est protégée par l'UNESCO et qui est la plus grande nappe phréatique au monde.

- **Cénomanién**

Son épaisseur moyenne est de 148 m. Il est formé d'alternances de d'anhydrite et d'argiles brun rouge, de marnes grises et de dolomies. La limite Cénomanién Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques.

- **Turonien**

Son épaisseur moyenne varie entre 70 et 120 m.

Alternance de calcaires dolomitiques et calcaires argileux, calcaires dolomitiques et calcaires crayeux. Au sommet apparaissent les bancs de calcaires. Le Turonien présente une nappe d'eau salée.

- **Sénonien**

Son épaisseur moyenne est de 450 m. Il repose sur une série lagunaire présentant des séries de sel massif avec des traces d'anhydrite suivie d'une série anhydritique avec des marnes et des dolomies. Au sommet de la formation, on retrouve une série carbonatée avec des calcaires et des passées de dolomie et d'anhydrite.

2.4.9. Cénozoïque

Son épaisseur moyenne est de 460 m. Il est constitué à la base à l'Eocène de sables calcaires à silex, ensuite au Mio-Pliocène nous rencontrons des sables avec des passées de calcaire et de marnes sableux.

CHAMP DE HASSI MESSAOUD COUPE STRATIGRAPHIQUE TYPE DIFFERENTES PHASES DE FORAGE

Ère	ETAGES	LITHO	Ep	TUBAGES & BOUE	DESCRIPTION	
CZ NEO	MIO PLIOCENE		240	2.6" x 1.8" 5/8	Sable, Calcaire, Marne Sableux	
	EOCENE		218		Boue Bentonitique D: 1,0,4 - 1,08 V: 45 - 50 Filtrat: Naturel	Sable, Calcaire a Silex
CRETACE	SENONIE	CARBONATE	91	±500m	Boue à émulsion inverse D = 1,18 - 1,25 V = 45 - 55 Filtrat = 4 - 5	Calcaire, Dolomie, Anhydrite
		ANHYDRITIQUE	210			Anhydrite, Marne, Dolomie
	SALIFERE	140	Sel massif et traces d'Anhydrite			
	TURONIEN	99	Calcaire tendre crayeux			
	CENOMANIEN	148	Anhydrite, Marne et Dolomie			
	ALBIEN	350	Grès, Argile silteuse			
	APTIEN	25	Dolomie et Calcaire			
	BARREMIEN	277	Argile, Sable, Grès			
	NEOCOMIEN	185	Argiles, Grès, Dolomie,			
	MALM	230	Argile, Marne, et Dolomie, Grès			
M E S O Z O I Q U E	DOGG	ARGILEUX	107	±2300m	Boue Lourde type INVERMUL Saturée D = 2,02 - 2,10 V = 45 - 60 Filtrat = 5 - 10	Argile, Marne, Dolomie
		LAGUNAIRE	223			Anhydrite, Dolomie, calcaire et Marne
	LIAS	LD	66			Dolomie, Anhydrite et Argile
		LS1	90			Alternance Sel, Anhydrite et Argile
		LD2	55			Anhydrite et Dolomie Cristalline
	SALIF	LS2	60			Alternance de Sel et Argile
LD		35	Alternance de Dolomie et de Marne			
TS1		46	Alternance de Sel d'Anhydrite et de Dolomie			
TRIAS	TS2	190	Sel massif à intercalation d'Anhydrite et Argile			
	TS3	200	Sel massif et trace d'Argile			
	ARGILEUX	113	Argile Rouge Dolomitique ou Silteuses injectée de Sel et Anhydrite			
	T. A. G	0 à 35	Grès, Argile			
P A L E O Z O I Q U E	ERUPTIF		0 à 92	±3200m	Sabot au G35 Boue à L'Huile D = 1,53 V = 45 - 50 Filtrat = 2 - 3	Andésite
	Quartzites d'El Hamra	75	Grès très fins			
	Grès d'El Archane	25	Grès fins			
	Argiles d'El Gassi	50	Argile glaucomeux verte ou noire			
	Zone des Alternances	18	Alternances grès et argiles			
	R Isométriques	42	Grès Isométriques, Silts			
	R Anisométriques	125	Grès Anisométriques, Silts			
	R 2	100	Grès Grossiers, Argile			
	R 3	370	Grès Grossiers, Argiles			
	Infra Cambrien	45	Grès Argileux rouge			
SOCLE			Granite porphyroïde rose			

Surveillance géologique

Modifiée par M.djarir le

Figure 2 : La coupe stratigraphique de HMD.

2.5. Caractérisation du réservoir

Plusieurs années après la mise en production du champ de Hassi Messaoud, il a été constaté que des ensembles de puits se comportent de manière indépendante les uns par rapport aux autres, d'où la définition de zones. Une zone de production est définie comme un ensemble de puits qui communiquent entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes. Il existe actuellement 25 zones de production plus ou moins étendues dans le champ (Figure 3). Toutefois il est important de souligner que le facteur pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones. La pression de gisement varie de 120 à 400 kg/cm² avec un rapport gaz/huile (gas/oil ratio ou GOR) moyen de 219 m³/m³ sauf pour les puits en percée où le GOR peut atteindre 800 m³/m³ et plus. La porosité est faible: 5 à 10% avec une perméabilité très faible, s'étendant d'une valeur Quas-mule à 1D.

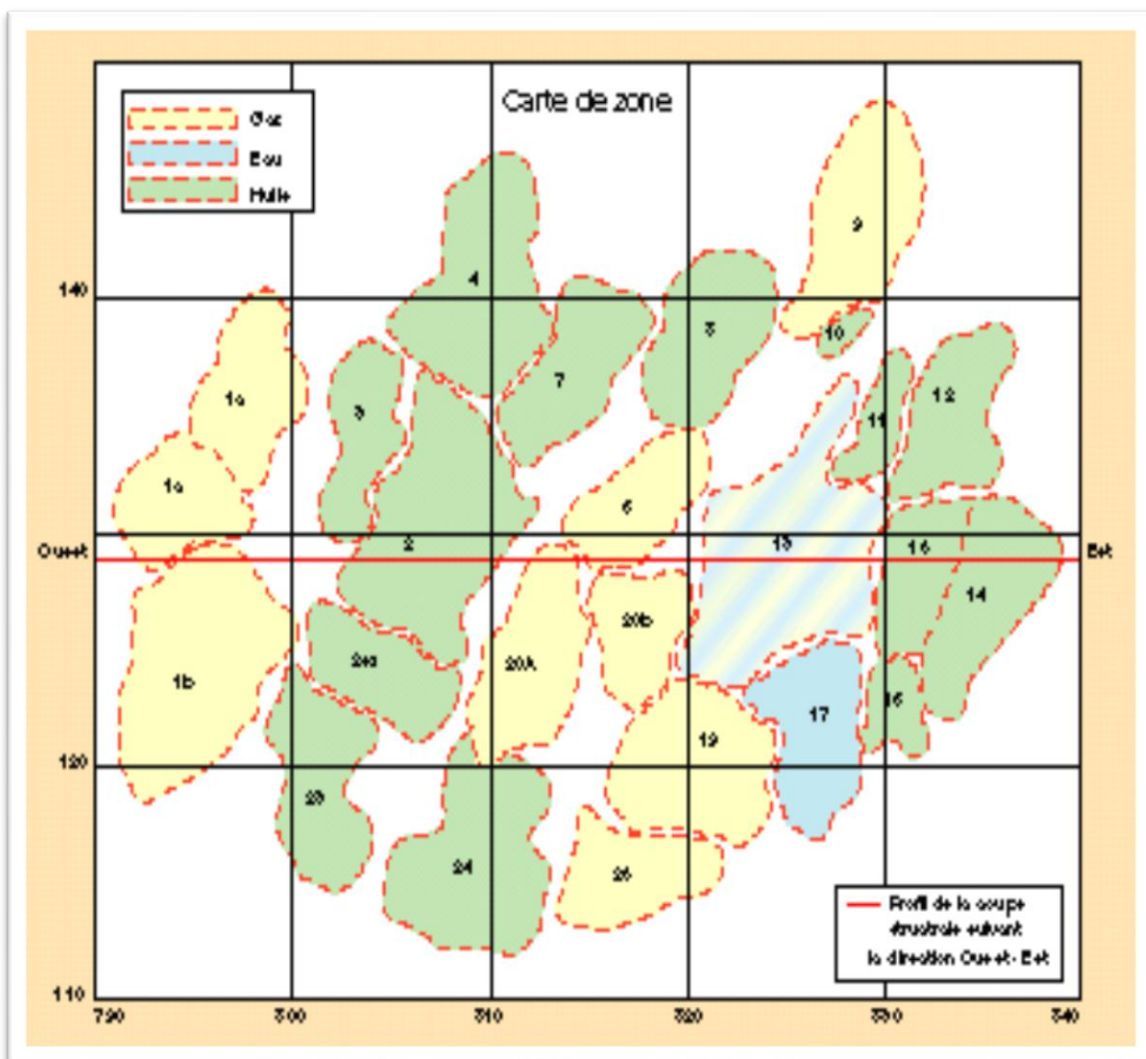


Figure 3 : Répartition des zones sur le champ de Hassi Messaoud.

Au début de la reconnaissance du gisement, les grès de Hassi Messaoud (âge cambrien) ont été subdivisés en quatre zones: Ri, Ra, R2 et R3.

- ✓ Zone Ri ou grès isométriques, habituellement très compacte D5 ou (R 70 –R 90), subdivisée en trois tranches 7, 8,9 ;
- ✓ Zone Ra : niveau géologique cambrien anisométrique constituant le principal réservoir de Hassi Messaoud. Il est composé de bancs gréseux à ciment siliceux à silico-bitumineux, rarement argileux (kaolinite), délimités par des niveaux silteux d'extensions latérales variables.
- ✓ Zone R2 ; zone de grès quartzites, plus argileuse, d'une épaisseur moyenne d'une quarantaine de mètres R2est un réservoir secondaire par rapport aux réservoirs principaux Ra et Ri, cependant les réserves estimées sont considérables (Selmani et al, 2007),il est réparti en deux unités : R2ab et R2c, composées essentiellement de grès grossiers anisométriques à ciment argileux illitique plus abondant.

Les qualités de réservoir se trouvent dans sa partie supérieure (R200-R300), R2ab (R200-R250).L'exploitation du réservoir R2 s'est vue confrontée à une multitude de problèmes dus principalement à une répartition aléatoire de ses corps sédimentaires et une détérioration de ses qualités de réservoir par des Phénomènes diagénétiques.

- ✓ Zone R3 : Zone très grossière à micro conglomératique très argileuse, sans aucun intérêt pétrolier (R300-R400).

Du point de vue sédimentologique, le réservoir est réparti en trois zones suivant des critères granulométriques : une zone grossière inférieure (Ra inférieure), une zone fine médiane (Ra moyen) et une zone grossière supérieure (Ra supérieure).

Les périphéries de zones, les interzones et les hors-zones sont des régions de faibles caractéristiques pétrophysiques. Leur développement n'est concevable que par la mise en place de moyens non conventionnels (forages horizontaux ou reprises en "medium" ou "short radius"). La perméabilité horizontale moyenne est très faible (2 MD) et la perméabilité verticale très mauvaise. C'est la raison pour laquelle les puits "medium radius" ne sont pas des puits rigoureusement horizontaux, mais des puits inclinés à 87°, de façon à traverser le réservoir sur toute son épaisseur.

2.6. Problèmes de forage

Sur le champ de Hassi Messaoud, l'expérience montre que dans la même zone, avec une formation identique, en utilisant le même fluide, on peut rencontrer des problèmes différents. La Figure 2 ci-dessus donne une coupe stratigraphique ainsi que les phases du forage.

D'une façon générale, et afin de donner une synthèse des problèmes rencontrés, on signale :

- **Phase 26"**

Les pertes de boues dans les sables du mio-pliocène sont actuellement maîtrisées, restent les niveaux calcaires dolomitiques du sénonien carbonaté et sénonien anhydritique : les pertes de boues parfois brutales sont dues à la présence de fissurations assez développées. De plus, le foreur est confronté à la dissolution de ces niveaux carbonatés, ce qui peut provoquer des dégâts irréversibles. On donne l'exemple du puits OMOZ#84 qui fut abandonné en Septembre 2002 à la profondeur 334m suite à un affaissement de la Plate-forme dû à une perte importante de boue, provoquant la formation de caves.

- **Phase 16"**

La durée de forage d'une longueur moyenne de 1835 m, représente 15 % de la durée de réalisation d'un puits horizontal. Elle commence dans le sénonien anhydritique (vers 500 m) et se termine dans le Dogger lagunaire. Cette phase était forée auparavant en diamètre 121/4 pour le programme léger et en 171/2 en programme lourd avec des outils tricônes. Par la suite, cette phase a été optimisée en passant au diamètre 16" et généralisée sur tout le champ avec l'introduction du forage horizontal, au début avec des outils tricônes, puis avec des trépan PDC. A la fin de la section, on est souvent confronté à des coincements de garniture pendant les manœuvres dans les formations carbonatées du turonien et du cénonien, qui causent énormément de problèmes auxquels pourraient remédier le "back reaming" (rétro-alésage) et le battage, consistant à désagréger la roche en faisant tomber de quelques centimètres de hauteur, à une cadence assez rapide, un instrument lourd et tranchant. Après la TD (True Depth), on est régulièrement confronté aux difficultés des manœuvres en face du turonien et le sénonien salifère entre 700 et 950 m, qui passent de simples tractions et des back reaming aux jarring (Schlumberger, 2008) voire au pompage de l'acide. Parfois cette difficulté des manœuvres engendre des instrumentations de plus de 15 jours (OML7322) (ENF#29). Sur ONMZ#313, l'opération de logging intermédiaire fut annulée suite au coincement à 870m dans le turonien et à l'injection de plusieurs bouchons d'acide. Une mauvaise cimentation du casing (Anson Oilfield Index, 2008) obligea à procéder à la restauration (cas du puits OMKZ#32).

Les plus grands problèmes ont été souvent signalés dans cette phase. Depuis les améliorations notables enregistrées après la substitution des boues salées saturées par les boues à l'huile, de bons avancements ont été réalisés avec des performances considérables. Cependant, il est important de rappeler les problèmes signalés à travers cette phase (16''). Initialement, l'utilisation de systèmes émulsionnés avec un rapport H/E:75/25 de densité 1,25, pour pouvoir forer l'albien sans problème, a donné de bons résultats. Mais face aux problèmes rencontrés du double point de vue technique et environnemental, il a été décidé l'utilisation du système H/E: 50/50 (1990).

- **Phase 12^{1/4}**

On signale les problèmes classiques relatifs au risque de venues très probables d'eaux Chlorurées calciques dans les niveaux de dolomie vacuolaire du lias dolomitique (LD2). Le lias dolomitique médian "LD2" a Une épaisseur moyenne de 55 m. Il est formé d'une alternance de bancs de dolomies grises avec des passées de marnes grises et gris-foncé, légèrement dolomitiques. C'est une formation caractérisée par une eau chlorurée calcique et une pression très élevée et il n'est pas Possible de l'équilibrer par la pression hydrostatique sans provoquer des pertes : exemple du puits OMKZ#712 où les opérations de logging intermédiaire furent annulées suite à la manifestation du LD2.

Les problèmes de fluage des argiles causent des coincements au niveau du lias salifère (LS2) et du trias Salifère (TSE) dont les sels sont intercalés vers 2900 m entre des argiles d'une épaisseur de 15m, De nature plastique, elles peuvent fluer et refermer le puits dans un temps très court, d'où la nécessité d'utiliser une densité supérieure à 2 (cas sur OMLZ#33 et OMLZ#322). On signale aussi des problèmes de dépôt de sels lors du forage des couches salifères avec une boue à émulsion inverse. Un dépôt de sel se produit à l'intérieur de l'ensemble de fonds de puits ("bottom-holeassembly" ou BHA) (Schlumberger, 2008), au niveau de l'outil, des connexions, dans le moteur et le MWD ("Measurement While Drilling") (Schlumberger, 2008). Ce dépôt fait augmenter la pression de refoulement due à la restriction du diamètre de passage résultant de ce dépôt. Ce dernier se détecte soit par une perte de signal du MWD expliquée par un dépôt de sel au niveau du pulseur ou bien par une augmentation de la pression de refoulement, due à une restriction à l'intérieur de la BHA provenant d'un dépôt de sel sur les parois intérieures du BHA. A chaque fois que le problème se pose, le forage ne peut continuer. Pour pouvoir reprendre le forage, il est donc nécessaire de détruire le sel par un bouchon d'eau. Ceci occasionne une perte du temps (le temps de la manœuvre A/R et du changement du MWD) avec une facturation de tout endommagement sur le MWD.

- **Phase 8''^{3/8}**

Dans cette phase le but est d'isoler le lias et le trias salifère nécessitant une densité de boue comprise entre 2 et 2,2 avant d'entrer dans le réservoir du cambro-ordovicien. Cette phase est entamée après la pose du casing 9''^{5/8}. L'interception par une vallée d'érosion à éruptif triasique peut perturber le tracé du puits. En 2005, 20 puits ont fait l'objet d'un changement de profil théorique ("well plan") suite à la découverte du réservoir plus haut ou plus bas que prévu.

Des coincements de garniture peuvent se produire pendant les manœuvres dans les formations carbonatées du turonien et du cénonanien. Le turonien a une épaisseur qui varie entre 70 et 120 m. Il est formé d'une alternance de calcaires argileux, dolomitiques et crayeux. Dans le cénonanien, épais de 147 m, on remarque une alternance d'anhydrite et d'argiles brun-rouge, de marnes grises et de dolomies. La limite cénonanien albiencoïncide avec le passage des séries gréseuses de l'albien vers les séries évaporitiques du cénonanien. Les coincements fréquents causent beaucoup de problèmes tels que les back reaming et les battages : exemple du puits MD#Z566 où un instrument a été laissé au fond suite au dévissage de la garniture.

- **Phase 6''**

Les pertes de boue dans le réservoir constituent une partie importante des incidents qui surviennent pendant la phase 6'' ; une difficulté subsiste dans la façon de contrôler ces pertes sans endommager le réservoir. Elles sont liées à des zones de fissuration dont l'extension et l'intensité sont variables. Le temps moyen perdu à cause des problèmes de pertes de circulation et de la mise en place de bouchons varie de 50 h à plus de 280 h pour toute la phase. Avec l'introduction des puits horizontaux, les pertes de circulation sont devenues plus fréquentes. Selon les pratiques de l'entreprise Sonatrach, les pertes sont classées en pertes par filtration (< 1m³/h), pertes partielles (1 à 6 m³/h) et pertes totales (supérieures à 6m³/h). Le problème des pertes au niveau du cambrien a touché plus de 40% des puits forés en horizontal (Kadi et al. 2004). Le volume perdu varie de quelques dizaines de m³ à plusieurs centaines de m³. Par exemple, dans le cas du puits MDZ#576, le volume total s'est élevé à plus de 2481 m³ avec l'injection de sept bouchons colmatants et plus de 900 m³ de boue ont été perdus dans le puits MDZ#546. Avant l'an 2000, la durée moyenne du forage de la section du drain des puits horizontaux était de 45 jours avec une meilleure performance de 32 jours. Avec l'application du système "incentive", on est arrivé à une durée moyenne de 27 jours.

Actuellement, une durée moyenne de 20 jours a été souvent signalée avec un record de 16 jours. Cependant, les performances demeurent toujours irrégulières à cause des problèmes de pertes de boue dans le réservoir et de venues du fluide de formation dues principalement à des puits voisins injecteurs.

Résumé

Ce travail s'intéresse à l'effet de la contamination de la boue de forage et leur traitement. Pour cela deux boues sont choisies pour cette étude : boue à base d'eau et boue à base d'huile. La première étape est consacrée à la caractérisation physico-chimique des deux boues. Nous avons aussi étudiés les paramètres suivants : la densité, la rhéologie, les gels, le pH et le filtrat (API, HPHT) et la stabilité électrique ainsi que les tests de chlorures, calcium, et d'alcalinité. Trois contaminants inconnus ont été choisis pour chaque boue en raison d'étudier leur effet. Pour les deux boues, l'identification des contaminants a été faite sur la base du changement des paramètres. Nous avons trouvé que pour les boues à base d'eau et à base d'huile, les contaminants sont : le ciment, l'eau, Revdest. Pour la boue à base d'eau, les contaminants identifiés sont : l'eau, ciment et le Revdest. Cette identification a été faite sur la base du changement des paramètres. Un traitement pour chaque contaminant est proposé afin d'améliorer la qualité de la boue en évitant les risques irréductibles sur l'environnement qui peut atteindre les sources d'eau ainsi que d'autres ressources vitales.

Mots Clés: WBM, OBM, Boue (Mud), Forage, Contaminant, Gel, Yeild value.

Abstract

This work is interested in the effect of mud drilling contamination and their treatment. For that two muds are selected for this study: water based mud and oil based mud. The first stage is devoted to the physic chemical characterization of two muds. Weal so have study the following parameters: density, rheology, gel, pH and filtrate (API, HPHT) and electric stability as well as the tests of chlorides, calcium, and of alkalinity. Three unknown contaminants were selected for each mud because studying their effect. For two muds , the identification of the contaminants was made on the basis of changing parameters. We founded for WBM and OBM, the contaminants are: cement, water, Revdest. For water based muds, the contaminants are: cement, water, Revdest. This identification was made on the basis changing parameters. A treatment for each contaminant is proposed in order to improved quality of mud by avoiding their reducible risks on the environment which can reach the sources of water as well as other vital resources.

Key words: WBM, OBM, Mud, Drilling, Contaminant, Gel, Yeild value.