



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA



Faculté des hydrocarbures des énergies renouvelables et science de la terre
et de l'univers

Département de Forage et de Mécanique de chantier

Mémoire de fin d'étude pour obtenir diplôme de MASTER

Option: FORAGE

Thème

Influence et rendement du contrôle ionique sur la boue de forage pétrolier

L'encadreur :

Dr. LEGHRIEB Youcef

Réaliser par:

MAHBOUB Ahmed
BENMOUHOUB Mahdi
AMORIA Hicham

Jury:

LEGHRIEB Youcef	Encadreur	MCA	Univ. Ouargla
REZAIGUIA Issam	Président	MCB	Univ. Ouargla
CHELGHAM Fatiha	Examinatrice	MCA	Univ. Ouargla

Année universitaire 2018- 2019

Le 15/06/2019



Remerciements

*Nous tenons à remercier en premier lieu DIEU le tout puissant
qui a fait que ce travail soit terminé ;*

*En achevant ce modeste travail, nous remercions vivement notre promoteur chargé du
suivi notre travail :*

Dr. LEGHRIEB Youcef

Pour ses encouragements, ses conseils et sa disponibilité.

*Nous tenons à remercier les responsables de MISWAKO Pour nous avoir accueilli
dans leurs services et pour les dispositions qu'ils ont pris
pour nous faciliter le travail.*

*Nous adressons, avec tous nos respects, nos remerciements à Tous les travailleurs de
MISWAKO, spécialement pour le technicien de boue OBEIDI El-Bachir,
pour l'accueil qu'il nous a réservé, leur aide précieuse et leur conseil.*

*Nous remercions également nos enseignants, nos amis et toutes les personnes qui nous
ont aidés de près ou de loin à la réalisation de ce travail,*





DEDICACE

J'ai le grand honneur de dédier ce travail :

- ❖ *A ma très chère mère.*
- ❖ *A mon très cher père.*
- ❖ *A mes frères et mes sœurs.*
- ❖ *A mes grands pères et grandes mères.*
- ❖ *A mes cousins et toute ma famille.*
- ❖ *A notre encadrement. Mr LEGHRIB Youcef.*
- ❖ *A mon très cher ami OBEIDI Albachire.*
- ❖ *A tous mes enseignants de l'université d'Ouargla.*
- ❖ *A tous mes vieux professeurs des écoles d'Oued souf.*

*Sans oublier, tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration
de ce travail.*



MAHBOUB Ahmed



Dedicace

J'ai le grand honneur de dédier ce travail :

+ A mes parents.

+ A ma petite famille.

+ A ma femme.

*+ A mes deux anges **Ghadir et Ouissal**.*

+ A tous les enseignants de l'université Kasdi Merbah.

+ A notre encadrement. Mr LEGHRIB Youcef

+ A mes collègues de travail : Soufyane.D, Fouzi.B, Abdelkader. A.

*Sans oublier, tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce
travail.*

AMORIA Hicham



DÉDICACE



Au nom de l'amour et le respect

*Je dédie ce travail: A mon père, qui m'a aidé et encouragé depuis ma naissance
et qui s'est sacrifié pour que je grandisse avec un savoir-faire*

*A ma Méré qui a consacré sa vie pour que je puisse continuer mes études et
.pour que je sois le meilleur, pour le soutien qu'elle m'a réservé*

A mes adorables frères et sœurs

A mes chers amis

A tous les étudiants de notre département

A toutes les personnes qui me connaissent et qui m'aiment.



BENMOUHOUB Mehdi

Thème : Influence et rendement de contrôle ionique sur la boue de forage

Table des matières	page
Remerciement	I
Dédicace 1	II
Dédicace 1	III
Dédicace 1	IV
Liste des figures	VIII
Liste des tableaux	IX
Liste des symboles	XI
Introduction générale.....	01
CHAPITRE I : GENERALITES SUR LES BOUES DE FORAGE	
I.1 Introduction	02
I.2 Définition la boue de forage	02
I.3 La circulation de la boue de forage	02
I.3.1 Circulation normale	02
I.3.2 Circulation inverse	02
I.4 Rôles de la boue	03
I.5 Les différents types de boues et constituants principaux	04
I.5.1 Classification des fluides de forage	04
I.5.2 Principaux produits a boue	05
I.5.3 Les produits organiques spéciaux	09
I.5.4 Les alourdissants	11
I.5.5 Les colmatants	11
I.5.6 Boues à phase continue eau - fabrication et entretien	12
I.5.7 Boues à phase continue huile : fabrication et entretien	17
CHAPITRE II : LA MISE EN EVIDENCE QUALITATIVE ET QUANTITATIVE DES IONS D'UN FLUIDE DE FORAGE (TEORIE ET PRATIQUE)	
II.1 Introduction	19
II.2 Notion sur chimie analytique	19
II.2.1 Généralité sur les solutions et leurs types.....	19
II.2.2 Réactions en solution.....	19
II.2.3 Équilibre et précipitation.....	20
II.3 Les méthodes d'analyse.....	20

II.3.1 Analyse chimique.....	20
II.3.2 Autres méthodes d'analyse.....	23
II.4 Recherche qualitative des ions	24
II.4.1 Les solutions titrées	24
II.4.2 Recherche qualitative des ions OH ⁻	25
II.4.3 Recherche qualitative des ions Cl ⁻	25
II.4.4 Recherche qualitative des ions Ca ⁺⁺	26
II.4.5 Recherche qualitative des ions SO ₄	26
II.4.6 Recherche qualitative des ions K ⁺	27
II.4.7 Recherche qualitative des ions H ₂ S	27
II.5 Recherche quantitative des ions.....	28
II.5.1 Décoloration des filtrats	28
II.5.2 Mesure du Ph	29
II.5.3 Dosage quantitatif de chlorures dans le filtrat	29
II.5.4 Dosage quantitatif de chlorures totaux dans la boue	31
II.5.5 Dosage quantitatif du calcium dans le filtrat	31
II.5.6 Dosage quantitatif du magnésium dans le filtrat	32
II.5.7 Dosage quantitatif du potassium dans le filtrat.....	33
II.5.8 Dosage quantitatif des sulfates dans le filtrat.....	34
II.5.9 Dosage quantitatif du sulfate de calcium total dans la boue.....	35
II.5.10 Dosage quantitatif du formol dans le filtrat.....	36
CHAPITRE III : INFLUENCE DES IONS CONTAMINANTS SUR LA BOUE DE	
FORAGE	
III.1. Introduction.....	37
III.2. Les sources de contamination.....	37
III.3. Les indices de la contamination.....	37
III.4. Les types des contaminants.....	38
III.4.1. Les contaminants rencontrés pendant le forage.....	38
III.4.2. Les contaminants rencontrés pendant l'écoulement d'eau au cours de forage....	38
III.4.3 Les contaminants introduits à la surface (accidentelle ou intentionnelle).....	38
III.5. Identification des contaminants.....	38
III.5.1. La contamination par les solides (argile ou schiste).....	38
III.5.2. La contamination par les sels.....	39
III.5.3. La contamination par l'anhydrite CaSO ₄ - Gypse.....	40

III.5.4. Contamination par sulfure d'hydrogène H ₂ S.....	40
III.5.5. La contamination au cas de haute température.....	42
III.5.6. La contamination par le ciment CaOH ₂	43
III.5.7. La contamination par bicarbonate/carbonate.....	44
III.6. Autre contaminant.....	46
III.6.1. Les bactéries.....	46
III.6.2. Magnésium.....	47
III.6.3. Dioxyde de carbone CO ₂	47
III.7. Conclusion.....	47
 CHAPITRE IV : ÉTUDE DE CAS	
IV.1 Préparation de deux types de fluide de forage.....	48
IV.1.1 Préparation de fluide de forage à base d'eau.....	48
IV.1.2 Préparation de fluide de forage à base d'huile.....	51
IV.2 Interprétation des résultats.....	54
IV.2.1 Interprétation des résultats de WBM.....	54
IV.2.2 Interprétation des résultats de l'OBM.....	57
IV.3. Conclusion.....	60
Conclusion et recommandations	62
Bibliographie	64

Figure	Titre	Page
I.01	la circulation la boue de forage	03
I.02	Organigramme représente la classification des fluides	05
II.01	Principe de dosage volumétrique	21
II.02	Pipette	22
II.03	Burettes	23
II.04	Ballons jaugés	23
II.05	Principe de technique photomètre à flamme	24
II.06	Principe d'analyse colorimétrique	24
II.07	Papier pH	29
II.08	pH mètre électronique	29
III.01	La distribution de sulfures avec le pH.	41
III.02	L'équilibre de carbonate/bicarbonate	45

Tableau	Titre	Page
I.01	Les catégories de granulométrie et leurs dimensions	12
I.02	Composition de boue bentonitique	13
I.03	Composition de boue à la chaux	14
I.04	Composition de boue salée sature	15
I.05	Composition de boue douce au F.C.L / L.C	16
I.06	Composition de boue salée au F.C.L / L.C	16
I.07	Composition de boue de démarrage	17
I.08	Composition de boue F.C.L / L.C à l'eau de mer	17
II.01	Les indicateurs le plus utilise et leurs changement de couleur	21
II.02	Les solutions titrées	25
IV.01	les quantités utilisées pour WBM.	48
IV.02	Les résultats obtenus des mesures des paramètres physiques de WBM	49
IV.03	Résultats des mesures des paramètres chimiques de WBM	49
IV.04	Les résultats obtenus de mesure des paramètres physiques de WBM après contamination.	50
IV.05	Résultats de mesure des paramètres chimiques de WBM après contamination.	51
IV.06	Les quantités utilisées pour l'OBM.	52
IV.07	Résultats obtenus de mesure des paramètres physiques de l'OBM	53
IV.08	Résultats de mesure des paramètres chimiques de l'OBM	53
IV.09	Résultats obtenus des mesures des paramètres physiques de l'OBM après contamination	54
IV.10	Résultats des mesures des paramètres chimiques de l'OBM après contamination.	54
IV.11	Résultats comparatif avant et après contamination pour le contaminant 1 par rapport WBM.	55
IV.12	Résultats comparatif avant et après contamination pour le contaminant 2 par rapport WBM	56

IV.13	Résultats comparatif avant et après contamination pour le contaminant 3 par rapport WBM	57
IV.14	Résultats comparatif avant et après contamination pour le contaminant 1 par rapport OBM	58
IV.15	Résultats comparatif avant et après contamination pour le contaminant 2 par rapport OBM	59
IV.16	Résultats comparatif avant et après contamination pour le contaminant 3 par rapport OBM	60

Symboles	Définition	Symboles	Definition
BOP	Bloc d'obturateur de puits	YP	Yield point
OBM	Oil base mud	Pf	Phénolphtaléine de filtrat
Pb	Phénolphtaléine de boue	Mf	Méthylorange de filtrat
C.M.C	Carboxyméthyle cellulose	F.C.L	Lignosulfonates de fer et chrome
L.C	Lignine de chrome	A.F	Antifriction
E.P	Extrême pression	SAPP	pyrophosphate acide de sodium
T	Titrage	C.E.C	Capacité d'échange de cations
WBM	Water base mud	B.S.S	Boue salé sature
GGT	Garrett Train du gaz	HPHT	Haute pression haute temperature
Versénate	le sel disodique de l'acide éthylène-diamine tétracétique	E.D.T.A	Ethylène-diamine tétracétique acide
YV	Yield value	HR	Hot rolling

INTRODUCTION

Introduction générale

La boue de forage a une importance capitale pour la réalisation d'un forage, le succès technique et économique d'une opération de forage d'un puits pétrolier dépend par une large part de la qualité du fluide de forage utilisé. ^[12]

Le coût de fluide de forage proprement dit est relativement faible par rapport au coût de globale des opérations, mais l'optimisation de la composition de fluide en fonction des caractéristiques de la formation a foré réduire efficacement le coût de puits. ^[12]

Le fluide de forage joue également un rôle déterminant vis à vis du problème de la stabilité des parois. ^[12]

Cette étude est composée par deux parties :

- ❖ Une partie théorique, représentée par une étude bibliographique touchant au sujet ;
- ❖ Une partie pratique, dans laquelle les étudiants s'exercent sur la méthodologie de détection de la qualité et la quantité des ions perturbateurs, afin de corriger à temps.

Les caractéristiques physiques des boues (densité, rhéologie, filtration etc...) sont directement ou indirectement liées à la présence de corps solubles ou insolubles dans la boue. 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, carbonates, gaz carbonique ou sulfureux etc...) dans ce cas ils joueront le rôle de contaminants. ^[4]

Ils peuvent être additionnés volontairement dans le cadre d'un type de boue donné (boue salée saturée, boue au gypse, boue à la chaux etc...) ^[4]

Dans tous les cas le technicien des boues doit effectuer les mesures chimiques permettant de préciser les ions présents dans la boue 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 boues. ^[4]

CHAPITRE I

Généralité sur les boues de forage

1 Introduction

Le succès d'une opération de forage est assuré par plusieurs facteurs dont le choix du fluides de forage lesquels sont classés dans la famille des fluides complexes du fait de leur nature même (ces fluides peuvent être des émulsions/suspensions de divers constituants) dont les fonctions sont multiples (refroidir et lubrifier l'outil au cours du forage, maintenir les parois du puits, maintenir les déblais en suspension, assurer la remontée des déblais,...).^[1]

La connaissance et le contrôle des propriétés rhéologiques des fluides de forage ont une incidence majeure sur le bon déroulement d'une opération de forage. Ces fluides appelés classiquement « boues » présentent un comportement non newtonien; ils sont habituellement rhéofluidifiants, thixotropes et fortement thermodépendants, et ceci à différents niveaux suivant le type de boue et les conditions d'utilisation.^[1]

2 Définition la boue de forage

Le fluide de forage ou boue de forage, est un système composé de différents combinaisons liquides (eau, huile), gazeux (air ou gaz naturel) contenant en suspension une phase solide (argiles, déblais, ciments, ...). C'est un fluide non Newtonien, visqueux ou viscoélastique, le plus souvent thixotrope.^[14]

3 La circulation de la boue de forage

La circulation de fluides dans le forage s'opère en deux modes :

3.1 Circulation normale

Dans le circuit normal le fluide se refoule dans le train de tiges à partir de la pompe à boue (à partir de compresseur s'il s'agit de l'air comprimé), circulant de haut en bas pour sortir au fond du forage à travers les trous de l'outil de forage (trépan), se mélange avec les cuttings, puis le mélange fluide- cuttings remonte, dans l'espace annulaire (espace entre les parois de forage et les parois de tubings) pour rejoindre la fosse à boue où s'effectue l'échantillonnage, l'analyse, le traitement, l'ajustement et la décantation ; puis de nouveau il sera aspiré par la pompe à boue pour qu'il sera refoulé vers le train de tiges, et ainsi de suite.^[2]

3.2 Circulation inverse

Dans la circulation inverse, le fluide se refoule dans l'espace annulaire, et le mélange fluide- cuttings remonte dans le train de tige en entrant par les trous se trouvant au fond du trépan.^[2]

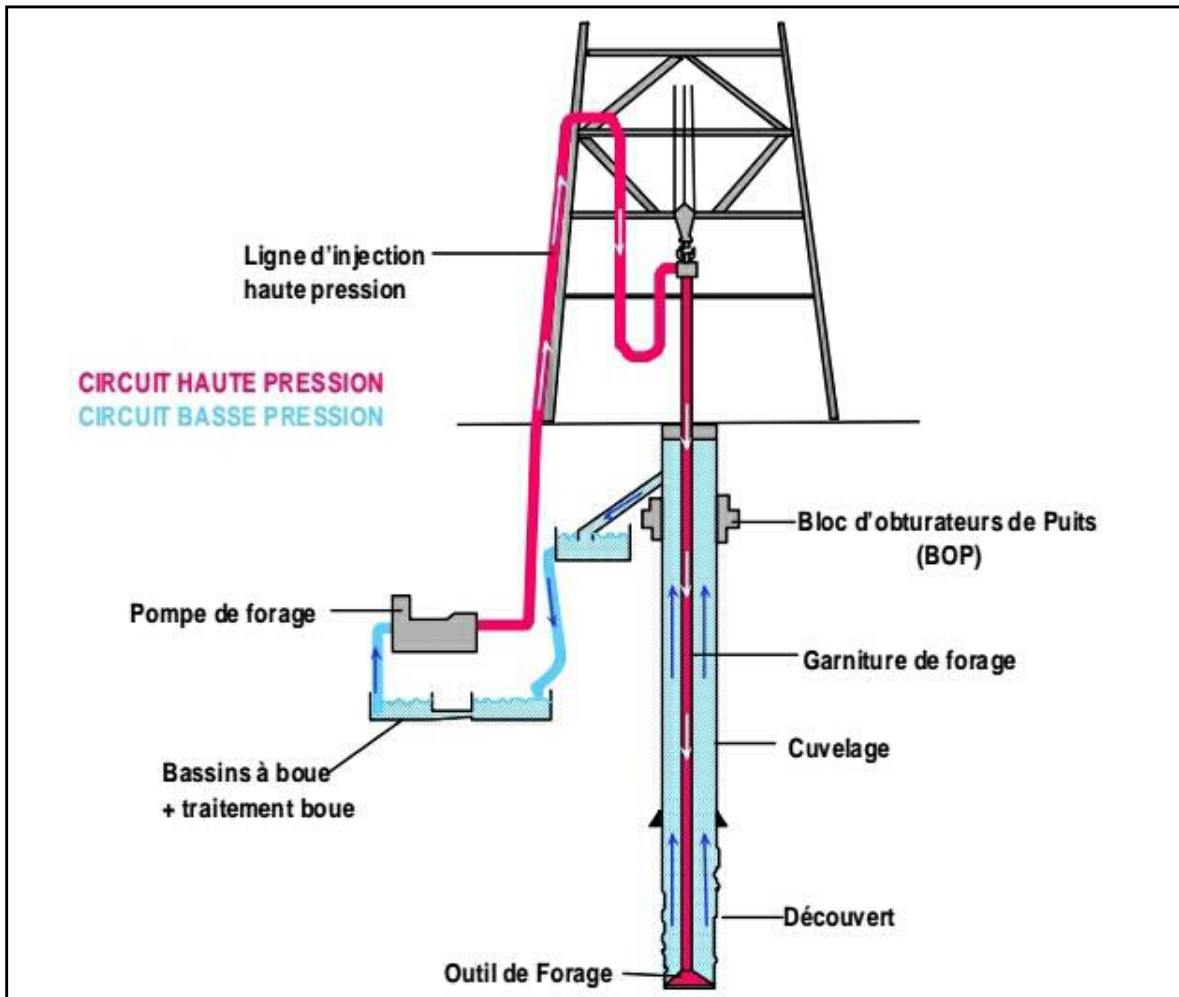


Figure I.01 : la circulation la boue de forage

4 Rôles de la boue

Les boues de forage doivent avoir les propriétés leur permettant d'optimiser les fonctions suivantes :

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

- ❖ Contamination des formations productrices
- ❖ Corrosion et usure du matériel
- ❖ Toxicité et sécurité ^[13]

5 Les différents types de boues et constituants principaux

5.1 Classification des fluides de forage :

Les fluides de forage peuvent être subdivisés en trois groupes :

- ❖ Fluide de forage à base d'eau.
- ❖ Fluide de forage à base d'huile.
- ❖ Fluide de forage gazéifié. ^[12]

5.1.1 Fluides à base d'eau

Ces fluides sont constitués par trois phases distinctes :

- Phase liquide : elle représente l'eau, cette eau peut être douce ou salée, la salinité des fluides de forage dépend de la salinité de l'eau de fabrication.
- Phase colloïdale : cette phase est constituée essentiellement par les argiles, ces derniers ont deux fonctions dont un est primaire qui représente la viscosité offerte par l'argile, et l'autre est secondaire telle la réduction de filtrat.
- Phase solide : les solides ajoutés au fluide de forage tel que la barytine $BaSO_4$ (connu par le Barite ou baryte) mais aussi les sables, calcaires et dolomies sont des corps insoluble dans l'eau, ils n'agissent que par l'effet de masse. ^[12]

5.1.2 Fluides à base d'huile

Tous comme les fluides à base d'eau les fluides à bases d'huile sont constitués de trois phases :

- Phase liquide : l'huile peut être un huile raffiné ou de brut, et l'eau d'émulsion peut être douce salée ou salée saturée.
- Phase colloïdale : les savons et les argiles qui donnent de la viscosité à la boue et qui réduisent son filtrat.
- Phase solide : on ajoute le Barite, carbonate de calcium, dolomie et les sables.....etc. ^[12]

5.1.3 Fluide de forage gazéifié

Les fluides de forage gazéifié sont constitués soit :

- ❖ Forage à l'air.

- ❖ Forage à la mousse.
- ❖ Forage au brouillard.
- ❖ Fluide de forage gazéifié (brut+Azote).^[12]

La classification des fluides est représentée dans l'organigramme suivant :

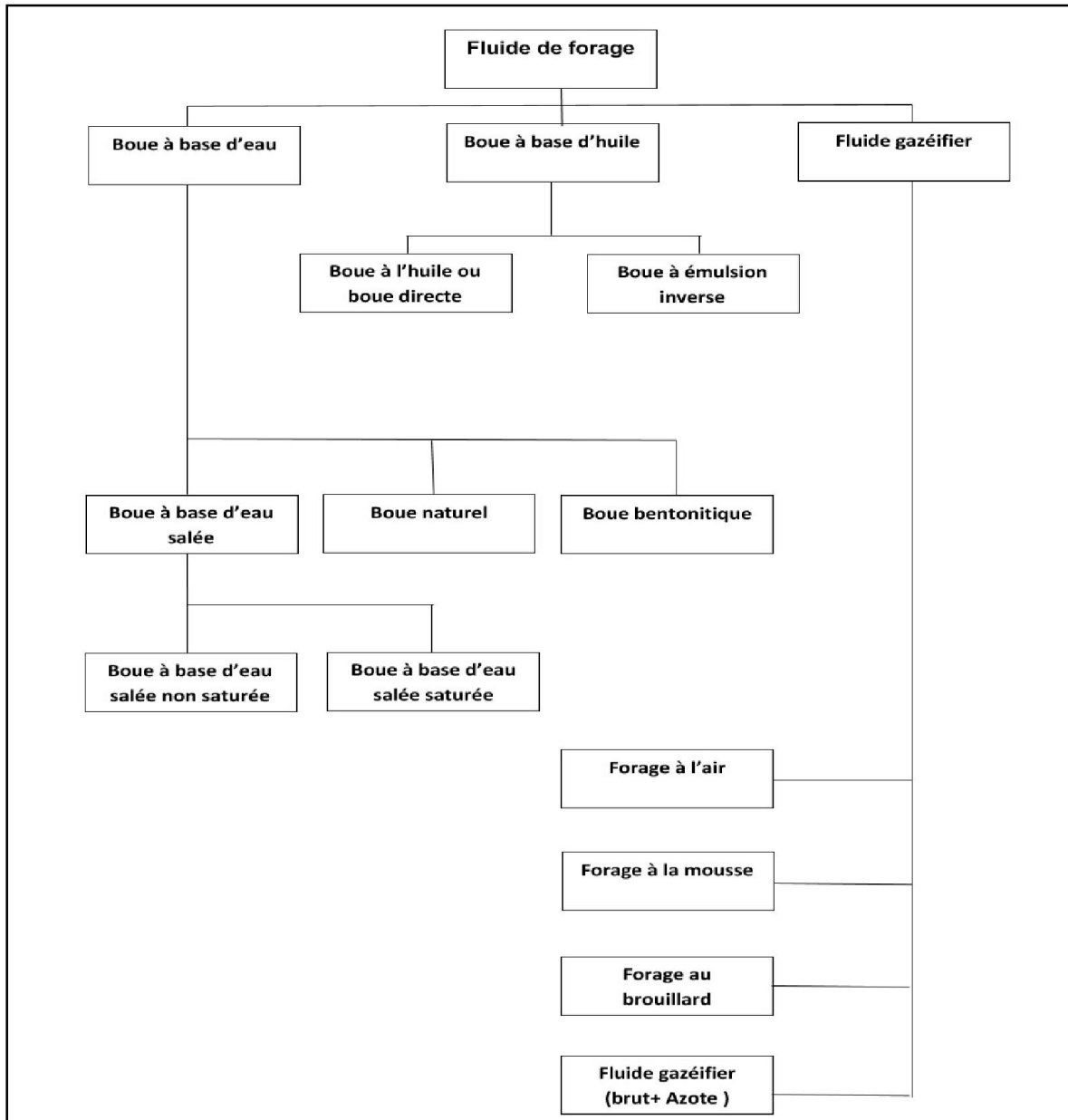


Figure I.02 : Organigramme représente la classification des fluides

5.2 Principaux produits à boue :

5.2.1 Colloïdes argileux

➤ Les bentonites

Les bentonites sont des argiles sodiques du type montmorillonite qui présentent la propriété de gonfler dans l'eau douce en absorbant de grandes quantités d'eau.

Les bentonites sont employées pour augmenter la viscosité et les gels des boues douces et diminuer leur filtrat. En milieu salé (> 35 g/l de Na Cl), les bentonites sont inefficaces et ne servent alors que de support colloïdal. ^[3]

➤ Les attapulgites

Les attapulgites sont des argiles du type Sépiolite qui présentent la propriété de se disperser et de rester en suspension en milieu salé. Cette propriété est employée pour augmenter la viscosité et les gels des boues salées (> 35 g/l de Na Cl). Cependant, ces argiles ne présentent aucune capacité à réduire le filtrat. ^[13]

5.2.2 Colloïdes organiques

➤ L'amidon

Les amidons pour boues de forage sont extraits des pommes de terre, du riz, du maïs, du blé et traités spécialement pour gonfler rapidement même dans l'eau froide et non alcaline.

L'amidon est ajouté dans les boues douces ou salées pour réduire le filtrat. Son emploi exige cependant que l'une des trois conditions suivantes soit satisfaite

- ❖ pH > 12
- ❖ présence anti-ferment
- ❖ salinité supérieure à 200/250 g/l.

Un bon amidon doit réduire le filtrat sans trop augmenter la viscosité de la boue et il doit résister à une température de 150 °C. ^[13]

➤ La carboxyméthyle cellulose (C.M.C)

La C.M.C, abréviation de carboxyméthyle cellulose, est un colloïde organique inférentescible à longue chaîne.

Les C.M.C sont classées en trois catégories, fonction de la viscosité qu'elles confèrent au fluide :

- ❖ basse viscosité
- ❖ moyenne viscosité
- ❖ haute viscosité

Elles sont qualifiées de "technique" ou "purifiée" suivant la pureté du produit.

Généralement, les C.M.C. techniques sont employées pour réduire le filtrat des boues réunissant les deux conditions suivantes : salinité inférieure à 30/35 g/l et calcium inférieur à 500/600 mg/l.

Pour des concentrations supérieures, on préfère employer les C.M.C. "purifiées" qui, bien que plus chères, possèdent un rendement nettement meilleur.

Les C.M.C. haute viscosité sont employées pour augmenter la viscosité autrement que par addition d'argile.

Le rendement d'une C.M.C. diminue lorsque la salinité augmente et on lui préfère l'amidon pour contrôler le filtrat des boues salées saturées.

Cependant, les C.M.C. possèdent encore un bon rendement en milieu salé saturé sous réserve de maintenir la concentration en calcium au-dessous de 400/500 mg/l. Dans ce cas-là, la boue possédera des viscosités plus basses qu'avec l'amidon.

Tout comme l'amidon, les C.M.C. se dégradent lorsque la température atteint 150°C certaines peuvent résister jusqu'à 180 °C. [3]

5.2.3 Les fluidifiants et défloculants

➤ Les tanins

Les plus utilisés sont les tanins de Québracho (extraits de l'écorce d'un arbre poussant en Argentine) et les tanins de châtaigniers.

Le pH d'un tanin non traité, en solution aqueuse, est de 4 environ. L'effet fluidifiant est fonction du pH de la boue, ce qui nécessite d'employer ce produit couplé avec de la soude. Dose d'emploi : 2 à 8 g/l.

Tout comme les C.M.C et les amidons > les tanins se dégradent lorsque la température atteint 150 °C. Les tanins deviennent très vite inefficaces lorsque la concentration en calcium atteint 300 à 400 mg/l ou lorsque la concentration en Na Cl atteint 15 à 20 g/l. [3]

➤ Les lignosulfonates

Les lignosulfonates sont extraits de la pâte à papier de conifères par traitement de la pulpe à l'aide d'un acide sulfite de métal lourd.

Les premiers lignosulfonates employés furent des lignosulfonates de calcium qui permirent de résoudre des problèmes pratiquement insolubles avec l'emploi des tanins.

Actuellement, on préfère les lignosulfonates de ferrocrome qui fonctionnent pratiquement dans toutes les boues à base d'eau. Ces produits possèdent la particularité de se comporter comme un fluidifiant équivalent au Québracho entre 2 et 8 g/l, et comme inhibiteur de gonflement et de dispersion des argiles à doses élevées (12 à 30 g/l).

Une boue traitée à l'aide des lignosulfonates de ferrocrome résiste à de hautes concentrations en calcium et en Na Cl et à des températures de 190 °C.

Il est cependant nécessaire de travailler avec des valeurs de pH supérieures à 9, sinon un microbullage de masse très persistant se manifeste. Lorsque le pH atteint ou

dépasse 9 le microbullage disparaît pour faire place à un bullage de surface que l'on élimine par addition d'anti-mousse. ^[3]

➤ Les lignines

Les lignines sont extraites du bois. C'est à partir des lignines que l'on obtient un lignosulfonate par traitement à l'acide sulfite. On a cependant remarqué que si l'on "greffait" du chrome sur la molécule de lignine on obtenait un produit capable d'exalter les propriétés des lignosulfonates de ferrocrome par un phénomène connu sous le nom de "synergie".

On a donc fabriqué des lignines chromées qui s'emploient en association avec les lignosulfonates et accroissent les propriétés de ces derniers. ^[3]

5.2.4 Les additifs minéraux

➤ La soude caustique (Na OH)

La soude est employée pour :

- ❖ Accroître le rendement des argiles : 1 à 2 kg par mètre cube de boue, 3 à 5 Kg/m³ pour les boues à l'eau de mer
- ❖ Augmenter le pH et accroître le rendement des produits organiques (fluidifiants et réducteurs du filtrat). ^[3]

➤ Le carbonate de soude (Na₂ CO₃)

Le carbonate de soude est employé pour:

- ❖ accroître le rendement des argiles : 1 à 2 kg par mètre cube de boue
- ❖ précipiter le calcium. ^[3]

➤ Le bicarbonate de soude (Na HCO₃)

Le bicarbonate de soude est employé lors des reforages de ciment pour précipiter la chaux libérée par le ciment. ^[3]

➤ L'Anhydrite (Ca SO₄)

L'Anhydrite ou plâtre de Paris est employé pour confectionner les "boues au gypse". La solubilité du gypse est de 2.14 g/l en eau douce à la température de 20 °C. Les ions calcium apportés par le gypse empêchent le gonflement des argiles forées, ce qui permet de travailler avec des viscosités plus faibles. ^[3]

➤ La chaux éteinte Ca (OH)₂

La chaux éteinte est employée pour :

- ❖ Augmenter la viscosité d'une suspension d'argile préalablement hydratée dans de l'eau (ceci entraîne une augmentation de filtrat)
- ❖ Fluidifier certains types de boues salées saturées en Na Cl)

- ❖ Confectionner les "boues à la chaux"
- ❖ Dégazifier les boues contaminées par le gaz carbonique (CO₂).^[3]

➤ Le sel (Na Cl)

Le chlorure de sodium est employé pour confectionner des boues salées saturées, lorsque l'on doit forer dans des zones salifères.^[3]

➤ Le chlorure de calcium (Ca Cl₂)

Le chlorure de calcium est employé lorsque l'on désire confectionner des boues contenant une concentration en calcium dans le filtrat plus élevée que celle que peut fournir le gypse. Il est utilisé pour certaines boues à émulsion inverse.^[3]

5.3 Les produits organiques spéciaux

5.3.1 Les anti-ferments

Ces produits sont utilisés pour empêcher ou stopper la fermentation des colloïdes organiques (amidon, gommes, etc..) en milieu non stérile. On utilise en général des dérivés phénoliques. Doses d'emploi : 0.5 à 1.5 kg/m³.^[3]

5.3.2 Les anti-mousses

Ces produits favorisent le dégazage de la boue. Il en existe une infinité. Citons

- ❖ le stéarate d'alumine
- ❖ les alcools supérieurs (octylique, etc...)
- ❖ les tensioactifs (éthers polyoxyéthylénés).

Le stéarate d'alumine doit être préalablement dispersé dans l'huile : 5 kg de stéarate pour 25 litres d'huile. Les alcools et tensio-actifs sont livrés sous forme liquide et peuvent être employés tels quels.

L'incorporation d'anti-mousse dans la boue s'effectue en laissant couler un faible filet de produit dans la goulotte pendant 2 ou 3 cycles, soit une dose de 0.1 à 0.3 litre par mètre cube de boue.^[3]

5.3.3 Les agents de décoincement

Les statistiques montrent que 70 à 80 % des coincements sont des coincements par pression différentielle.

Ce coincement se produit au niveau des zones perméables (calcaires, grès, etc...) lorsqu'un élément du train de sonde touche la paroi du puits. Il est causé par la différence existant entre pression de formation et pression hydrostatique de la colonne de boue. Le cake forme un joint qui empêche l'égalisation des pressions.

L'injection d'un bouchon d'huile est souvent inopérante, l'huile n'arrive pas toujours à s'infiltrer entre le cake et le métal, permettant l'égalisation des pressions et le décoincement.

En général, ces additifs sont des tensio-actifs cationiques qui se fixent sur les parties métalliques et les roches formant un film lubrifiant et hydrophobe.

Les doses d'emploi sont les suivantes : 2 à 3 % par rapport à l'huile.

Ajoutons que le produit peut être employé en mesure préventive dans la boue de circulation qui doit être une boue émulsionnée, le tensio-actif n'étant dispersible que dans l'huile. ^[3]

5.3.4 Les anti-friction et extrême-pression

Ces produits ont été mis au point pour réduire l'usure des outils, de la garniture, des pièces en mouvement, des pompes, etc...

Les produits A.F. (anti-friction) sont en fait des lubrifiants permanents. Citons le graphite en poudre entre autres.

Les produits E.P. (extrême pression) sont en fait des "anti-grippants", c'est-à-dire qu'ils déposent un film lubrifiant à l'amorce du grippage des roulements de l'outil empêchant le phénomène de se produire. Le film ne peut donc se déposer qu'à très haute température (300 à 400 °C).

Les boues traitées à l'aide de ces additifs permettent une diminution de l'usure allant parfois jusqu'à 50 - 70 %.

Un appareil, connu en France sous le nom de machine de NICOT, permet de mesurer la diminution de l'usure après addition des produits dans la boue.

Doses d'emploi : 1 à 4 % par rapport à la boue. Les additifs sont liquides ou en poudre, selon les fabricants. ^[3]

5.3.5 Les anti-corrosions

Les boues aérées, les boues salées saturées et en général les boues à pH inférieur à 10 corrodent à la longue les parties métalliques avec lesquelles elles sont en contact. Pour réduire la corrosion, on ajoute parfois dans la boue des produits anticorrosion. Citons : le chromate de soude, le bichromate de potassium, etc.... et les dérivés d'amines grasses.

Les doses d'emploi varient suivant les produits : 3 g/l pour les chromates et bichromates et 0.3 à 0.5 g/l pour les dérivés d'amines. ^[3]

5.3.6 Les anti-bourrants et accélérateurs de vitesse d'avancement

Ces additifs empêchent les argiles forées de "coller" sur le métal des outils, ce qui évite le "bourrage" et permet d'appliquer des poids plus élevés sur un outil forant dans les argiles et les marnes.

On a aussi signalé des augmentations de vitesse d'avancement sans qu'il soit facile d'expliquer pourquoi. Il semble cependant que le phénomène soit lié aux propriétés tensio-actives de ces additifs. Les doses d'emploi sont de 2 à 5 % par rapport à la boue. ^[3]

5.4 Les alourdissants

5.4.1 La barytine ou sulfate de baryum ($Ba SO_4$ - densité : 4.2)

C'est l'alourdissant le plus couramment utilisé. Une bonne barytine, le plus communément appelée baryte, ne doit pas contenir d'argile ni de sel soluble et sa densité doit être d'au moins 4.20. Elle ne doit pas contenir d'abrasif et sa granulométrie doit être telle qu'elle ne sédimente pas ni n'augmente pas trop la viscosité de la boue. A l'aide de la baryte on peut alourdir une boue jusqu'à une densité de 2.50. ^[3]

5.4.2 Le carbonate de calcium ($Ca CO_3$ - densité : 2.7)

C'est un alourdissant utilisé dans les boues de complétion. Il présente l'avantage de pouvoir être détruit par acidification du cake. Il est aussi employé parfois comme "alourdissant primaire" dans les boues à l'huile de faible viscosité parce qu'il ne sédimente pas facilement.

A l'aide de $Ca CO_3$, on peut alourdir une boue jusqu'à une densité de 1.20 – 1.30. ^[3]

5.4.3 La galène ou sulfure de plomb (PbS - densité : 7.00)

Cet alourdissant est employé pour obtenir des densités de boue de 2.50 à 3.00

On alourdit d'abord la boue à l'aide de baryte qui sert "d'alourdissant primaire", puis on poursuit l'alourdissement à l'aide de galène jusqu'à la densité désirée. Le produit est très abrasif et ne doit être employé qu'en cas de nécessité absolue. ^[3]

5.4.4 Les oxyde de fer

Ils sont peu utilisés à cause de leur forte abrasivité. ^[3]

5.5 Les colmatants

Les produits colmatants naturels ou synthétiques sont en nombre considérable. Ils sont classés de la façon suivante. ^[13]

5.5.1 Colmatants granulaires

De par leur forme anguleuse et leur répartition granulométrique, ils agissent en bloquant en profondeur les fissures. Ils ont une grande résistance mécanique aux pressions différentielles. On emploie des produits durs et calibrés. Citons :

- ❖ les coquilles de noix ^[13]
- ❖ les noyaux d'abricots, cerise, olive, etc.... ^[3]

Les granulométries utilisées sont dans le tableau suivant

Tableau I.01 : les catégories de granulométrie et leurs dimensions

Les tailles	Diamètre en [mm]	Diamètre en API
Super k	produit brut tout venant	
Gros k	De 1.6 à 5 mm	De + 33 à – 37
Moyen k	De 0.5 à 1.6 mm	De + 28 à – 33
Fin k	De 0.16 à 1.6 mm	De + 23 à – 28

5.5.2 Colmatants fibreux

Leur but est de "tisser une trame" autour des colmatants granulaires. Ils ont une faible résistance mécanique à l'extension (rupture des fibres sous l'influence des pressions différentielles).

Citons : les fibres de bois, de cannes à sucres, cellulosiques. ^[3]

5.5.3 Colmatants lamellaires

Ils forment un colmatage surtout superficiel. Ils sont en général utilisés pour parfaire le colmatage réalisé par les colmatants granulaires et fibreux. Citons : les déchets de cellophane, de mica. ^[3]

5.5.4 Colmatants gonflants

Ils permettent d'obtenir très vite un fluide à très haute viscosité. Citons : les gommes, qui à l'aide d'un catalyseur, fournissent une gelée extrêmement visqueuse. ^[3]

5.5.5 Colmatants à "prise"

Injectés des liquides, qui deviennent au bout d'un certain temps rigides. Citons : le ciment, le plâtre, etc... ^[3]

5.6 Boues à phase continue eau - fabrication et entretien

5.6.1 Boue bentonitique

➤ Principe

Le constituant de base est la bentonite, à laquelle viendra s'ajouter l'argile forée. Lorsque le pourcentage de celle-ci devient trop élevé, certaines caractéristiques de la boue augmentent de façon excessive, notamment les gels, la yield-value et l'épaisseur du cake. Dans la plupart des cas, la boue peut être rétablie par dessablage et dilution. En effet, il s'agit ici essentiellement d'une boue de démarrage, donc en gros diamètre, avec des

avancements rapides et des pertes en surface importantes, imposant de grosses fabrications journalières. ^[3]

Cependant, occasionnellement, des traitements supplémentaires pourront être faits avec des phosphates, de la C.M.C., du tanin ou du F.C.L. Ceci ne constitue pas à proprement parler de nouveaux types de boues puisque ce sont des traitements strictement curatifs, s'appliquant sur une argile déjà dispersée. ^[3]

De plus, ce genre de traitement est limité dans le temps en efficacité et en rentabilité et permet surtout d'atteindre la cote de conversion en un type de boue plus élaboré. ^[3]

➤ Fabrication :

Tableau I.02 : composition de boue bentonitique

Composant	Quantité	Unité
Eau	1000	L
Soude/ carbonate	De 2 à 4	Kg
Bentonite	De 50 à 80	Kg

➤ Entretien

Dans le cas le plus fréquent on recherche en boue de démarrage les caractéristiques suivantes :

- ❖ viscosité et surtout gels élevés pour tenir les terrains non consolidés de surface et limiter les pertes par infiltration. Ceci sera obtenu par augmentation de l'alcalinité à la soude ou à la chaux. Celle-ci a l'inconvénient dans ces conditions d'augmenter aussi le filtrat
- ❖ densité augmentée spontanément par apport du terrain et diminuée par dilution et dessablage.
- ❖ filtrat en général non contrôlé ; cependant un dessablage, et un désiltage efficaces permettront d'améliorer la qualité du cake. ^[3]

5.6.2 Boue au F.C.L. - soude

Ici aussi, l'ajout de F.C.L. à une boue très chargée en argile va avoir un effet sur la thixotropie et la plasticité. Par ailleurs, le filtrat va être amélioré de façon très sensible. L'ajout de soude en faible quantité (2 ou 4 parties de F.C.L. pour une partie de soude) permet avant tout de solubiliser le F.C.L., de neutraliser son acidité et de créer une légère alcalinité propice à la disparition du bullage. ^[3]

De même, le F.C.L. n'a ici qu'un rôle de fluidifiant et non d'inhibiteur de gonflement- dispersion comme dans une boue "bentonitique simplifiée". De tels

traitements permettent de surmonter pendant un temps limité de faibles contaminations par l'anhydrite, le sel ou le ciment. ^[3]

5.6.3 Boue (blanche) à la C.M.C.

De faibles quantités de C.M.C. technique permettent de défloculer une boue de ce type qui a été légèrement contaminée. Thixotropie et filtrat seront alors nettement améliorés. La C.M.C. a donc ici avant tout un rôle de colloïde protecteur. ^[3]

5.6.4 Boue à la chaux

Tableau I.03 : composition de boue à la chaux

Composant	Quantité	Unité
Eau	1000	L
Soude	De 3 à 6	Kg
Bentonite	De 50 à 80	Kg
Tanin	De 3 à 6	Kg
Chaux	De 8 à 15	Kg
Amidon	De 5 à 15	Kg

➤ Entretien:

La particularité de ce type de boue est qu'un excès de chaux est gardé dans la boue de façon, d'une part, à favoriser l'échange Na -- Ca (calcium soluble) et, d'autre part, à permettre l'absorption d'une partie de la chaux sur l'argile et améliorer ainsi les caractéristiques rhéologiques. ^[3]

5.6.5 Boue salée saturée

Utilisée pour éviter le cavage du sel foré. Leur teneur en Na Cl est telle que l'argile s'y trouve dispersée essentiellement sous forme sodique, bien qu'il y ait souvent une teneur en Ca⁺⁺ soluble importante (2000 à 4000 mg/l sont courants au Sahara). Dans les conditions normales, la chaux ajoutée est sans effet sur les réactions d'échange de base et agit seulement par absorption sur la surface de l'argile, modifiant par là forme et hydratation (eau d'imbibition) de la particule et donc rhéologie et filtrat de la boue. Un excès de chaux (traitement trop rapide ou trop important, reforage ciment) amorce l'échange de base, signalé par l'apparition du Pf non nul, et l'augmentation du filtrat. Ensuite, toutes choses égales par ailleurs, le calcium diminuera. Ce fait montre bien que la présence de CO₃⁻⁻ est nécessaire à l'échange de base et qu'une haute teneur en calcium n'est pas suffisante. Ceci explique qu'à alcalinité constante une contamination par l'eau chlorurée calcique seule soit relativement peu sensible, bien que les teneurs en calcium dépassent souvent 20 000 mg/l.

Hors du Sahara, les argiles peuvent se comporter différemment et ne supporter que des teneurs en calcium bien plus faibles. La soude contrôlera alors la solubilité du Ca^{++} et il pourra apparaître un Pf différent de zéro, sans modification des caractéristiques de la boue, à condition que le Ca^{++} soit très faible. ^[3]

➤ Composition

Tableau I.04 : composition de boue salée saturée

Composant	Quantité	Unité
Eau	1000	L
Sel	350	Kg
Amidon	De 25 à 35	Kg
Chaux	De 5 à 10	Kg
Attapulгите	De 50 à 80	Kg

➤ Entretien

La viscosité sera contrôlée par maintien d'un excès de chaux (Pb) qui sera fonction de la teneur en solides (diagramme ternaire). Un surtraitement en chaux sera résorbé par ajout de bicarbonate de soude qui annule le Pf et rétablira les caractéristiques de filtration. La viscosité sera augmentée par ajout d'attapulгите. ^[3]

5.6.6 Boues aux dérivés ligneux

Les dérivés ligneux (lignosulfonates de ferrochrome, lignine chromée), sont ajoutés non plus tellement pour leurs propriétés fluidifiantes, mais bien pour inhiber le gonflement et la dispersion des argiles des parois et de la boue. Il s'agit donc ici essentiellement d'un rôle préventif.

Les dérivés ligneux agissent en se liant à l'argile qu'ils vont protéger en bloquant échange de base et fragilisation par OH. Cette protection (les américains parlent d'encapsulation") n'est efficace que dans certaines conditions :

- ❖ Teneur en dérivés ligneux adaptée à la réactivité de l'argile (plus l'argile est réactive, plus la teneur doit être élevée).
- ❖ Nature et force ionique du milieu permettant la solubilisation des produits ligneux. En particulier, en milieu salé saturé, l'inhibition peut être rompue par un excès de Pf et de calcium soluble.

Il faut cependant signaler que, si une inhibition parfaite est presque toujours favorable à la tenue des parois, elle peut entraîner à la longue des difficultés de contrôle des caractéristiques boues.

En effet, il y a toujours, quelque soit le type de boue, une dispersion strictement mécanique de l'argile. Sur celle-ci, une inhibition excessive peut rendre inopérant les

traitements fluidifiants classiques. Thixotropie et plasticité peuvent alors devenir telles que l'inhibition doit être limitée soit en diminuant la teneur en dérivés ligneux, soit en modifiant la force ionique du milieu. ^[3]

➤ Composition boue douce au F.C.L./L.C.

Tableau I.05 : composition de boue douce au F.C.L./L.C

Composant	Quantité	Unité
Eau	1000	L
Soude	De 9 à 10	Kg
Bentonite	De 50 à 100	Kg
F.C.L	De 20 à 45	Kg
L.C	De 10 à 20	Kg
C.M.C	5 (Suivant filtrat désiré)	Kg

➤ Composition Boue salée au F.C.L./L.C.

Tableau I.06 : composition de boue salée au F.C.L./L.C

Composant	Quantité	Unité
Eau	1000	L
Sel	350	Kg
Soude ou chaux	10	Kg
Bentonite	De 30 à 50	Kg
Attapulгите	De 20 à 50 (suivant viscosité désirée)	Kg
F.C.L	De 15 à 45	Kg
L.C	De 20 à 30	Kg

➤ Entretien

Les F.C.L et les L.C ont un rôle préventif et curatif; leurs concentrations, ainsi que l'équilibre chimique de la boue, devront être ajustés avant l'entrée dans les argiles réactives, qui ont motivé le choix de ces types de boues.

Par ailleurs, il faut noter qu'une bonne inhibition retarde la dispersion de l'argile dans la boue, mais n'augmente pas sa résistance à la charge argileuse. Les dilutions seront donc moins fréquentes, mais pourront être décidées, comme pour les types de boues classiques (par utilisation des diagrammes ternaires).

Une thixotropie élevée, résistant aux traitements classiques, sera contrôlée plus aisément en faisant rétrograder l'inhibition.

Un bullage de masse, inconvénient inhérent à l'utilisation des F.C.L/L.C., sera détruit la plupart du temps par un réglage approprié de l'alcalinité. Les anti-mousses ne devraient donc être utilisés que pour briser les mousses de surface. ^[3]

5.6.7 Boues à l'eau de mer

L'eau de mer a une salinité de 32 à 35 g/l et des teneurs importantes en calcium et magnésium (respectivement 0.4 et 1.3 g/l).

Excepté les boues salées saturées à base d'eau de mer qui ont bien évidemment un comportement identique à celui des boues salées classiques, deux types de boues spécifiques sont utilisées^[3] :

➤ Boue de démarrage

Tableau I.07 : composition de boue de démarrage

Composant	Quantité	Unité
Eau	1000	L
Soude ou carbonate	De 2 à 4	Kg
Attapulgite	De 80 à 100	Kg
Bentonite	50	Kg
Chaux	De 1 à 5 (augmentation de la viscosité)	Kg

➤ Boue F.C.L / L.C. à l'eau de mer

Tableau I.08 : composition de boue F.C.L / L.C à l'eau de mer

Composant	Quantité	Unité
Eau de mer	1000	L
Bentonite	100	Kg
Attapulgite	De 30 à 80	Kg
Soude	De 5 à 10	Kg
F.C.L	De 10 à 20	Kg
L.C	De 5 à 10	Kg
C.M.C. raffinée	De 1 à 5	Kg

➤ Entretien

Comparable à celui des boues douces au F.C.L/L.C.^[3]

5.7 Boues à phase continue huile : fabrication et entretien

5.7.1 Boue à l'huile

Indépendamment des avantages qui peuvent être retirés pour la productivité des puits, ces boues ont l'intérêt de présenter une phase continue huile sans affinité avec l'argile, qui ainsi ne subit plus les phénomènes d'hydratation, d'échange de base, etc... Ces boues sont constituées essentiellement de :

- ❖ Une huile de base. dont les spécifications dépendent de l'émulsifiant utilisé et des caractéristiques finales requises pour la boue. les spécifications moyennes sont :
 - ✓ Huile asphaltique (brut, fuel lourd)
 - ✓ Densité entre 0.91 et 0.96
 - ✓ Point éclair supérieur à 80.
- ❖ Un émulsifiant. Sont d'ordinaire du type "savon"(acide gras) et permettent de baisser l'énergie inter faciale huile /eau.

- ❖ Les réducteurs de filtrat, ont pour but de réduire la quantité d'huile qui filtre aux parois du puits
- ❖ Les viscosifiants, utilisée pour augmenter la viscosité de la boue par utilisation des Bentones qui sont des bentonites rendues mouillables à l'huile par remplacement des cations échangeables par la radiale amine (NH_2^+).
- ❖ Les agents mouillants, ce sont des tensio-actifs utilisés pour favoriser la mouillabilité à l'huile des solides. ^[3]

➤ Entretien

La viscosité est diminuée par addition de fuel léger et augmentée par du fuel lourd et du concentré.

Cette boue résiste à 10-12 % d'eau et peut être alourdie jusqu'à densité 2.00. ^[3]

5.7.2 Boue à émulsion inverse

Cette boue présente à peu près les mêmes avantages que la boue à l'huile, puisque l'eau s'y trouve sous forme d'émulsion et n'entre pas en contact, en principe, avec l'argile. Ceci n'est pas absolument rigoureux, puisque par exemple en forage dans le sel, la phase eau de la boue se sature progressivement. De toute façon, ce contact eau argile est limité et ne peut se réaliser que très lentement. Comparée avec celle constatée en boue à l'eau, l'hydratation de l'argile en boue à l'huile sera extrêmement réduite ; ceci sera particulièrement sensible sur les déblais qui n'ont qu'un temps de séjour réduit dans la boue. ^[3]

➤ Composition

- ❖ Huile de base
- ❖ Emulsifiants primaire
- ❖ Emulsifiant secondaire
- ❖ Réducteur de filtrat
- ❖ Viscosifiant
- ❖ Chaux vive ou éteinte
- ❖ Eau douce ou saumure simple ou mixte
- ❖ Alourdissements simple ou mixte

➤ Entretien

Rhéologie et filtrat seront ajustés par variations du rapport eau-huile et par ajout des concentrés adéquats. Des additifs supplémentaires peuvent être utilisés pour certains cas particuliers (agent mouillant, etc ...). ^[3]

CHAPITRE II

La mise en évidence qualitative et quantitative des ions d'un fluide de forage (théorie et pratique)

1 Introduction

Les caractéristiques physiques des boues (densité, rhéologie, filtrat etc...) sont directement ou indirectement liées à la présence de corps solubles ou insolubles dans la boue. 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, carbonates, gaz carbonique ou sulfureux etc...) dans ce cas ils joueront le rôle de contaminants. ^[4]

Ils peuvent être additionnés volontairement dans le cadre d'un type de boue donné (boue salée saturée, boue au gypse, boue à la chaux etc...) ^[4]

Dans tous les cas le technicien des boues doit effectuer les mesures chimiques permettant de préciser les ions présents dans la boue 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 boues. ^[4]

2 Notion sur la chimie analytique

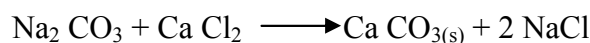
2.1 Généralité sur les solutions et leurs types

Une solution peut être définie comme un mélange uniformément dispersé au niveau moléculaire ou ionique. Dans une vraie solution, une ou plusieurs substances appelées solutés sont uniformément dispersées dans un ou plusieurs autres substances appelées le solvant. Les solutés peuvent être présents dans l'eau, généralement sous forme de molécules (sucres) ou des ions (sels). Les solutés peuvent aussi être gazeux ou liquides. Quand deux liquides présentent une solvabilité mutuelle, ils sont dits miscibles. ^[5]

Un soluté, qui confère une conductivité ionique lorsqu'il est dissout dans l'eau, est appelé électrolyte. Par exemple le chlorure de sodium, à l'état solide existe sous forme de composé ionique. Mais quand dissous dans l'eau, individuel Cl^- et Na^+ les ions se séparent et l'eau devient un bon électrolyte. Les substances non électrolytiques se dissolvent généralement sous forme de molécules sans charge. La solution résultante ne conduit pas efficacement un courant. ^[5]

2.2 Réactions en solution

Si deux composés solubles dans l'eau peuvent réagir ensemble pour former un composé insoluble, alors ils le feront. Ainsi, le chlorure de calcium et le carbonate de sodium sont tous deux solubles dans l'eau les leurs, mais s'ils sont mélangés, le carbonate de calcium insoluble précipite en solution. La réaction est écrite comme suit: ^[6]



Le chlorure de sodium, étant soluble, est laissé en solution. La réaction se produit parce que les deux réactifs, étant ioniques, sont divisés en leurs ions constitutifs en solution. Quand mélangé ensemble, la solution ne contient pas de carbonate de sodium et de chlorure de calcium en tant que tel, mais plutôt du sodium, des ions calcium, carbonate et chlorure, et il est impossible de dire quel cation est associé à quel anion. [6]

2.3 Équilibre et précipitation

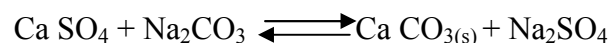
➤ Équilibration

L'équilibre physique : est le terme utilisé lorsque deux phases ou plus d'un système changent au même taux pour que le changement net dans le système soit égal à zéro. Ce système atteint l'équilibre lorsque le nombre de molécules quittant le liquide est égal au nombre qui y entre. [5]

L'équilibre chimique : est une condition dans laquelle une réaction et sa réaction inverse se produisent au même rythme, entraînant une concentration constante de réactifs. La double flèche est le symbole habituel pour une réaction d'équilibre.

➤ Les précipitations

Les précipitations se produisent lorsqu'un matériau solide "tombe" hors de la solution. Si une solution de sel chaude (dans l'eau) est complètement saturé de sel, car il refroidit le sel précipitera hors de la solution, le terme scientifique pour cela est cristallisation. Il peut également décrire le processus par lequel deux types d'ions ou de molécules dissous se combinent pour former un composé insoluble (solide) appelé précipité. Parfois, la réaction est indiquée par une flèche verticale vers le bas, bien que les précipités ne tombent pas nécessairement suspension viscosité. [5]



La précipitation de diverses substances est utilisée à la fois dans l'analyse chimique et dans l'élimination des ions contaminants provenant des fluides de forage. [5]

3 Les méthodes d'analyse

3.1 Analyse chimique

3.1.1 Analyse qualitative

Elle est l'ensemble des méthodes d'analyse chimique qui permettent d'identifier les substances chimiques présentes dans un échantillon d'autre façon, elle permet de détection des ions positifs et des ions négatifs dans la solution au moyen des indicateurs. Elle est en cela complémentaire de l'analyse quantitative. [7]

3.1.2 Analyse quantitative

3.1.2.1 Généralité sur méthode de dosage volumétrique

Les analyses quantitatives à effectuer par les techniciens des boues reposent sur le principe de la volumétrie. ^[4]

3.1.2.2 Principe de la volumétrie

Elle consiste à verser progressivement dans un volume déterminé d'une solution à doser, un certain volume d'un réactif approprié de titre connue, jusqu'à ce que la réaction soit complète. Inversement, la solution à doser peut être versée dans un certain réactif de titre connu. ^[4]

Suivant le volume de solution titrée utilisé (réactif), on déduit conformément à l'équation de réaction la quantité du ou des éléments à doser présente dans la prise d'essai. ^[4]

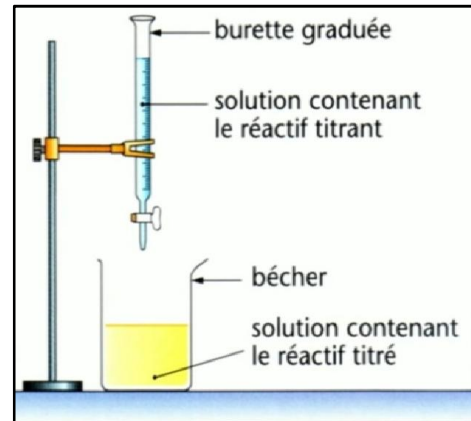


Figure II.01 : Principe de dosage volumétrique

❖ Les indicateurs utilisés en méthode volumétrique :

Un indicateur est un produit chimique qui change de couleur lorsque son environnement chimique change. Pour être efficace, ce changement de couleur doit être brutal et se produire sur un très petit intervalle ou changement chimique. ^[6]

Différents indicateurs sont utilisés pour différents titrages, en fonction des produits chimiques impliqués pour titrages acide-base. ^[6]

Tableau II.01 : les indicateurs les plus utilisés et leurs changements de couleur

Indicateurs	Titration	Changement de couleur
Phénolphthaléine	Acide/base	Rose : pH > (8-8.3), incolore : pH < 9
Méthylorange	Acide/base	Rouge : pH > 4, jaune : pH < 4
Rouge de crésol	Acide/base	Jaune : pH > 8, rouge : pH < 8
Vert de bromocrésol	Acide/base	Jaune : pH > 4, bleu : pH < 4
Chromate de potassium	Chlorure /nitrate d'argent	Jaune, rouge avec excès Ag ⁺ ions
Murex-ide	Calcium	Rose avec Ca ²⁺ ou Mg ²⁺ , bleu sans
T noir solo-chrome	Ca ²⁺ , Mg ²⁺	Rouge avec Ca ²⁺ ou Mg ²⁺ , bleu sans

3.1.2.3 Raisons du choix de la méthode

- ❖ Rapidité.
- ❖ Possibilité d'opérer sur des volumes de prises d'essais réduits.

- ❖ Ne nécessite pas de matériel de précision ne s'adaptant pas au chantier (balances de précision etc.)

Nous pourrions lui reprocher une certaine imprécision mais, les résultats obtenus sont suffisants pour permettre le contrôle des boues de forage sur chantier. ^[4]

3.1.2.4 Variantes de l'analyse volumétrique

- ❖ Acidimétrie.
- ❖ Alcalinimétrie.
- ❖ Iodométrie.

3.1.2.5 Les appareils utilisés en méthode volumétrique

Le principal matériel utilisé en volumétrie comprend :

- ❖ Des pipettes jaugées ou graduées.
 - ❖ Des ballons jaugés.
 - ❖ Des burettes graduées. ^[4]
- Pipettes

Elles servent à prélever un volume déterminé de solution (prise d'essai) pour l'introduire dans le récipient à réaction (bêcher, erlenmeyer). ^[4]

Manipulation

Plonger la partie intérieure (pointe) environ 1 cm dans le liquide à prélever.



Figure II.02 : Pipette

Aspirer lentement le liquide de manière à ce qu'il dépasse de 2 cm environ le niveau de remplissage désiré dans la pipette. Obturer l'orifice supérieur de la pipette avec l'index.

Sortir la pipette de liquide, la maintenir verticale avec la pointe au contact de la paroi du récipient.

Soulever légèrement l'index afin de laisser s'écouler lentement le liquide jusqu'à ce que le plan inférieur du ménisque soit sur le trait de jauge de la pipette. Reposer le doigt pour interrompre l'écoulement.

Placer la pipette au-dessus du vase à réaction, tenue verticalement, la pointe au contact du vase.

Laisser s'écouler le liquide, jusqu'à vider la pipette dans le cas d'une pipette à un trait ou jusqu'au repère inférieur dans le cas d'une pipette à deux traits ou graduée. ^[4]

➤ Burettes

Elles servent à mesurer la quantité de réactif versé dans la solution à doser. [4]

✚ Manipulation

La burette doit être placée verticalement.

Le robinet doit être graissé avec un film de vaseline ou de graisse à rodage.

Effectuer le remplissage en faisant dépasser de 1 à 2 cm le zéro puis ajuster le ménisque en laissant s'écouler par le robinet, la pointe au contact du vase. [4]

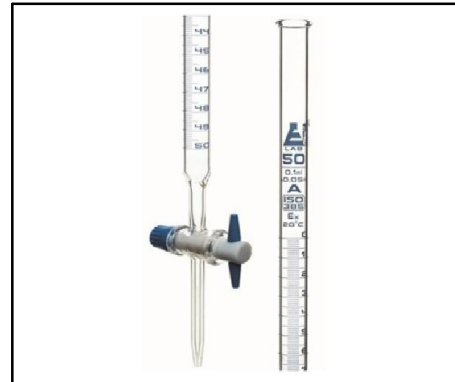


Figure II.03 : Burettes

➤ Ballons jaugés

Ils servent surtout à préparer les solutions titrées.

Ces sont des ballons qui portent un trait de jauge dans leur col. Le volume marqué sur le corps du ballon est obtenu à 20°C en ajustant le niveau du liquide au droit de ce trait. [4]



Figure II.04 : Ballons jaugés

3.2 Autres méthodes d'analyse

Le plus souvent, on constate qu'il n'existe pas d'indicateur approprié pour déterminer le point final d'une réaction. Dans ce cas, d'autres méthodes doivent être utilisées. Une solution courante à ce problème consiste à ajouter un excès de solution standard à un volume connu du filtrat et précipiter l'ion testé en tant que composé insoluble. Depuis l'excès de le réactif est ajouté, tous les ions sont précipités et la quantité de précipité est donc proportionnelle à la quantité d'ion présent dans le filtrat. La quantité de précipité peut être mesurée en trois façons: [6]

- ❖ Analyse gravimétrique.
- ❖ La centrifugation.
- ❖ Analyse turbidimétrique.

Deux autres techniques d'analyse sont parfois utilisées pour les fluides de forage.

- ✚ Photomètre à flamme : Ceci est utilisé pour une détermination précise du sodium, du potassium et ions lithium et dépend d'une mesure de l'intensité de la lumière d'un capteur bien défini longueur d'onde émise par ces ions lorsqu'ils sont chauffés. L'instrument est assez délicat et est également assez cher. [6]

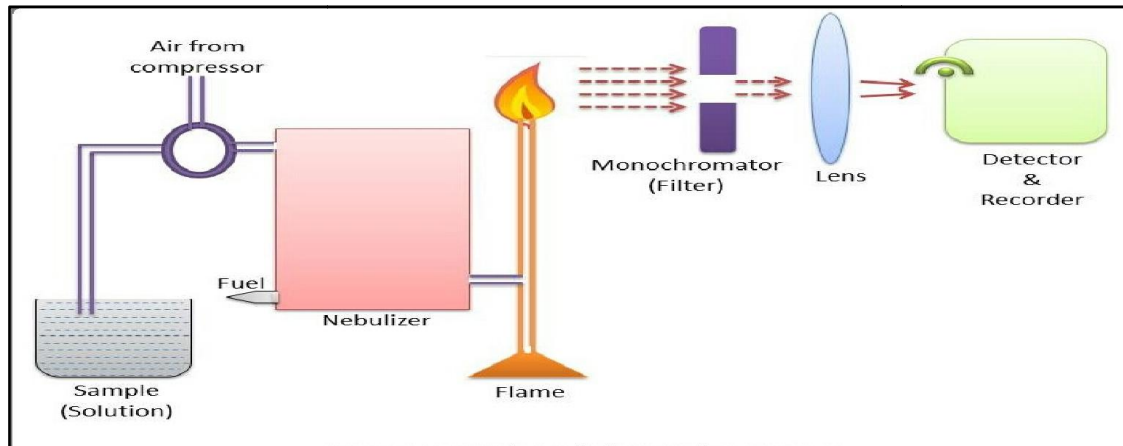


Figure II.05 : Principe de technique photomètre à flamme

- ✚ Analyse colorimétrique : Ceci peut être utilisé pour déterminer les quantités de silicium, de fer ou aluminium. Ces ions forment des complexes colorés avec certains produits chimiques. L'intensité de la couleur développée est proportionnelle à la concentration du complexe et à la concentration de l'ion testé.^[6]

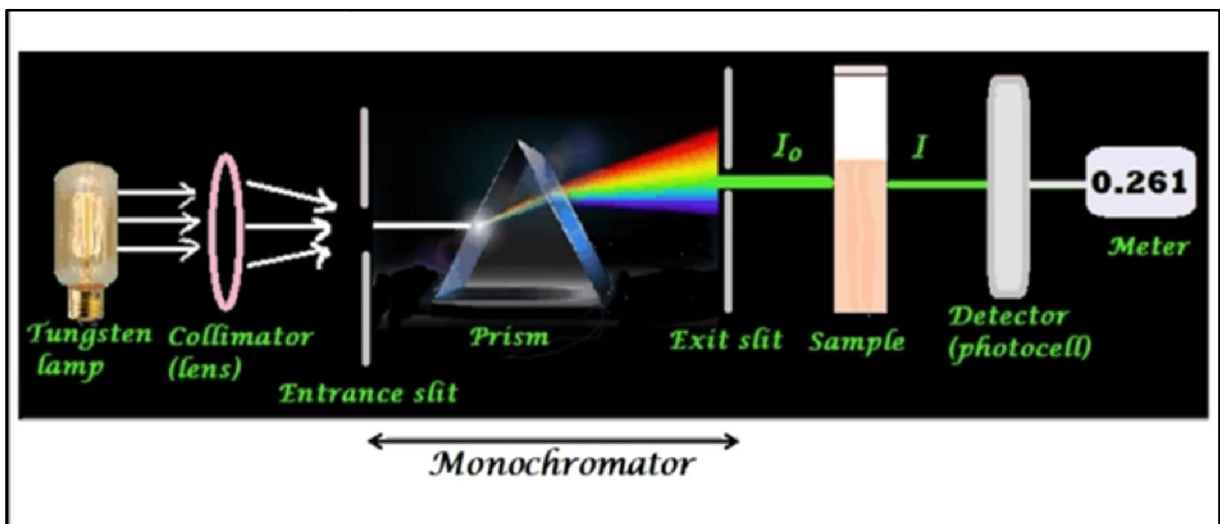


Figure II.06 : Principe d'analyse colorimétrique

4 Recherche qualitative des ions

Le but de cette recherche est de déterminer rapidement la présence ou non d'un ion dans le filtrat ou la boue. Nous verrons ensuite comment définir quantitativement la concentration de cet ion.^[4]

4.1 Les solutions titrées

Une solution titrée est une solution préparée à une concentration donnée, identifiée par une étiquette normalisée. A l'aide d'un petit entonnoir, introduire la quantité nécessaire de soluté ou de solution concentrée nécessaire.^[7]

Tableau II.02 : Les solutions titrées

Solutions	Masse	Valence	Equivalent	Masse de l'équivalent
H ₂ SO ₄	98	2	½	49
Na OH	40	1	1	40
AgNO ₃	170	1	1	170
H Cl	36.5	1	1	36.5
Versénate	372	2	1/2	186
Ca CO ₃	100	2	1/2	50
Ba Cl ₂	208	2	1/2	104
Mg Cl ₂	95	2	1/2	47.5

4.2 Recherche qualitative des ions OH⁻

4.2.1 Réactifs nécessaires

- ❖ Eau distillée privée de gaz carbonique.
- ❖ Solution de phénolphtaléine.
- ❖ Solution de chlorure de baryum (Ba Cl₂).^[4]

4.2.2 Mode opératoire

- ❖ Pipeter 1 à 2 cm³ de filtrat et verser dans un tube à essai propre.
- ❖ Ajouter un peu d'eau distillée privée de CO₂ (par ébullition).
- ❖ Ajouter 2 à 3 gouttes de solution de phénolphtaléine.^[4]

4.2.3 Les résultats

- ❖ Si aucune coloration n'apparaît, le filtrat ne contient pas ions OH⁻.
- ❖ Si une coloration rose se manifeste, ajouter environ 1 cm³ de solution de Ba Cl₂ et chauffer jusqu'à ébullition.
 - ✓ Si le filtrat se décolore il n'y a pas d'ions OH⁻.
 - ✓ Si le filtrat reste coloré, il y a présence d'ions OH⁻.^[4]

4.3 Recherche qualitative des ions Cl⁻

4.3.1 Réactifs nécessaires

- ❖ Eau distillée.
- ❖ Solution de nitrate d'argent Ag NO₃ (N de préférence).^[4]

4.3.2 Mode opératoire

- ❖ Pipeter 1 à 2 cm³ de filtrat et verser dans un tube à essai propre.
- ❖ Ajouter un peu d'eau distillée.

- ❖ Ajouter 1 à 1 cm³ de solution d'Ag NO₃⁻. [4]

4.3.3 Les résultats

- ❖ Si aucune coloration n'apparaît il n'y a pas de Cl⁻
- ❖ Si un léger trouble apparaît il y a peu de Cl⁻.
- ❖ Si un précipité blanchâtre se manifeste il y a des ions Cl⁻ dans le filtrat. [4]

4.4 Recherche qualitative des ions Ca⁺⁺

4.4 .1 Réactifs nécessaires

- ❖ Eau distillée.
- ❖ Acide chlorhydrique normal (H Cl).
- ❖ Solution de chlorure d'ammonium (NH₄ Cl).
- ❖ Ammoniaque pure (NH₄ OH).
- ❖ Solution d'oxalate d'ammonium (C₂ O₄ (NH₄)₂). [4]

4.4 .2 Mode opératoire

- ❖ Pipeter 1 à 2 cm³ de filtrat et verser dans un tube à essai propre.
- ❖ Ajouter un peu d'eau distillée.
- ❖ Ajouter quelques gouttes d'HCl Normal.
- ❖ Ajouter 1 à 2 cm³ de NH₄ Cl en solution.
- ❖ Ajouter 1 cm³ environ de NH₄ OH pure.
- ❖ Ajouter 1 à 2 cm³ de solution de C₂ O₄ (NH₄)₂. [4]

4.4 .3 Les résultats

- ❖ Si aucune coloration n'apparaît il n'y a pas de Ca⁺⁺.
- ❖ Si un trouble ou un précipité blanchâtre se manifeste il y a des ions Ca⁺⁺ dans le filtrat. [4]

4.5 Recherche qualitative des ions SO₄⁻

4.5.1 Réactifs nécessaires

- ❖ Eau distillée.
- ❖ acide chlorhydrique normal (H Cl).
- ❖ Solution de chlorure de baryum (Ba Cl₂). [4]

4.5.2 Mode opératoire

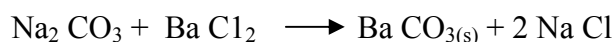
- ❖ Pipette 1 à 2 cm³ de filtrat et verser dans un tube a essai propre.
- ❖ Ajouter un peu d'eau distillée.
- ❖ Ajouter quelques gouttes d'H Cl Normal.
- ❖ Ajouter 1 à 2 cm³ de Ba Cl₂ en solution. [4]

4.5.3 Les résultats

- ❖ Si aucune coloration n'apparaît il n'y a pas de SO_4^{2-} .
- ❖ Si un trouble ou un précipité blanchâtre se manifeste il y a présence d'ions SO_4^{2-} dans le filtrat. ^[4]

Note :

Il est indispensable d'acidifier avec H Cl afin d'éviter la précipitation de carbonate de baryum qui formerait un précipité et de ce fait fausserait notre estimation. ^[4]



4.6 Recherche qualitative des ions K^+

4.6.1 Réactif nécessaire

- ❖ Solution d'acide picrique. ^[4]

4.6.2 Mode opératoire

- ❖ Pipeter 1 à 2 cm^3 de filtrat et verser dans un tube a essai propre.
- ❖ Ajouter 1 à 2 cm^3 d'acide picrique en solution. ^[4]

4.6.3 Les résultats

- ❖ Si après un certain temps aucun précipité n'apparaît il n'y a pas de K^+ .
- ❖ Si un précipité jaune cristallin apparaît. Il y a présence d'ions K^+ dans le filtrat. Ce précipité met parfois longtemps à apparaître. ^[4]

4.7 Recherche qualitative des ions $\text{H}_2 \text{S}$

4.7.1 Réactifs nécessaires

- ❖ Solution d'acétate de plomb ou papier indicateur à l'acétate de plomb. ^[4]

4.7.2 Mode opératoire

1^{er} cas :

- ❖ Prélever à l'aide d'une seringue 2 à 3 cm^3 de boue et les verser dans un bécher.
- ❖ Ajouter quelques gouttes d'une solution d'acétate de plomb.

2^{ème} cas :

- ❖ Poser sur la boue une bandelette de papier à l'acétate de plomb. ^[4]

4.7.3 Le résultat

1^{er} cas

- ❖ S'il y a apparition d'une coloration noire ou brunâtre, la boue contient de l' $\text{H}_2 \text{S}$.

2^{ème} cas

- ❖ En présence d' $\text{H}_2 \text{S}$ dans la boue le papier noircira. ^[4]

5 Recherche quantitative des ions

Nous venons de voir à la partie précédente comment il est possible très rapidement de déceler la présence d'ions dans le filtrat et/ou la boue de forage. Cette information importante n'est pas suffisante, il nous faut également connaître la concentration de certains ions. ^[4]

La présence à faible concentration n'est pas gênante pour la plupart des ions cités mais, un accroissement plus au moins important peut rapidement altérer les caractéristiques physiques de la boue et de plus, l'information sur l'évolution de la concentration en ions est très importante pour déceler ou confirmer In nature des formations ou fluides rencontrés. ^[4]

5.1 Décoloration des filtrats

L'appréciation des virages, au cours de l'analyse volumétrique des filtrats colorés fortement par les tanins, dérivés ligneux ou autres dispersants organiques présente quelquefois de sérieuses difficultés. ^[4]

Afin de remédier à cet inconvénient, il est parfois nécessaire de décolorer les filtrats avant d'effectuer des dosages. ^[4]

Le choix des méthodes de décoloration sera fait en fonction de deux critères :

- ❖ Une méthode n'altérant en rien les résultats de la mesure à effectuer.
- ❖ Une méthode simple applicable sur chantier. ^[4]

5.2 Mesure du pH

5.2.1 Définition du pH

Le pH exprime l'acidité ou la basicité d'une solution aqueuse.

Nous pouvons définir un acide comme une substance qui se dissocie en solution aqueuse en donnant des ions hydrogènes H^+ , tandis qu'une base donne des ions hydroxydes OH^- .

L'eau pure possède une conductivité très faible mais mesurable, égale environ au dix-millionième de celle d'une solution normale d'acide ou de base. Ceci suppose que l'ionisation de l'eau. ^[4]



Produit des ions hydrogènes et des ions hydroxyde (à la concentration d'environ $10^{-7} N$).

Au lieu de dire que la concentration de l'ion hydrogène dans l'eau est 1.00×10^{-7} , on a coutume de dire que le pH de l'eau pure est 7.

Le pH est le logarithme décimal changé de signe, de la concentration des ions hydrogène.

$$\text{Où } \text{pH} = -\text{Log} |\text{H}^+| \iff |\text{H}^+| = 10^{-\text{pH}} = \text{antlog} (-\text{pH})$$

5.2.2 Méthodes de mesure du pH

5.2.2.1 Indicateurs

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. ^[4]



Figure II.07 : Papier pH

Cette méthode consiste à mettre au contact de la boue 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. ^[4]

5.2.2.2 pH mètre électronique

C'est un indicateur de concentration en ions hydrogène avec lequel on mesure le potentiel électrique d'une pile où 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 (boue ou filtrat). ^[4]

Un grand nombre de types d'appareils est sur le marché, il est nécessaire de se référer à la notice du fournisseur pour l'utilisation de chacun d'eux.

Le principe général consiste à immerger une ou deux électrodes dans la solution à mesurer. ^[4]

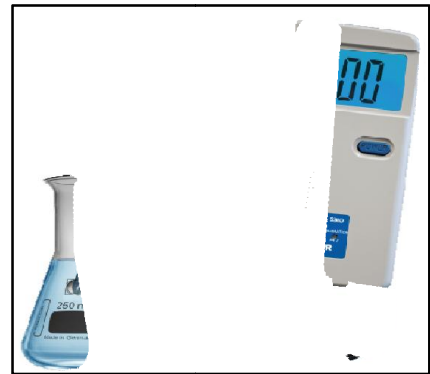


Figure II.08 : pH mètre électronique

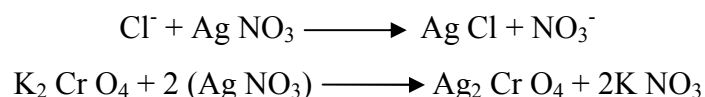
5.3 Dosage quantitatif de chlorures dans le filtrat

Cette méthode normalisée (méthode de Mohr) consiste à doser l'ensemble des chlorures présents dans le filtrat et à exprimer les résultats en chlorure de sodium. Ceci explique que dans certains cas, en présence de chlorures de calcium et magnésium par exemple le résultat obtenu exprimé en Na Cl, atteint des concentrations supérieures à la solubilité du Na Cl. ^[4]

5.3.1 Principe

On précipite les chlorures sous forme de chlorure d'argent, en présence d'un indicateur, le chromate de potassium.

La réaction s'opère en deux temps



Lorsque tous les chlorures sont précipités le chromate de potassium jaune est transformé en chromate d'argent rouge.


L'apparition de coloration rouge sera l'indication de l'approche de la fin du dosage. La coloration persistante étant le terme du dosage. ^[4]

Remarque :

Ce dosage doit être effectué en milieu neutre car en milieu acide il y a dissolution du chromate d'argent et en milieu alcalin il y a précipitation d'oxyde d'argent ou de carbonate d'argent. En pratique, le filtrat étant neutre ou alcalin, on acidifie avec de l'acide nitrique puis on neutralise avec du carbonate de calcium.

L'addition d'acide nitrique a l'avantage de décolorer le filtrat, au moins partiellement. ^[4]

5.3.2 Mode opératoire

 Réactifs nécessaires :

- ❖ Eau distillée privée de CO₂ par ébullition.
- ❖ Acide nitrique environ N/10 (HNO₃).
- ❖ Carbonate de calcium pur pulvérulent (Ca CO₃).
- ❖ Papier pH (pour mesure de 6 à 8).
- ❖ Solution de chromate de potassium (K₂ Cr O₄).
- ❖ Solution titrée de nitrate d'argent (Ag NO₃).

 Dosage :

- ❖ Pipeter 1 cm³ de filtrat et verser dans un bécher ou un erlenmeyer propre.
- ❖ Ajouter 30 à 40 cm³ d'eau distillée.
- ❖ Ajouter 2 à 3 gouttes de HNO₃ (environ N/10).
- ❖ Ajouter une pincée de Ca CO₃ (jusqu'à fin d'effervescence).
- ❖ Contrôler le pH au papier.
- ❖ Ajouter quelques gouttes de solution de chromate de potassium.
- ❖ Faire couler le nitrate d'argent contenu dans la burette en maintenant le bécher en agitation, jusqu'au virage du jaune au rouge orangé. ^[4]

Remarque :

Il est aussi possible d'utiliser la prise d'essai sur laquelle le Pf vient d'être mesuré. Il suffit ensuite d'y ajouter 1 goutte de H₂ SO₄ (N/50) et d'effectuer le dosage du chlorure en présence de chromate de potassium. ^[4]

5.3.3 Expression des résultats

$$\text{g/l de Na Cl} = 58,5 \times V \times T$$

Avec

- ✓ 58,5 : masse équivalente de Na Cl.
- ✓ V : volume en cm³ de nitrate d'argent par cm³ de filtrat.
- ✓ T : titre de la solution de nitrate d'argent. [4]

Remarque :

On peut également exprimer les résultats en Cl⁻ : g/l de Cl⁻ = 35,5 x V x T

5.4 Dosage quantitatif de chlorures totaux dans la boue


Une solution sature en sel à température ambiante contient environ 318 g/l de Na Cl, mais une boue salée saturée peut transporter de fines particules de sel non dissous et qui constituent ce que l'on appelle en terminologie boue le "sel en excès" ou "sel en réserve".

Il est donc important de connaître la quantité totale de sel que contient la boue, pour savoir si l'on dispose d'une réserve de sel, permettant de maintenir la saturation à température élevée ou prévenant un ajout accidentel d'eau douce. [4]

5.4.1 Principe

On dilue avec de l'eau distillée la boue à mesurer, dans un rapport donné avec la phase eau de cette boue. Après agitation pour dissolution totale des chlorures, on fait un filtrat sur lequel on dose. [4]

5.4.2 Mode opératoire

 Réactifs nécessaires :

- ❖ Les mêmes que pour le dosage des chlorures sur le filtrat.

 Dosage :

- ❖ Prélever 200 cm³ de boue.
- ❖ Ajouter un volume d'eau distillée égal au volume de la phase eau de la boue. [4]

5.4.3 Expression des résultats

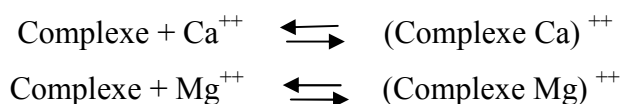
g/l de Na Cl = 2 x 58.5 x V x T

En reprenant les mêmes symboles que précédemment. [4]

5.5 Dosage quantitatif du calcium dans le filtrat

5.5.1 Principe

La méthode au versénate (qui est le sel disodique de l'acide éthylène-diaminetétracétique) est basée sur la formation de complexes stables avec les ions Ca⁺⁺ et Mg⁺⁺.



Le dosage s'opère à pH =12 environ en présence de noir bleu au chrome qui vire du rouge au bleu. [4]

5.5.2 Mode opératoire

Réactifs nécessaires

- ❖ Eau distillée.
- ❖ Noir bleu au chrome pulvérulent standard.
- ❖ Solution tampon de soude 5 N.
- ❖ Solution titrée de versénate N/50.

Dosage

- ❖ Pipeter 1 cm³ de filtrat et le verser dans un bécher ou un erlenmeyer propre.
- ❖ Ajouter 30 à 40 cm³ d'eau distillée.
- ❖ Ajouter une pincée de noir bleu au chrome.
- ❖ Ajouter goutte à goutte la solution tampon de soude jusqu'au virage au rouge. Un excès rendrait le dosage imprécis.
- ❖ Faire couler le versénate N/50 contenu dans la burette, jusqu'au virage au bleu clair. [4]

5.5.3 Expression des résultats

$$\text{g/l de Ca}^{++} = 20 \times V \times T$$

Avec

- ✓ 20 : masse équivalente de Ca⁺⁺.
- ✓ V : volume en cm³ de versénate par cm³ de filtrat.
- ✓ T : titre du versénate (N/50 = 0,02). [4]

5.6 Dosage quantitatif du magnésium dans le filtrat

5.6.1 Principe

La méthode au versénate utilisée pour le calcium est à nouveau mise en œuvre. Le dosage effectué nous donne calcium plus magnésium. C'est par différence avec les résultats obtenus précédemment que nous obtenons la concentration en magnésium.


La mesure s'effectue en milieu tamponné par une solution ammoniacale, en présence de comprimé Merck qui vire au vert. [4]

5.6.2 Mode opératoire

Réactifs nécessaires :

- ❖ Eau distillée.
- ❖ Comprimés Merck.

- ❖ Solution tampon 67,5 g de chlorure d'ammonium 570 cm³ d'ammoniaque pure (densité =0,910) dilués à 1000 cm³.
- ❖ Solution titrée de versénate N/50.

 Dosage :

- ❖ Pipeter 1 cm³ de filtrat et le verser dans un bécher ou erlenmeyer propre.
- ❖ Ajouter 30 à 40 cm³ d'eau distillée.
- ❖ Dissoudre un comprimé Merck.
- ❖ Ajouter environ 2 cm³ de solution tampon ammoniacale.
- ❖ Faire couler le versénate N/50 contenu dans la burette, jusqu'au virage au vert. ^[4]

5.6.3 Expression des résultats

$$\text{g/l de Mg}^{++} = 12,15 \times V \times T$$

Avec :


- ✓ 12,15 : masse équivalente de Mg⁺⁺.
- ✓ V : volume de versénate utilisé moins le volume nécessaire au virage du calcium en cm³ par cm³ de filtrat.
- ✓ T : titre de la solution de versénate (N/50 = 0,02). ^[4]

5.7 Dosage quantitatif du potassium dans le filtrat

5.7.1 Principe

Après avoir précipité le potassium présent dans le filtrat à l'aide de perchlorate de soude, on centrifuge. En reportant le volume du précipité après centrifugation sur une courbe de référence on obtient la teneur en K Cl dans le filtrat à 5 g/l près. ^[4]

5.7.2 Mode opératoire

 Réactifs nécessaires :

- ❖ Perchlorate de sodium (Na Cl O₄, H₂O) à 25 %.

 Dosage :

- ❖ Pipeter 5 cm³ de filtrat et l'introduire dans un tube de centrifugeuse (gradué 1/10 cm³).
- ❖ Ajouter 5 cm³ de perchlorate de sodium à 25 %.
- ❖ En présence de potassium il y a formation d'un précipité blanc agité à la main.
- ❖ Centrifuger pendant un temps donné et à une vitesse constante correspondant à ceux ayant permis la réalisation de la courbe de référence.
- ❖ Noter le volume de précipité obtenu après centrifugation. ^[4]

5.8 Dosage quantitatif des sulfates dans le filtrat

5.8.1 Principe

Après avoir acidifié pour précipiter les carbonates, on précipite les sulfates sous forme de sulfate de baryum avec un excès de chlorure de baryum. On donc en retour l'excès de chlorure de baryum au versénate. Pour obtenir la concentration en SO_4^{2-} il nous faut donc déterminer un préalable l'alcalinité M_f et la teneur en Ca^{++} et Mg^{++} . [4]

5.8.2 Mode opératoire

🚦 Réactifs nécessaires :

- ❖ Eau distillée.
- ❖ Comprimés Merck.
- ❖ Solution tampon d'ammoniaque pure.
- ❖ Solution titrée de chlorure de baryum N/50 (Ba Cl_2)
- ❖ Solution titrée de chlorure de magnésium N/50 (Mg Cl_2).
- ❖ Solution titrée de versénate N/50.
- ❖ Solution titrée d'acide chlorhydrique N/50 (H Cl).

🚦 Dosage :

- ❖ Pipeter 1 cm^3 de filtrat et le verser dans un bécher ou erlenmeyer propre.
- ❖ Ajouter une quantité d' H Cl N/50 égale à la valeur de M_f .
- ❖ Ajouter 10 cm^3 de Ba Cl_2 N/50.
- ❖ Chauffer jusqu'à ébullition douce, en recouvrant le récipient ou laisser au repos une demi-heure à température ambiante.
- ❖ Ajouter environ 50 cm^3 d'eau distillée.
- ❖ Dissoudre un comprimé Merck.
- ❖ Ajouter 2 à 3 cm^3 de solution tampon ammoniacale.
- ❖ Ajouter 1 cm^3 de Mg Cl_2 N/50.
- ❖ Faire couler le versénate N/50 contenu dans la burette, jusqu'au virage au vert. [4]

Remarque

L'addition de chlorure de magnésium N/50 a pour but de permettre de mieux apprécier le virage. [4]

5.8.3 Expression des résultats

$$\text{g/l de } \text{SO}_4^{2-} = 48 \times V \times T$$

Où :

$$\text{g/l de Ca SO}_4 = 68 \times V \times T$$

Avec :

- ✓ 48 : masse équivalente de SO_4^- .
- ✓ 68 : masse équivalente de Ca SO_4 .
- ✓ V : volume de chlorure de baryum nécessaire pour précipiter les sulfates, en cm^3 par cm^3 de filtrat.
- ✓ T : titre de la solution de Ba Cl_2 ($N/50 = 0,02$).

Nous avons : $V = 10 + 1 + X - Y$

Où :

- ✓ 10 : nombre de cm^3 de Ba Cl_2 ajouté.
- ✓ 1 : nombre de cm^3 de Mg Cl_2 ajouté.
- ✓ X : nombre de cm^3 de versénate nécessaire pour doser $\text{Ca}^{++} + \text{Mg}^{++}$.
- ✓ Y : nombre de cm^3 de versénate utilisés dans le présent dosage. ^[4]

Nota :


Il est bien entendu que le mode de calcul ci-dessus ne peut s'appliquer que lorsque l'on utilise des solutions ayant toutes le même titre. N/50 dans notre mode opératoire. ^[4]

5.9 Dosage quantitatif du sulfate de calcium total dans la boue

5.9.1 Principe

En réalité nous ne dosons pas le sulfate de calcium dans la boue, nous mesurons la concentration en calcium dans la boue et nous exprimons le résultat en Ca SO_4 , Le procédé chimique sera donc identique à celui du dosage du Ca^{++} sur le filtrat. ^[4]

5.9.2 Mode opératoire

 Réactifs nécessaires :

- ❖ Eau distillée.
- ❖ Noir bleu au chrome pulvérulent standard.
- ❖ Solution tampon de soude 5 N.
- ❖ Solution titrée de versénate N/50.

 Dosage :

- ❖ Prélever 10 cm^3 de boue.
- ❖ Ajouter 190 cm^3 d'eau distillée.
- ❖ Agiter trente minutes.
- ❖ Faire un filtrat.
- ❖ Pipeter 20 cm^3 de filtrat et verser dans un bécher ou erlenmeyer propre.
- ❖ Ajouter une pincée de noir bleu au chrome.
- ❖ Ajouter goutte à goutte la solution tampon de soude jusqu'au virage au rouge. Un excès rendrait le dosage imprécis.

- ❖ Faire couler le versénate N/50 contenu dans la burette, jusqu'au virage au bleu clair. ^[4]

5.9.3 Expression des résultats

$$\text{g/l de Ca SO}_4 = 68 \times V \times T$$

Avec :

- ✓ 68 : masse équivalente de Ca SO₄.
- ✓ V : volume en cm³ de versénate N/50 par cm³ de boue. (Lecture directe de descente de burette dans notre mode opératoire).
- ✓ T : titre de la solution de versénate (N/50 = 0.02). ^[4]

5.10 Dosage quantitatif du formol dans le filtrat

5.10.1 Mode opératoire

Réactifs nécessaires :

- ❖ Eau distillée.
- ❖ Solution de phénolphtaléine.
- ❖ Solution de sulfite de soude (Na₂ SO₃).
- ❖ Solution de H₂ SO₄ N/50.
- ❖ Solution de H₂ SO₄ N/10.

Dosage :

A. Pipeter 3 cm³ de filtrat et verser dans un bécher ou erlenmeyer propre.

- ❖ Ajouter 2 ou 3 gouttes de solution de phénolphtaléine.
- ❖ Ajouter H₂ SO₄ N/50 jusqu'à décoloration s'il y a lieu.
- ❖ Ajouter 1 cm³ de sulfite de soude. Il se produit une coloration rouge.
- ❖ Après 30 secondes de repos, ajouter à la burette le H₂ SO₄ N/10 jusqu'à coloration en rose.

B. Pipeter 3 cm³ d'eau distillée et verser dans un bécher ou erlenmeyer propre.

- ❖ Ajouter 1 cm³ de sulfite de soude.
- ❖ Ajouter à la burette H₂ SO₄, N/10 jusqu'à coloration rose. ^[4]

5.10.2 Expression des résultats

$$\text{g/l de formol} = V_1 - V_2$$

Avec

- ✓ V₁ : volume en cm³ de H₂ SO₄ N/10 utilisé pour doser 3 cm³ de filtrat.
- ✓ V₂ : volume en cm³ de H₂ SO₄ N/10 utilisé pour doser 3 cm³ d'eau distillée.

CHAPITRE III

Influence des ions contaminants sur la boue de forage

1. Introduction

Les caractéristiques des fluides de forage sont élaborées afin de réaliser l'opération de forge en toute sécurité et avoir un puits de bonne qualité

Lorsqu'un intruse mélange avec le fluide de forage ça va affecter les caractéristiques de ce dernier 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.

Au cours de ce chapitre, nous allons expliquer la source des contaminants, les types de contaminants et leurs traitements. ^[15]

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. ^[16]

Les contaminants sont rencontrés à chaque phase de l'opération de forage, ils proviennent à partir de deux sources.

- ❖ La formation forée.
- ❖ Les matériaux ajoutés à la surface. ^[17]

3. Les indices de la 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. ^[16]

4. Les types des contaminants

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, 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.^[16]

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.^[16]

4.3 Les contaminants introduits à la surface (accidentelle ou intentionnelle)

- ❖ Ciment 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.^[20]

5. Identification des contaminants

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.

La présence des contaminants solides peut être identifié 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. [18]

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. [18]

- ❖ 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 déchiffrer le HPHT. [18]

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. On retrouve trois types naturels de sel dans un sol de forage : Halite NaCl, Sylvite KCl, Carnallite $KMgCl_3 \cdot 6(H_2O)$, soit KCl. $MgCl_2$. [16]

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

- ❖ Augmentation de filtrat d'API et HP/HT, 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. [16]

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 suivie 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)^[19]

➤ La Sylvite 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.^[19]

5.3 La contamination par l'anhydrite CaSO_4 – Gypse $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$

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 remarqué de la viscosité de l'entonnoir et la diminution de pH.
- ❖ Pour les propriétés chimiques l'alcalinité P_f et M_f sont diminuée, les ions de Ca^{2+} et de sulfate sont augmenté.^[16]

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. Sois surtout carbonate de soude Na_2CO_3 qui donne du CaCO_3 insoluble. Si le pH est supérieur à 9.5 on utilise le bicarbonate de sodium NaHCO_3
- ❖ Diminution de la solubilité du Ca^{2+} en augmentant l'alcalinité : soit à la soude NaOH , 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 bloquant les réactions d'échange de base.
- ❖ 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.^[20]



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 :

- ❖ 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).
- ❖ Odeur désagréable.
- ❖ Augmentation de la viscosité et de la perte du fluide suite à la diminution du pH.

Le traitement se fait par :

- ❖ Puisque le H_2S 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 H_2S , 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 H_2S .

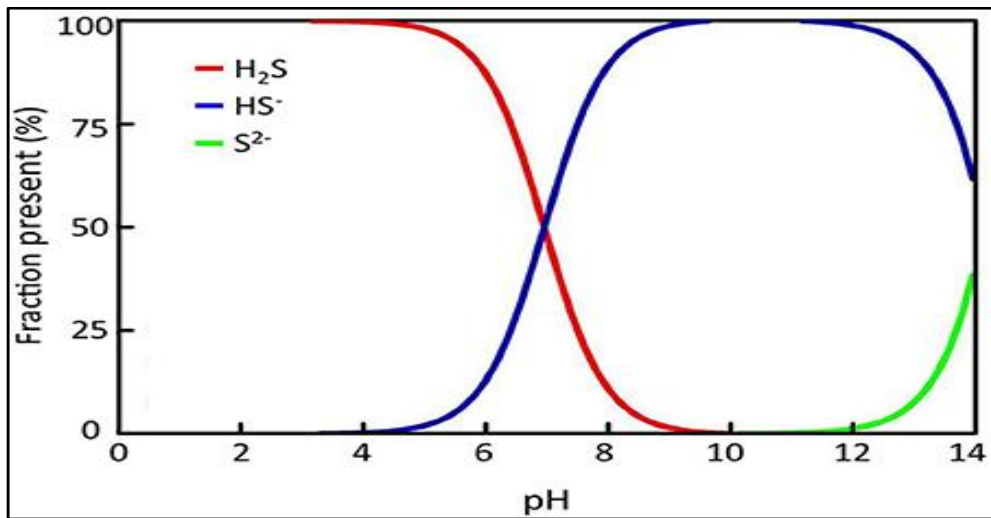
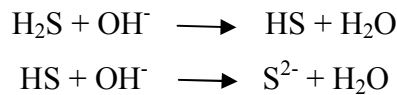


Figure III.01 : la distribution de sulfures avec le pH.

Pour protéger les produits tubulaires contre l'effet corrosif de H_2S , une boue à base d'huile est recommandée. Puisque l'huile va agir comme un film protecteur contre le H_2S . H_2S 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 :

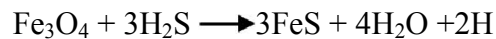
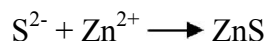
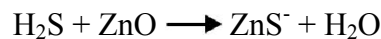
- ❖ Garrett Train du gaz (GGT).
- ❖ Test de Hach.

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 H_2S 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.^[18]

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.^[15]

5.5 La contamination au cas de haute température

Dans le cas de contamination des fluides de forage aux températures élevées : le filtrat d'API et d'HPHT augmente. La viscosité et les gels peuvent également augmenter, l'augmentation de teneur en solides, de la température de flowline (température de fond), le pH et l'alcalinité sont diminués.^[31]

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 ferrochrome associé au lignite ou chrome.^[18]

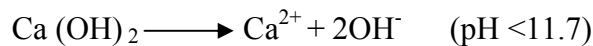
- ❖ Ajouter des tensioactifs.

- ❖ Ajouter de l'eau caustique pour la déshydratation. [19]

5.6 La contamination par le ciment CaOH_2

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 causent la floculation. [22]

Le ciment est une matière pulvérulente, à base de silicate et d'aluminate 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+} . [23]

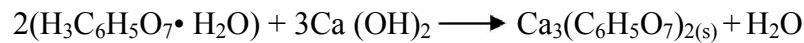
La contamination par ciment peut être traitée par :

- ❖ 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 souda caustique avec les défloculants. Les défloculants de

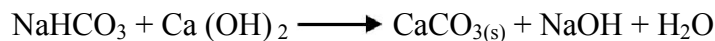
pH faible tels que lignite et SAPP (Pyrophosphates acides de sodium) compensent certains ions d'hydroxyle générer par le ciment. Celui-là aide la réduction de pH et le P_m , qui augmente la solubilité de ciment et permettre de le précipité.

- ❖ 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 réduire 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. [24]
- ❖ 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 CO_3^- et les ions de bicarbonate HCO_3^- qui vont précipiter le calcium pour former le carbonate de calcium (calcaire), comme illustré ci-dessous [24] :



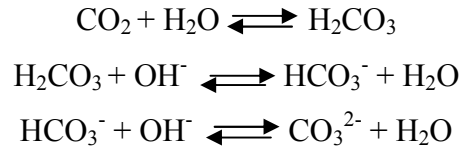
5.7 La contamination par bicarbonate/carbonate

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 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 dissout 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 peut revenir à HCO_3 ou même CO_2 si le pH est diminué.



Ceci est également illustré graphiquement sur la Figure II.02 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.

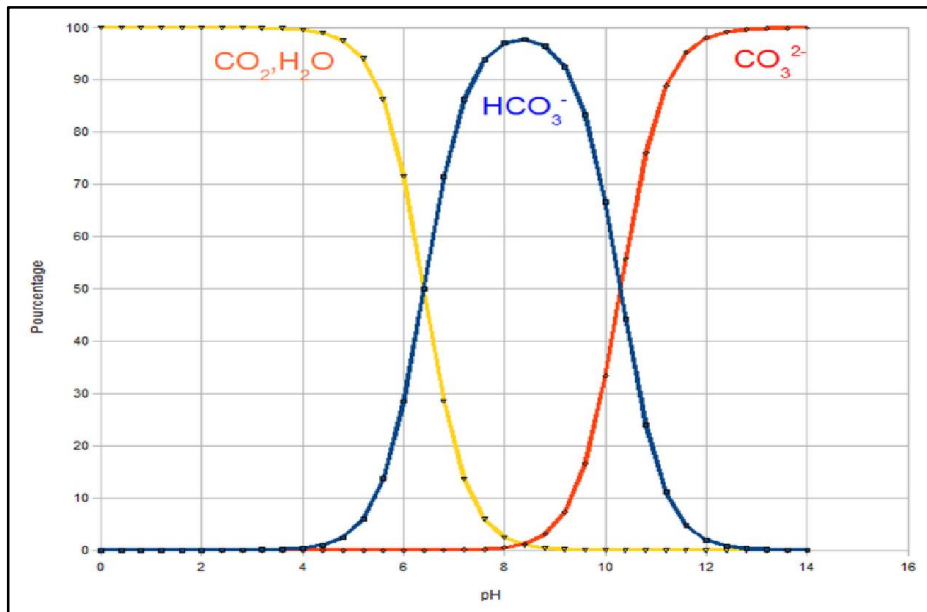


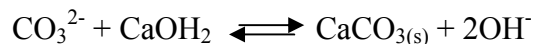
Figure III.02 : l'équilibre de carbonate/bicarbonate.

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. La concentration de HCO_3 est négligeable, à un pH supérieur à 11.7.

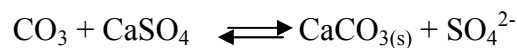
- ❖ Depuis le bicarbonate de calcium $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ est trop soluble pour former un précipité, les ions HCO_3^- doivent être transformés en ions CO_3^{2-} avec les ions de l'hydroxyle. Pour transformer le HCO_3^- en CO_3^{2-} , le pH devrait être augmenté à au moins 10.3, mais pas au-dessus de 11.3. Lorsque le calcium libre est ajouté à CO_3^{2-} , 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 ^[18] :

Traitement avec la chaux :



Traitement avec le gypse :



6 Autre contaminant

6.1 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. Le résultat du processus de dégradation est réduire le pH et augmenter le taux de corrosion.
- ❖ Augmentation du filtrat d'API et HPHT.
- ❖ Diminution du pH.
- ❖ L'alcalinité diminue.
- ❖ Petite diminution du teneur en calcium. ^[18]

Les traitements sont :

- ❖ Maintenir un pH relativement élevé sur le stockage.
- ❖ Maintien de la salinité.
- ❖ Ajouter de bactéricide.

- ❖ Utiliser des polymères résistant aux bactéries. ^[18]

6.2 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. ^[19]

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. ^[18]

6.3 Dioxyde de carbone CO_2

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 FCL/LC avec la soude. ^[18]

7 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 en mesurant 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 et analysé les résultats. Le but de la décontamination est de garder les caractéristiques comme ils ont été prévu afin d'éviter de mauvaise surprise durant l'opération de forage.

CHAPITRE IV

Étude de cas

1. 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 dans laboratoire de la base ENTP. ^[32]

1.1 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 (water based mud) dans la salle de mixage. ^[32]

1.1.1 Matériels utilisés

- ❖ Balance analytique (précision 0.01), Spatule, Mocle, Bécher, et Pipette ;
- ❖ Mixeur (HAMIL THONBEACHE). ^[32]

1.1.2 Produits et quantités utilisés

Les quantités normatives utilisées pour réaliser cette boue sont illustrés dans le tableau ci-dessous ^[32] :

Tableau IV.01 : les quantités utilisées pour WBM.

Produits	Rôle	Quantité 1 (masse en g)	Quantité 2=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

1.1.3 Mode opératoire

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 90 °C.

La deuxième quantité quand à elle est utilisée pour les analyses physiques et chimiques avant Hot Rolling. ^[32]

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 IV.02 et IV.03 :

Tableau IV.02 : 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. ^[32]

Tableau IV.03 : 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 inconnues 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 90 °C.

On a commencé les analyses physique et chimique après simulation. Les résultats obtenus sont montrés dans les tableaux suivants ^[32] :

Tableau IV.04 : 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 IV.05 : Résultats de mesure des paramètres chimiques de WBM après contamination.

Propriétés chimique	Mocle 1	Mocle 2	Mocle 3
Pm	0.4 cc V _{H2SO4}	0.4 cc V _{H2SO4}	0.4 cc V _{H2SO4}
Mf	0	0	0
Pf	0.5 cc V _{H2SO4}	0.5 cc V _{H2SO4}	0.5 cc V _{H2SO4}
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. ^[32]

1.2 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. ^[32]

1.2.1 Matériels utilisés

- ❖ Balance analytique (précision 0.01), Spatule, Mocle, Bécher, et Pipette ;
- ❖ Mixeur (HAMIL THONBEACHE). ^[32]

1.2.2 Produits et quantités utilisées

Les quantités normatives utilisées pour réaliser cette boue sont montrées sur le tableau ci-dessous ^[32] :

Tableau IV.06 : Les quantités utilisées pour l'OBM.

Produits	Rôle	Quantité 1 (masse en g)	Quantité 2= 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
Ezmul	Emulsifiant	2.85	11.4
Eau	{Eau+sel} saumure Former l'émulsion, obtenir les propriétés rhéologiques.	110.5	442
CaCl₂	Additif minéral	48.32	193.28
Diesel	Lubrifier l'outil de forage.	266.02	1064.08

1.2.3 Mode opératoire

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 90 °C pendant 16h. La deuxième quantité est utilisée pour les analyses physiques et chimiques avant Hot Rolling. ^[32]

Les résultats obtenus pour la mesure des paramètres physiques concernant le fluide à base d'huile sont regroupés dans les tableaux IV.07 et IV.08 :

Tableau IV.07 : 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. ^[32]

Tableau IV.08 : Résultats de mesure des paramètres chimiques de l'OBM.

Propriétés chimique	Avant Hot Rolling	Après Hot Rolling
Alcalinité	1.1 cc V _{H₂SO₄}	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. ^[32]
Les résultats des tests physique et chimique sont présentés dans le tableau IV.09 et IV.10 :

Tableau IV.09 : 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. [32]

Tableau IV.10 : 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.

2 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.

2.1 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. [32]

➤ **Pour le premier contaminant :**

Tableau IV.11 : Résultats comparatif avant et après contamination pour le contaminant 1 par rapport WBM.

Les tests Physico-chimiques	Les résultats Avant contamination	Les résultats Après 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 L_{300} et L_{600} , comme suit :

❖ Calcul de la Yield value:

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

❖ Application numérique:

✓ Avant contamination : $Y_v = (2 \times 57) - 92 = 22$

✓ Après contamination Mocale1: $Y_v = (2 \times 31) - 34 = 28$

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. [32]

➤ **Pour le deuxième contaminant**

Tableau IV.12: Résultats comparatif avant et après contamination pour le contaminant 2 par rapport WBM.

Les tests physico-chimiques	Les résultats avant contamination	Les résultats après 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 L_{300} et L_{600} , comme suit :

❖ Calcul de la Yield value :

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

❖ Application numérique :

✓ Avant contamination : $Y_v = (2 \times 57) - 92 = 22$

✓ Après contamination Mocl2: $Y_v = (2 \times 41) - 46 = 36$

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. [32]

➤ **Pour le troisième contaminant**

Tableau IV.13 : Résultats comparatif avant et après contamination pour le contaminant 3 par rapport WBM.

Les tests physico-chimiques	Les résultats Avant contamination	Les résultats Après 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 L_{300} et L_{600} , comme suit :

- ❖ Calcul de la Yield value :

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

- ❖ Application numérique :

- ✓ Avant contamination : $Y_v = (2 \times 57) - 92 = 22$

- ✓ Après contamination Mocle3: $Y_v = (2 \times 92) - 112 = 72$

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. ^[32]

2.2 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 IV.14 : Résultats comparatif avant et après contamination pour le contaminant 1 par rapport OBM.

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 L_{300} et L_{600} , comme suit :

❖ Calcul de la Yield value :

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

❖ Application numérique :

✓ Avant contamination : $Y_v = (2 \times 25) - 28 = 22$

✓ Après contamination Mocale1: $Y_v = (2 \times 38) - 47 = 29$

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 compose 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. ^[32]

➤ **Pour le contaminant 2**

Tableau IV.15 : Résultats comparatif avant et après contamination pour le contaminant 2 par rapport OBM.

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 L_{300} et L_{600} , comme suit :

❖ Calcul de la Yield value :

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

❖ Application numérique :

✓ Avant contamination : $Y_v = (2 \times 57) - 92 = 22$

✓ Après contamination Mocale 2: $Y_v = (2 \times 42) - 49 = 35$

Les résultats trouvés nous permet à 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. ^[32]

➤ **Pour le contaminant 3**

Tableau IV.16 : Résultats comparatif avant et après contamination pour le contaminant 3 par rapport OBM.

Les tests Physico-chimiques	Les résultats Avant contamination	Les résultats Après 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 L_{300} et L_{600} , comme suit :

❖ Calcul de la Yield value:

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

❖ Application numérique:

✓ Avant contamination : $Y_v = (2 \times 57) - 92 = 22$

✓ Après contamination Mocl3: $Y_v = (2 \times 34) - 40 = 28$

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.^[32]

3. Conclusion

D'après les résultats obtenus de notre étude, nous avons constaté que les trois contaminations sont le ciment, eau et Revdest respectivement, de sorte que 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 contact 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. ^[32]

CONCLUSION

Conclusion générale

Cette étude est composée par deux parties :

- ❖ Une partie théorique, représentée par une étude bibliographique touchant au sujet ;
- ❖ Une partie pratique, dans laquelle les étudiants s'exercent sur la méthodologie de détection de la qualité et la quantité des ions perturbateurs, afin de corriger à temps.

Les caractéristiques physiques des boues (densité, rhéologie, filtration etc...) sont directement ou indirectement liées à la présence de corps solubles ou insolubles dans la boue. 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, carbonates, gaz carbonique ou sulfureux etc...) dans ce cas, ils joueront le rôle de contaminants.

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

D'après les résultats obtenus durant notre étude, nous avons constaté que les trois contaminations sont :

- ❖ le ciment,
- ❖ l'eau ; et
- ❖ le Revdest (un solide vient de la formation géologique au cours de forage) ;

de sorte que les fluides à base d'eau sont plus exposés à la contamination par rapport au fluide à base d'huile.

La contamination nuit beaucoup au bon fonctionnement de ces fluides qui provoque lors du contact d'éléments extérieurs un changement des paramètres physiques et chimiques de ces fluides. Le découvreur prend un grand risque d'érosion, de filtrat, de cake épais, de craquage de la formation, effondrements des couches, ... tout ses risque se manifeste par un cout supplémentaire chose non désiré par le maître d'œuvre.

Pour déduire le mode de traitement des fluides contaminés. Le contaminant doit être identifié, en contrôlant périodiquement 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 et analysez les résultats. Le but de la décontamination est de garder les caractéristiques comme ils ont été prévus afin d'éviter de mauvaises surprises durant l'opération de forage.

Notre étude s'achève par une application pratique au laboratoire à petite échelle, et qui consiste à faire contaminer les trois échantillons de boue par trois contaminants inconnus au préalable, afin de les faire détecter par des analyses chimiques.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

- ❖ Aarroussi, « Manuel de Stage, Département Analyse Sonatrach », (2009). [26]
- ❖ A. AHMED, et H.S RAMASWAMY, « Effet of high-hydrostatic Pressure and Concentration On Rheological Characteristics Of XanthanGum», Food Hydrocolloids 18,367–373, (2004). [27]
- ❖ ASME, Shale Shaker committee «TheDrilling fluides processingHandbook», (2005). [20]
- ❖ Basic Chemistry, «Hand Book BaspHaluberton». [16]
- ❖ C. Garcia et P. Parigot, « livre de boue de forage, page 145,146 », (1974). [28]
- ❖ C.G .Ryaen , et V .Chillingar, «Drillingfluids: state of the art, Journal of Petroleum science and engineering vol 14, pp.221- 230», (1996). [31]
- ❖ CHAP-04, Basic chemistry. [10]
- ❖ Cours forage 06, Fluide de forage pdf. [12]
- ❖ D .Abid, « Etude de synthèse sur les fluides de forage 1er partie du rapport, CRD Boumerdes », (1994). [30]
- ❖ Drilling Data Handbook , « Institut Français du Pétrole Publication ». [23]
- ❖ Drilling fluides API «Recommended practice 13B-2». (2001 modifie). [18]
- ❖ Drilling fluids manual, Amoco Production Company. [11]
- ❖ Drilling fluids manual, Ava drilling fluids & services. [5]
- ❖ Drilling fluids program, Vertical development well, BKRS 2, TP#184 BERKAOUI. [9]
- ❖ Drilling fluids reference manual, Baker Hughes. [6]
- ❖ ENG102 Fundamentals of Cement Engineering Course. [22]
- ❖ Forage technique et procédés, Dr Mehdi METAICHE maitre de conférences. [2]
- ❖ Formation JDF Module M1, A. Slimani et M. Daddou , Mars 2004. [3]
- ❖ French Book of Contamination Manual BASP. [21]
- ❖ H.K. Budzinski, K. LeMenech, J. Bellocq, P. Garrigues « Problématique de l'analyse des contaminants approches qualitatives et quantitatives », Université Bordeaux, (1995). [19]
- ❖ JEAN Paul Ngugen, livre de forage (Le), page 193-203. [29]
- ❖ Les fluides de forage ENSP, © Copyright 2006 ENSPM Formation Industrie -IFP Trainin.. [13]
- ❖ «Manual, BASP Baroid Algerian Services au Puits». [17]
- ❖ Manuel pratique des fluides de forage. [15]
- ❖ Manuel technique fluide de forage, Milpark-cks Service technique, Tome1 (Edition 1990).[4]

- ❖ Mémoire de magister, amélioration des propriétés rhéologiques des fluides de forage à base de bio-polymères. Mr FOURAR Karim. [14]
- ❖ Mémoire fin d'étude « Effet de la contamination sur les propriétés physico-chimique des fluides de forage » Université Abderrahmane mira de Bejaia, 2016. [32]
- ❖ Mémoire sur thème " Etude et choix des outils de forage dans le drain horizontal à HMD".[8]
- ❖ Prepared by BASP team, «BASPLab Tests For GMD Field Drilling Fluide Optimization», (2016). [24]
- ❖ 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' HacenBadi, El-Harrach, Alger, (2009). [25]
- ❖ Technique d'exploitation pétrolière le forage, Jean-Paul NGUYEN ingénieur
- ❖ principale à l'institut français du pétrole. [1]
- ❖ Wikipédia Encyclopédie libre. [7]

ملخص

تعتمد عملية حفر الآبار النفطية أساسا على طين الحفر، حيث يعتبر أساس البئر، لذلك أغلب المشاكل التي تحدث أثناء الحفر يرجع سببها للتغير في الخواص الفيزيائية و الكيميائية لطين الحفر، عند إنشاء برنامج طين الحفر، يتم تحضير الطين بخواص فيزيائية و كيميائية معينة، لكن أثناء الحفر يحدث تغير في هذه الخواص (الكثافة، اللزوجة، ... الخ) مما يؤدي إلى حدوث العديد من المشاكل أثناء الحفر، نتيجة تلوث الأيونات مصدره التكوينات الأرضية (الإسمنت، الجبس، الأملاح ... الخ) أو المواد المضافة عند السطح.

في جميع الحالات، يجب على مهندس النفط إجراء القياسات الكيميائية لتحديد الأيونات الموجودة في الطين ومعرفة تركيزها هذا يسمح باكتشاف طبيعة الملوثات، وتحديد المعالجة و/ أو التحكم في التوازن الكيميائي للطين

الكلمات المفتاحية: الطين، برنامج الطين، الكثافة، اللزوجة، التلوث، التكوينات، الأيونات.

Abstract

The drilling of oil wells depends mainly on the drilling mud, where this latter is the spirit of the well, so most of the problems that occur during drilling due to the change in physical and chemical characteristics of mud.

When the mud program drilling is created, the mud is prepared with certain physical and chemical properties, but during the drilling there is a change in these properties (density, viscosity, etc.), which causes many problems during drilling, due to contamination of the ions, as for the formations (cement, gypsum, salts, etc.) or from additives at the surface.

In all cases the mud technician must perform the chemical measurements to clarify the ions present in the mud and to know their concentration. This makes it possible to detect the nature of the contaminations, to define the treatment and / or to control the chemical balance of the mud

Key words: mud, mud program, density, viscosity, contamination, formation, ion

Résumé

Le forage pétrolier dépend principalement de la boue de forage, où cette dernière est l'esprit du puits, de sorte que la plupart des problèmes qui se posent pendant le forage sont dus au changement des caractéristiques physiques et chimiques de la boue.

L'établissement du programme de la boue de forage, la boue est préparée avec certaines propriétés physiques et chimiques, mais lors du forage, ces propriétés changent (densité, viscosité, etc.), ce qui pose de nombreux problèmes lors du forage à cause de la contamination des ions, cette contamination provient soit des formations forés (ciment, gypse, sels, etc.) ou des matériaux ajoutés à la surface.

Dans tous les cas le technicien des boues doit effectuer les mesures chimiques permettant de préciser les ions présents dans la boue 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 boues

Mots clés : la boue, programme de boue, densité, viscosité, contamination, formation, ions