

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITÉ de BLIDA 1

Faculté de Technologie

Département de Génie des Procédés



Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER EN GÉNIE DES PROCÉDÉS

Spécialité : GÉNIE CHIMIQUE

Intitulé du mémoire

**ÉTUDE DES PERFORMANCES D'UN SYSTÈME DE FLUIDE
DE FORAGE À BASE D'EAU ET OPTIMISATION DE LA
CONCENTRATION D'UN INHIBITEUR DE GONFLEMENT
DES ARGILES**

Présenté par :

Mlle Khalida BENSETTI

Encadré par :

Prof. Wahib NACER

Prof. Omar BOURAS

Année universitaire 2017/2018

REMERCIEMENTS

Je tiens à exprimer toute ma reconnaissance à mes promoteurs Pr. Wahib NACER et Pr. Omar BOURAS pour leurs patiences, leurs disponibilités et surtout leurs judicieux conseils, qui ont contribué à alimenter ma réflexion.

Mes respectueux remerciements pour mon encadreur Mme Saliha AI SOURA Née NECIB de m'avoir encadrée, orientée, aidée et conseillée.

J'adresse mes sincères remerciements à tout le personnel de BASP (Baroid Algeria de Services aux Puits) de HASSI MESSAOUD, intervenants et à toutes les personnes qui par leurs paroles, leurs écrits, leurs conseils et leurs critiques m'ont guidé et ont accepté à me rencontrer et répondre à mes questions durant mes recherches.

Je remercie mes très chers parents, qui ont toujours été là pour moi. Je remercie ma sœur, mon frère et mes neveux pour leurs encouragements.

Je remercie très spécialement mes collègues qui ont toujours été là pour moi, je tiens à les remercier pour leur soutien inconditionnel et leur encouragement.

À tous ces intervenants, je présente mes remerciements, mon respect et ma gratitude.

TABLE DES MATIERES

Résumé	
Remerciements	
Table des matières	
Liste des illustrations, graphiques et tableaux	
Introduction	7
1- GÉNÉRALITÉS SUR LES FLUIDES DE FORAGE	
1.1- Rôles des fluides de forage	9
1.2- Types des fluides de forage	12
1.3- Principaux constituants des fluides de forage	13
1.4- Propriétés des fluides de forage	14
2- SYNTHÈSE DE L'ÉTAT DE L'ART	
2.1- Effet des nanoparticules sur la modification des propriétés des fluides de forage	18
2.2- Propriétés rhéologiques des fluides de forage	18
2.3- Réduction de filtration (Fluid Loss)	20
2.4- La conductivité thermique	21
2.5 Réduction du coefficient de friction	22
2.6- Inhibition du schiste et amélioration de la stabilité du puits de forage	23
3- MATÉRIELS ET MÉTHODES EXPÉRIMENTALES	
3.1- Matériels utilisés	27
3.2- Analyses effectuées	29
4- RÉSULTATS ET DISCUSSIONS	
4.1- Résultats de l'analyse minéralogique	34
4.2- Analyses sur l'eau de fabrication	36
4.3- Mise en œuvre du système de fluide de forage	38
4.3.1- Caractérisation physico-chimique des fluides de forage utilisés	39
4.3.2- Optimisation de la concentration du stabilisateur d'argile	41
Conclusion	48
APPENDICE A : MÉTHODES D'ANALYSES UTILISÉES	
APPENDICE B : LISTE DES SYMBOLES	
APPENDICE C : TABLEAU DE CONVERSION DES UNITES	

LISTE DES ILLUSTRATIONS

Figure 3.1 : Pastilles d'argile compactes	29
Figure 3.2 : Cellules dans le four rotatif	29
Figure 3.3 : Densimètre de boue (Mud balance)	31
Figure 3.4 : Détecteur de gonflement (Linear Swell Meter)	31
Figure 4.1 : Diffractogramme DRX de l'échantillon de déblais de forage (cuttings) de la phase forée	34

LISTE DES GRAPHIQUES

Graphique 4.1 : Résultats du test de perte en poids des pastilles d'argile dans les quatre (04) formulations	42
Graphique 4.2 : Résultats du test de gonflement des pastilles d'argile par un LSM dans les trois (03) concentrations du stabilisateur d'argile Clay Seal	44
Graphique 4.3 : présentant Résultats du test de gonflement des pastilles d'argile par un LSM dans les quatre (04) concentrations du stabilisateur d'argile Clay Seal	46

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1 : Les principaux produits utilisés comme viscosifiants	13
Tableau 1.2 : Les principaux produits utilisés comme réducteurs de filtrat	13
Tableau 1.3 : Les principaux produits utilisés comme fluidifiants	13
Tableau 1.4 : Quelques produits utilisés dans les fluides de forage	14
Tableau 2.1 : Etudes récentes sur l'effet des nanoparticules sur la rhéologie des fluides	19
Tableau 2.2 : Etudes récentes sur l'effet des nanoparticules sur la filtration des fluides	20
Tableau 2.3 : Etudes récentes sur l'effet des nanoparticules sur la conductivité thermique des fluides	21
Tableau 2.4 : Etudes récentes sur l'effet des nanoparticules sur la réduction de friction des fluides	22
Tableau 2.5 : Etudes récentes sur l'effet des nanoparticules sur le pouvoir d'inhibition des fluides	23
Tableau 3.1 : Produits chimiques utilisés dans le fluide de forage à base d'eau	27
Tableau 3.2 : Produits chimiques utilisés dans le fluide de forage à base d'huile	28
Tableau 4.1 : Composition de la formulation du fluide de forage à base d'huile (fluide de référence) pour 500 mL d'échantillon	38
Tableau 4.2 : Composition de la formulation du fluide de forage à base d'eau pour 500 mL d'échantillon	39
Tableau 4.3 : Résultats des analyses physico-chimiques sur le fluide de forage à base d'eau	40
Tableau 4.4 : Résultats des analyses physico-chimiques sur le fluide de forage à base d'huile	41
Tableau 4.5 : Résultats du test de perte en poids pour les trois concentrations de Clay Seal	42
Tableau 4.6 : Résultats du test de gonflement des pastilles d'argile dans les quatre (04) concentrations du stabilisateur d'argile Clay Seal	44
Tableau 4.7 : Résultats du test de gonflement des pastilles d'argile par un LSM dans la formulation avec 22,8 g/L du stabilisateur d'argile Clay Seal	46

INTRODUCTION

Dans le passé, les gens creusaient des puits pour trouver de l'eau. Pour eux, le pétrole trouvé accidentellement était une source de pollution. Les premières traces des premiers forages de puits ont été découvertes en Chine, trois siècles avant Jésus Christ. La technique utilisée (forage au câble) consistait à lâcher un outil de forage en métal qui s'enfonçait dans le sol par son propre poids et à extraire la roche réduite en poudre à l'aide d'un conteneur cylindrique. Les Chinois étaient les premiers à utiliser de l'eau comme fluide de forage. En assouplissant la roche, elle permettait une pénétration plus aisée et facilitait le retrait des débris de roche pulvérisés appelés déblais.

En 1833, un ingénieur français nommé FLAUVILLE examinait une opération de forage au câble au cours de laquelle les appareils de forage s'enfonçaient dans l'eau. Il réalisa que l'eau, en jaillissant, permettait d'extraire très facilement les déblais hors du puits. Dès lors, le principe d'utilisation d'un fluide en mouvement pour évacuer ces déblais du puits était établi. Il conçut un système dans lequel l'eau est pompée par une barre de fleuret et achemine les déblais jusqu'à la surface, dans l'espace compris entre la barre de fleuret et la paroi du trou. C'est la méthode standard utilisée à nos jours.

Son histoire peut être divisée en quatre périodes :

- **Avant 1901 «période artisanale »** : Les fluides de forage étaient constitués essentiellement d'eau et aucune importance n'était attachée à ces fluides ;
- **De 1901 à 1928 «période empirique »** : Dans cette période on ne donnait d'importance qu'à la densité (mesurée par pesée directe à l'aide d'une balance ordinaire) et à la viscosité (appréciée visuellement) ;
- **De 1928 à 1955 «période expérimentale »** : dans cette phase de nombreux chercheurs se penchèrent sur l'étude expérimentale des fluides de forage et les progrès deviennent très vite considérables. Cette période fut marquée par apparition des viscosimètres Marsh en 1930 ;
- **A partir de 1955 «période technique »** : Les progrès sont devenus très rapides et les produits dont on dispose actuellement permettaient de faire face à peu près à tous les problèmes rencontrés lors du forage.

CHAPITRE 1
GÉNÉRALITÉS SUR LES FLUIDES DE FORAGE

Les fluides de forage doivent avoir des propriétés telles qu'ils facilitent, accélèrent le forage, favorisent ou tout au moins ne réduisent pas d'une manière sensible et permanente les possibilités de production des sondages.

Lors des forages pétroliers, la traversée des formations argileuses pose des problèmes dont la résolution est étroitement liée à la compréhension des interactions argile -fluide de forage. Vu les imperfections des fluides à base d'eau (WBM) face aux problèmes des argiles, les systèmes de fluides émulsionnés à base d'huile (OBM) ont apporté des améliorations significatives. Cependant, la pollution qu'ils engendrent rend indispensable un traitement des boues usagées. Au cours de ce travail, nous proposons de mettre en évidence les performances d'un système de fluide de forage à base de polymères moins nocif que les fluides de forage à base d'huile [1].

1.1- Rôles des fluides de forage

Les fluides de forage doivent avoir les propriétés leur permettant d'assurer 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 ;
- Eviter la contamination des formations productrices ;
- Eviter la corrosion et l'usure du matériel ;
- Assurer la sécurité et éviter la toxicité.

1.1.1- Nettoyage du puits

La boue doit débarrasser le trou des particules de formation forées qui se présentent sous forme de débris de roche appelés "cuttings" ou "déblais".

1.1.2- Maintien des déblais en suspension

La boue doit non seulement débarrasser le puits des déblais de forage durant les périodes de circulation, mais elle doit également les maintenir en suspension pendant les arrêts de circulation.

1.1.3- Sédimentation des déblais fins en surface

Alors que la boue doit permettre le maintien en suspension des déblais dans le puits durant les arrêts de circulation, ce même fluide doit laisser sédimenter les déblais fins en surface ; bien qu'apparemment ces deux aptitudes semblent contradictoires, elles ne sont pas incompatibles.

1.1.4- Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde

Du fait de son passage en surface, la boue en circulation se trouve à une température inférieure à celle des formations ce qui lui permet de réduire efficacement l'échauffement de la garniture de forage et de l'outil. Cet échauffement est dû à la transformation d'une partie de l'énergie mécanique en énergie calorifique.

1.1.5- Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits

La boue doit posséder des caractéristiques physiques et chimiques telles que le trou conserve un diamètre voisin du diamètre nominal de l'outil. Le cavage est causé par des éboulements, par la dissolution du sel, par la dispersion des argiles, par une érosion due à la circulation de la boue au droit des formations fragiles, etc.

Les resserrements ont souvent pour cause une insuffisance de la pression hydrostatique de la colonne de boue qui ne peut pas équilibrer la pression des roches.

1.1.6- Dépôt d'un cake imperméable

La filtration dans les formations perméables d'une partie de la phase liquide de la boue crée un film sur les parois du sondage, ce film est appelé cake. Le dépôt du cake permet de consolider et de réduire la perméabilité des parois du puits.

1.1.7- Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile

Afin d'éviter le débit dans le sondage des fluides contenus dans les réservoirs rencontrés en cours de forage, la boue doit exercer une pression hydrostatique suffisante pour équilibrer les pressions de gisement.

La pression hydrostatique souhaitée est maintenue en ajustant la densité entre des valeurs maximum et minimum.

1.1.8- Augmentation de la vitesse d'avancement

Au même titre que le poids sur l'outil, la vitesse de rotation et le débit du fluide, le choix du type et les caractéristiques de la boue conditionnent les vitesses d'avancement instantanées, la durée de vie des outils, le temps de manœuvre, en un mot, les performances du forage.

Un filtrat élevé augmente la vitesse d'avancement. Les très faibles viscosités sont aussi un facteur favorable à la pénétration des outils.

1.1.9- Entraînement de l'outil

Dans le cas du turboforage la boue entraîne la turbine en rotation. Cette fonction, l'amenant à passer à travers une série d'évents et à mettre en mouvement les aubages, implique certaines caractéristiques et rend impossible ou très délicat l'utilisation de certains produits colmatant.

1.1.10- Diminution du poids apparent du matériel de sondage

Bien que ce soit beaucoup plus une conséquence qu'une fonction, la présence d'un fluide d'une certaine densité dans le puits permet de diminuer le poids apparent du matériel de sondage, garniture de forage et tubages ceci permet de réduire la puissance exigée au levage.

1.1.11- Apport de renseignements sur le sondage

La boue permet d'obtenir des renseignements permanents sur l'évolution des formations et fluides rencontrés. Ces renseignements sont obtenus par :

- Les cuttings remontés par la circulation de boue ;
- L'évolution des caractéristiques physiques et/ou chimiques de la boue ;
- La détection des gaz ou autres fluides mélangés à la boue.

1.1.12- Eviter la contamination des formations productrices

La présence de la boue au droit des formations poreuses et perméables exerçant une pression hydrostatique supérieure à la pression de gisement peut nuire à la future mise en production.

1.1.13- Eviter la corrosion et l'usure du matériel

La boue peut accélérer l'usure du matériel de sondage, par une action mécanique, si elle contient des matériaux abrasifs.

Elle peut aussi être corrosive par une action électrolytique due à un déséquilibre chimique.

1.1.14- Assurer la sécurité et éviter la toxicité

La boue de forage ne devra pas présenter de danger pour la santé du personnel. Elle ne devra pas non plus créer de risques d'incendie, tout particulièrement dans le cas d'utilisation de boues à base d'huile [1].

1.2- Types des fluides de forage

1.2.1- Les fluides à base d'eau

Ces fluides sont souvent désignés par "Water-Based Muds" ou WBMs. Ils sont dans la plupart des cas constitués par des suspensions de bentonite dans l'eau (30 à 60 g/L) dont les caractéristiques rhéologiques et de filtration sont souvent ajustées par des polymères. La nature des électrolytes et leur concentration dans les formulations de boues à eau sont choisies en prenant en compte les caractéristiques de la formation (activité de l'eau des formations argileuses, dissolution des formations salines).

1.2.2- Les fluides à base d'huile

Les fluides de forage à base d'huile sont des fluides dont la phase continue est une huile minérale (pétrole brut, fuel, gazole, ...) et la phase dispersée est de l'eau. Par définition les fluides de forage à base d'huile contenant plus de 5% d'eau sont appelés boues de forage en émulsion inverse ; avec moins de 5% d'eau, on a les boues à l'huile (IDF, 1988). Ces fluides sont souvent désignés par "Oil-Based Muds" ou OBMs. La phase continue la plus utilisée jusqu'à ces dernières années était le gazole, mais actuellement la législation relative à la protection de l'environnement impose l'utilisation d'huiles minérales ou "synthétiques", ne contenant plus de composés aromatiques. Des agents émulsifiants et mouillants sont alors utilisés pour favoriser la stabilité de l'émulsion.

1.2.3- Les fluides de forage gazeux

Ce sont des fluides dont la phase continue est du gaz mélangé avec de l'eau en proportions variables provenant de la formation traversée (inévitablement) ou ajoutée intentionnellement. Le gaz peut être de l'air ou du gaz naturel, et peut appartenir à une mousse ou à un brouillard [1].

1.3- Principaux constituants des fluides de forage [1]

Tableau 1.1 : Principaux produits utilisés comme viscosifiants

Dénomination	Rôle secondaire	Domaine d'utilisation
Argile pour eau douce (bentonite)	Lit filtrant efficace	Boues douces. Teneur en Cl ⁻ <25g/L
Argile pour eau salée (attapulgite)	/	Boues salées
Biopolymère	Fluidification au cisaillement	Boue à faible teneur en solide.

Tableau 1.2 : Principaux produits utilisés comme réducteurs de filtrat

Dénomination	Rôle secondaire	Domaine d'utilisation
Amidon	Viscosifiant	Boue salée saturée
CMC technique Basse viscosité Haute viscosité	Léger viscosifiant Fort viscosifiant	Teneur en Ca ⁺⁺ <500mg/L Teneur en Cl ⁻ <30 mg/L
CMC raffiné Basse viscosité Haute viscosité	Léger viscosifiant Fort viscosifiant	Teneur en Ca ⁺⁺ >500mg/L Teneur en Cl ⁻ >30mg/L
Polymère polyanionique	Viscosifiant, stabilisation des argiles	Boue à l'eau de mer
Huile émulsionnée	Lubrification	Huile émulsionnée

Tableau 1.3 : Principaux produits utilisés comme fluidifiants

Dénomination	Rôle secondaire	Domaine d'utilisation
Tanin	/	Boues douces Teneur en Ca ⁺⁺ <530mg/L Teneur en Cl ⁻ <20mg/L
FCL (lignosulfonate de Fer et de Chrome)	Réduction du filtrat Inhibiteur de gonflement des argiles à concentration plus élevée.	Boues douces, salées Et boues au FCL pH>9 Température >200 C°

Tableau 1.4 : Quelques produits utilisés dans les fluides de forage

Dénomination	Rôle secondaire	Domaine d'utilisation
NaOH	Précipitation du calcium Augmentation du rendement des argiles et régulation du pH	Tous types de boues
Na ₂ CO ₃	Augmentation du rendement des argiles	Adoucissement de l'eau

1.3.1- Produits alourdissants

- Baryte : densité moyenne 4.3 ;
- Hématite : $4.9 < d < 3.9$;
- Sidérite : $3.7 < d < 3.9$: utilisé principalement dans les fluides de complétion ;
- Galène : $6.7 < d < 7$;
- Carbonate de calcium : $2.6 < d < 2.8$ utilisé pour les fluides de faible densité.

1.3.2- Produits colmatants

Ces matériaux sont utilisés pour colmater les zones perméables, il existe :

- Colmatants granuleux ;
- Colmatants fibreux ;
- Colmatants lamellaires.

1.4- Propriétés des fluides de forage

Tout comme la formulation des boues, le contrôle et la caractérisation des boues de forage sont réalisés selon des normes précises éditées par l'API American Petroleum Institute (API 13A, 2004). Les tests relatifs à l'étude des caractéristiques des fluides de forage sont généralement basés sur quatre paramètres: densité, viscosité, filtrat et réactivité (RYAN et CHILLINGAR, 1996).

Certaines mesures sont réalisées systématiquement sur tous les forages (viscosité, densité, filtration) et d'autres en fonction des besoins (taux de gaz, alcalinité). A partir des mesures réalisées et des connaissances acquises, on ajuste si nécessaire la composition de la boue en "temps réel" en ajoutant certains produits ou en reformulant la boue.

Historiquement, face aux problèmes majeurs rencontrés dans les premiers forages, la densité est le premier paramètre fondamental pour la caractérisation des fluides de forage.

1.4.1- Densité

La densité est un paramètre important des boues de forage. Elle doit être suffisamment élevée pour contrebalancer la pression exercée par les venues d'eau, d'huile et de gaz et par conséquent les éruptions.

Cependant elle ne doit pas dépasser la limite de résistance des parois du puits (formations traversées) pour ne pas les fracturer et ne pas risquer une perte de boue au cours de la circulation. Pour l'alourdissement de la boue, la barite (BaSO_4) a été utilisée dès 1922 (STROUD, 1925).

La pression exercée par la boue sur les parois du puits, est donnée par l'expression suivante (Garcia et Parigot, 1968):

$$P = \frac{(hc \times d)}{10} \quad (1.1)$$

Avec P: Pression de la formation (kgf/cm²) ;

hc: Profondeur de la couche traversée (m) ;

d: Densité de la boue.

A cause de cette pression de contre -balancement en conditions normales de forage, une diffusion du fluide dans les milieux poreux est possible. Pour diminuer autant que possible cette invasion, un produit de filtration, de faible épaisseur, appelé cake, est formé sur les parois du trou foré. Ce cake doit être de perméabilité faible et doit être facilement enlevé avant la cimentation (PEYSSON, 2004).

1.4.2- Rhéologie

Une littérature assez développée existe au sujet du comportement rhéologique des fluides de forage. Les fluides de forage sont souvent des suspensions colloïdales qui ont un comportement complexe et variable suivant leur composition et les conditions d'utilisation (GARCIA ET PARIGOT, 1968; Forage Rotary, 1972). Ce sont le plus souvent des fluides non -newtoniens, visqueux ou viscoélastiques, éventuellement thixotropes (NGUYEN, 1993).

a- La viscosité

La viscosité dépend avant tout de la teneur en solides contenue dans la boue et de la présence des polymères. Une augmentation de viscosité ne pourra donc être combattue que par l'élimination de solides. D'un point de vue pratique, on définit deux types de viscosité

(exprimées en cP) : une viscosité apparente (VA) et une viscosité plastique (VP) souvent liée à la taille des particules, et à leur forme.

b- La contrainte seuil

Les solides présents dans la boue de forage influencent un paramètre autre que la viscosité plastique, qui est la contrainte seuil (exprimée en Pa ou en lb/100 ft²), plus connue sous le nom de "yield value "Yv ou Yp" yield point".

La contrainte seuil représente la résistance initiale à vaincre, pour que le fluide s'écoule. Cette résistance est due aux forces électrostatiques attractives localisées à la surface des particules. C'est une mesure dynamique.

La contrainte seuil dépend du type des solides présents et de leurs charges de surface respectives, de la concentration de ces solides, et du type et de la concentration des autres ions ou sels éventuellement présents.

c- Gels et thixotropie

Une boue de forage laissée au repos édifie progressivement une structure qui augmente sa rigidité et qui peut être réduite par agitation. On appelle thixotropie le fait que ce phénomène soit non instantané et réversible.

Le caractère thixotrope d'une boue est évalué en mesurant le "gel 0" et le "gel 10". Le gel 0 représente la résistance du gel aussitôt après agitation de la boue. Ils sont mesurés à l'aide du viscosimètre Fann35 à une vitesse de 3 tr/min et exprimé en lb/100ft². Le gel 10 représente la résistance du gel après un repos de la boue de 10 minutes.

1.4.3- Propriétés de filtration des fluides de forage

La filtration du fluide de forage se produit sous l'effet de la pression différentielle (différence entre la pression du fluide et celle de la formation) lorsque le fluide se trouve au contact d'une paroi poreuse et perméable. La pression dans le puits étant supérieure à celle de la formation, du liquide pénètre dans la formation tandis que les solides présents dans la boue sont déposés (gâteau ou cake). Deux sortes de filtration ont lieu pendant le forage: la filtration statique, lors de l'arrêt de la circulation du fluide, et la filtration dynamique au cours de la circulation du fluide, qui entraîne une érosion du cake formé.

Les propriétés de filtration des fluides de forage doivent être aussi évaluées et contrôlées par des tests régis par les recommandations de l'API. Ce sont des tests en régime statique utilisant un filtre-presse standardisé. Ces mesures peuvent être faites sous conditions de haute pression et haute température [1].

CHAPITRE 2

SYNTHÈSE DE L'ÉTAT DE L'ART

2.1- Effet des nanoparticules sur la modification des propriétés des fluides de forage

La production à partir de ressources d'hydrocarbures non conventionnelles, telles que le gaz de schiste, l'huile de schiste, les réservoirs en eaux profondes et arctiques nécessite des technologies avancées de forage et d'extraction.

De plus, il est essentiel de minimiser les empreintes environnementales associées aux processus de récupération du pétrole. La nanotechnologie a montré des solutions prometteuses pour surmonter ces problèmes dans l'industrie pétrolière et gazière.

De nombreuses études ont été menées pour analyser l'amélioration des fluides de forage grâce à l'utilisation de la nanotechnologie. Dans ces études, la modification des propriétés rhéologiques, de filtration et de transfert de chaleur et la réduction de la friction associée aux fluides de forage ont été étudiées.

Ils ont également montré que les nanoparticules peuvent améliorer la stabilité thermique des fluides, fournir une meilleure lubrification, un bon nettoyage des trous et une meilleure stabilité du puits, et aussi atténuer la formation d'hydrates dans le système de circulation des fluides. Ce chapitre vise à citer les résultats de ces études et les améliorations qui ont été observées pour l'application de nanoparticules dans les fluides de forage. L'utilisation de la nanotechnologie dans l'industrie pétrolière et gazière s'est rapidement améliorée au cours des dernières décennies [2].

2.2- Propriétés rhéologiques des fluides de forage

L'ajout de nanoparticules (NPs), en raison de leur taille très fine (<100 nm) et de leur rapport surface / volume élevé, permet aux ingénieurs de modifier la rhéologie des fluides de forage en modifiant la composition, le type ou la taille des nanoparticules, sans utiliser d'autres additifs coûteux (Abdo et HANEEF 2012). Au cours des dernières années, de nombreuses études ont été rapportées sur l'application de nanoparticules comme additifs dans la formulation de fluides de forage (Abdo et HANEEF 2012, AMANULLAH et al 2011, Sharma et al 2012, SRIVATSA et ZIAJA 2012, Mao et al.), 2015 (b), TARAGHIKHAH et al. 2015, Hassani et al, 2016, SHAKIB et al, 2016).

La rhéologie des fluides de forage doit présenter des caractéristiques d'amincissement au cisaillement pour avoir moins de résistance à des taux de cisaillement élevés. À de faibles taux de cisaillement, (par exemple lorsque la circulation de la boue est arrêtée), la viscosité

doit être suffisamment élevée pour empêcher les déblais transportés de retomber dans le trou de forage, conformément à la loi de Stokes.

Les propriétés rhéologiques les plus importantes pour un système de fluide de forage sont :

- La viscosité apparente (AV); laquelle est définie comme le rapport de la contrainte à la vitesse de déformation du liquide ;
- La viscosité plastique (PV); qui est la résistance à l'écoulement du fluide, ou bien la limite élastique ;
- La yield value (Yv); la contrainte de cisaillement minimale requise pour déplacer le fluide et la résistance du gel à 10 secondes et à 10 minutes pour mesurer l'aptitude du fluide à agir comme un gel et suspendre les déblais et les matériaux de pondération lorsque la circulation est interrompue. [2]

Le Tableau 2.1 montre quelques études réalisées récemment sur l'amélioration des propriétés rhéologiques par ajout des nanoparticules :

Tableau 2.1 : Etudes récentes sur l'effet des nanoparticules sur la rhéologie des fluides

Auteurs	Types de NPs	Résumé des résultats
AGARWAL et al. 2011	Argile et silice	2,0 wt% de nano-argile et nano-argile mélangée avec 1,0%wt de silice peut améliorer la viscosité et la force des gels d'un fluide de forage à émulsion inverse à 437°F et 500 Psi [3]
SRIVASTA et al. 2012	Oxyde de silice (SiO ₂)	10 wt% de nanoparticule d'oxyde de silice dans un fluide de forage à base d'eau a amélioré la viscosité à basse pression et basse température. [4]
ABDO et al. 2013	Palygorskite	5,9 wt% de nano-palygorskite avec un diamètre de 10-20 nm dans un fluide de forage à base d'eau a montré une diminution des propriétés rhéologiques sous 100-392°F et 100-16 000Psi. [5]
NASSER et al. 2013	Nanographite	Nanographite avec 40 nm de diamètre dans un fluide de forage à base d'huile a augmenté la viscosité à basse pression et basse température. [6]
ABDO et al. 2014	Nano-composite d'oxyde de zinc ZnO, montmorillonite et palygorskite	L'utilisation des nano-composites de ZnO, montmorillonite et palygorskite avec un diamètre de 5-50 nm dans un fluide de forage à base d'eau a donné une amélioration de la stabilité des propriétés rhéologiques sous 109-370°F et 150-18 500 Psi. [7]

ABDO et al. 2014	Attapulгите	2,0wt% de nanoparticules d'attapulгите de diamètre de 10-25 nm dans un fluide de forage à base d'eau a augmenté les propriétés rhéologiques dans les conditions ambiantes. [8]
LI et al. 2015	Cellulose	0,5wt% de nanoparticules de cellulose avec 6 nm de longueur et 228 nm de largeur dans un fluide de forage à base d'eau a augmenté les propriétés rhéologiques à haute température de 20-175 °F. [9]
NEEDAA et al. 2016	Sepiolite	L'ajout de 1,4 wt% de nanoparticules de sepiolite dans un fluide de forage à base d'eau a montré une stabilité du profile rhéologique. [10]

2.3- Réduction de filtration (Fluid Loss)

De nombreuses études ont été menées sur l'effet des nanoparticules sur le contrôle de la filtration lors des opérations de forage.

Le Tableau 2.2 montre quelques études récentes sur le contrôle de filtration par ajout des nanoparticules :

Tableau 2.2 : Etudes récentes sur l'effet des nanoparticules sur la filtration des fluides

Auteurs	Types de NPs	Résumé des résultats
NASSER et al. 2013	Nanographite	L'étude a été menée sur des nanoparticules de graphite de 40 nm et a donné une réduction de filtration de 50% à basse pression et basse température. [11]
ABDO et al. 2013	Palygorskite	L'étude des nanoparticules de Palygorskite dans un fluide de forage à base d'eau a montré une diminution du volume de filtrat de 30% à 100-392°F et 100-16 000Psi. [12]
WILLIAM et al. 2014	CuO ZnO	Les nanoparticules du CuO et ZnO dans les fluides de forage à base d'eau à des diamètres inférieurs à 50 nm et des concentrations de 0.1, 0,3 et 0,5 wt% ont donné une diminution significative du filtrat et de l'épaisseur de cake sous LPLT et à T=158, 194 et 230°F et à une pression de 1 450 Psi. Aux mêmes concentrations, les nanoparticules du ZnO ont donné de meilleurs résultats. [13]
TAHA et al. 2015	Graphène	1, 2, 3, 4 et 5 wt% de nanoparticules de graphène ont réduit le filtrat de 30% dans un fluide de forage à base d'eau à basse pression et basse température ainsi qu'à 120 et 351°F. [14]
HALALI et al. 2016	Nanotubes de carbone	0,8wt% de nanotubes de carbone dans un fluide de forage à base d'eau ont diminué la filtration sous hautes températures T=248, 302, 347 et 392°F. [15]

2.4- La conductivité thermique

Les caractéristiques des fluides de forage dans les conditions HPHT sont importantes car les fluides doivent être stables à des températures élevées et fournir les propriétés rhéologiques et de filtration requises pour le puits. Le taux de transfert de chaleur du fluide de forage est également essentiel au maintien d'un fluide stable pour empêcher la surchauffe des composants du train de tiges. Idéalement, le fluide de forage devrait présenter une faible détérioration, une stabilité élevée, une rhéologie et une perte de filtration constante, et un taux élevé de transfert de chaleur.

Le Tableau 2.3 présente quelques études récentes sur l'amélioration de la conductivité thermique par ajout des nanoparticules :

Tableau 2.3 : Etudes récentes sur l'effet des nanoparticules sur la conductivité thermique des fluides

Auteurs	Types de NPs	Résumé des résultats
WILLIAM et al.2014	CuO ZnO	Les fluides de forage à base d'eau avec des nanoparticules d'oxyde de Cuivre et d'oxyde de Zinc ont montré une augmentation jusqu'à 53% et 23% de la conductivité thermique respectivement à LPLT et à des températures de T=158, 194 et 230°F et une pression de 1 450 Psi. [16]
FAZELABD OLABADI. 2015	Nanotubes de carbone	1,0 vol% de nanotubes de carbone avec 15 nm de diamètre et 20 nm de longueur dans un fluide de forage à base d'eau a amélioré (augmenté) la conductivité thermique. [17]
HASSANI et al. 2016	SiO2 Nanotubes de carbone ZnO	Quelques échantillons de fluide de forage à base d'eau contenant chacun des nanoparticules de silice (SiO ₂), de nanotubes de carbone (CNT) et d'oxyde de zinc (ZnO). Les résultats ont montré une amélioration de 16,9% de la conductivité thermique à 2,0 wt% de NPs de silice. CNT ont augmenté la conductivité thermique par 12% à 2,0 wt% ce qui est inférieur au rendement des NPs de Silice et d'oxyde de zinc à la même concentration ; 16,9% et 22% respectivement à une température de 104°F. [18]

2.5 Réduction du coefficient de friction -

La réduction de la friction devient de plus en plus importante lors du forage de puits longs déviés. WBFs ont tendance à avoir un coefficient de frottement (COF) supérieur à 0,1 et celui des OBFs a tendance à être inférieur à 0,1. Idéalement, le fluide de forage devrait avoir le COF le plus bas possible pour réduire l'usure de la colonne de forage.

Le Tableau 2.4 présente quelques études récentes sur la réduction de friction d'un fluide de forage par ajout des nanoparticules :

Tableau 2.4 : Etudes récentes sur l'effet des nanoparticules sur la réduction de friction des fluides

Auteurs	Types de NPs	Résumé des résultats
SRIVATSA et al. 2012	SiO ₂	Cette étude a conclu que les NPs de silice (SiO ₂) dans un fluide à base d'eau est bénéfique à cause de la faible teneur en solides et la possibilité de former un cake fin et imperméable qui peut réduire la friction entre la garniture de forage et les parois du puits à basse pression e basse température. [19]
TAHA et al. 2015	Graphène	5,0wt% de nano-graphène a amélioré la lubricité d'un fluide de forage à base d'eau à basse pression et basse température et à T=120 et 351°F. [20]
AFTAB et al. 2016	ZnO	1,0wt% de NPs d'oxyde de zinc a légèrement diminué le coefficient de friction sous basse pression et basse température et à des températures de 149 et 250°F. [21]

2.6- Inhibition du schiste et amélioration de la stabilité du puits de forage

Les variations physiques et chimiques complexes dans les formations de schiste peuvent engendrer de nombreuses conditions difficiles, telle que le gonflement. Pour contrecarrer ces problèmes, il est important que le fluide de forage agisse comme un inhibiteur de schiste qui à son tour fournit la stabilité du puits de forage suite à l'invasion des fluides dans le schiste.

Dans la plupart des études, et en raison de la formation d'un cake de boue très faiblement perméable sur les parois de puits, qui agit comme une barrière entre les fluides de forage et la formation de schiste, il n'y aurait pas d'interaction sérieuse fluides-formation.

Le Tableau 2.5 présente quelques études récentes sur 'amélioration du pouvoir d'inhibition d'un fluide de forage par ajout des nanoparticules :

Tableau 2.5 : Etudes récentes sur l'effet des nanoparticules sur le pouvoir d'inhibition des fluides

Auteurs	Types de NPs	Résumé des résultats
CAI et.al 2012	SiO ₂	10 wt% de NPs d'oxyde de silice dans un fluide de forage à base d'eau a diminué l'invasion du filtrat et a amélioré le pouvoir de colmatage des micropores et les microfractures des formations argileuses à basse pression et basse température. [22]
JAIN et al 2015	Composite de Polyacrylamide greffé Polyéthylène glycol et les NPs de SiO ₂	Cette étude a testé le composite de polyacrylamide greffé Polyéthylène glycol et les NPs de SiO ₂ . 0,7 wt% de ce dernier avec un diamètre de 20-30 nm dans un fluide de forage à base d'eau et à haute température jusqu'à 203°F a montré un excellent pouvoir d'inhibition des minéraux argileux ce qui peut éviter leur gonflement lors des opérations de forage. [23]
AFTAB et al. 2016	ZnO	La formulation de fluide de forage à base d'eau avec 1,0 gr d'oxyde de zinc a pu inhiber le gonflement des minéraux argileux à basse pression et basse température ainsi qu'à des températures de 149 et 250°F. [24]

L'application de nanoparticules dans les fluides de forage, induit des performances exceptionnelles en ayant le potentiel d'atténuer et de réduire les problèmes susceptibles de se produire lors des opérations de forage. Des conclusions sur les rôles des nanoparticules dans la modification des caractéristiques des fluides de forage peuvent être tirées comme suit:

- Dans l'ensemble, les études sur l'ajout de NPs ont montré une amélioration générale des propriétés rhéologiques. Cependant, les NPs ne devraient pas être utilisés comme substitut à la bentonite / barytine, car ils peuvent réduire considérablement les propriétés rhéologiques de la boue ;
- Les propriétés de perte de filtration et de cake montrent généralement des améliorations grâce à l'utilisation des NPs. On a observé qu'il y aurait une réduction du volume de filtrat (Tests API) de plus de 60%. Les cakes de filtration ont également été notés comme étant plus minces et beaucoup plus compacts, conduisant à une réduction de la porosité et de la perméabilité ;
- Les propriétés de transfert de chaleur ont été améliorées de manière significative par l'ajout de NPs. La conductivité thermique augmente de plus de 50% dans certains cas ;
- L'ajout de NPs a montré une amélioration de la réduction de la friction dans les fluides de forage, ce qui fait que même les WBFs ont un COF presque aussi faible que les OBFs. Cela est dû à la diminution de la teneur en solides car les NPs sont si petits qu'ils peuvent agir comme des fluides ;
- Les nanoparticules ont également permis d'améliorer la stabilité du puits, en particulier lors du forage à travers les formations de schiste. Les très petites particules contenues dans les fluides de forage sont capables de boucher et de sceller les micropores, les pores et les fractures à l'échelle nanométrique, évitant ainsi la pénétration de filtrats excessifs dans les formations.

CHAPITRE 3

MATÉRIELS ET MÉTHODES EXPÉRIMENTALES

Dans le but d'étudier les performances d'un système de fluide de forage à base d'eau et afin d'optimiser la concentration d'un stabilisateur des formations argileuses, deux formulations des fluides de forage ont été étudiées ; une formulation de boue de forage à base d'huile OBM qui va servir de référence et une formulation de boue de forage à base d'eau WBM pour laquelle nous allons optimiser la concentration du stabilisateur des formations argileuses.

Pour cela, plusieurs analyses ont été effectuées sur les deux systèmes de fluide de forage en citant la densité, les paramètres rhéologiques (viscosité plastique, yield value, gel 0 et gel 10), la filtration API, la filtration sous haute température et haute pression ainsi que la stabilité électrique d'émulsion, le potentiel d'hydrogène et le rapport huile/eau pour le système de fluides de forage émulsionné.

D'autres analyses visant à évaluer le pouvoir d'inhibition du stabilisateur de schiste étudié Clay Seal ont été effectuées en citant le test de dispersion des pastilles d'argile ainsi que le test de gonflement des pastilles d'argile.

Dans ce chapitre une présentation des méthodes expérimentales ainsi que le matériel utilisé sont abordés.

3.1- Matériels utilisés

Le fluide de forage est un système complexe composé de différents Constituants liquides (eau, huile) et/ou gazeux (air ou gaz naturel) contenant en suspension d'autres additifs minéraux et organiques (argiles, polymères, tensioactifs, déblais, ...).

3.1.1 Produits chimiques utilisés

Les tableaux 3.1 et 3.2 présentent les produits chimiques utilisés lors de cette étude.

Tableau3.1 : Produits chimiques utilisés dans le fluide de forage à base d'eau

Produits pour le fluide à base d'eau	Formule/Nom/Famille chimique	Rôle
Eau adoucie	/	Phase continue (WBM)
Carbonate de sodium	Na ₂ CO ₃	Adoucisseur d'eau
Ocma Bentonite	Minéral argileux	Viscosifiant
Soude caustique	NaOH	Ajusteur de pH
Chlorure de potassium	KCl	Ajusteur de salinité/inhibiteur
Chlorure de sodium	NaCl	Ajusteur de salinité/inhibiteur
Dextrid LTE	Amidon modifié	Additif de perte de fluide
PAC L	Glucide	Additif de perte de fluide
Barazan D	Polysaccharide	Améliorant de viscosité
Barite (sulfate de barium)	BaSO ₄	Alourdissant
Clay Seal	Polyamine éthoxylée	Stabilisateur de shale

Tableau3.2 : Produits chimiques utilisés dans le fluide de forage à base d'huile

Produits pour le fluide à base d'huile	Formule/Nom/Famille chimique	Rôle
Diesel	Hydrocarbure	Phase continue (OBM)
Invermul L	Tensioactif (mélange)	Stabilisateur d'émulsion
BDF	Graphite	Matériau de perte de circulation
Barabloc	Asphalte	Additif de perte de fluide
Geltone V	Mélange	Améliorant de viscosité
Lime (chaux éteinte)	Ca(OH) ₂	Contrôle de pH
Eau adoucie	/	Phase dispersée
Chlorure de sodium	NaCl	Ajusteur de salinité/inhibiteur
Barite (sulfate de barium)	BaSO ₄	Alourdissant

3.1.2- Source de l'argile de formation traversée (cuttings)

Notre échantillon de cuttings provient du sud algérien, plus précisément de la ville d'In Salah située dans la wilaya de Tamanrasset. Le puits ciblé est le puits IS14 foré par la société ISG de la phase 12 et ¼.

L'échantillonnage est fait à différentes profondeurs des couches géologiques incluant le Dogger Argileux.

3.2- Analyses effectuées

3.2.1- Analyse par diffraction des rayons X (DRX)

Le spectre de l'analyse de l'échantillon de cuttings par DRX a été enregistré par Diffractomètre PANalytical: XPERT-PRO. Les motifs ont été collectés avec un balayage à angle 2θ . L'espacement basal a été analysé en utilisant l'équation de Bragg.

Les échantillons ont été mis en moule puis compactés.

3.2.2- Perte en poids des pastilles d'argile

Ce test consiste en une simulation des conditions du fond de puits lors de la circulation de la boue de forage.

Dans un four rotatif (hot rolling), la simulation se fait en mettant les pastilles d'argile immergées dans le fluide de forage à un mouvement circulaire à une température de 201 °F pendant seize (16) heures.

La différence de poids avant et après le hot rolling fournit une indication sur le pouvoir d'inhibition du stabilisateur de schiste étudié.

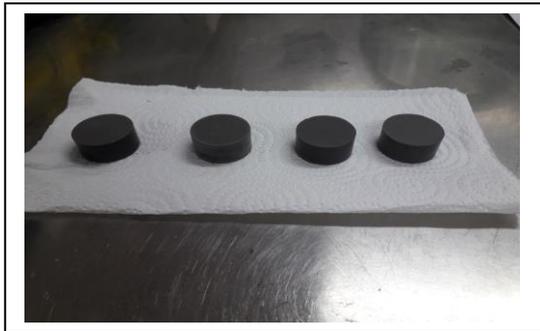


Figure 3.1 : Pastilles d'argile compactes



Figure 3.2 : Cellules dans le four rotatif (Hot Rolling)

3.2.3- Détermination des paramètres rhéologiques

Chaque échantillon a été testé après vieillissement à 201°F pendant 16 h dans un four à rouleaux (XGRL-4A, Haitongda, Qingdao).

Les propriétés rhéologiques des échantillons ont été déterminées en utilisant un viscosimètre rotatif de marque Fann A35, recommandé par la norme API.

La viscosité plastique (PV) et la limite élastique (YP) ont été calculées à partir des lectures à 600 et à 300 tpm en utilisant les expressions suivantes (API RP 13I, 2004):

$$V_p = L_{600} - L_{300}(cP) \text{ et } Y_v = 2L_{300} - L_{600} \text{ (lb/100 ft}^2\text{)}$$

Tel que : L_{600} : la lecture à la vitesse de rotation 600 tr/min ;

L_{300} : la lecture à la vitesse de rotation 300 tr/min.

3.2.4- Détermination de la filtration du fluide de forage (API et Haute Pression et Haute Température)

L'objectif d'un test de filtration statique est de simuler le comportement d'un fluide de forage lorsque le pompage s'arrête. Les filtres-presses API sont les plus efficaces pour déterminer la propriété de filtration des fluides de forage. Chaque échantillon a été testé après vieillissement à une température de 201°F pendant 16 h dans un four à rouleaux. Le test de filtration statique a été réalisé en utilisant un appareil de filtration à moyenne pression (SD6, Haitongda, Qingdao, Chine) à température ambiante sous une pression différentielle de 0,69 MPa en suivant la pratique recommandée par API (API RP 13B-1, 2009). Les papiers filtres standard API étaient utilisés comme média filtrant. Chaque test de filtration API a été effectué trois fois et la valeur moyenne a été rapportée.

L'essai de filtration statique dans des conditions haute température et haute pression a été effectué à 160 ° C avec un appareil de filtration HTHP (GG571-B, Haitongda, Qingdao, Chine), sous une pression différentielle constante de 3,5 MPa pendant 30 minutes suivant la pratique recommandée par API (API RP 13B- 1, 2009). Chaque test HTHP a été effectué trois fois et la valeur moyenne a été rapportée.

3.2.5- Mesure de la stabilité électrique de l'émulsion (ES)

La stabilité électrique (ES) d'un fluide de forage à base d'huile est une propriété liée à la stabilité de l'émulsion et à la capacité de mouillage de l'huile. Le testeur de stabilité de l'émulsion OFITE détermine le ES en appliquant un signal sinusoïdal incliné en tension de précision à travers une paire d'électrodes à plaque plate parallèles immergées dans le fluide.

3.2.6- Mesure de la densité de la boue

La densité ou le poids d'un volume donné de liquide est déterminé en utilisant un appareil appelé la balance de boue de type BAROID.



Figure 3.3 : Densimètre de boue (Mud balance)

3.2.7- Détermination du rapport Huile/Eau pour les fluides émulsionnés

Les distillateurs (rotors) d'huile et d'eau permettent de déterminer avec précision les pourcentages d'eau, d'huile et de solides qui composent les fluides de forage.

Un distillateur de type Fann est utilisé et une éprouvette graduée est placée pour recueillir l'huile et l'eau.

3.2.8- Détermination du gonflement linéaire des pastilles d'argile

Un détecteur de gonflement des pastilles d'argile immergées dans les formulations à étudier, appelé également LSM (Linear Swelling Meter) de marque Fann a été utilisé afin de pouvoir juger le pouvoir d'inhibition de gonflement d'argile.

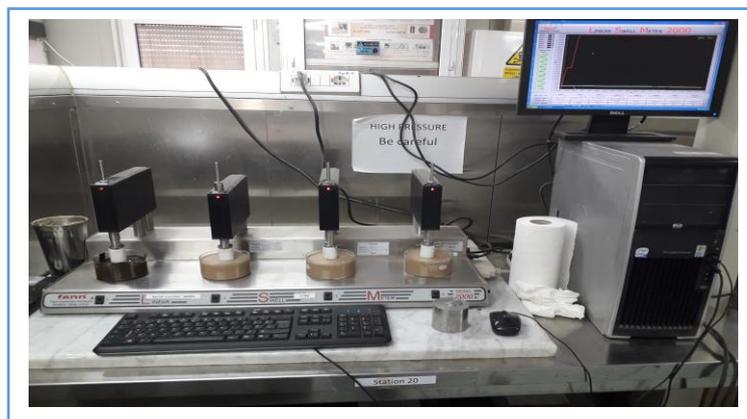


Figure 3.4 : Détecteur de gonflement linéaire

CHAPITRE 4

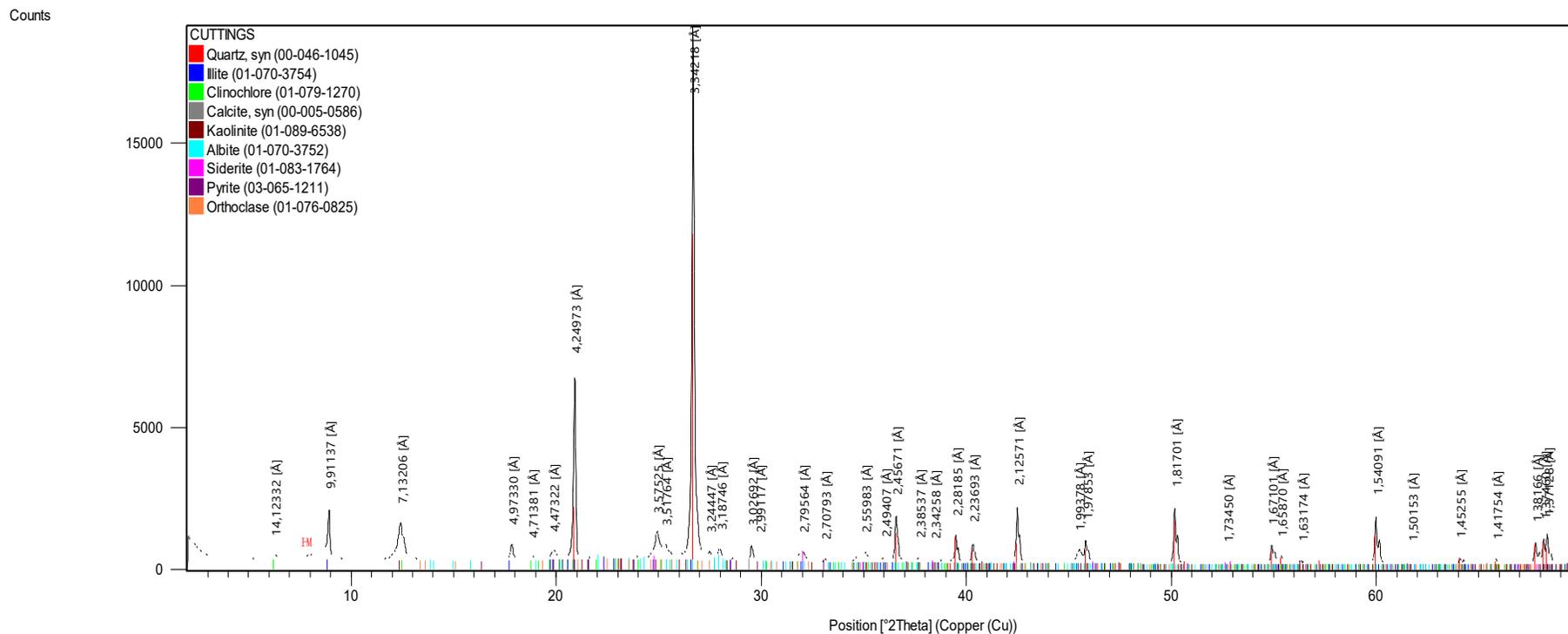
RÉSULTATS ET DISCUSSIONS

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

Le problème posé par le gonflement des argiles lors du forage dans les formations argileuses semble étroitement lié aux phénomènes d'interactions argile -fluide de forage. L'instabilité des formations argileuses varie selon la nature (eau, autre solvant) et l'état physique de ces fluides, Lors du contact argile-eau. Raison pour laquelle, il est indispensable de caractériser la formation traversée pour s'assurer de la représentativité des argiles gonflantes.

4.1- Résultats de l'analyse minéralogique

Figure 4.1 : Diffractogramme DRX de l'échantillon de déblais de forage (cuttings) de la phase forée



Il est à noter que l'analyse minéralogique par diffractométrie des rayons X ne porte que sur la partie cristallisée de l'échantillon et dans les limites de détection de cette technique d'investigation, la phase amorphe échappe donc à cette technique.

I-M (interstratifiés irrégulier de type illite montmorillonite).

En observant le Diffractogramme DRX de l'échantillon de déblais de forage, il est remarquable que la fraction de la kaolinite soit prépondérante. Un pic d'illite et de montmorillonite est aussi observé.

Plusieurs études ont montré que des matériaux principalement constitués d'illite/micas et/ou kaolinite pouvaient avoir un comportement gonflant plus ou moins important (BARSHAD, 1953 ; SURATMAN, 1985 ; SRIDHARAN et GURTUG, 2004 ; GEREMEW et al, 2009).

Ce comportement pourrait être dû à la capacité de ces minéraux à adsorber les molécules d'eau à leur surface et ainsi augmenter le volume entre chaque particule ; c'est le gonflement inter-particulaire (BARSHAD, 1953). Des gonflements allant jusqu'à 20% ont déjà été mesurés pour des matériaux riches en kaolinite (SURATMAN, 1985).

Les montmorillonites possèdent les propriétés de gonflement les plus intéressantes de tous les minéraux de la famille des phyllosilicates. Vu la présence de ces types de minéraux qui sont la montmorillonite, l'illite ainsi que la kaolinite, il apparaît que notre échantillon de déblais de forage (cuttings) contient une fraction d'argile gonflante.

4.2- Analyses sur l'eau de fabrication

L'eau de fabrication peut être une eau douce contenant très peu de sels de sodium, calcium, magnésium ou dessalée. Sa dureté dépend des deux derniers éléments.

La dureté de l'eau diminue sa rentabilité. Pour faire face à ce problème, des quantités de soude caustique ou de carbonates de soude sont ajoutées afin d'adoucir cette eau.

L'eau de fabrication peut être plus ou moins salée de 7 à 35g/L. Elle peut être également salée saturée i.e. 318g/L de NaCl et avoir une densité voisine de 1.2.

Afin de déterminer la quantité de bicarbonates de Sodium Na_2CO_3 à ajouter pour adoucir l'eau utilisée dans la fabrication des systèmes de fluides de forage nous avons déterminé la dureté totale de l'eau à utiliser (voir chapitre matériels et méthodes).

Nous avons effectué le dosage de la dureté totale deux fois pour faire la moyenne.

4.2.1- Détermination de la dureté totale de l'eau de fabrication

Ci-dessous les résultats du dosage de Calcium et de Magnésium :

$$C=0,1 \text{ mol/L}$$

$$V=0,60 \text{ mL}$$

$$V'=0,58 \text{ mL}$$

$$V_{\text{moy}} = \frac{V+V'}{2} = (0,6+0,58)/2 = 0,59 \text{ mL}$$

$$V_2=10 \text{ mL}$$

$$C (\text{Ca}^{+2} + \text{Mg}^{+2}) = (0,1 \times 0,59)/10 = 5,90 \times 10^{-3} \text{ mol/L}$$

4.2.2- Détermination de la dureté calcique de l'eau de fabrication

Ci-dessous les résultats du dosage de Calcium :

$$C=0,1 \text{ mol/L}$$

$$V=0,58 \text{ mL}$$

$$V'=0,58 \text{ mL}$$

$$V_{\text{moy}} = \frac{V+V'}{2} = (0,58+0,58)/2 = 0,58 \text{ mL}$$

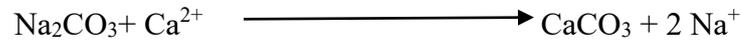
$$V_2=10 \text{ mL}$$

$$C (\text{Ca}^{+2}) = (0,1 \times 0,58)/10 = 5,80 \times 10^{-3} \text{ mol/L}$$

Il est à noter que la dureté totale est presque égale à la dureté calcique et par conséquent, la dureté magnésienne est négligeable.

4.2.3- Elimination de la dureté totale

Pour éliminer les cations Ca^{2+} et Mg^{2+} nous utilisons les bicarbonates de sodium Na_2CO_3 (Soda Ash) qui va réagir avec les cations bivalents par une réaction de complexation comme suit :



Dans notre cas, nous n'avons qu'éliminer la dureté calcique en ajoutant les bicarbonates de Sodium.

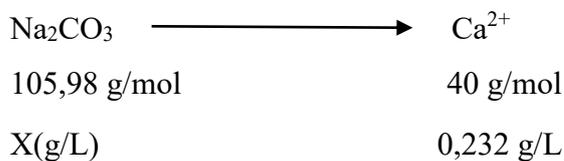
Détermination de la concentration massique de bicarbonates de sodium à ajouter pour éliminer la dureté calcique.

a- Détermination de la concentration massique du calcium

Nous avons

$$C(\text{Ca}^{+2}) = 5,80 \times 10^{-3} \text{ mol/L}$$

$$C_m(\text{Ca}^{+2}) = C(\text{Ca}^{+2}) \times M(\text{Ca}^{+2}) = 5,80 \times 10^{-3} \times 40 = 0,232 \text{ g/L}$$



$$\text{Et donc il nous faut } C_m(\text{Na}_2\text{CO}_3) = (105,98 \times 0,232) / 40 = 0,614 \text{ g/L}$$

Nous pouvons dire que pour éliminer la dureté calcique de l'eau de fabrication, nous devons ajouter 0,614 g de bicarbonates de Sodium pour chaque litre d'eau avant d'y ajouter les polymères.

Les polymères anioniques, en citant les PAC, sont particulièrement sensibles aux cations monovalents comme le Sodium (Na^+) et divalents comme le Calcium et le Magnésium (Mg^{2+} et Ca^{2+}).

Les cations monovalents sont en effet susceptibles à se fixer sur les groupes chargés du polymère, en provoquant une déshydratation qui conduit dans certaines conditions à une précipitation du polymère, et une augmentation de flexibilité du polymère ce qui lui donne une forme spirale courte, donc ses dimensions diminuent, comme conséquence directe, la chute de la viscosité.

4.3- Mise en œuvre du système de fluide de forage

Dans notre étude, deux systèmes de fluide de forage ont été choisis ; un fluide de forage à base d'eau (de polymères) WBM et un autre à base d'huile OBM.

Autre que le choix des additifs, l'optimisation de leurs concentrations est une étape importante de la formulation, en effet, quel que soit l'additif, la variation de sa concentration dans la formulation du fluide de forage affecte les propriétés considérées, dans le but d'arriver à une formulation satisfaisant les paramètres exigés : inhibition, rhéologie, filtrat, et densité, plusieurs formulations ont été faites au niveau des laboratoires de BASP (Baroid Algeria de Services aux Puits) en variant les quantités des additifs.

Ci-dessous la composition des deux systèmes de fluides de forage étudiés :

Tableau 4.1 : Composition de la formulation du fluide de forage à base d'huile (fluide de référence) pour 500 mL d'échantillon

Produits	Quantités
Diesel (g)	121,10
Invermul (g)	5,70
BDF (g)	14,25
Barabloc (g)	10,00
Geltone (g)	5,70
Chaux (g)	12,50
Eau (mL)	82,50
Chlorure de Sodium NaCl (g)	28,97
Sulfates de Barium BaSO ₄ (Barite) (g)	232,08

Tableau 4.2 : Composition de la formulation du fluide de forage à base d'eau pour 500 mL d'échantillon

Produits	Quantités
Eau (mL)	390,00
Ocma Bentonite (g)	15,00
Hydroxyde de Sodium NaOH (g)	1,43
Chlorure de Potassium KCl (g)	20,00
Chlorure de Sodium NaCl (g)	132,00
Dextrid LTE(g)	8,63
PAC L (g)	3,55
Barazan D (g)	1,20
Sulfates de Barium BaSO ₄ (Barite) (g)	72,65

Selon les études géologiques, la formulation à utiliser durant le forage de la phase 12 et ¼ doit avoir certaines propriétés physico-chimiques afin de faciliter le forage et d'éviter les problèmes lors du contact avec la formation traversée.

La formulation à utiliser doit être conforme aux caractéristiques suivantes :

- Densité = 1,30 SG (Specific gravity);
- Volume de filtrat < 4,00 mL ;
- Yield value entre [14 à 16] lb/100ft²;
- Viscosité plastique entre [14 à 16] cP ;
- Gel 00/10 = [5 à 8] lb/100 ft²/ [8 à 9] lb/100 ft².

4.3.1- Caractérisation physico-chimique des fluides de forage utilisés

Afin de caractériser nos formulations des fluides de forage ; à base d'eau (de polymères) et celle à base d'huile ; plusieurs analyses ont été effectuées en citant :

- Mesure de la densité ;
- Mesure de pH pour les fluides de forage à base d'eau ;
- Mesure de la stabilité électrique pour les fluides de forage émulsionnés ;
- Rapport huile/eau pour les fluides de forage émulsionnés ;
- Étude de perte de fluide :
 - Détermination du filtrat API pour les fluides de forage à base d'eau (boues aux polymères) ;

- Détermination du filtrat HPHT (Haute Pression, Haute Température) pour les fluides de forage à base d'huile généralement.
- Étude rhéologique :
 - Détermination de la Yield Value (Yv) ;
 - Détermination de la viscosité plastique (Vp) ;
 - Détermination de la thixotropie (gel 0/gel 10).

Les résultats des analyses physico-chimiques sur le fluide de forage à base d'eau (aux polymères) sont consignés dans le Tableau 4.3.

Tableau 4.3 : Résultats des analyses physico-chimiques sur le fluide de forage à base d'eau

Propriétés physico-chimiques mesurées	Valeur mesurée ou calculé
Densité (SG)	1,30
pH	8,50
Lecture à 600 tr/min (L600)	43,00
Lecture à 300 tr/min (L300)	29,00
Gel 0 (lb/100 ft ²)	5,00
Gel 10 (lb/100 ft ²)	9,00
Yield Point Yp (lb/100 ft ²)	15
Viscosité plastique Vp (lb/100 ft ²)	14
Volume de filtrat API (mL)	3,50

Les résultats des analyses physico-chimiques effectuées sur le fluide de forage à base d'huile (Fluide de référence) sont cités dans le Tableau 4.4.

Tableau 4.4 : Résultats des analyses physico-chimiques sur le fluide de forage à base d'huile

Propriétés physico-chimiques mesurées	Valeurs mesurées ou calculées
Densité (SG)	1,30
Stabilité électrique d'émulsion (Volts)	1 000,00
Lecture à 600 tr/min (L600)	44,00
Lecture à 300 tr/min (L300)	30,00
Gel 0 (lb/100 ft ²)	8,00
Gel 10 (lb/100 ft ²)	9,00
Yield Point Y _p (lb/100 ft ²)	14,00
Viscosité plastique V _p (lb/100 ft ²)	16,00
Volume de filtrat HPHT (mL)	2,80
Rapport Huile/Eau (%)	80/20

Le calcul de la Y_v et la V_p

$$V_p = L600 - L300 \quad \text{et} \quad Y_v = 2L300 - L600$$

Où :

Y_v : Yield Value

V_p : Viscosité plastique

L600 : Lecture du viscosimètre à 600 tr/min

L300 : Lecture du viscosimètre à 300/tr

4.3.2- Optimisation de la concentration du stabilisateur d'argile

Tenant compte de la fiche technique ou MSDS (Material Safety Data Sheet) du stabilisateur d'argile utilisé nommé Clay Seal, la gamme d'utilisation recommandée est de

[11.40 à 22.80] g/L. Trois concentrations de Clay Seal ont été considérées dans un intervalle de concentration variant de 11 à 23 g/L.

Afin de juger l'efficacité du stabilisateur Clay Seal d'argile en terme d'inhibition de gonflement et par la suite de la dispersion de l'argile étudiée, deux tests de performance ont été effectués:

a- Test de perte en poids des pastilles d'argile

Le premier test effectué est le test de perte en poids, qui est une simulation des conditions de fond de puits. Il est réalisé à une température de 201°F avec rotation pendant seize (16) heures, les résultats sont cités dans le Tableau 4.5.

Tableau 4.5 : Résultats du test de perte en poids pour les trois concentrations de Clay Seal

Formulation	Poids de la pastille d'argile avant HR(g)	Poids de la pastille d'argile après HR(g)	Pourcentage de Perte en poids (%)
OBM	19,75	16,58	16,05
WBM C ₁ =11.40 g/L	20,02	4,53	77,37
WBM C ₂ =17.00 g/L	19,97	5,67	71,6
WBM C ₃ =22.80 g/L	20,00	10,03	49,85

HR : Hot Rolling

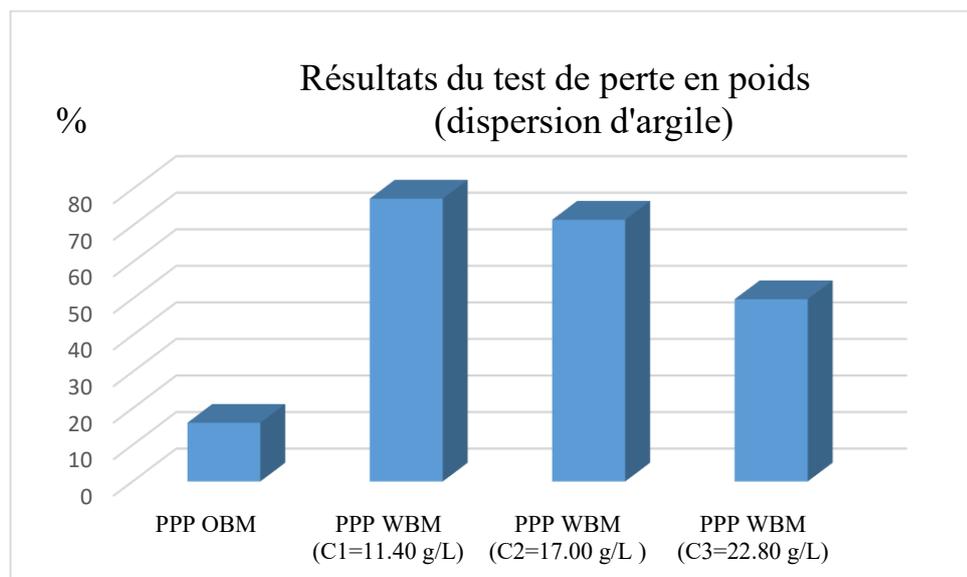


Figure 4.1 : Résultats du test de perte en poids des pastilles d'argile pour différentes concentrations du stabilisateur

La pastille d'argile immergée dans le fluide de forage à base d'huile (fluide de référence) n'a présenté que 16,05% de dispersion. 49,85% de dispersion a été noté pour une concentration de 22,80 g/L de stabilisateur de schiste Clay Seal.

Des taux de dispersion assez élevés ont été observé pour les deux concentrations en inhibiteur ; 77,37 % et 71,6 % de dispersion pour 11,40 et 17 g/L de Clay Seal respectivement.

La température est un facteur très important, lors de sa circulation, le fluide de forage est exposé à des températures qui s'élèvent au fur et à mesure des profondeurs.

Sachant que les polymères sont thermosensibles, il est nécessaire donc d'étudier le comportement des additifs à haute température.

Le hot rolling (four rotatif) ; responsable du vieillissement des systèmes de fluides de forage ; est un test de simulation utilisé pour pouvoir prévoir le comportement de notre fluide en agitation et à haute température et le résultat de ce comportement sur l'interaction roche/fluide.

L'augmentation de température peut engendrer la rupture des liaisons d'hydrogènes ou des liaisons polymères/polymères par apport d'énergie.

En observant les résultats de la Figure 4.1, il apparait que la pastille d'argile immergée dans le fluide de forage à base d'huile OBM conserve plus ou moins sa forme et sa rigidité. Un taux de dispersion d'environ 16 % est à noter, qui est du vraisemblablement au choc mécanique en présence des microfissures (imperfection de compaction des pastilles d'argile).

En revanche, les pastilles d'argile immergées dans les autres systèmes de fluide de forage à base d'eau ont subis une dispersion significative.

Compte tenu des résultats du test de dispersion des pastilles d'argile, nous pouvons conclure à ce stade de la formulation que la concentration de Clay Seal à préconiser est de 22,80 g/L.

b- Test de gonflement des pastilles d'argile

Le deuxième test de performance est le test de gonflement des pastilles d'argile en utilisant le LSM (Linear Swelling Meter). Les résultats du test de gonflement des pastilles d'argile pour les différentes concentrations du stabilisateur d'argile Clay Seal après vieillissement

dans le hot rolling pendant seize (16) heures, apparaissent dans le Tableau 4.6 et la Figure4.2.

Tableau 4.6 : Résultats du test de gonflement des pastilles d'argile dans les quatre (04) concentrations du stabilisateur d'argile Clay Seal

Temps (h)	OBM	C ₁ =11,40g/L	C ₂ =17,00 g/L	C ₃ =22,80 g/L
8	0	60	59	53
16	0	62,5	58	52
24	0	64	63,7	52,9
32	0	66,79	56,8	55,8
40	0	79	65	56
48	0	80,41	72,16	56,2
56	0	82,5	78,52	57,14
64	0	83,31	78,66	58,12
72	0	87,97	80	58,12

Ci-dessous un graphique présentant les résultats du test de gonflement des pastilles d'argile dans les quatre (04) concentrations du stabilisateur d'argile Clay Seal :

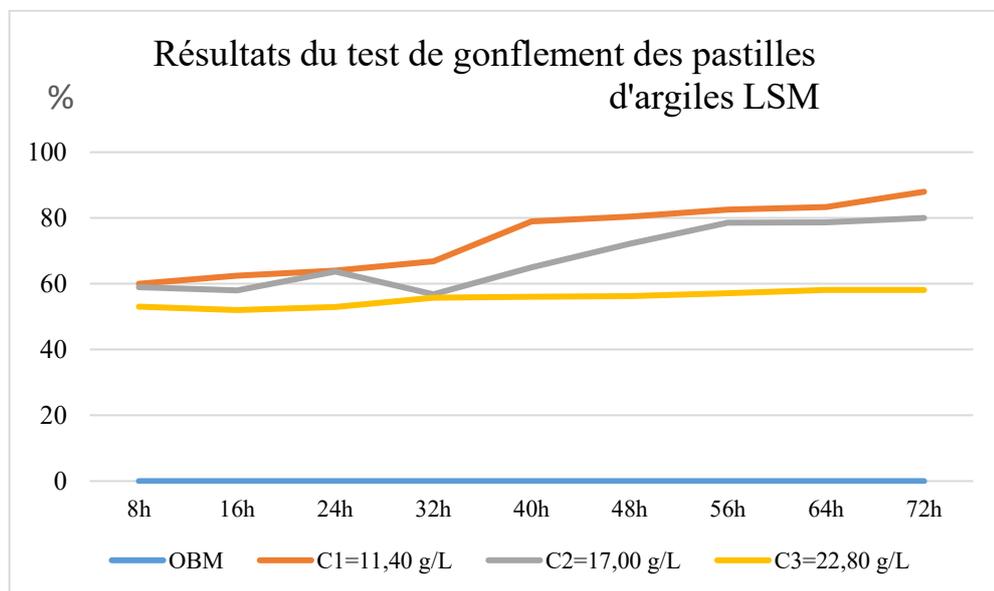


Figure 4.2 : Résultats du test de gonflement des pastilles d'argile par un LSM dans les trois (03) concentrations du stabilisateur d'argile Clay Seal

Le fluide de forage à base d'huile présente un taux de gonflement nul. 58,12%, 80% et 87,97% de dispersion a été observés pour les trois concentrations en inhibiteur.

Les molécules d'eau polaires sont capables de se lier à la surface des particules de bentonite par liaison hydrogène, ce qui conduit à une hydratation de la bentonite et à une dispersion dans les milieux aqueux. Les mécanismes d'inhibition des stabilisants de schiste comme les polyamines éthoxylés (Clay Seal) sont basés sur leur capacité à établir des liaisons hydrogènes avec des atomes d'oxygène externes de surfaces siloxaniques tétraédriques d'argile. Ce phénomène crée une couche protectrice sur la surface des particules d'argile et atteint les sites disponibles pour les molécules d'eau, entraînant une réduction du gonflement des particules de bentonite. Les surfaces des particules d'argile-polyamine éthoxylé (argile-Clay Seal) peuvent changer leur mouillabilité et leur densité de surface de manière à réduire la tendance des particules d'argile aux molécules d'eau polaires.

Le Clay Seal a plusieurs groupes amine actifs qui ont une capacité de liaison aux atomes d'oxygène des surfaces de siloxane tétraédriques des particules d'argile. [25]

D'après les résultats obtenus précédemment, le stabilisateur d'argile Clay Seal tout seul n'est pas suffisant pour obtenir une inhibition comparable à celle fournie par le système de fluide de forage à base d'huile (OBM).

Le système de fluide de forage proposé à base d'eau (aux polymères) contient d'autres composants à part le stabilisateur d'argile, qui aident à mieux inhiber le gonflement et la dispersion des argiles en citant les sels KCl et NaCl, Dextrid et le PACL.

Pour cela, nous allons étudier l'efficacité de notre stabilisateur d'argile (Clay Seal) dans la formulation proposée (avec les autres constituants du système de fluide de forage à base de polymères) après vieillissement dans le hot rolling, en suivant les mêmes étapes comme précédemment mais en mettant les pastilles d'argiles cette fois ci dans les systèmes de fluide de forage complets.

Les produits à ajouter pour finaliser la formulation sont :

- Ocma Bentonite ;
- Hydroxyde de Sodium NaOH ;
- Chlorure de Potassium KCl ;
- Chlorure de Sodium NaCl ;

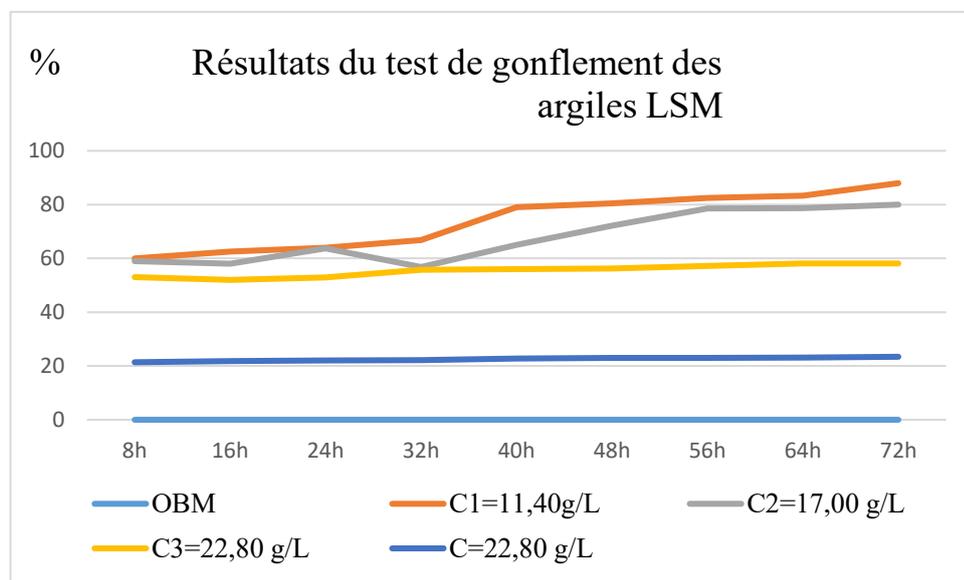
- Dextrid;
- PAC L;
- Barazan ;
- Sulfates de Barium BaSO₄ (Barite).

Le Tableau 4.7 présente les résultats du test de gonflement des pastilles d'argile dans le système de fluide de forage à base de polymères à une concentration de Clay Seal de 22,80g/L.

Tableau 4.7 : Résultats du test de gonflement des pastilles d'argile par un LSM dans la formulation avec 22,8 g/L du stabilisateur d'argile Clay Seal

Temps (h)	C=22,80 g/L	Temps (h)	C=22,80 g/L
8	21,40	48	23,00
16	21,80	56	23,05
24	22,07	64	23,16
32	22,17	72	23,42
40	22,79		

Ci-dessous un graphique qui montre l'évolution du taux de gonflement de la pastille d'argile à 22,80 g/L du stabilisateur d'argile, dans la formulation complète du système de fluide de forage à base d'eau (aux polymères).



Graphique 4.3 : présentant Résultats du test de gonflement des pastilles d'argile par un LSM dans la formulation complète avec 22.80 g/L de stabilisateur d'argile

En observant le graphe ci-dessus, nous pouvons dire que le taux de gonflement de la pastille d'argile s'est considérablement amélioré de 58,12% à 23,42%.

Le Dextrid et le PAC L sont principalement des réducteurs de filtrat mais aussi ils ont un rôle dans l'inhibition de gonflement et de dispersion des argiles réactives vu que leur fonction sert à obturer et colmater les pores des formations poreuses et perméables, afin de réduire au maximum le volume infiltré du fluide de forage.

Le Dextrid est sous forme des particules colloïdales qui ont la capacité de se déformer et de se comprimer lorsqu'elles sont hydratées pour boucher les pores du filtre.

En effet, lorsqu'un polymère est en contact avec l'eau, comme le PAC L, il commence à s'étirer et à s'hydrater. Les propriétés visqueuses conférées à l'eau par la solution d'un polymère sont dues aux :

- Interactions eau/polymères par création d'une gaine d'eau en association étroite autour de chaque molécule, ou bien l'adsorption des molécules d'eau à la surface du polymère causé par les liaisons d'hydrogène entre l'eau et les sites chargés négativement des polymères ;
- Interactions polymère/polymère par un mécanisme d'enchevêtrement, d'autant plus prononcés que les chaînes sont longues.

Et donc la présence des polymères dans le système des fluides de forage à base d'eau (de polymères) diminue l'eau libre en solution, augmente les liaisons hydrogène résultantes et par conséquent augmente la viscosité et la yields value.

La stabilité thermique des polymères dépend de leurs structures et leurs poids moléculaires, ici le Xanthane présente une meilleure résistance que le PAC, due à sa structure enchevêtrée et son poids moléculaire élevé.

CONCLUSION

Au cours de ce travail, nous avons voulu confronter le maximum de données de laboratoire à des données effectives de chantier et ce, dans l'espoir d'apporter une contribution à la résolution des problèmes réels, comme les coincements dues au gonflement des argiles. Dans cet objectif, un aperçu global de la minéralogie de la phase 12 et ¼ a été présenté.

Il est évident que des solutions presque universelles de méthodes d'inhibition ne peuvent résulter que d'un effort de compréhension des mécanismes physico-chimio-mécaniques des interactions fluide-roche. La méthode d'évaluation de performance d'inhibition proposée combine deux méthodes conventionnelles largement utilisées : celle du gonflement des pastilles comprimées (Linear Swelling Meter) et celle de la dispersion en hot-rolling. Cette dernière permet plus de représentativité en terme d'hétérogénéité minéralogique.

Un intérêt économique a été porté à la boue à base d'huile, pour son efficacité et sa durée de vie ; en effet ; elle peut être utilisée pour plusieurs cycles mais cela n'empêche qu'elle est plus chère vu qu'elle doit subir des traitements avant de la réutiliser.

La proposition d'une boue à base d'eau moins nocive et présentant les mêmes performances que la boue à base d'huile (fluide de référence) a été abordé. Les résultats des analyses physico-chimiques montrent que le système de fluide de forage à base d'eau proposé est conforme aux exigences de forage ; en citant la densité qui est de 1.3 SG, Le volume de filtrat de 3.5 mL, la Y_v de 15 lb/100ft² et la V_p de 14 cP.

Après avoir eu l'assurance de la représentativité des échantillons de déblais de forage (cuttings) par analyse par diffraction des rayons X, concluant que l'échantillon contient des minéraux argileux gonflants (Kaolinite, montmorillonite,...) ainsi que la conformité physico-chimique du fluide à base d'eau proposé et dans le but d'optimiser la concentration du stabilisateur de schiste nommé Clay Seal, trois concentrations ont été proposées variant de 11 à 23 g/L.

Les résultats du test de dispersion des pastilles d'argile ainsi que le test de gonflement des pastilles d'argile (LSM) ont montré que même en utilisant uniquement le stabilisateur de schiste Clay Seal, le taux d'inhibition reste insuffisant.

Dans une seconde phase, l'utilisation du stabilisateur de schiste Clay Seal dans la formulation complète (22,8 g/L) en présence d'autres additifs (sels, polymères,...) a permis une amélioration substantielle du taux d'inhibition et par la suite une diminution du taux de gonflement de 58,12% à 23,42%.

Ces résultats ouvrent d'intéressantes perspectives dans la formulation des fluides de forage à base d'eau, en effectuant d'autres choix dans le type et la nature des inhibiteurs et des adjuvants.

APPENDICE A
MÉTHODES D'ANALYSES UTILISÉES

1- Analyse par Diffractométrie des Rayons X (DRX)

1.1- Principe d'analyse

L'échantillon solide finement broyé est monté sur un porte échantillon adéquat, puis soumis à un faisceau de rayons X pour être diffractés par les plans réticulaires des phases cristallines présentes. En effet, il existe une relation entre l'angle du faisceau diffracté et la distance réticulaire séparant les plans d'atomes au sein d'un réseau cristallin ; celle-ci est régie par la loi de Bragg suivante :

$$n \lambda = 2 \times d \times \sin\theta$$

Où λ représente la longueur d'onde en angströms ;

d : La distance réticulaire en angströms ;

θ : L'angle de diffraction ou de réflexion en degrés.

Les diffractogrammes ainsi obtenus, sont interprétés. Les positions et les intensités des pics observés sont comparés aux fichiers de référence PDF-ICDD (Powder Diffraction File - International Center for Diffraction Data) pour l'identification des phases minéralogiques présentes.

1.2- Conditions d'analyse

L'appareil utilisé est un diffractomètre de type PANalytical: XPERT-PRO, tube radiogène céramique à anticathode de cuivre, puissance du générateur à RX: 40 mA, 45 kV

Le logiciel utilisé pour l'acquisition des données est de type DataCollector de PANalytical

Le logiciel de traitement des données est le HighScore Plus de PANalytical

Longueur d'onde CuK α [Å]: 1,5418

Angle de départ [°2Th.]: 2,0000

Angle final [°2Th.]: 70,0000

Taille du pas [°2Th.]: 0,0170

Temps du pas [s]: 87,2256



Diffractomètre PANalytical: XPERT-PRO

2. Perte en poids des pastilles d'argile

Ce test consiste en une simulation des conditions du fond de puits lors de la circulation de la boue de forage. Pour cela nous avons confectionné quatre (04) pastilles d'argile.

2.1- Source de l'échantillon

Lors du forage, le fluide ramène en suspension des déblais (cuttings), qui sont recueillis sur les toiles des tamis vibrants, ces cuttings servent de source d'informations sur la géologie des formations traversées.

2.2- Confection des pastilles d'argile

Elle est réalisée selon les étapes suivantes :

- Nettoyage de déblais de forage (cuttings) d'une phase argileuse d'une profondeur de [600 à 650] m ;
- Broyage dans un mortier en porcelaine les déblais de forage afin d'obtenir une fine poudre ;
- Tamisage de l'argile broyée en utilisant un tamis de laboratoire de diamètre de pore de 100 μm et ensuite par un deuxième tamis de diamètre de pore de 75 μm ;
- Pesage d'une quantité de 19.00 g l'argile broyée et tamisée puis mélangeage avec un volume de 01.00 mL d'eau distillée ;
- Mixage dans un creuset et avec une spatule en porcelaine l'argile et l'eau distillée soigneusement jusqu'à l'obtention d'un aspect pâteux ;
- Versement du mélange dans la cellule de la presse hydraulique ;
- Une pression de 10 000 psi a été appliquée pendant deux (02) heures ;
- Une fois les deux (02) heures écoulées, nous avons purgé la presse hydraulique et récupéré nos pastilles d'argile montrées ci-dessous ;



Pieds à coulisse et pastilles d'argile compactes



Pastilles d'argile compactes

Après avoir confectionné nos pastilles d'argile nous avons procédé au test de perte en poids en suivant les étapes suivantes :

- 500 mL de la formulation de fluide de forage à base d'huile (fluide de référence) a été mise dans une cellule du four rotatif (Hot Rolling) montrée ci-dessous ;



Cellule du four rotatif (Hot Rolling)



Cellules dans le four rotatif (Hot Rolling)

- Pesage d'une pastille d'argile et enregistrement de poids initial $P_0(1)$ (Avant Hot Rolling) ;
- Mise dans la première cellule du Hot Rolling de la pastille d'argile précédemment pesée dans la première cellule du Hot Rolling ;
- De la même manière, procéder pour les trois autres formulations des fluides de forage à base d'eau (Boues aux polymères) à différentes concentration du stabilisateur d'argile Clay Seal;
- Fermeture des cellules du Hot Rolling hermétiquement et traitement thermique dans le for rotatif à 201 °F pendant 16 heures ;
- Récupération et rinçage des quatre (04) pastilles d'argile par le n-hexane ;

- Séchage à l'air libre pendant 24 heures, puis pesage des pastilles encore une fois jusqu'à la stabilisation du poids en notant $P_1(1)$ pour la pastille N°1 ;

Le pourcentage de perte en poids des pastilles d'argile est calculé comme suit :

$$PPP = \frac{[P_0(1) - P_1(1)]}{P_0(1)} * 100$$

Où PPP : Pourcentage de Perte en Poids ;

$P_0(1)$: Poids de la pastille mise dans la première formulation avant Hot Rolling ;

$P_1(1)$: Poids de la pastille mise dans la première formulation après Hot Rolling.



Broyage des cuttings avec un mortier en porcelaine



Tamis de laboratoires



Ajout de l'eau distillée à l'argile broyée dans un creuset en porcelaine



Presse hydraulique pour la compaction des pastilles

3- Détermination du volume de filtrat API

3.1- Principe

Le principe consiste à mettre la boue à une pression de 7 bars dans un cylindre normalisé muni d'une surface semi-perméable. On note la quantité d'eau qui filtre à travers cette plaque filtrante (imperméable aux colloïdes mais perméable aux liquides), pendant une durée de 30 minutes.

Les solides déposés par filtration constituent ce que l'on appelle le « cake ». La mesure de l'épaisseur de celui-ci renseigne sur l'état de la boue.

La procédure expérimentale est réalisée de la manière suivante :

- Mettre le joint caoutchouc dans l'encoche prévue dans l'embase inférieure ;
- Mettre le tamis ;
- Mettre de papier filtre sur le tamis ;
- Mettre le joint caoutchouc sur le papier ;
- Fixer l'embase sur le cylindre ;
- Remplir de boue ;
- Monter le couvercle muni de son joint caoutchouc, placer l'ensemble dans la boîte et visser à l'aide du volant ;
- Disposer une éprouvette graduée sous l'ajutage du Filtre Presse ;
- Appliquer une pression de 7 bars, et déclencher le chronomètre ;
- Lire le volume d'eau recueillie dans l'éprouvette après 30 mn de filtration ;
- Purger à l'aide de la vanne de purge. Démontez l'appareil, récupérer le papier filtre et le laver sous le robinet. Le poser sur une surface plane et mesurer l'épaisseur du cake ; puis laver les pièces à l'eau ;
- Le volume du filtrat s'exprime en mL et l'épaisseur du cake en mm.



Filtre presse API

4- Détermination du volume de filtrat HPHT

4.1- Principe

Le HTHP (Haute Température, Haute Pression) filtre-presse est conçue pour le ciment et tester les fluides de forage à des températures et des pressions élevées. L'appareil simule les différentes conditions de fond et fournit une méthode fiable pour déterminer l'efficacité de la matière à tester. La haute pression et haute température (HPHT) filtres presses sont un moyen efficace d'évaluer les propriétés de filtration des boues de forage à des températures et des pressions élevées. Les cellules ont une zone de filtrage de 3,5 po² et peuvent fonctionner à des pressions allant jusqu'à 900 psi avec l'unité compacte et facile à fixer. Le HTHP filtre-presse est équipée d'une cellule de 500 mL de l'échantillon et les températures de fonctionnement supérieures à 500 ° F (260 ° C), le rendant idéal pour une utilisation en laboratoire. On y trouve aussi un système de collecteur de régulation pour le raccordement à des bouteilles d'azote pour des pressions plus élevées jusqu'à 1 800 psi (12 400 kPa).

La procédure expérimentale est réalisée de la manière suivante :

- Préchauffer la gaine à 10 ° F (6 ° C) au-dessus de la température d'essai désirée.
Le voyant du thermostat s'allume lorsque la température cible est atteinte ;
- Inspecter les joints toriques et installer-les dans le corps de la cellule, les capuchons des cellules et sur les tiges des valves et enduire tous les joints toriques de la cellule avec de la graisse ensuite ajouter et serrer la tige de soupape (Côté entrée du corps de la cellule) et vérifier si les points sont pointus ;
- Verser l'échantillon dans la cellule et laisser au moins 0,6 pouce (1,5 cm) de la rainure du joint torique, pour permettre l'expansion thermique, (Ne renversez pas de liquide sur la rainure du joint torique) ;
- Placer un cercle de papier filtre sur le joint torique sans le plier ;
- Pousser le capuchon de la cellule dans la cellule, en vous assurant que les flèches sont alignées et serrer les vices de pression ;
- Fermer (resserrer) la tige de la soupape de sortie de telle sorte que les deux tiges de soupape sont fermées et la cellule est scellée ;
- Inverser et placer la cellule à l'intérieur de la chemise chauffante et commencez l'heure de chauffe ;

- Transférer le thermomètre de la chemise de chauffage au corps de la cellule ;
- Connecter l'assemblage de pression d'entrée (supérieure) et verrouiller-le en plaçant la goupille de retenue ;
- Raccorder l'ensemble de contre-pression et le verrouiller en place également ;
- Percer des ampoules de CO₂ et ajuster les régulateurs de pression d'entrée / de retour à la contre-pression désirée ;
- Ouvrir (desserrer) la tige de soupape d'admission (supérieure) ½ tour pour pressuriser la cellule ;
- Chauffer pendant une heure. Le thermomètre doit enregistrer la température cible, (le chauffage total ne doit pas dépasser 1 heure) ;
- Augmenter la pression sur l'unité de pression supérieure à 500 psi au-dessus de la contre-pression ;
- Ouvrir la tige de soupape inférieure pour initier la filtration ;
- Recueillir et noter la quantité de filtrat à 10 secondes, 1, 7.5 et 30 minutes ;

Si la contre-pression augmente au-dessus de 100 psi, réduire la pression en ouvrant la vanne à boisseau sphérique

- Recueillir le filtrat pendant 30 minutes au total, en maintenant les pressions de l'entrée et de retour désirées ;
- Après 30 minutes, fermer (serrer) les tiges des soupapes d'entrée et de sortie pour obturer la cellule ;
- Tourner les vis en T du haut et du bas du régulateur dans le sens antihoraire pour relâcher la pression ;
- Ouvrir la vanne de sortie sur le récepteur de contre-pression pour recueillir tout le filtrat dans le cylindre gradué ;
- Ouvrir les vannes d'aiguille ou de purge sur les unités de pression supérieure et inférieure ;
- Retirer les goupilles de retenue supérieure et inférieure et retirer les unités de pression de la cellule ;
- Vider tout le filtrat résiduel recueilli du haut du récepteur dans le cylindre gradué ;
- Retirer la cellule de la chemise chauffante et laisser-la refroidir à température ambiante avec le côté sortie vers le bas ;
- Ouvrir (Desserrer) la tige de la soupape d'admission pour relâcher la pression sur la cellule ;

- Desserrer les six vis de verrouillage du capuchon de sortie ;
- Retirer délicatement le capuchon de la cellule ;
- Laver le cake de filtration avec un léger courant d'eau et noter l'épaisseur ;
- Nettoyer et sécher soigneusement la gaine du filtre presse, la cellule et les assemblages de pression ;
- Inspecter et remplacer tout ou partie des joints toriques.



Filtre presse haute pression haute température

5- Détermination de la densité

5.1- Principe

La densité ou le poids d'un volume donné de liquide est déterminé en utilisant un appareil appelé la balance de boue. Le bras est gradué et permet des mesures précises à $\pm 0,1$ livre par gallon ou $\pm 0,01$ g/cm³. La balance est construite de sorte que la coupelle de volume fixe à une extrémité de la poutre soit équilibrée par un contrepoids fixe à l'extrémité opposée, avec un poids coulissant libre de se déplacer le long de l'échelle graduée.

Une bulle de niveau montée sur la poutre indique quand le système est en équilibre.

La procédure expérimentale est réalisée de la manière suivante :

- Placer la base de la balance de boue sur une surface plane ;
- Remplir complètement la tasse propre et sèche, avec l'échantillon de boue fraîchement préparé ;
- Placer le couvercle sur la tasse doucement en mouvement de torsion. Assurer-vous que de la boue est expulsée à travers le trou dans le bouchon car cela assurera que la tasse est pleine et libère également l'air ou le gaz emprisonné ;
- Couvrir le trou du couvercle avec un doigt et laver l'extérieur de la coupe et du bras et bien sécher toute la balance ;
- Placer la balance sur le bord du couteau et déplacer le cavalier le long de l'extérieur du bras jusqu'à ce que la tasse et le bras soient équilibrés comme indiqué par la bulle ;
- Lire le poids de la boue ;
- Nettoyer et sécher la balance de boue après chaque utilisation.



Densimètre de boue (Mud balance)

6- Détermination du potentiel d'hydrogène pH

6.1- Principe

Le pH-mètre est généralement constitué d'un boîtier électronique permettant l'affichage de la valeur numérique du pH et d'une sonde de pH constituée d'une électrode de verre permettant la mesure et d'une électrode de référence. Son fonctionnement est basé sur le rapport qui existe entre la concentration en ions et la différence de potentiel chimique qui s'établit dans le pH-mètre une fois plongé dans la solution étudiée.

Celui-ci est constitué de deux électrodes, l'une standard dont le potentiel est constant et connu (appelée électrode de référence), l'autre à potentiel variable (fonction du pH, appelée électrode de verre). Ces deux électrodes peuvent être combinées ou séparées.

La procédure expérimentale est réalisée de la manière suivante après avoir étalonné le pH-mètre:

- Lavage des électrodes et le récipient de mesure, d'abord à l'eau déminéralisée ou distillée, puis avec la solution d'essai ;
- Homogénéisation de la solution d'essai, et introduction d'un volume suffisant dans le récipient de mesure et immersion des électrodes ;
- Agitation légère de la solution d'essai ;
- Vérification de l'indication donnée par le pH-mètre et sa stabilisation ;
- Nettoyage des électrodes avec de l'eau distillée, séchage et remise dans un capuchon contenant une solution saturée en KCl.



pH mètre de paillasse WTW

7- Mesure de la stabilité électrique de l'émulsion E/H

7.1- Principe

La tension de claquage diélectrique est le point auquel le fluide de forage devient conducteur de l'électricité. La source d'alimentation fournit une tension alternative aux électrodes à basse fréquence. L'unité fournit un taux constant d'augmentation de tension jusqu'à ce que l'émulsion devienne électriquement conductrice.

Un courant de 61 micro-ampères (61 μA) à travers les électrodes provoquera la stabilité de l'affichage de la lecture. La lecture est appelée la stabilité électrique, la stabilité de l'émulsion ou la valeur ES du fluide.

La valeur de stabilité électrique diminue avec l'augmentation de la température d'essai.

La température d'essai API recommandée est de $49\text{ }^\circ\text{C} \pm 3\text{ }^\circ\text{C}$ ($120\text{ }^\circ\text{F} \pm 5\text{ }^\circ$).

La procédure expérimentale est réalisée de la manière suivante :

- Inspection de la sonde d'électrode et le câble pour détecter tout signe de dommage ;
- Vérification que tout l'espace entre les électrodes est exempt de dépôts et que le connecteur de l'instrument est propre et sec. Nettoyez soigneusement le corps de l'électrode en essuyant avec une serviette en papier propre. Assurez-vous de nettoyer l'électrode ;
- Agitation de la sonde d'électrode dans l'huile de base utilisée pour formuler la boue. Si l'huile de base n'est pas disponible, une autre huile ou un solvant doux comme l'isopropanol est acceptable. Ne pas utiliser une solution détergente ou des solvants aromatiques tels que le xylène pour nettoyer l'électrode. Nettoyer et sécher la sonde d'électrode au préalable ;
- Préchauffage de l'échantillon de boue d'huile à $120\text{ }^\circ\text{F}$ ($48,8\text{ }^\circ\text{C}$) ;
- Versement de l'échantillon à travers un tamis de 12 mailles dans un récipient en verre ou en plastique (pas en métal) ;
- Enregistrement de la température de la boue ;
- Agitation à la main l'échantillon avec la sonde d'électrode pendant environ 10 secondes. Cela aidera à créer une composition et une température uniformes ;
- Positionnement de la sonde d'électrode de sorte qu'elle ne touche pas le fond ou les côtés du conteneur. Vérification que les surfaces des électrodes sont complètement recouvertes par l'échantillon ;

- Allumage de l'équipement pour commencer la rampe de tension. Pas de déplacement de l'électrode pendant la rampe de tension ;
- À la fin du test de la rampe, enregistrement de la valeur ES (Electrical Stability) affichée ;
- Répétition de la procédure ci-dessus avec le même échantillon de boue. Les deux valeurs ne doivent pas différer de plus de 5%. Si elles diffèrent de plus de 5%, le compteur ou l'électrode doit être vérifié.
- Calcul de la moyenne des deux mesures de la stabilité électrique ES.



Testeur de stabilité d'émulsion

8- Détermination du rapport huile/eau

8.1- Principe

Les distillateurs (rotors) d'huile et d'eau offrent une méthode de lecture simple, facile, précise des pourcentages d'eau, d'huile et de solides qui composent les fluides de forage.

Ces appareils sont chauffés électriquement et contrôlés thermostatiquement pour se fermer quand la température prédéterminée ($498^{\circ}\text{C} \pm 21^{\circ}$) ($930^{\circ}\text{F} \pm 70^{\circ}$) telle que spécifiée par API a été atteinte.

L'eau et le distillat d'huile sont recueillis dans un tube gradué de 10 mL.

La procédure expérimentale est réalisée de la manière suivante :

- Soulever l'assemblage de l'autoclave hors du compartiment de chauffage. En utilisant la spatule comme tournevis, retirez la chambre de fluide de forage de la cuve ;
- Emballer la chambre supérieure avec de la laine d'acier ;
- Remplir la chambre de fluide avec du fluide de forage et replacer le couvercle, ce qui permet à l'excédent de fluide de forage de s'échapper. Essuyer la chambre de fluide de forage et l'extérieur du couvercle pour nettoyer. Assurez-vous qu'il n'y a pas d'air emprisonné dans la chambre. Une charge précise de fluide de forage est très essentiel ;
- Nettoyer et lubrifier les filets de la cuve avec un lubrifiant résistant à haute température.
- Visser la chambre de fluide de forage avec le couvercle dans la chambre supérieure et serrez à la main ;
- Replacer l'ensemble de la cuve dans le compartiment de chauffage et placez le couvercle isolant en place ;
- Ajouter une goutte d'agent mouillant au tube gradué ou collecteur et placer le sous l'orifice de vidange du condenseur ;
- Allumer le chauffage en branchant la prise d'alimentation ;
- Laisser le rotor chauffer jusqu'à ce que la lampe témoin s'éteigne. Cela indiquera que l'autoclave a atteint la température de distillation. Le thermostat éteindra automatiquement le chauffage de l'autoclave à la bonne température, quelle que soit la tension disponible. La distillation devrait être complète en environ 20 minutes si la tension nominale est de 115 ou 230. Une tension inférieure peut prendre de 25 à 30 minutes, tandis qu'à une tension plus élevée, la distillation peut être achevée en

15 minutes. La distillation utilisant une alimentation de 12 volts prendra plus de temps, de 35 à 45 minutes. Une fois le test terminé, débranchez la prise d'alimentation ;

- Lire le volume d'huile et d'eau. (Une goutte d'agent mouillant à ce moment améliorera souvent le ménisque pour une lecture plus facile).

8.3- Calcul

Calcul des pourcentages volumiques d'huile, d'eau et des solides :

Pourcentage volumique d'huile = Volume d'huile * 10

Pourcentage volumique d'eau = Volume d'eau * 10

Pourcentage volumique des solides = 100 – (Volume d'huile + Volume d'eau) * 10



Distillateur de fluides de forage

9- Test de gonflement de l'argile (Linear Swell Meter)

9.1- Principe

De nombreux travaux de recherche et de développement ont été consacrés au développement de tests et de méthodes chimiques et mécaniques capables de mesurer la réactivité du schiste. L'intérêt du potentiel de gonflement des schistes se reflète dans diverses procédures expérimentales.

Les cuttings forés sont broyés à une taille de particule appropriée, puis comprimés sous pression à l'aide d'un compacteur hydraulique. Ce matériau compacté est enveloppé dans un manchon poreux pour minimiser le gonflement radial pendant l'essai. La conception de ce manchon maintient l'échantillon intact, minimisant l'effritement ou la desquamation.

La température peut affecter de manière significative la réactivité du schiste. L'augmentation de la température augmentera la réactivité et réduira le temps de test de gonflement.

Le taux d'humidité, la pression, la durée et la charge de compactage ont été pris en considération pour la détermination du taux de gonflement des argiles utilisées.

La procédure expérimentale est réalisée de la manière suivante :

- Introduction d'un nom pour l'échantillon dans la zone « Nom de l'échantillon ». Le même nom d'échantillon peut être utilisé pour plusieurs tests ;
- Mesure avec précision la longueur du cœur (pouces) avec des pieds à coulisse numérique et introduction de la longueur initiale de l'échantillon dans la zone « Longueur initiale » (In) ;
- Sélection de « Fichier de données de test » et introduction de l'emplacement et le nom de fichier souhaités. Le nom de fichier doit être unique ;
- Après avoir saisi les données dans les champs « Nom de l'échantillon », « Longueur initiale », « Emplacement et Nom du fichier », la case « Terminé » passera du gris à l'actif ;

Après avoir saisi vos données d'échantillon, vous allez configurer votre échantillon dans la tête de mesure;

- Prise de la pastille du dessiccateur, pesage et mesure avec précision de l'épaisseur en pouces avec un pied à coulisse;
- enregistrement du poids et de la longueur sur la feuille de données;
- Empilement d'une cale d'espacement en acrylique (diamètre de 1,125 pouce et 0,19 pouce d'épaisseur), le bouchon de l'échantillon de carotte et le capuchon du piston en

Téflon. Enroulement du porte-noyau autour de la pile et fixation avec le verrou du porte-noyau;

- Placement d'un plat d'évaporation en pyrex (ou une tasse d'échantillon) sous la tête de mesure;
- Abaissement de la tête de mesure en pressant sur l'interrupteur et en appuyant simultanément sur le bouton de déverrouillage (position de sortie) à l'extrémité droite du LSM; jusqu'à ce que l'ensemble central touche le fond du plat d'évaporation, comme indiqué par le voyant rouge dans l'éclairage de la tête et le graphique à barres devienne bleu;
- Placement de votre échantillon dans un récipient approprié et centralisation de la tête de mesure.
- Abaissement manuel de la tête de mesure (par l'interrupteur à l'avant de l'unité de mesure) jusqu'à ce qu'elle contacte l'échantillon et que le graphique à barres devienne bleu (généralement dans la partie inférieure) ;
- Versement du fluide de forage dans le récipient entourant l'échantillon ;
- Commencement du test en appuyant sur « terminer » ;
- Répétition des étapes pour installer les pastilles du shale et lancement du test jusqu'à ce que tous les canaux et les échantillons soient terminés. introduction d'un nom de fichier unique pour chaque test que vous démarrez.



Détecteur de gonflement (Linear Swell Meter)

10- Mesure de la viscosité plastique PV, la yield value Yv et la force des gels

Pour commencer le test, ajouter 350 mL d'échantillon pré-agité dans la coupelle d'échantillon en acier inoxydable. La coupe de l'échantillon comporte une ligne qui indique 350mL ; Une ligne tracée sur le rotor indique la profondeur d'immersion appropriée.

- Des dommages sur les paliers de l'arbre de transmission peuvent survenir si cette profondeur d'immersion est dépassée. Si d'autres porte-échantillons sont utilisés, l'espace entre le bas du rotor et le bas du porte-échantillon doit être d'un demi-pouce (1,27 cm) ou plus ;
- Le viscosimètre 35A fonctionne à six vitesses, allant de 3 à 600 tr / min. Pour sélectionner la vitesse désirée, réglez l'interrupteur de vitesse (situé sur le côté droit de la base) sur la position de vitesse haute ou basse comme désiré. Ensuite, mettez le moteur en marche et déplacez le pommeau de levier de vitesse (situé sur le dessus de l'instrument) jusqu'à la position correspondant à la vitesse désirée ;
- Le Tableau suivant répertorie les positions de l'interrupteur du viscosimètre et les combinaisons pour obtenir la vitesse désirée. Le bouton de changement de vitesse du viscosimètre peut être engagé lorsque le moteur est en marche. Lire le cadran pour les valeurs de contrainte de cisaillement.

Les positions pour le réglage des vitesses de rotation du viscosimètre

Vitesse RPM (tr/min)	Commutateur de viscosimètre	Bouton de changement de vitesse
600	Haute	En haut
300	Faible	En haut
200	Haute	Vers le bas
100	Faible	Vers le bas
6	Haute	Au centre
3	Faible	Au centre

La procédure expérimentale est réalisée de la manière suivante :

- Agitation soigneuse de l'échantillon à 600 tr / min ;
- Réglage du pommeau de levier de vitesse sur la position 3 tr / min, puis la mise du moteur en position OFF ;
- Après le temps d'attente souhaité, la mise du moteur sur la position ON à basse vitesse ;
- Lecture du cadran au moment où le gel se brise ce qui est traduit par un pique de la lecture sur le cadran. L'unité de résistance de gel est de lb/100ft².

10.1- Calculs

$$V_p = L_{600} - L_{300}(cP) \text{ et } Y_v = 2L_{300} - L_{600} \text{ (lb/100 ft}^2\text{)}$$

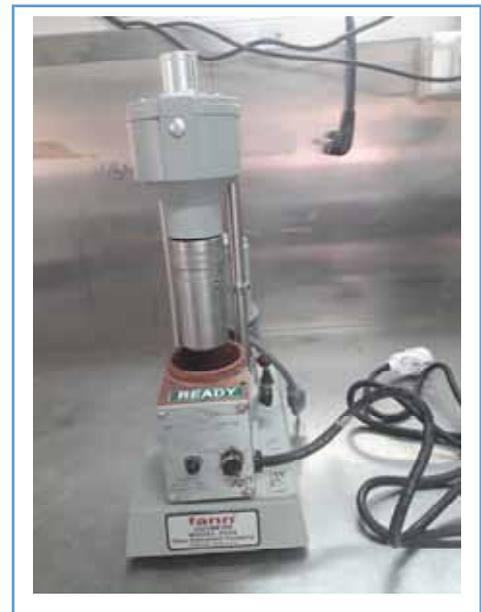
Tel que :

L₆₀₀ : la lecture à la vitesse de rotation 600 tr/min ;

L₃₀₀ : la lecture à la vitesse de rotation 300 tr/min.



Mixeur Hamilton Beach



Viscosimètre Fann

APPENDICE B
LISTE DES SYMBOLES

WBMs:	Boues de forage à base d'eau (Water Based Muds)
OBMs:	Boues de forage à base d'huile (Oil Based Muds)
CMC:	carboxymethylcellulose
FCL :	Lignosulfonate de Fer et de Chrome
API :	Institut Américain du Pétrole (American Petroleum Institute)
VA :	Viscosité apparente
VP:	Viscosité plastique
Yv:	Yield value
Yp:	Yield Point
NPs:	Nanoparticules
HPHT:	Haute pression, Haute température (High pressure High temperature)
LPLT:	Basse Pression, Basse Température (Low pressure, Low temperature)
CNT :	Nanotubes de carbone (Carbon Nano Tubes)
COF :	Coefficient de Frottement
WBFs:	Fluides de forage à base d'eau (Water Based Fluids)
OBFs:	Fluides de forage à base d'huile (Oil Based Fluids)
pH:	Potentiel d'hydrogène
PAC:	Poly Anionique Cellulose (polyanionic cellulose)
ISG :	Groupement In Salah
DRX :	Diffraction des Rayons X
ES :	Stabilité Electrique (electrical stability)
LSM :	Détecteur de gonflement linéaire (Linear Swelling Meter)
BASP :	Baroid Algeria de Services aux Puits
MSDS :	Fiche de données de sécurité (Material Safety Data Sheet)
HR :	Hot Rolling

APPENDICE C

TABLEAU DE CONVERSION DES UNITÉS

Grandeur	Unité anglo-saxonne	Facteur de conversion en unité du système internationale
Surface	1 square foot (ft ²)	0,0929 m ²
Volume	1 barrel (bbl)	158,987 L
Masse	1 pound (lb ou lbm)	0,453 kg
Température	1 degré Fahrenheit (°F)	$5/9(^{\circ}F - 32)$
Pression	1 psi	6 894,76 Pa
Rhéologie	1 cP	10 ⁻³ Pa.S
	1 lb/100ft ²	0.4788 Pa