

**Université KASDI MERBAH OUARGLA**

**Faculté** des Hydrocarbures, des Energies Renouvelables et des Sciences de la Terre et de l'Univers

**Département** : Forage et Mécanique des chantiers pétroliers



**Mémoire**

**MASTER PROFESSIONNEL**  
**Domaine** : Sciences et techniques

**Filière** : Hydrocarbures

**Spécialité** : Forage

Présenté par :

**GAHFEZ ANOUAR**  
**GAGAA MALEK**  
**MOKEDDEM YUCEF**

# Thème

**Étude de l'Influence de la teneur en solide  
sur la qualité de la boue de forage.**

Soutenu publiquement le : 07/06/2023

Devant le jury:

**M. ZIARI SABER**

MAA

**Président :**

**Univ. KM Ouargla**

**Mme. BOUHADA MEBARKA**

MCB

**Examinatrice :**

**Univ. KM Ouargla**

**M.ABDALLATIFF MAMANOU**

MCA

**Encadreur :**

**Univ. KM Ouargla**

**Année Universitaire: 2022/2023**



## Remerciements

*Nous tenons à remercier Dieu qui nous a donné la volonté et le courage pour réaliser ce travail.*

*Nous tenons Aussi à remercier notre encadreur le professeur ABDELLATIF MAMANOÛ, Nous exprimons notre profonde reconnaissance pour le temps précieux qu'il nous a consacré.*

*Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude au président et membres de jury pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant de juger notre travail et pour leur lecture attentive de ce mémoire, ainsi que pour les remarques qu'ils m'adresseront lors de cette soutenance afin d'améliorer mon travail.*

*Nous voudrions aussi exprimer notre gratitude à tous les enseignants du d'épatement forage et mécanique du chantier pétrolier mécanique pour leurs qualités es scientifiques et pédagogique.*

*Nous tenons à remercier chaleureusement tous mes proches et tous ceux qui de pré ou de loin, nous ont apporté leurs sollicitudes pour accomplir ce travail.*

# *Dédicace*

*Tout d'abord louange à dieu tout puissant le seigneur de la grande trône <<ALLAH>> qui m'a guidé sur le chemin tout au long du travail et m'a inspiré les bons pas et les justes reflexes.*

*Je Dédie ce travail :*

## *A' mes parents*

*Vous m'avez appris à balbutier mes premières paroles, à faire mes premières pas dans la vie, à sourire.*

*Vous avez fait tant de sacrifices pour mon éducation et mes études.*

*Vous m'avez comblé par votre soutien et votre générosité ces quelque lignes ne souriaient exprimer tout- la affections et tout l'amour qui je vous porte.*

*Aujourd'hui, je dépose entre vos patience et de vos innombrables sacrifices, soit – il l'exhaussement de vos vœux tant formulés et vos prières.*

*A' ma mère AICHA*

*A' mon père OMAR*

## *A' mes chère frères*

*SAMI, DONIA, AMIRA et KHALED.*

*Ainsi que mes petits neveux que j'adore énormément, MOHAMMED, JOURI et ISLAM.*

*A`TOUS CEUX QUI M`ONTENSEIGNÉ ET ENRICHI PAR LEUR SAVOIR*

*A`TOUS CEUX QUI M`ONT AIDÉ*

## *A mes amies*

*A' mes collègues de la promo 2017-2018 aux quelles je porte un grand respect.*

*GAGAA MALEK*

# *Dédicace*

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ وَ الصَّلَاةِ وَ السَّلَامِ عَلَى رَسُولِ اللَّهِ

*Je dédie ce mémoire*

*A mes très chers parents Salim et D.Fatima*

*Pour leur patience, leur amour, leur soutien et leurs encouragements.*

*A mon chère frère Ghoulem*

*A mes adorables sœurs Ines, Abir et son marie Issa*

*Mes oncles, et mes tantes et Mes collègues*

*Mes amis sami, idris, Salim, chaouki, ramzi, houssem, raouf*

*Ainsi toute ma promotion Toutes les personnes qui m'ont aidé de près ou de loin.*

## *Dédicace*

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ وَ الصَّلَاةُ وَالسَّلَامُ عَلَى رَسُولِ اللَّهِ

*Je dédie ce modeste travail aux deux être qui n'ont cessé de se sacrifier pour que je réussisse.*

*À ma mère Fatima et à mon père Mohamed Redouan en témoignage de mon affection et de ma profonde gratitude pour leur soutien moral et financier et leurs encouragements.*

*À mes sœurs et frères : Ahmed, Abd Allah, Abd Samad ,Abd el wahab ,Oussama ,et Imam Chikh aid.*

*À toute ma famille proche soit elle ou lointaine et a tous ce qui ont enseigné moi au long de ma vie scolaire.*

*À mes collègues d'étude du promo 2018.*

*À tous ceux que j'aime et ceux qui m'aiment.*

*Mokeddem youcef*

## ملخص

يتطلب استغلال المحروقات بحثًا مستمرًا من أجل تحسين عملية الحفر. يتمثل أحد المحاور الرئيسية لهذا البحث في تعميق المعرفة بخصائص وتطبيقات سوائل الحفر ، والتي تمثل ما يقرب من خمس (15 إلى 18٪) من التكلفة الإجمالية للتقيب. يلعب طين الحفر دورًا أساسيًا في العملية حيث يقوم بعدة وظائف مثل : توفير الضغط الهيدروستاتيكي لمنع السوائل الجوفية من دخول جوف البئر ،إخراج و تعليق نواتج الحفر في حالة توقف العملية ، تشحيم و تبريد أداة الحفر إلخ. في هذا السياق. قمنا بدراسة تأثير بعض خواص المواد الصلبة الداخلة إلى طين الحفر على الخصائص الفيزيائية والكيميائية و الريولوجية لسائل الحفر وخاصة اللزوجة والكثافة. علما ان الطين المستخدم في هذه الدراسة يتكون بشكل أساسي من البنتونيت الممزوج بالماء.

**الكلمات المفتاحية :** طين الحفر ، البنتونيت ، الباريت ، الريولوجيا ، الكثافة ، اللزوجة ، الخصائص الفيزيائية والكيميائية.

## Résumé

L'exploitation des hydrocarbures nécessite des recherches en permanence afin d'améliorer le processus du forage. L'un des axes majeurs de ces recherches consiste à approfondir les connaissances des propriétés et les applications des fluides de forage, qui représentent pratiquement jusqu'à un cinquième (15 à 18%) du coût total du forage pétrolier.

La boue du forage joue un rôle essentiel dans les opérations de forage. Elle permet d'assurer plusieurs fonctions telles que : l'empêchement des fluides de formation de pénétrer dans le puits, l'évacuation des déblais de forage et la mise en suspension de ces derniers en cas d'arrêt de l'opération, le nettoyage du puits, la lubrification et le refroidissement de l'outil de forage...etc.

Dans ce contexte. Nous avons étudié l'influence de quelques solides entrant dans la boue de forage sur ses paramètres physico-chimiques et rhéologiques, notamment la viscosité et la densité. Notons que la boue utilisée dans cette étude est composée principalement de la bentonite mélangée à l'eau.

**Mots clés :** Boue de forage, bentonite, baryte, rhéologie, densité, viscosité, paramètres physico-chimiques

## Abstract

*Exploitation of hydrocarbons requires constant research in order to improve the drilling process. One of the major focuses of this research is to deepen knowledge of the properties and applications of drilling fluids, which represent almost one fifth (15 to 18%) of the total cost of oil drilling.*

*Drilling mud plays a essential role in drilling operations. It performs several functions such as: providing hydrostatic pressure to prevent formation fluids from entering the wellbore, cuttings execution and cuttings suspension, cleaning the wells, drilling tool lubrication...etc.*

*In this context. We have studied the influence of some properties of the solids entering the drilling mud on the physico-chemical and rheological parameters of the drilling fluid, in particular the viscosity and the density. The mud used in this study is mainly composed of bentonite mixed with water.*

**Keywords:** Drilling mud, bentonite, barite, rheology, density, viscosity, physico-chemical parameters.

## Sommaire

ملخص \_\_\_\_\_

Sommaire \_\_\_\_\_

Liste des abréviations : \_\_\_\_\_

Liste des figures : \_\_\_\_\_

Liste des Tableaux : \_\_\_\_\_

Introduction générale : \_\_\_\_\_

### Chapitre I : Généralité sur la boue de forage \_\_\_\_\_

I.1. Définition _____	9
I.2. Différente type de la boue _____	9
I.2.1. BOUES A PHASE CONTINUE EAU _____	9
I.2.1.1. Boue bentonitique _____	10
I.2.1.2. Boue salée saturée _____	10
I.2.1.3. Boue à l'eau de mer _____	11
I.2.1.4. Boues à haut pH _____	11
I.2.1.5. Boues aux dérivés ligneux _____	11
I.2.2. BOUE A PHASE CONTINUE HUILE _____	12
I.2.2.1. Boue conventionnelle _____	12
I.2.2.2. Boue à émulsion inverse _____	12
I.3. Rôles des boues de forage dans l'opération du Forage _____	13
I.3.1. Nettoyage du puits _____	13
I.3.2. Maintien des déblais en suspension _____	13
I.3.3. Sédimentation des déblais fins en surface _____	13
I.3.1. Refroidissement et lubrification de l'outil et du train sonde _____	13
I.3.2. Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits _____	14
I.3.3. Prévention des venues d'eau, de gaz ou d'huile _____	14
I.3.4. Augmentation de la vitesse d'avancement _____	14
I.3.5. Entraînement de l'outil _____	14
I.3.6. Diminution du poids apparent du matériel de sondage _____	15
I.3.7. Apport de renseignements sur le sondage _____	15
I.4. Composition des Boues De Forage _____	15
I.4.1. Les boues à base d'eau _____	15
I.4.1.1. L'eau de fabrication : _____	16
I.4.1.2. Les argiles _____	16
I.4.1.3. Les solides inertes _____	17
I.4.2. Les boues à base d'huile _____	17

### Chapitre II : Paramètres rhéologiques de la boue \_\_\_\_\_

II.1. Introduction : _____	19
II.2. Notion sur la rhéologie des fluides de forage _____	19
II.3. Nature rhéologique des boues _____	20
II.3.1. Modèle de Newton _____	20
II.3.2. Modèle de Bingham _____	20
II.4. La viscosité _____	21
II.4.1. La viscosité dynamique ou apparente $\mu_a$ _____	21

II.4.2. La viscosité cinématique	22
II.4.3. La viscosité relative, spécifique, intrinsèque.	22
II.4.3.1. Viscosité relative:	22
II.4.3.2. Viscosité spécifique:	22
II.4.3.3. Viscosité intrinsèque:	22
II.4.4. Viscosité plastique	23
II.5. Yield value	23
II.6. Gels	24
II.7. Thixotropie	24
II.8. Relation entre la yield et la viscosité chez les boues de forage	24
<b>Chapitre III : Présentation des essais expérimentaux</b>	
III.1. Méthodologie ; stratégie du travail	27
III.2. Présentation des essais et des résultats expérimentaux	27
III.2.1. La composition chimique de la bentonite :	27
III.2.2. Composition chimique de baryte :	28
III.2.3. Préparation de la boue à base d'eau avec différentes concentrations de bentonite	28
III.2.4. Matériel utilisée et mode opératoire :	29
III.2.5. Mesure de la viscosité	32
III.2.5.1. La Manipulation et la mesures par Viscosimètre Rotatif :	32
III.2.5.2. La Manipulation et la mesures par un viscosimètre d Ostwald	33
III.3. Influence de la concentration de la bentonite et la température sur la densité et la viscosité de boue de forage:	34
III.3.1. Interprétation	37
III.4. L'influence de la concentration de sel (Salinité) sur le pH de la boue	40
III.4.1. Le mode expérimental :	40
III.4.2. Interprétations :	42
III.5. L'étude de l'influence de l'alourdissement de la boue salée saturée avec baryte locale sur le PH et la viscosité	43
III.5.1. Interprétations :	45

## **Conclusion**

## **REFERENCES**

## Liste des abréviations :

API :	American Petroleum Institute American Petroleum Institute
BaSo4 :	Baryte ou sulfate de baryte
C.M.C :	Carboxyle Méthyle Cellulose
Cp :	Centipoise
d :	Densité
F.C.L :	Lignosulphonates de ferrochrome
H :	Hauteur
L.C :	Lignite chrome
PH :	Potentiel hydrogène
PF :	l'alcalinité phénolphtaléine de filtrat
P :	Pression hydrostatique
PPG :	Pounds per gallon
SG :	gravité spécifique

## Liste des figures :

<b>Figures</b>	<b>Pages</b>
<b>Figure I.1 :</b> Circuit de la boue	9
<b>Figure II.1 :</b> Courbes de contrainte de cisaillement / taux de cisaillement illustrant divers types de comportement d'écoulement	21
<b>Figure III.1:</b> Electronique Balance	29
<b>Figure III.2:</b> Densimètre DMA35 BASIC V3 ANTON	29
<b>Figure III.3:</b> Pipette	30
<b>Figure III.4 :</b> multi paramètre	30
<b>Figure III.5:</b> Thermomètre Electrique	31
<b>Figure III.6:</b> Agitateur thermique	31
<b>Figure III.7:</b> Viscosimètre Rotatif Fungilab	33
<b>Figure III.8:</b> Principe de mesure de viscosité par un viscosimètre d Ostwald	34
<b>Figure III.9:</b> Variation de la densité en fonction de la concentration de bentonite	36

<b>Figure 10:</b> Variation de la densité en fonction de la concentration de bentonite	36
<b>Figure III.11:</b> variation de la viscosité de bentonite en fonction de la densité pour T=20°	38
<b>Figure III.12:</b> variation de la viscosité de bentonite en fonction de la densité pour T=40°	38
<b>Figure III.13:</b> variation de la viscosité de bentonite en fonction de la densité pour T=60°	39
<b>Figure III.14:</b> variation de la viscosité de bentonite en fonction de la densité pour T=80°	39
<b>Figure III.15:</b> Evolution de pH de la boue salée en fonction du temps de vieillissement	41
<b>Figure III.16:</b> Evolution de salinité de la boue salée en fonction du temps de vieillissement	41
<b>Figure III.17:</b> variation de pH en fonction de la concentration de en sel (sans vieillissement)	42
<b>Figure III.18:</b> variation de pH en fonction de la concentration de en sel (après 72 h vieillissement)	42
<b>Figure III.19:</b> variation de pH a la baryte en fonction Temps de vieillissement	44
<b>Figure III.20:</b> variation de la viscosité de la baryte en fonction Temps de vieillissement	45

### Liste des Tableaux :

<b>Tableaux</b>	<b>pages</b>
Tableau III.1: Les résultats de l'analyse de composition chimique de bentonite	28
Tableau III.2: Les résultats de l'analyse de composition chimique de baryte	28
Tableau III.3: Compositions de boue préparé	28
Tableau III.4: Résultats de mesure de temps d'écoulement à différentes températures et à différentes concentration de bentonite	35
Tableau III.5: valeur de PH et la salinité de la bentonite en fonction de temps	40
Tableau III.6 : Compositions des boues salées saturées	43

## Introduction générale

La boue de forage est un élément essentiel du processus de forage car la plupart des défis de l'opération peuvent être attribués à l'état de la boue utilisée. Par conséquent, le succès de l'achèvement des puits de pétrole et de gaz ainsi que la production d'hydrocarbures à partir du réservoir dépendent de la conception de ce fluides.

Les fluides de forage, qui représentent pratiquement jusqu'à un cinquième (15 à 18%) du coût total du forage pétrolier, doivent généralement répondre à trois exigences importantes : ils doivent être, i) faciles à utiliser, ii) pas trop chers et iii) respectes l'environnement. Ainsi, ils sont destinés à nettoyer le puits, à maintenir les déblais en suspension en cas d'arrêt de l'opération, à prévenir l'éboulement, à assurer l'étanchéité de la paroi du puits, à noyer le gasoil ou l'eau et à former un gâteau imperméable à proximité de la zone de forage. De plus, ils doivent également refroidir et lubrifier l'outil, transférer la puissance hydraulique et transporter des informations sur la nature de la formation forée en remontant les déblais vers la surface.

L'objectif de ce travail est d'apporter une meilleure connaissance des fluides de forage à base de bentonite. Ensuite les caractéristiques rhéologiques et physico-chimiques seront présentées en fonction de la concentration et de la nature des constituants solides. Enfin nous allons étudier l'influence de l'alourdissement de cette boue en utilisant la baryte sur ses propriétés.

Pour ce faire nous avons organisé notre mémoire come suite:

- Nous commençons par une introduction générale dans laquelle nous exposons la problématique et l'objectif de travail,
- Chapitre I qui comprend quelques généralités sur la boue de forage,
- Chapitre II, dans lequel nous avons présenté les propriétés rhéologiques de la boue,
- Chapitre III est consacré à la présentation des essais expérimentaux dans lesquels nous allons investigué l'influence de quelque solide sur les propriétés rhéologique et physico-chimique de la boue, enfin nous terminerons avec une conclusion générale.

# **|Chapitre I : Généralité sur la boue de forage**

## I.1. Définition

La boue de forage, ou fluide de forage, représente tout fluide utilisé lors d'une opération de forage de puits de pétrole [1]. Généralement, le fluide de forage est préparé dans des bacs à la surface et ensuite injecté vers le fond du puits via le train de tiges et le l'outil et circule vers les bacs de surface à travers l'anneau (c'est-à-dire l'espace annulaire entre le train de tiges et le trou ouvert ou le tubage), la figure I.1 [2]. Dans la boue de forage, les solides sont en suspension dans l'eau ou l'huile avec des tensioactifs. Les solides fournissent un poids au fluide de forage pour le contrôle de la pression, ce qui représente l'objectif principal de la boue de forage [3].

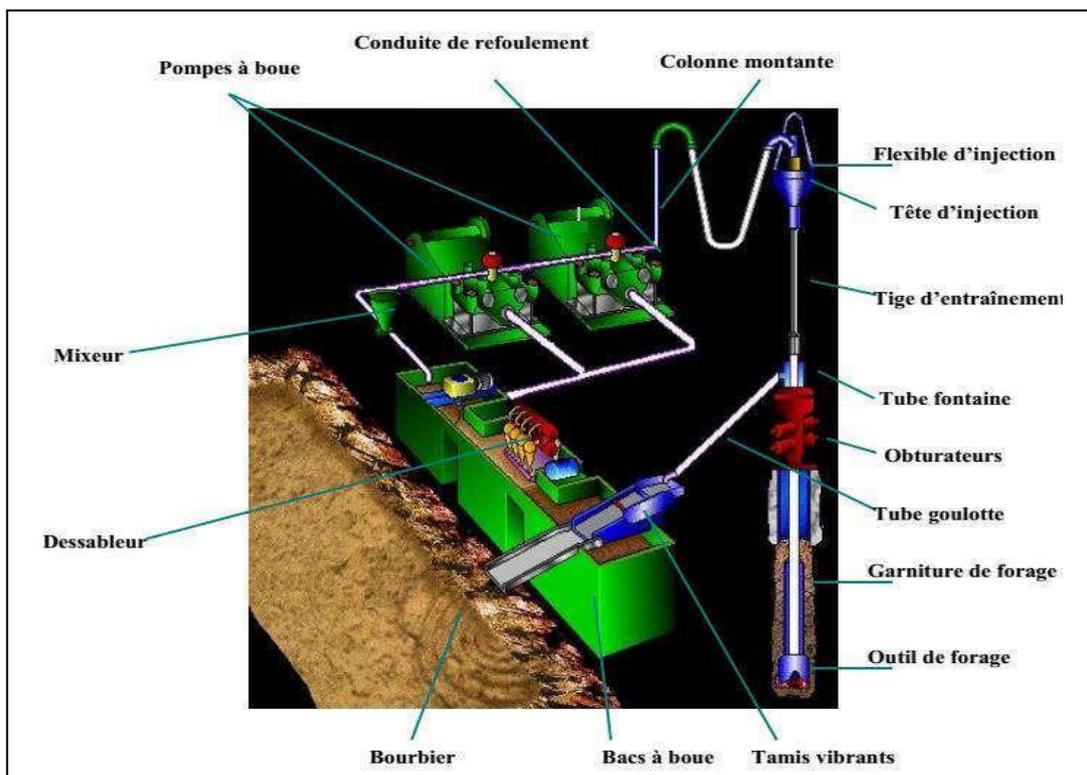


Figure I.1 : Circuit de la boue

## I.2. Différente type de la boue

Les boues de forage peuvent être subdivisées en deux groupes :

### I.2.1. BOUES A PHASE CONTINUE EAU

Ces boues sont subdivisées en :

### **I.2.1.1. Boue bentonitique**

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

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

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

### **I.2.1.2. Boue salée saturée**

Ces boues sont utilisées pour éviter le cavage du sel foré.

Leur teneur en Na Cl est telle que l'argile s'y trouve dispersée essentiellement sous forme sodique, bien qu'il y ait souvent une teneur en Ca soluble importante (2 000 à 4000 mg/l sont courants au Sahara). Dans les conditions normales, la chaux ajoutée est sans effet sur les réactions d'échange de base et agit seulement par adsorption sur la surface de l'argile, modifiant par là forme et hydratation (eau d'imbibition) de la particule et donc rhéologie et filtrat de la boue. Un excès de chaux (traitement trop rapide ou trop important, reforage ciment) amorce l'échange de base, signalé par l'apparition d'un Pf non nul, et l'augmentation du filtrat.

Ensuite, toutes choses égales par ailleurs, le calcium diminuera. Ce fait montre bien que la présence de CO<sub>3</sub> (Pf différent de zéro) est nécessaire à l'échange de base et qu'une haute teneur en calcium n'est pas suffisante. Ceci explique qu'à alcalinité constante une contamination par l'eau Ca Cl<sub>2</sub> seule soit relativement peu sensible, bien que les teneurs en calcium dépassent souvent 20 000 mg/l.

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

### **I.2.1.3. Boue à l'eau de mer**

L'eau de mer a une salinité de 32 à 35 g/l et des teneurs importantes en calcium et magnésium (respectivement 0,4 et 1,3 g/l).

Excepté les boues salées saturées, à base d'eau de mer qui ont bien évidemment un comportement identique à celui des boues salées classiques, deux types de boues spécifiques sont utilisés : Boue de démarrage et Boue F. C. L. /L. C. à l'eau de mer.

### **I.2.1.4. Boues à haut pH**

Le contrôle des boues à "haut pH", c'est-à-dire les boues rouges, les boues à la chaux et les boues au gypse, repose sur principe de Régulation de l'échange de Ca et Na dans l'argile en contrôlant la solubilité du  $\text{Ca}^{++}$  dans la boue par ajout d'alcalins.

Entre la boue rouge à haut pH qui est essentiellement sodique et la boue au gypse dont le milieu est plus calcique, la boue à la chaux permet, en principe, une certaine continuité dans les variations du rapport Na sur Ca.

En réalité, il est admis aujourd'hui que la présence d'un pH très élevé entraîne une fragilisation de l'argile beaucoup plus gênante que celle résultant des phénomènes d'échange de cations, et qu'il est illusoire d'espérer ainsi stabiliser un puits fragile.

Actuellement cet inconvénient a été minimisé en travaillant avec les alcalinités minimales (boue à faible teneur en chaux, boue au gypse) ce qui a permis de conserver les avantages spécifiques de ces types de boues: stabilité et résistance à la charge argileuse.

### **I.2.1.5. Boues aux dérivés ligneux**

Les dérivés ligneux (lignosulfonate de ferrochrome, lignine chromée, humate de chrome) sont ajoutés non plus tellement pour leurs propriétés fluidifiantes, mais bien pour

inhiber le gonflement et la dispersion des argiles des parois et de la boue. Il s'agit donc ici essentiellement d'un rôle préventif.

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

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

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

En effet, il y a toujours, quel que soit le type de boue, une dispersion strictement mécanique de l'argile. Sur celle-ci, une inhibition excessive peut rendre inopérants les traitements fluidifiants classiques. Thixotropie et plasticité peuvent alors devenir telles que l'inhibition doit être limitée soit en diminuant la teneur en dérivés ligneux, soit en modifiant la force ionique du milieu

## **I.2.2. BOUE A PHASE CONTINUE HUILE**

### **I.2.2.1. Boue conventionnelle**

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

### **I.2.2.2. Boue à émulsion inverse**

Cette boue présente à peu près les mêmes avantages que la boue à l'huile, puisque l'eau a'y trouve sous forme d'émulsion et n'entre pas en contact, en principe, avec l'argile. Ceci n'est pas absolument rigoureux, puisque par exemple en forage dans le sel, la phase eau de la boue

se sature progressivement. De toute façon, ce contact eau-argile est limité et ne peut se réaliser que très lentement. Comparée avec celle constatée en boue & l'eau, l'hydratation de l'argile en boue à l'huile sera extrêmement réduite; ceci sera particulièrement sensible sur les cuttings qui n'ont qu'un temps de séjour réduit dans la boue [4].

### **I.3. Rôles des boues de forage dans l'opération du Forage**

#### **I.3.1. Nettoyage du puits**

La boue doit débarrasser le trou des formations forées qui se présentent en débris de roches dits "cuttings" ou "déblais".

L'aptitude de la boue à entraîner ces déblais dépend de sa rhéologie, sa densité et sa vitesse de circulation dans l'espace annulaire [5].

#### **I.3.2. Maintien des déblais en suspension**

La pression hydrostatique de la colonne de boue qui s'exerce contre les parois du trou constitue un des facteurs prévenant la formation de caves. Le fait que la boue dépose au droit des formations perméable un film solide, appelé "cake" de boue ou "cake" de filtration, constitue un autre facteur de prévention. La formation de caves au droit des argiles peut être diminuée par l'utilisation de boues à faible filtrat [6].

#### **I.3.3. 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, afin de les éliminer. Bien qu'apparemment ces deux aptitudes semblent contradictoires, elles ne sont pas incompatibles [10].

#### **I.3.1. Refroidissement et lubrification de l'outil et du train sonde**

Lorsque le fluide de forage traverse et entoure l'ensemble de forage rotatif, il aide à refroidir et à lubrifier l'outil et du train sonde.

L'énergie thermique est transférée au fluide de forage, qui transporte la chaleur à la surface. Dans les environnements de forage extrêmement chauds, des échangeurs de chaleur peuvent être utilisés en surface pour refroidir la boue [8].

**I.3.2. Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits**

La pression hydrostatique de la colonne de boue qui s'exerce contre les parois du trou constitue un des facteurs prévenant la formation de caves. Le fait que la boue dépose au droit des formations perméable un film solide, appelé "cake" de boue ou "cake" de filtration, constitue un autre facteur de prévention. La formation de caves au droit des argiles peut être diminuée par l'utilisation de boues à faible filtrat [9].

**I.3.3. Prévention des venues d'eau, de gaz ou d'huile**

Afin d'éviter le débit dans le puits 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 [7].

**I.3.4. 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 des caractéristiques de la boue conditionne les vitesses d'avancement instantané, la durée de vie des outils, le temps manœuvre, en un mot les performances de forage.

Un filtrat élevé augmente la vitesse d'avancement. Les très faibles viscosités sont aussi un facteur favorable à la pénétration des outils [5].

**I.3.5. Entraînement de l'outil**

Pour certaines applications telles que forage dirigé ou forage à l'outil diamant. on incorpore à la garniture un moteur de fond (turbine ou moteur volumétrique) qui permet de mettre l'outil en rotation et l'outil seulement. Ce moteur est mu par le débit de boue injectée à l'intérieur de la garniture, La chute de pression consécutive au fonctionnement du moteur de fond vient se jouter aux pertes de charges dans le circuit de refoulement [6].

### I.3.6. Diminution du poids apparent du matériel de sondage

La flottabilité du fluide de forage supporte une partie du poids du train de tiges ou du tubage. Le facteur de flottabilité est utilisé pour rapporter la densité de la boue déplacée à la densité du matériau dans les tubulaires; donc, toute augmentation de la densité de la boue entraîne une augmentation de la flottabilité. L'équation ci-dessous donne le facteur de flottabilité pour l'acier.

$$\text{Facteur de flottabilité} = \frac{(65.5 - \text{mud weight in ppg})}{65,5}$$

Multipliez le facteur de flottabilité par le poids de l'air du tube pour obtenir le poids porté (charge du crochet) [10].

### I.3.7. Apport de renseignements sur le sondage

Par sa circulation, le fluide de forage est porteur des sources principales d'informations pour le géologue: les déblais que celui-ci recueille à la goulotte, les traces de fluides ou de gaz des formations traversées qu'il détecte par des capteurs de surface. L'évolution physico-chimique du fluide (température, pH, taux de chlorure, etc.) fait partie également des mesures de diagaphies instantanées qui renseignent le géologue et le foreur sur le déroulement du forage [6].

## I.4. Composition des Boues De Forage

### I.4.1. Les boues à base d'eau

Ce type des boues est caractérisé par trois phases distinctes :

- L'eau est la plus grande phase en volume et peut contenir des huiles émulsionnées et des produits chimiques solubles dans les émulsions huile dans l'eau.
- L'argile ajoutée spontanément ou en provenant les formations forées. Les colloïdes organiques, les produits solubles, mais à sursaturation.
- Les solides inertes : sables, calcaires, barytine, dolomites, etc insensible a l'action chimique.

**I.4.1.1.L'eau de fabrication :**

Peut-être de l'eau douce contenant peu ou pas de sels de sodium, calcium, magnésium et autres. Plus Peau contiendra de calcium et de magnésium et plus l'eau sera dite "dure".

L'eau dure réduit les rendements en argile et en produits chimiques. L'ajout de 1 à 2 kg de soude caustique ou calcinée par mètre cube d'eau peut « l'adoucir » par précipiter le calcium et le magnésium.

L'eau de production peut également être plus ou moins salée. De 7 à 35 g/l. Vous ne pouvez pas réduire la salinité de l'eau sans la diluer avec de l'eau douce. Cependant, bien qu'il soit facile de fabriquer de la boue avec de l'eau salée, mais le coût est élevé.

L'eau de fabrication peut être aussi de l'eau salée saturée au Na Cl. Lorsque la saturation est obtenue, la salinité de l'eau est comprise entre 315 et 318 g/l de Na Cl et la densité avoisine 1,20.

De l'huile peut être ajoutée pour former une émulsion huile dans l'eau.

La phase aqueuse peut également contenir des produits chimiques ajoutés pour traiter la boue.

**I.4.1.2.Les argiles**

Les argiles sont employées dans les boues à base d'eau pour donner de la viscosité et pour réduire le filtrat.

Mise en suspension dans l'eau, l'argile gonfle en absorbant de grandes quantités de liquide, il en résulte une viscosité du mélange plus ou moins élevée suivant la qualité de l'argile et la composition électrolytique de l'eau. Les argiles les plus couramment employées sont du type MONTMORILLONITE (de Montmorillon dans la Vienne) et sont plus connues des foreurs sous le nom de Bentonites (de FORT BENTON, Wyoming). Ces argiles sont extraites de gisement et subissent un traitement d'activation en usine. Pendant le forage, l'outil traverse des formations argileuses d'épaisseur variable et, suivant le type de boue employé les — cuttings ‖ se dispersent et gonflent en augmentant dangereusement la viscosité de la boue. De ce point de vue, l'argile est un contaminant que l'on combat par un certain nombre de moyens : additions de produits fluidifiants, et d'inhibiteur de gonflement. Ajout d'eau, centrifugation, etc... Toutefois, les bentonites commerciales gonflent peu ou pas en milieu salé et il faut

employer dans ce cas, pour augmenter la viscosité. Des argiles spéciales, appelé attapulgites (de Attapulgus en Géorgie USA).

#### **I.4.1.3. Les solides inertes**

Ils sont constitués généralement par tout ce qui est insoluble dans l'eau et qui par conséquent, ne réagit pas. Ils n'agissent que par l'effet de masse. Ainsi le sulfate de Baryum ( $BaSO_4$ ) ou Barytine, plus connu des foreurs sous le nom impropre de Baryte, est employé pour augmenter la densité. Parallèlement, la viscosité augmentera mais simplement parce qu'il faut de très grandes quantités de Barytine pour augmenter la densité d'une boue. Le sable, les calcaires, les dolomies ; etc...' Chargent' la boue mais sont chimiquement inertes.

#### **I.4.2. Les boues à base d'huile**

On distingue les boues à l'huile contenant 5 à 15 % d'eau au maximum et les boues à émulsion inverse pouvant contenir jusqu'à 60 % d'eau. Pour ces deux types de boues, l'émulsion formée est toujours du type eau dans l'huile.

Tout comme les boues à base d'eau, les boues à base d'huile sont constituées par trois phases distinctes :

- L'huile qui peut être une huile raffinée ou du brut et l'eau d'émulsion qui peut être douce, salée ou salée saturée.
- Les savons et argiles organophiles qui confèrent de la viscosité et du corps à la boue et qui réduisent le filtrat.
- Les produits inertes : argiles (les argiles sont généralement oléophobes), barytine, carbonate de calcium, sables, dolomies, etc. [4].

# **|Chapitre II : Paramètres rhéologiques de la boue**

## II.1. Introduction :

Le terme rhéologie provient des mots grecs « rhéo » qui se traduisent par « flux » et « logia » qui signifie « l'étude » : est une extension des disciplines telles mécanique des milieux continus et la mécanique des fluides newtoniens. C'est la science qui étudie la déformation et l'écoulement des matériaux (sous forme liquide, fondue ou solide) sous l'influence d'une contrainte de cisaillement appliquée matériau pour retrouver sa forme d'origine après avoir été déformé.

Elle peut être appliquée dans des domaines comme : l'étude des matériaux de comportement mécanique mal défini, l'écoulement des fluide avec particules solide en suspension...etc. les polymères en solution ...etc. En effet, la description de comportement de la boue de forage nécessite la connaissance de ses paramètres rhéologiques.

Dans ce chapitre nous allons présenter les principaux paramètres rhéologiques de la boue de forage ainsi que les différents types d'écoulement des fluides

## II.2. Notion sur la rhéologie des fluides de forage

Pour accéder expérimentalement à la loi de comportement, au moins d'une façon approchée, les mécaniciens des fluides réalisent généralement un écoulement de cisaillement simple, lors duquel tout se passe comme si les filets de fluide glissaient les uns sur les autres parallèlement à une direction fixe. Il s'agit de placer le fluide étudié entre deux plaques parallèles dont l'une se décale à une vitesse, grâce à l'application d'une force dirigé dans le sens du déplacement. Dans un tel dispositif, appelé rhéomètre, on mesure la contrainte appliquée (force tangentielle divisée par l'unité de surface) en fonction du gradient de vitesse (vitesse de déplacement de la paroi divisée par l'épaisseur de fluide) qu'elle induit.

En fait, pour des raisons de commodité, a recourt à des géométries particulières, plans circulaires ou cylindres coaxiaux en rotation relative par exemple (mais alors le cisaillement n'est pas tout à fait homogène) [11]. Les rhéomètres de laboratoire sont en générale de petite taille et le volume des échantillons à testés est de l'ordre du centimètre cube. Cependant, pour l'étude des mélanges boueux grossiers, on est amené à construire des appareils de plus grande taille.

### II.3. Nature rhéologique des boues

En rhéologie, on considère des milieux définis par des concepts déterminés parmi lesquels nous retiendrons ici seulement les suivants : Les fluides newtoniens et non newtoniens

#### II.3.1. Modèle de Newton

$$f = \eta \cdot G$$

Ou :  $f$  : tension de cisaillement.

$G$  : vitesse de déformation.

C'est la forme la plus simple mais celle-ci n'est applicable qu'aux fluide appelés « newtoniens » la viscosité est constante et inversement proportionnelle la pente de la droite représentative de la relation, il y a un écoulement dès qu'une tension même très faible est appliquée [11].

#### II.3.2. Modèle de Bingham

$$f = \tau + \eta_a \cdot G$$

Ou :  $\tau$  : yield value.

$\eta_a$  : viscosité plastique.

$\eta_a$  n'est pas une constante puisqu'elle dépend de  $G$ . On l'appelle la "viscosité apparente".  $\tau$  est appelé la "yield point". L'écoulement ne se produit que pour  $f > \tau$ . Pour  $f < \tau$ , le corps se comporte comme un solide. L'équation est la forme de relation qui est appliqué le plus souvent aux boues de forage car elle rend bien compte des résultats expérimentaux, en

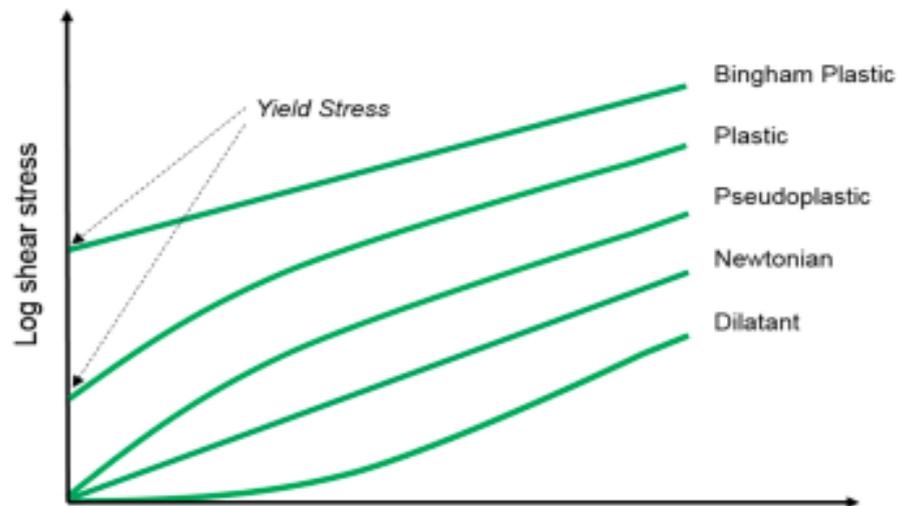
particulier, il apparaît une tension minimale (yield value) en dessous de laquelle il n'y a pas écoulement[11-12-13].

Dans ce domaine, les boues de forage vont être définies par un certain nombre de caractéristiques : viscosité, yield value, gels, etc.

Dont la pratique à une grande influence car elles conditionnent [14] :  $f$

- Le bon rendement des pompes et la pression de refoulement ;

- Le maintien des zones fragiles soumises à l'action de la circulation ;
- L'élimination des cuttings en surface ;
- Le nettoyage du puits.
- L'écoulement d'un liquide est caractérisé par une relation entre une tension de cisaillement et une vitesse de déformation suivant les types des fluides, cette relation peut prendre plusieurs formes dont les plus usuelles sont données ci dessous.



**Figure II.4 :** Courbes de contrainte de cisaillement / taux de cisaillement illustrant divers types de comportement d'écoulement

#### II.4. La viscosité.

La notion de viscosité traduit une résistance à la déformation ou bien au glissement relatif des couches adjacentes du fluide les unes par rapport aux autres. Elle est la mesure de la résistance des matériaux à l'écoulement

C'est une grandeur d'intérêt capital en rhéologie ; sa connaissance suffit parfois à caractériser de façon précise le comportement rhéologique du matériau. On définit différents coefficients de viscosité:

##### II.4.1. La viscosité dynamique ou apparente $\mu_a$ .

C'est le rapport de la contrainte par la vitesse de cisaillement correspondante :

$$\mu_a = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \text{ [N.s/m}^2\text{] ou [Pa.s ]}$$

#### II.4.2. La viscosité cinématique

$$\nu = \frac{\mu_a}{\rho} \text{ [m}^2\text{.s]}$$

$\rho$  : masse volumique du fluide [kg/m<sup>3</sup>]

#### II.4.3. La viscosité relative, spécifique, intrinsèque.

Elle est utilisée souvent dans l'étude des solutions ou des suspensions pour déterminer les influences respectives du soluté et du solvant sur le comportement rhéologique. On utilise fréquemment les viscosités suivantes:

##### II.4.3.1. Viscosité relative:

$$\mu_{rel} = \frac{\mu}{\mu_s}$$

##### II.4.3.2. Viscosité spécifique:

$$\mu_{sp} = \frac{\mu - \mu_s}{\mu_s} = \mu_{rel} - 1$$

##### II.4.3.3. Viscosité intrinsèque:

$$[\mu] = \lim_{C \rightarrow 0} \left[ \frac{\mu_{sp}}{C} \right]$$

$$C \rightarrow 0$$

$$\dot{\gamma} \rightarrow 0$$

Où :

$\mu$  et  $\mu_s$  : représentent respectivement la viscosité dynamique de la solution et du solvant,

$C$  : représente la concentration de solution,

$\mu_{rel}$  et  $\mu_{sp}$  : sont des grandeurs sans dimension,

$[\mu]$  : est homogène à l'inverse d'une concentration.

#### II.4.4. Viscosité plastique

Elle dépend avant tout de la teneur en solides contenue dans la boue et lui approximativement dans les limites usuelles. Une augmentation de viscosité plastique ne pourra être donc combattue que par une élimination des solides.

Par ailleurs, la viscosité plastique est également liée à la taille des particules (un rebroyage augmente la viscosité plastique), et à leur forme [4-15]. Elle dépend aussi à la densité du fluide

#### II.5. Yield value

##### Quelle est l'origine de la yield-value ?

Celui-ci s'explique par l'existence, au niveau de la microstructure, d'un réseau de liaisons entre les éléments constitutifs du matériau. Ces liaisons peuvent être de forces de friction, des forces intermoléculaires de Van der Waals, des forces ioniques [15-11].

Prenons l'exemple d'une suspension d'argile. Lorsque la concentration est faible, les particules liées entre elles sont éloignées les unes aux autres. Lorsque la concentration en particules augmente, ainsi que leur taille moyenne (c'est à dire le nombre des particules qu'ils contiennent), au-delà d'une concentration, il existe un réseau d'interactions reliant un bout à l'autre de l'échantillon. [12]

Outre, la yield value (le taux de cisaillement) est due surtout aux interactions physiques ou chimique existant entre particules en suspension, un traitement chimique approprié, en agissant sur les charges superficielles des particules, peut avoir un effet extrêmement sensible sur la yield-value, à un tel point qu'une yield value faible est souvent prise comme critère de bon équilibre chimique d'une boue, ce pendant, cette interaction vont dépendre aussi de la distance entre particules, donc de leur nombre de la teneur en solides, il est admis que la yield value varie à peu près comme le carré de la teneur en solide [15-11-12].

Forme et taille de la particule vent aussi agir sur la yield-value, celle ci en particulier sera approximativement inversement proportionnelle à la taille des particules [12-13].

## II.6. Gels

Le gel 0 varie pratiquement comme la viscosité plastique et le gel 10 comme la yield value avec cependant, pour ce dernier, une sensibilité particulière au traitement chimique [11].

Le gel (0) : Il représente la résistance du gel aussitôt après agitation de la boue. Il est mesuré en utilisant le viscosimètre avec une vitesse de 3 tours/min. Il est exprimé en lb / 100 ft<sup>2</sup>.

Le gel (10) : Il représente la résistance du gel après un repos de la boue de 10 minutes, mesure est faite de la même manière que le gel 0 après 10 minutes. Il s'exprime en lb / 100 ft<sup>2</sup>.

## II.7. Thixotropie

Au sein d'une suspension, les particules colloïdales peuvent se lier pour former un réseau continu, que l'on peut rompre à partir d'un certain seuil de contrainte. On obtient des systèmes ayant une viscosité élevée qui diminue lorsqu'on cisaille le matériau, ce dernier pouvant se restructurer lorsqu'on relâche les contraintes, ce qui est caractéristique d'un matériau thixotrope [12-13].

Une boue de forage laissée au repos édifie progressivement une structure qui augmente sa rigidité et qui peut être détruite par agitation. On appelle thixotropie le fait que ce phénomène soit réversible et non instantané [4-13].

Le caractère thixotropie d'une boue est évalué en mesurant d'une part le gel 0 et d'autre part le couple après un repos de 10mn, ce couple est appelé gel 10 [14-4].

## II.8. Relation entre la yield et la viscosité chez les boues de forage

Pour la plus part des fluides, la viscosité n'est pas une constante mais change avec le taux de cisaillement. A partir des données expérimentales (détermination de caractéristiques rhéologiques), les méthodes de loi Binghamien et de puissance peuvent être obtenues, quand ces données sont tracées pour illustrer le profil de la vitesse. [12-13].

Dans quelque système, comme dans l'eau et des pétroles, l'effort de cisaillement et le taux de cisaillement sont directement proportionnels. De tels fluides ont une viscosité constante. Il se nomme newtonien.

La plupart des fluides de forage sont pseudo plastiques. Dans ce type de fluides, le taux accru de cisaillement cause une diminution progressive de viscosité et inversement une diminution du taux de cisaillement aura comme conséquence une augmentation de viscosité [12-13].

Quelques suspensions concentrées rares se sont avérées dilatent. Ces fluides augmentent dans la viscosité avec l'augmentation du cisaillement [13].

Quelques fluides ont un certain effort de cisaillement critique qui doit être excédé avant que l'écoulement puisse commencer. Cet effort de cisaillement critique s'appelle la 'yield value'. Si le fluide a essentiellement l'écoulement newtonien après que la valeur de la yield soit dépassée, ce s'appelle un fluide de plastique Binghamien. Ce modèle a été employé intensivement pour les fluides de circulation dans l'industrie pétrolière [11-12-13].

Un autre modèle qui a gagné l'acceptation pour les fluides pseudos plastiques est le modèle de loi d'Ostwald de Wales Nuting ou de puissance.

# **|Chapitre III : Présentation des essais expérimentaux**

Le fluide de forage est un facteur majeur dans le succès du programme de forage et mérite une étude approfondie. Tout au long de l'opération de forage les propriétés du fluide de forage doivent être surveillées et ajustées en permanence pour obtenir les performances souhaitées.

Dans ce chapitre nous allons essayer de mieux comprendre le comportement de la boue lorsque certains paramètres changent. Pour ce faire, nous proposons: de caractériser les principales composants solides de la boue de forage et d'étudier l'influence de quelques facteurs (la concentration de la bentonite et de la baryte, salinité, l'alcalinité ...etc.) sur les variations des quelques paramètres physico-chimiques et rhéologiques de cette dernière. Et de présenter une explication des mécanismes des phénomènes qui contrôlent les variations de propriétés de la boue. Afin d'accomplir ce travail, nous nous sommes proposé de suivre la stratégie suivante :

### **III.1. Méthodologie ; stratégie du travail**

- Caractérisation physico-chimique de la bentonite et de baryte.
- Préparation de la boue à base d'eau avec différentes concentrations de bentonite;
- Etudier de l'effet de concentration de boue de forage en bentonite à différentes températures sur les propriétés du fluide notamment :
  - La densité
  - La viscosité
- Etude de l'effet de l'addition de sel sur la salinité et le pH de la boue en fonction de temps.
- Etude de l'effet d'addition de Baryte sur les propriétés de la boue.

### **III.2. Présentation des essais et des résultats expérimentaux**

#### **III.2.1. La composition chimique de la bentonite :**

La méthode d'analyse par fluorescence X est une méthode de caractérisation chimique non destructive, facile à mise en œuvre et donne des résultats rapides et fiables. Elle se base sur exploitation de la fluorescence des éléments.

Les résultats de l'analyse de la composition chimique en utilisant la spectroscopie infrarouge sont regroupés dans le tableau (III.1):

**Tableau III.1:** Les résultats de l'analyse de composition chimique de bentonite

Oxyde	SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Na <sub>2</sub> O	K <sub>2</sub> O	MgO	CaO	MnO	PAF
%	46.12	18.03	1.62	1.19	0.65	0.87	-	0.16	28

PAF : perte au feu 1100°.

### III.2.2. Composition chimique de baryte :

Les résultats de l'analyse de composition chimique en utilisant la spectroscopie infrarouge sont regroupés dans le tableau (III.2):

**Tableau III.2:** Les résultats de l'analyse de composition chimique de baryte

% Eléments majeurs et mineurs						% Eléments traces									
Désignat	SiO <sub>2</sub>	Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	BaO	MgO	SO <sub>3</sub>	K <sub>2</sub> O	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	SrO	Br	Zn	NiO	Cl	PAF	Total
Hydroxy	0.15	0.35	0.250	82.87	0.02	0.002	0.03	-	0.03	-	-	0.001	-	16.3	100

### III.2.3. Préparation de la boue à base d'eau avec différentes concentrations de bentonite

On prépare 3 échantillons de boues de forage qui ont les compositions présentées dans le tableau suivant :

**Tableau III.3:** Compositions de boue préparé

échantillons	les compositions
1 <sup>er</sup>	Bentonite 50g L'eau 1L
2 <sup>eme</sup>	Bentonite 100g L'eau 1L
3 <sup>eme</sup>	Bentonite 150g L'eau 1L

### III.2.4. Matériel utilisée et mode opératoire :

Pour mesurer le poids de chaque quantité des produits on utilise la balance montrée dans la figure (III.1).



**Figure III.1:** Electronique Balance

Pour mesurer la densité on a utilisé un densimètre de marque Anton Paar, il est figurée dans la figure suivante.



**Figure III.2:** Densimètre DMA35 BASIC V3 ANTON.

Pour prendre le prélèvement on a utilisé la pipette montrée dans la figure (III.3).



**Figure III.3:** Pipette

Le multiparamètre est un appareil permettant la mesure de différents paramètres chimiques comme la mesure de PH ou de conductivité.



**Figure III.4 :** multi paramètre

Pour mesurer la température



**Figure III.5:** Thermomètre Electrique

Pour le tamisage de la boue et calibrer la température



**Figure III.6:** Agitateur thermique

### III.2.5. Mesure de la viscosité

#### III.2.5.1. La Manipulation et la mesures par Viscosimètre Rotatif :

Préparer la boue de forage avec une concentration donnée, dans des fioles jaugées et marquer la proportion sur la fiole.

Remplir le réservoir de la "pipe", placer le tube viscosimétrique adéquat (diamètre± grand en fonction du liquide étudié), aspirer le liquide jusqu'à 1cm au-dessus du repère, le repère doit être au niveau de la surface libre du liquide dans la "pipe" (on peut empêcher le liquide de couler en bouchant l'orifice supérieur du viscosimètre avec le doigt)

Laisser couler le liquide et chronométrer le temps de passage entre et (si ce temps est trop court, il faut prendre un tube de diamètre plus grand

Faire d'abord une mesure du temps d'écoulement de l'eau pure (refaire 3x l'expérience et prendre la moyenne des temps), si l'on dispose du certificat de d'étalonnage vérifier la valeur de  $\mu$  obtenue en la comparant à la valeur donnée dans les tables pour la même température (ou bien se servir de cette valeur pour déterminer k si l'on n'a pas de certificat d'étalonnage)

Procéder de la même manière avec les diverses boue de forage avec différentes concentrations.

Les résultats de mesure de la viscosité peuvent être présenté en deux modes :

- Mode assisté par ordinateur (Sauvegardés à un Ordinateur personnel), un viscosimètre rotatif de marque **Fungilab**,
- Mode manuelle : lecture directe sur l'afficheur de l'appareil



**Figure III.7:** Viscosimètre Rotatif Fungilab

Ce viscosimètre rotatif est équipé avec des plusieurs mobiles qui permet de contrôler un nombre de paramètres comme :

La vitesse de rotation

La température de fluide

Le temps de rotation

### III.2.5.2. La Manipulation et la mesures par un viscosimètre d Ostwald

Une manière de déterminer la viscosité d'un liquide est de mesurer le temps d'écoulement d'un volume défini du liquide étudié à travers un tube capillaire. Un bain thermostat permet éventuellement d'étudier la viscosité en fonction de la température.

On fait s'écouler dans le tube le liquide à étudier puis un liquide de référence. Le rapport des viscosités cinématiques est égal au rapport des temps d'écoulement :

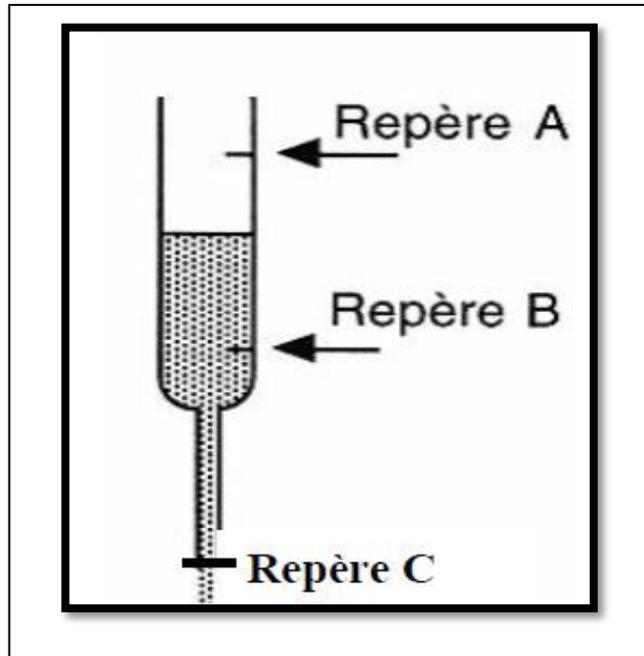
$$u = u_0 \frac{t}{t_0}$$

Connaissant la viscosité cinématique, on en déduit la viscosité dynamique: Il faut donc également déterminer la masse volumique  $\rho$  du liquide à la même température. Dans ce cas on fait une mesure relative de la viscosité.

Le viscosimètre d'Ostwald utilisé permet de faire des mesures absolues de viscosité, en effet la loi de Poiseuille permet de dire que la viscosité dynamique  $\mu$  est donnée par :

$$\mu = K \cdot \rho \cdot t$$

- t est le temps d'écoulement du liquide entre les marques A et B
- K est une constante qui dépend de l'appareil



**Figure III.8:** Principe de mesure de viscosité par un viscosimètre d Ostwald

- La mesure de viscosité expérimentalement par la mesure donc e temps mis par les liquides pour s'écouler entre les deux repères :
- $$\frac{\mu_f}{\mu_e} = \frac{d_f \cdot t_f}{d_{eau} \cdot t_{eau}}$$

La viscosité se calcule par :  $\mu_f = \mu_e \frac{d_f \cdot t_f}{d_{eau} \cdot t_{eau}}$

Avec:

$\mu_f$ : viscosité de fluide       $d_{eau}$  : densité d'eau       $t_{eau}$  : time passage d'eau

$\mu_e$ : viscosité de l'eau       $d_f$  : densité de fluide       $t_f$ : time passage de fluide

### III.3. Influence de la concentration de la bentonite et la température sur la densité et la viscosité de boue de forage:

Pour chaque échantillon de boue préparée nous avons mesuré la densité et la viscosité en fonction de la concentration de bentonite et de température. Les résultats de ces mesures sont regroupés dans la tableau suivant :

**Tableau III.4:** Résultats de mesure de temps d'écoulement à différentes températures et à différentes concentration de bentonite

Concentration de bentonite (g/l)	Température (C°)	Temps de passage de l'eau sur burette(s)	Temps de passage de boue(s)
50	20	46.51	47.63
	40		46.37
	60		45.25
	80		49.75
100	20		60.76
	40		61.52
	60		56.79
	80		59.41
150	20		93.02
	40		91.42
	60		82.1
	80		80.12

Les résultats de mesure de la densité et de la viscosité à différentes températures sont représentés sur les (Figure III.9) et (Figure III.10):

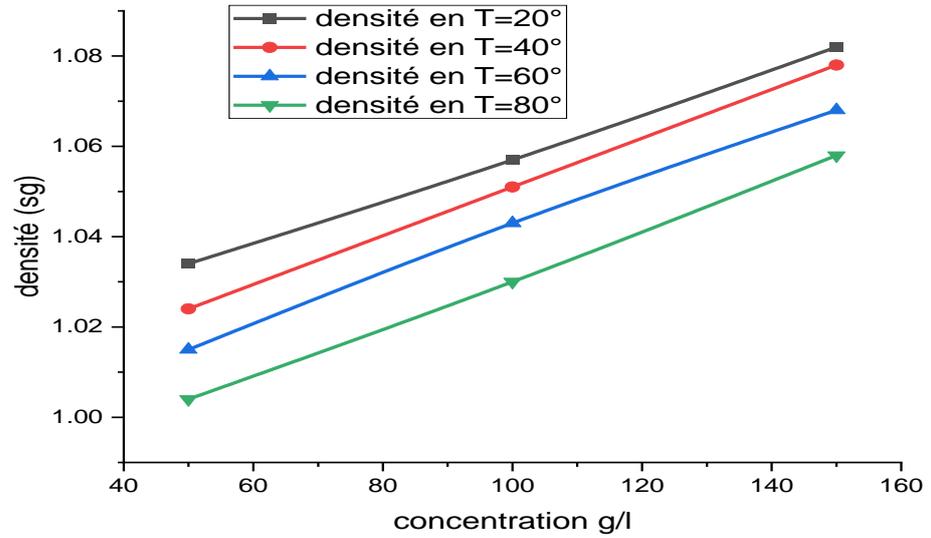


Figure III.9: Variation de la densité en fonction de la concentration de bentonite

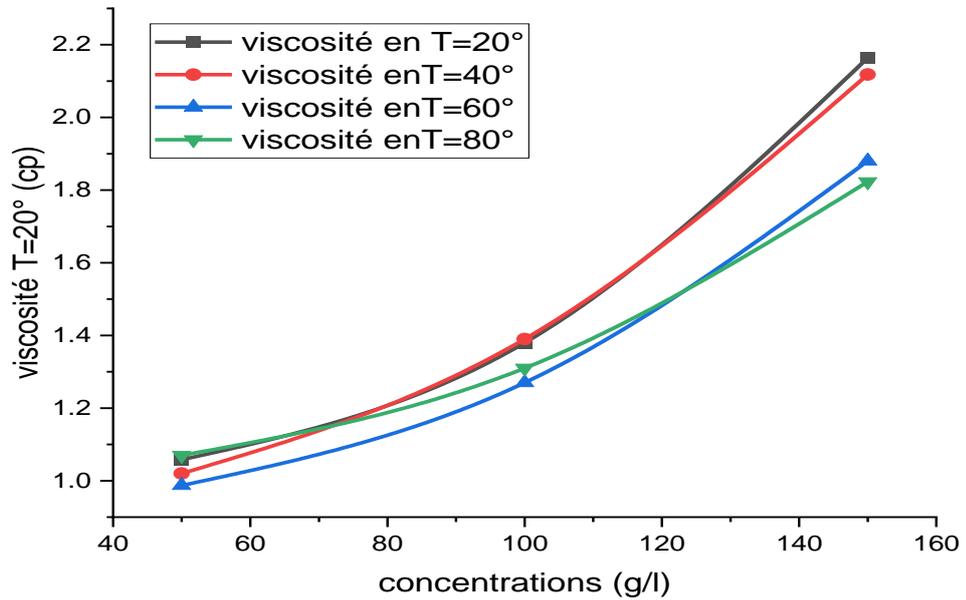


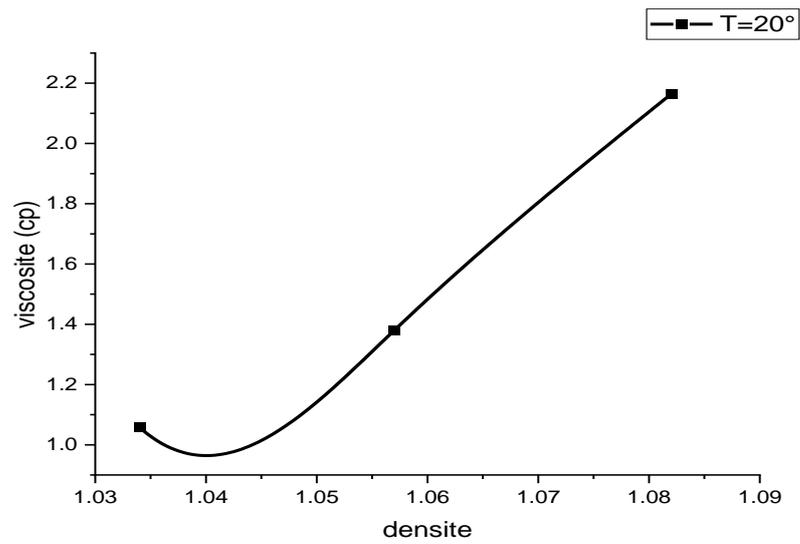
Figure III.10 : Variation de la viscosité en fonction de la concentration de bentonite

### III.3.1. Interprétation

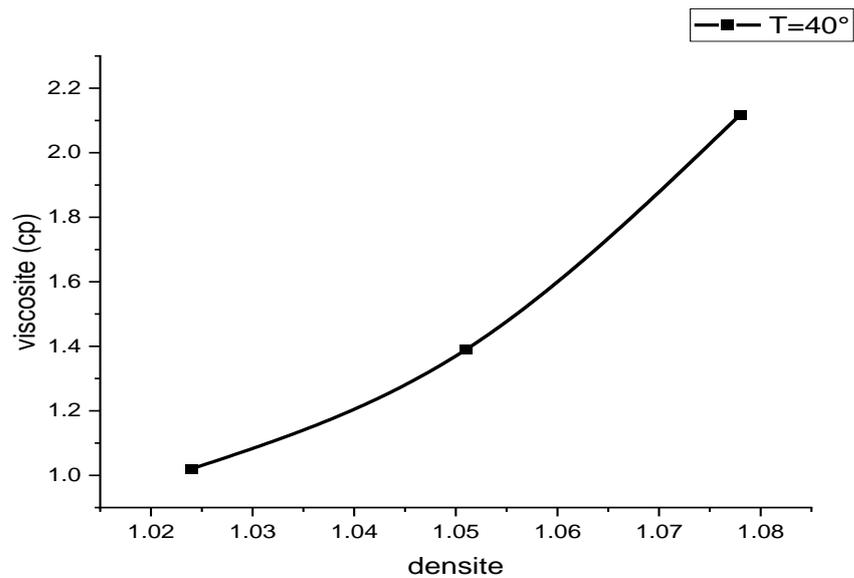
Les courbes montrent l'augmentation de la concentration de bentonite augmente la densité et la viscosité de la boue. L'allure de la croissance de la densité en fonction de la concentration est linéaire en calculant la pente des courbe nous pouvons déduire la relation suivante.

$$d = 4 \times 10^{-4} c \text{ (g.l}^{-1}\text{)}$$

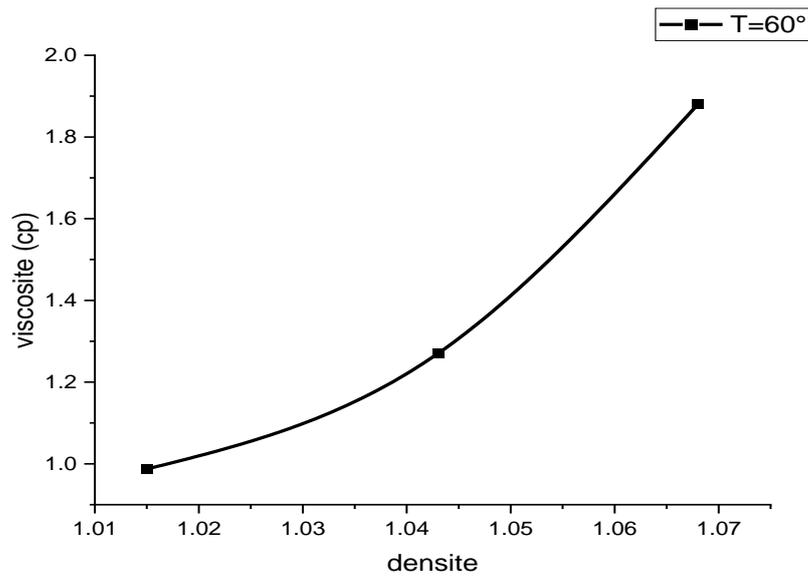
Nous remarquons aussi, que pour la même concentration de la boue de forage en bentonite, la densité et la viscosité diminuées avec l'augmentation de la température. Ceci peut être expliqué par le fait que si la température augmente, les molécules du fluide s'écartent et la densité diminue et vis versa



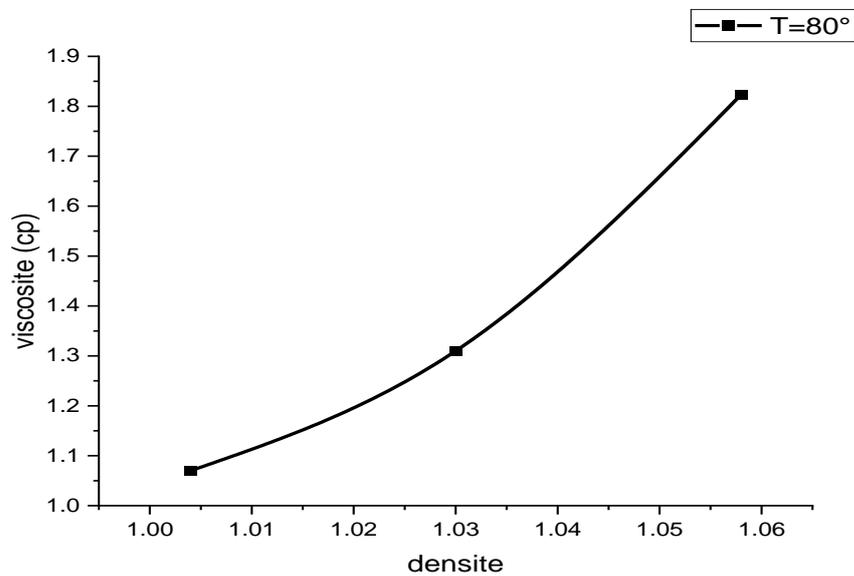
**Figure III.11:** variation de la viscosité de bentonite en fonction de la densité pour  $T=20^{\circ}$



**Figure III.12:** variation de la viscosité de bentonite en fonction de la densité pour  $T=40^{\circ}$



**Figure III.13:** variation de la viscosité de bentonite en fonction de la densité pour  $T=60^{\circ}$



**Figure III.14:** variation de la viscosité de bentonite en fonction de la densité pour  $T=80^{\circ}$

La variation de la viscosité est proportionnelle à celle de la densité c'est un dire la viscosité augmente au fur et à mesure que la densité augmente. L'allure de la variation n'est pas linéaire.

### III.4. L'influence de la concentration de sel (Salinité) sur le pH de la boue

**Le pH :** Le potentiel hydrogène est une mesure de l'activité chimique des protons ou ions hydrogène en solution, le pH sert à mesurer l'acidité ou la basicité d'une solution.

**La salinité :** C'est la mesure de la quantité de sels dissouts dans un volume donné d'eau.

#### III.4.1. Le mode expérimental :

Afin de mettre en évidence et de comprendre l'influence certain paramètres comme la salinité, le pH et le temps (vieillessement) sur les propriétés de boue de forage nous avons préparé cinq échantillons de la boue en mélangeant de la bentonite à l'eau avec la même concentration  $C_b = 50g/l$ . Ensuite, nous avons pris quatre échantillons d'entre elles et nous avons préparé boues salés, en ajoutant différentes quantité du chlorure de sodium (Na Cl) à savoir 20g, 40g, 60g et 80g. Le pH de fluide a été mesuré pour chaque concentration de sel.

D'autre part, pour voir l'influence de temps (vieillessement) sur le pH de fluide, nous avons suivi la mesure de pH et la salinité après 24h, 48h et 72h.

Les mesures ont été effectuées dans le laboratoire de centre de recherche avec un multi paramètre. Les résultats de mesure sont regroupés dans les tableaux suivants et les différentes représentations sont tracées sur les figures ci-dessous.

**Tableau III.5:** valeur de pH et la salinité de la bentonite en fonction de temps.

Le temps	Paramètres	Bentonite Sans sel	Bentonite à 20g/l sel	Bentonite à 40g/l sel	Bentonite à 60g/l sel	Bentonite à 80g/l sel
Initiale	PH	8.75	7.73	7.70	7.91	7.08
	Salinité	2.72	17.6	33.12	54.4	64.74
24h	PH	7.67	7.53	7.58	7.63	7.61
	Salinité	2.89	19.42	46.05	59.16	68.72
48h	PH	7.34	7.28	7.32	7.63	7.47
	salinité	3.03	20.36	39.79	68.42	70.53
72h	PH	8.30	7.80	7.75	7.60	7.55
		3.15	22.35	41.51	60.82	75.65

Pour voir l'influence des différents paramètres sur les propriétés de la boue de forage, nous avons représenté l'évaluation de pH.

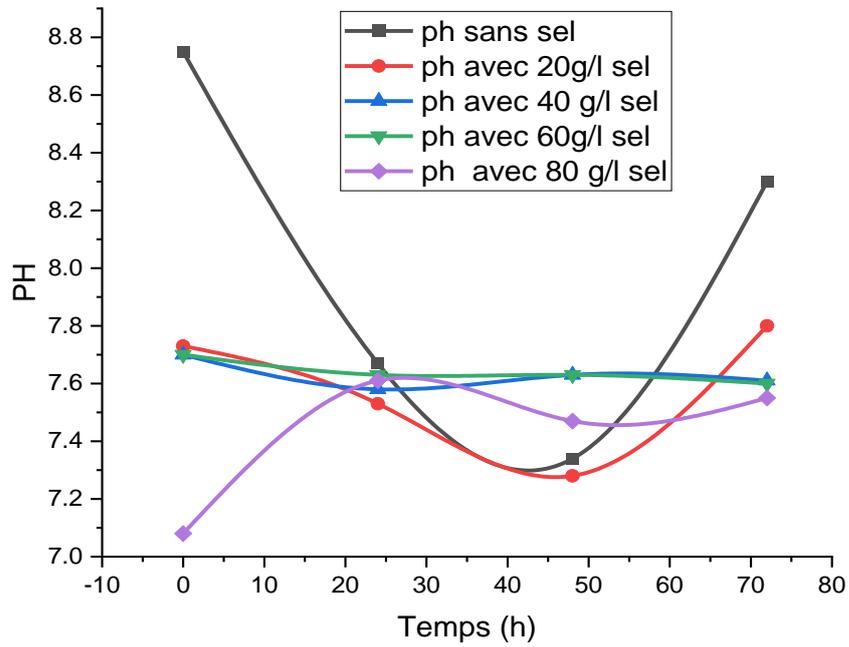


Figure III.15: Evolution de pH de la boue salée en fonction du temps de vieillissement

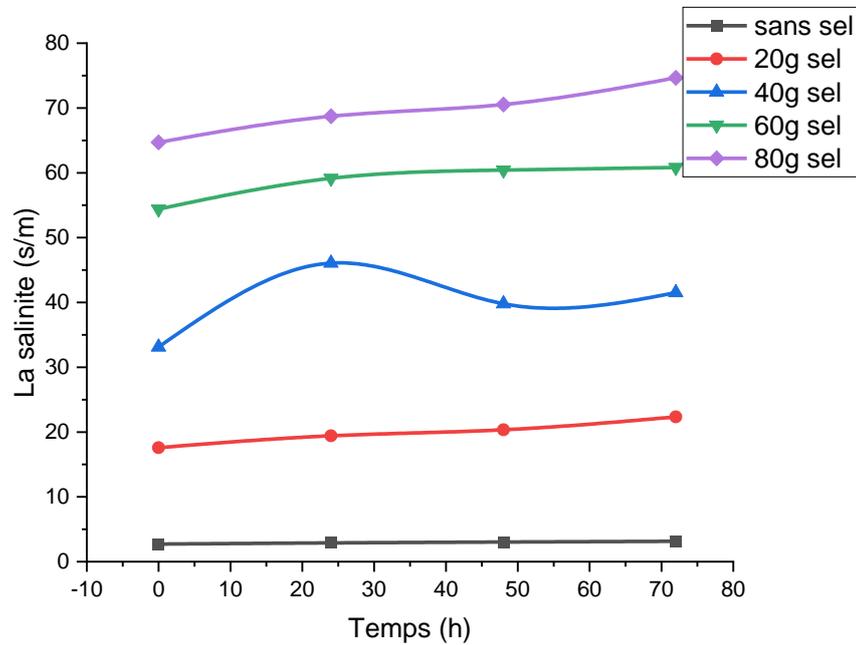
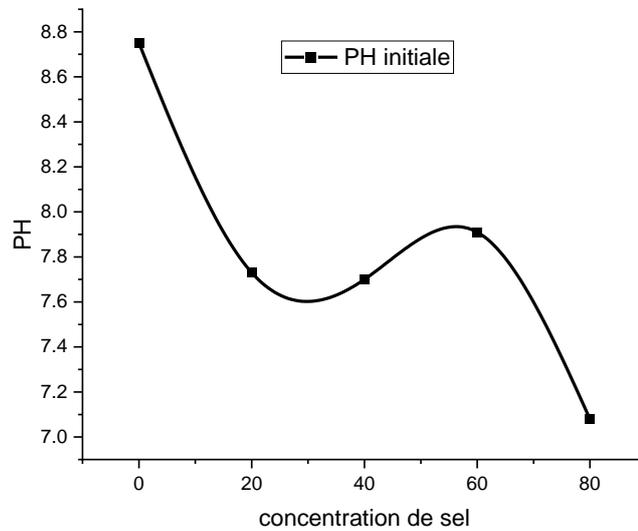
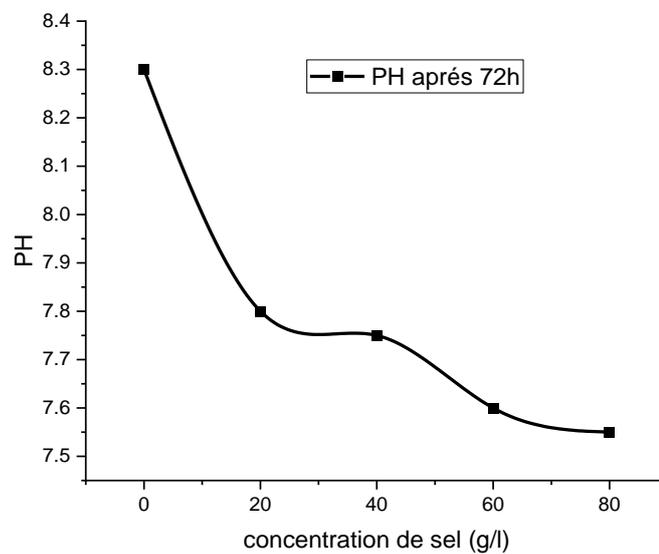


Figure III.16 : Evolution de salinité de la boue salée en fonction du temps de vieillissement



**Figure III.17 :** variation de pH en fonction de la concentration de en sel (sans vieillissement)



**Figure III.18 :** variation de pH en fonction de la concentration de en sel (après 72 h de vieillissement)

### III.4.2. Interprétations :

La figure(III.15) montre l'évolution du pH de la boue salée avec différentes concentration de sels en fonction du temps de vieillissement. Nous remarquons que le pH de la boue est

influencé par l'addition de Na Cl. Ce paramètre physico-chimique (C'est à dire le pH) de la boue diminue jusqu'à une valeur minimale de 7,4 pour toutes les concentrations de fluide salé. Cette valeur est atteinte généralement après un temps de vieillissement de 40 heures. Après, laquelle nous remarquons une ré-hausse de pH.

La diminution de pH peut être expliqué ainsi : le plus que la boue vieillit, le plus que son alcalinité diminue, cette chute d'alcalinité est considérable après un certain temps de vieillissement. De point vu chimique, ce phénomène est expliqué d'une part par la formation nouveaux espèces tel que les sels  $\text{CaCl}_2$  et  $\text{MgCl}_2$ . (Suite à la liaison avec l'ion  $\text{Cl}^-$  résultant de la dissolution de Na Cl) et d'autre part par la solubilité de la fraction fines de la particule de la boue, ce qui donne naissance à des sels acides faisant abaisser le pH.

(La figure III.16) représente la courbe de la variation de salinité en fonction de temps de vieillissement, nous remarquons que la salinité augment au fil du temps, ceci est dû à par la formation nouveaux espèces tel que les sels  $\text{CaCl}_2$  et  $\text{MgCl}_2$

(La figure III.18) est une représentation de la variation de pH en fonction de la concentration de sels après de temps de vieillissement différents, nous remarquons que le pH diminue en fonction de la salinité de la boue même après un temps de vieillissement.

### III.5. L'étude de l'influence de l'alourdissement de la boue salée saturée avec baryte locale sur le PH et la viscosité

Nous avons préparé des boues salées saturées alourdies (BSSA) avec la baryte locale. Ensuite, nous avons contrôlé le pH et la viscosité avant et après le vieillissement de la boue.

Notons que les boues salées saturées ont les compositions suivantes

**Tableau III.6** : Compositions des boues salées saturées

Compositions	Eau	Amidon	Sel (NaCl)	Chaux $\text{Ca(OH)}_2$	Baryte
Quantité	1000 cc	30 g	360 g.	5 g	selon la densité désirée

L'ajout de l'alourdissant s'effectue par calcul, en utilisant la formule suivante :

$$X = \frac{d_f - d_i}{d_a - d_f} \times d_a$$

Où

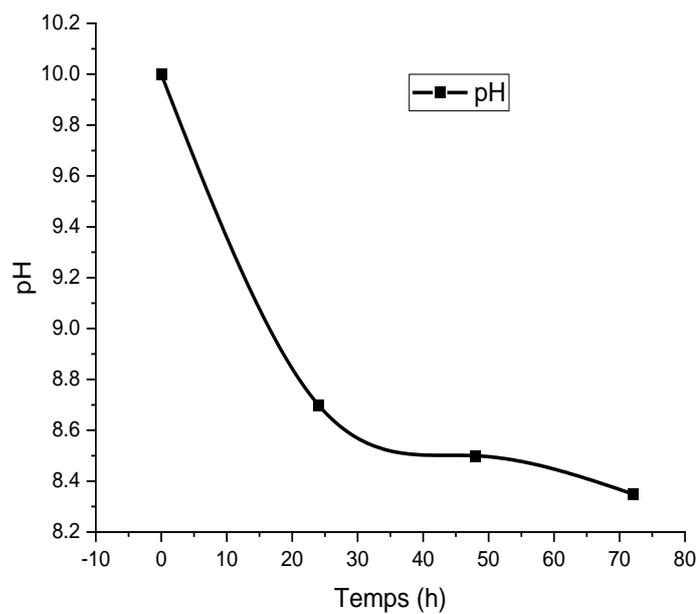
X : tonnes d'alourdissant à ajouter par m<sup>3</sup> de boue à alourdir.

d<sub>f</sub> : densité finale de la baryte préparée.

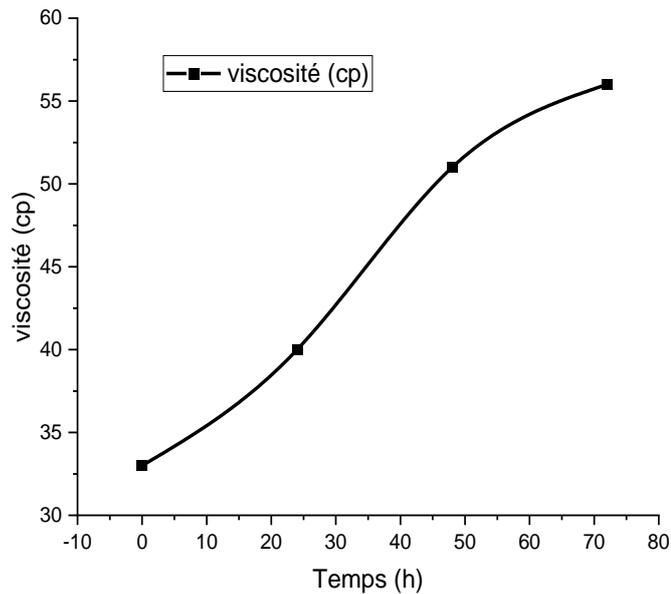
d<sub>i</sub> : densité initiale de la boue sans baryte.

d<sub>a</sub> : densité d'alourdissant.

Les résultats obtenus sont inscrits dans le figure III.20 et le figure III.21.



**Figure III.19:** variation de pH a la baryte en fonction Temps de vieillissement



**Figure III.20 :** variation de la viscosité de la baryte en fonction Temps de vieillissement

### III.5.1. Interprétations :

(Figure III.19) l'évolution de pH de la baryte locale en fonction de temps de vieillissement.

Nous constatons, une diminution de pH en fonction du temps jusqu'à 8.35 ; plus que la boue vieillit, plus que son alcalinité diminue.

Alors que le pH de la boue à base de baryte locale diminue engendrant une remarquable chute d'alcalinité.

Cette chute d'alcalinité s'explique par une solubilité de la fraction fine présentée dans la baryte locale, qui est due d'une part ; par l'augmentation de l'état de surface des grains de fraction, favorisant leur activité chimique. D'autre part ; par la dissolution du  $\text{BaSO}_4$ , sous l'effet sel et en particulier les ions  $\text{Cl}^-$ .

(Figure III.20) est la variation de la viscosité de la baryte en fonction Temps de vieillissement, On remarque que la viscosité augmenté au cours de temps jusqu'à atteindre 56cp.

Nous remarquons que les paramètres rhéologiques de la boue salée saturée alourdie avec de la baryte augmentent. Puisque la force ionique de la solution augmente par le phénomène de la solubilité de la fraction fine de la baryte locale, ce qui tend à diminuer la distance entre les grains.

## Conclusion

L'objectif de premier volet de ce travail était d'étudier l'influence de la bentonite et la température et l'addition de la baryte sur les paramètres rhéologiques de la boue (densité, viscosité). Dans l'intérêt de vérifier les performances rhéologiques de ce dernier, nous avons étudié l'évolution de ses paramètres par l'utilisation la méthode de viscosimètre d'Ostwald et mesurer les changements de densité et température en parallèle de concentration de bentonite et l'alourdissement par le Baryte.

Le dernier volet de ce travail, a été consacré à l'influence l'ajout des quantités de Na Cl sur la salinité et le pH. Au cours de cette étude nous avons enregistré une croissance de densité et viscosité.

D'après les résultats obtenus dans les différentes parties de ce travail, on peut conclure que :

- Les courbes montrent l'augmentation de la concentration de bentonite augmente la densité et la viscosité de la boue.
- Pour la même concentration de la boue de forage en bentonite, la densité et la viscosité diminuées avec l'augmentation de la température. Ceci peut être expliqué par le fait que si la température augmente, les molécules du fluide s'écartent et la densité diminue et *vis versa*.
- La variation de la viscosité est proportionnelle à celle de la densité c'est un dire la viscosité augmente au fur et à mesure que la densité augmente. L'allure de la variation n'est pas linéaire.
- L'alourdissement avec la baryte a une influence sur la viscosité plastique et elle augmente c'est-à-dire la teneur en solide augmente d'une manière proportionnelle.
- l'évolution de pH de la baryte locale en fonction de temps de vieillissement.  
Nous constatons, une diminution de pH en fonction du temps jusqu'à 8.35 ; plus que la boue vieillit, plus que son alcalinité diminue.
- La diminution de pH quand la boue vieillit, le plus que son alcalinité diminue, cette chute d'alcalinité est expliqué d'une part par la formation des nouveaux espèces tel que les sels  $\text{CaCl}_2$  et  $\text{MgCl}_2$ . (Suite à la liaison avec l'ion  $\text{Cl}^-$  résultant de la dissolution de Na Cl) et d'autre part par la solubilité de la fraction fines de la particule de la boue, ce qui donne naissance à des sels acides faisant abaisser la pH.

## REFERENCES

1. Caenn, R.; Darley, H.C.; Gray, G.R. *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*; Gulf Professional Publishing: Oxford, UK, 2011.
2. Darley, H.C.; Gray, G.R. *Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids*; Gulf Professional Publishing: Houston, TX, USA, 1988.
3. Balhoff, M.T.; Lake, L.W.; Bommer, P.W.; Lewis, W.E.; Weber, M.J.; Calderin, J.M. Rheological and yield stress measurements of non-Newtonian fluids using a Marsh Funnel. *J. Pet. Sci. Eng.* 2011.
4. C. Garcia, P. Parigot *Boues de forage (Les)*, 1968 Editions Technip, Paris et Institut Français du Pétrole, Rueil-Malmaison.
5. Selma SOLTANI. Analyse du comportement des fluides de forage à travers les formations géologiques de Gassi Touil. mémoire master II Mines et Géologie Option Géologie de l'environnement Université Larbi Ben M'hidi Oum El Bouaghi ,2017.
6. Jean-Paul NGUYE techniques d'exploitation pétrolière : le forage, 1993 Editions Technip.
7. les fluide de forage. Copyright 2006 ENSPM Formation IndustrieIFP Training.
8. Don Williamson *Drilling Fluid Basics*
9. Alfred Hentz, Pierre Motard, *Forage Rotary: La boue de forage.* ,1972 Éd. Technip
10. Amoco - *Drilling Fluids Manua* .
11. COUSSOT P. PIAU J.M.- L'écoulement des Boues. *Physique. La Recherche* 258, Octobre, 24, p. 1086-1090, (1993).
12. PIAU J.M.- Fluides non newtoniens, *Technique de l'ingénieur*, A710, (1979).
13. COUSSOT P.- Rhéologie des laves torrentielles, *Etude CEMAGREF, Série Montagne*, n° 5, Collection Etudes, CEMAGREF-DICOVA , (1993).
14. RICARD G.- Introduction à la technique des boues de forage, p.12-15. *Ecole Nationale du Pétrole et des Moteur ENPM*, mai (1958).
15. THOMAS A.- Manuel pratique des fluides de forage. *Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et de gaz.. Edition TECHNIP* 1969.