

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**  
**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE**  
**SCIENTIFIQUE**

**UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES**



**Faculté de Technologie**  
**Département Génie Mécanique**

## **Mémoire**

**Présenté pour l'obtention du diplôme Master**

**Filière : Génie Mécanique**

**Spécialité : Installation Energétique et Turbomachine**

## **THEME**

---

**Etude de l'effet de la Nanosilice sur les propriétés rhéologiques des boues de forage: Effet de la substitution des polymères**

---

**Réaliser par :**

**Mr. ROUAG HOCINE**

**Mr. TAZEROUTI ABDERRAHMANE**

**Proposé et suivi par :**

**Mr. SAFLB**

**Boumerdes2021-2022**

## **Résumé**

Le présent travail vise à étudier l'effet de la substitution de ces deux polymères (Xn et le PAC) par la NanoSilice (NS) sur les principales propriétés rhéologiques (contrainte de cisaillement et viscosité plastique) ainsi que sur le comportement rhéologique des boues de forage à base d'eau. Deux séries de mélanges de boues ont été formulées à base de ces deux polymères. Les résultats ont révélé que la contrainte de cisaillement et la viscosité plastique des boues étudiées étaient considérablement affectées par la substitution des polymères par la nanosilice. En effet, une diminution significative de ces paramètres de boue en fonction de la teneur en substitution. Jusqu'à 1g/l de nanosilice la viscosité a diminué par rapport à celle de la boue de référence. Cependant, la substitution de 1 g/l du polymère cellulose polyanionique (PAC) par NanoSilice a engendré une augmentation des principaux paramètres rhéologiques de la boue. En ce qui concerne le comportement rhéologique des boues de forage, les résultats ont montré que la teneur optimale de substitution des polymères (Xn ou PAC) par 1.0 g/l de la nanosilice NS, le comportement rhéologique était le même et suit le modèle de Herschel-Bulkley.

Mots clés : Polymères, Cellulose polyanionique (PAC), xanthane (Xn), fluide de forage, Contrainte de cisaillement, Viscosité, Comportement rhéologique.

## **Abstract**

The present work aims to study the effect of the substitution of these two polymers (Xn and PAC) by nanosilica (NS) on the main rheological properties (shear stress and plastic viscosity) as well as on the rheological behavior of water based drilling muds. Two series of mud mixtures were formulated. The results revealed that the shear stress and the plastic viscosity of the studied muds were significantly affected by the substitution of polymers by nanosilica. Indeed, a significant decrease in these sludge parameters as a function of the substitution content. Up to 1g/l of nanosilica the viscosity decreased compared to that of the reference mud. However, the substitution of 1 g/l of the polyanionic cellulose polymer (PAC) by Nanosilica generated an increase in the main rheological parameters of the sludge. Regarding the rheological behavior of the drilling muds, the results showed that the optimal content of substitution of the polymers (Xn or PAC) by 1.0 g/l of the nanosilica NS, the rheological behavior was the same and follows the model of Herschel-Bulkley.

Keywords: Polymers, polyanionic cellulose (PAC), Xanthan (Xn), drilling fluid, shear stress, viscosity, rheological behavior.

# *REMERCIEMENT*

*Avant tout nous tenons à remercier Allah Le Tout puissant de nous avoir donné la foi et la confiance, ainsi que la volonté et le courage pour accomplir ce mémoire de fin d'étude.*

*Nous tenons également à adresser nos remerciements à notre encadrant **Mr. SAFI BRAHIM**, pour l'orientation, la confiance, la patience qui ont constitué un apport considérable sans lequel ce travail n'aurait pas pu être mené au bon port. Qu'il trouve dans ce travail un hommage vivant à sa haute personnalité.*

*Et nos remerciements les membres de jury*

*Nos remerciements s'étendent également aux professeurs de laboratoire pour leur aide dans nos échantillons*

*Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à tous les professeurs qui nous ont enseigné et qui par leurs compétences nous ont soutenu dans la poursuite de nos études.*

*Enfin, on remercie tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail.*

# *Dédicace*

*Je remercie Allah le tout puissant pour toute la volonté et le courage qu'il nous a donné pour réaliser ce travail.*

*À mes chers parents, aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez consenti pour mon instruction et mon bien être.*

*Je vous remercie pour tout le soutien et l'amour que vous me portez depuis mon enfance et j'espère que votre bénédiction m'accompagne toujours.*

*Que ce modeste travail soit l'exaucement de vos vœux tant formulés, et le fruit de vos innombrables sacrifices, bien que je ne vous en acquitterai jamais assez.*

*Je dédie ce modeste travail à ma très chère mère, à mon père que j'adore, à mes frères, et ma sœur. Que Dieu les donne longue vie et une bonne santé.*

*A tous mes amis et tous les étudiants de l'université. Je leur souhaite à tous de très beaux succès dans la vie. À tous mes amis et tous les étudiants de l'université. Je leur souhaite à tous de très beaux succès dans la vie.*

*Aussi, je cite tous les professeurs et enseignants qui ont participé à ma formation et qui ont plantés et arrosés dans mon esprit l'arbre de la science à mon binôme Abderrhmane Tazerouti et sa famille*

**HOCINE**

# ***Dédicace***

*Je remercie Allah le tout puissant pour toute la volonté et le courage qu'il nous a donné pour réaliser ce travail. Je dédie ce modeste travail à :*

*Mes parents :*

*Mon père, qui peut être fier de moi, et trouver ici le résultat de longues années de sacrifices et de privations en m'aidant pour réussir dans la vie. Puisse Dieu faire*

*en sorte que ce travail porte son fruit ; Merci pour les valeurs nobles, l'éducation et le soutien permanent venu de toi*

*Ma mère, qui a œuvré pour ma réussite, de par son amour, son soutien, tous les sacrifices consentis et ses précieux conseils, pour toute son assistance et sa présence dans ma vie, reçois à travers ce travail aussi modeste soit-il, l'expression*

*de mes sentiments éternelles*

*A mes frères et ma famille*

*A ma binôme Hocine Rouag et sa famille*

*A tous mes professeurs de départements de génie mécanique*

*A tous ceux qui ont contribué pour que ce projet soit possible*

*A tous ceux que j'aime de loin et de près*

*A tous mes amis*

***ABDERRAHMENE***

---

# Sommaire

---

## Table des matières

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES .....	1
I.1 INTRODUCTION .....	2
I.2 HISTORIQUE .....	2
I.3 DEFINITION DE FORAGE PETROLIER:.....	2
I.4 LES FLUIDES DE FORAGE .....	3
I.4.1 Définition .....	3
I.5 LES COMPOSANTS DES FLUIDES DE FORAGE.....	4
I.5.1 Colloïdes argileux .....	4
I.5.2 Colloïdes organiques ou Réducteur de filtrat.....	4
I.5.3 Fluidifiants ou réducteur de viscosité.....	4
I.5.4 Les additifs minéraux .....	4
I.5.5 Produits organiques spéciaux .....	4
I.5.6 Alourdissant .....	5
I.5.7 Les colmatant .....	5
I.5.8 Composants indésirable.....	5
a. Hydrocarbures .....	5
b. Métaux lourds :.....	5
c. Sels .....	6
I.6 TYPES DES FLUIDES DE FORAGE.....	6
I.6.1 Fluide à base huile.....	6
I.6.2 Fluide à base d'eau .....	6
I.6.3 Fluide à gaz .....	7
I.7 ROLE DES FLUIDES DE FORAGE .....	7
I.8 FONCTIONS DES FLUIDES DE FORAGE .....	9
I.9 CONTROLE ET CARACTERISATION DES PROPRIETES.....	10
I.10 PARAMETRES PHYSIQUES ET CHIMIQUES.....	11
a. Densité.....	11
b. La filtration.....	12
b.1. Principe fondamental de la filtration .....	12
b.2. Rôle du filtrat .....	14
c. Le pH.....	14
d. L'alcalinité .....	14
e. Paramètres rhéologiques.....	15
e.1. Viscosité plastique (Vp) .....	15

e.2. La contrainte seuil « Yield value » ( $Y_p$ ) .....	15
e.3. Gels.....	15
I.11 NOTION DE MOUVEMENT LAMINAIRE DE CISAILLEMENT.....	16
I.11.1 Définition .....	16
I.11.2 Contrainte de cisaillement.....	16
I.11.3 Déformation et vitesse de cisaillement.....	17
I.11.4 . Equation d'état .....	18
I.11.5 La viscosité.....	18
a. La viscosité cinématique $v$ .....	19
b. La viscosité relative, spécifique, intrinsèque.....	19
I.11.6 Typologie de l'écoulement.....	19
a. Les fluides newtoniens .....	20
I.12 CONCLUSION .....	22
II.1 INTRODUCTION .....	23
II.2 METHODOLOGIE DU TRAVAIL.....	23
II.3 CARACTERISATION DES MATERIAUX UTILISES .....	23
II.3.1 le PAC .....	23
II.3.2 La bentonite :.....	24
II.3.3 Composition chimique : .....	24
II.3.4 Caractéristique de la bentonite : .....	25
II.3.5 Nanosilice.....	25
II.3.6 Utilisations structurelles.....	26
II.3.7 Formulation de la boue à base d'eau .....	26
II.4 La rhéologie :.....	28
II.4.1 Rôle de rhéologie : .....	28
II.4.2 Matériel de contrôle d'essais rhéologiques :.....	28
4. a : Viscosimètre Marsh.....	29
4. b : Viscosimètre FANN.....	29
4. c : Le Densimètre .....	30
4. d Filtres- presses API .....	31
4. d.1 : Rôle de la filtration.....	31
4. e : PH mètre.....	32
e.1 Fonctionnement de ph mètre .....	32
4. f : Agitateur RW 20 digital.....	33
4. g Rhéomètre AR2000.....	34

II.5 CONCLUSION 36

III.1	INTRODUCTION .....	36
III.2	SUBSTITUTION DU XANTHANE PAR LA NANOSILICE.....	36
III.3	SUBSTITUTION DU PAC PAR LA NANOSILICE .....	38
III.4	EFFET DU NS SUR COMPORTEMENT RHEOLOGIQUE .....	40

---

# Liste des figures

---

## Chapitre I

<b>Figure 0-1</b> les éléments d'une station de forage (researchgate.com, by Bouselsal Boualem).....	3
<b>Figure 0-2</b> Cycle du fluide sur le site de forage (Schlumberger, 1997).....	10

<b>Figure 0-3</b> Forces agissant sur deux éléments de couches voisines.....	16
<b>Figure 0-4</b> Mouvement laminaire de cisaillement entre deux plans parallèles.....	17
<b>Figure 0-5</b> Courbes d'écoulement de fluides présentant une contrainte critique.....	21

## Chapitre II

<b>Figure 0I-6</b> Image Microscope électronique à balayage (MEB) de Nanosilice.....	26
<b>Figure 0I-2</b> Viscosimètre Marsh .....	29
<b>Figure 0I-3</b> Viscosimètre FANN.....	30
<b>Figure 0I-4</b> Le densimètre .....	30
<b>Figure 0I-5</b> Filtres-presses API.....	32
<b>Figure 0I-6</b> pH mètre.....	33
<b>Figure 0I-7</b> Agitateur RW 20 digital.....	34
<b>Figure 0I-8</b> Rhéomètre AR2000.....	35

## Chapitre III

<b>Figure 0-1</b> Evolution de la contrainte de cisaillement des boues à base de la nanosilice (par substitution du Xn) en fonction de la vitesse de cisaillement .....	37
<b>Figure 0-2</b> Evolution de la viscosité plastique des boues à base de la nanosilice (par substitution du Xn) en fonction de la vitesse de cisaillement.....	38
<b>Figure 0-3</b> Evolution de la contrainte de cisaillement des boues à base du NS (par substitution du PAC) en fonction de la vitesse de cisaillement .....	39
<b>Figure III.4.</b> Evolution de la viscosité plastique des boues à base du NS (par substitution du PAC) en fonction de la vitesse de cisaillement .....	40
<b>Figure III.5.</b> Comportement rhéologique des boues étudiées (a) cas de substitution du Xn (b) cas de substitution du PAC.....	42

---

# Liste des tableaux

---

<b>Tableau 0.1 :</b> Quelques ordres de grandeur des valeurs de viscosité de différents matériaux à température ambiante.....	18
<b>Tableau 0.2 :</b> Modèles rhéologiques décrivant l'écoulement de fluides à contrainte critique (d'après Midoux, 1988).....	21

## **Chapitre II**

<b>Tableau II.1 :</b> Composition chimique de la bentonite .....	24
<b>Tableau II.2 :</b> Caractéristique de la bentonite .....	25
<b>Tableau II.3 :</b> Formulation de la boue à base d'eau.....	26
<b>Tableau II.4 :</b> Diffèrent dosage et quantités d'Xantane, PAC et Nanosilice .....	27

---

---

# Nomenclature

---

---

**P** pression de la formation  
**H** Profondeur de la couche traversée

<b>D</b>	Densité de la boue
<b>V<sub>a</sub></b>	Viscosité apparente
<b>V<sub>p</sub></b>	Viscosité plastique
<b>Y<sub>p</sub></b>	Yield point (value)
<b>S</b>	Surface de filtration
<b>Z</b>	Epaisseur du cake à l'instant t
<b>K</b>	Perméabilité du cake
<b>T</b>	Temps
<b>T</b>	Température
<b><math>\tau</math></b>	Contrainte de cisaillement
<b><math>\tau</math></b>	Contrainte seuil
<b><math>\tau_c</math></b>	Contrainte de cisaillement minimale
<b><math>\mu</math></b>	Viscosité dynamique du fluide
<b><math>\dot{\gamma}</math></b>	Vitesse de cisaillement
<b><math>\mu_a</math></b>	Viscosité apparente dépendant de la vitesse de déformation
<b><math>\mu_f</math></b>	Viscosité du filtrat
<b><math>\eta</math></b>	Viscosité plastique
<b><math>\Delta P</math></b>	Différence de pression entre les deux faces du cake
<b><math>\frac{dv}{dt}</math></b>	Débit ou volume de filtrat écoulé pendant le temps

---

# **Introduction général**

---

## Introduction général

Les boues de forage les plus couramment utilisées, sont généralement à base de polymères car ces derniers sont utilisés comme agent de viscosité ou réducteur de filtrat. Ces polymères tels que le polymère cellulose polyanionique (PAC) et le Xanthane (Xn) ont un rôle très important dans la réussite de l'opération de forage. En effet, ils sont également utilisés pour améliorer certaines propriétés, notamment les propriétés rhéologiques. L'utilisation de ces polymères, sont devenus indispensables dans les fluides de forage à base d'eau pour remplacer totalement la boue à base d'huile pour des considérations environnementales. De nombreuses études ont été menées en utilisant les différents polymères dans la formulation de boues de forage à base d'eau. Ces études ont montré l'efficacité de certains polymères sur les performances rhéologiques et physico-chimiques des fluides. Comparativement aux différents polymères, le plus utilisé principalement comme réducteur de filtrat est celui dérivé de la cellulose car il est biodégradable et compatible avec d'autres composants. Cependant, ces polymères peuvent perdre leurs caractéristiques sous l'influence de plusieurs facteurs géothermaux au fond des puits de pétrole, affectant ainsi la capacité de la boue à jouer son rôle utile dans l'opération de forage.

Le présent travail vise à étudier l'effet de la substitution de deux polymères (Xn et le PAC) par la NanoSilice (NS) sur les principales propriétés rhéologiques (contrainte de cisaillement et viscosité plastique) ainsi que sur le comportement rhéologique des boues de forage à base d'eau. Deux séries de mélanges de boues ont été formulées à base de ces deux polymères. Les résultats ont révélé que la contrainte de cisaillement et la viscosité plastique des boues étudiées étaient considérablement affectées par la substitution des polymères par la nanosilice. En effet, une diminution significative de ces paramètres de boue en fonction de la teneur en substitution.

Le présent manuscrit est subdivisé en deux parties, dont le **chapitre I** traitera une synthèse bibliographique sur les fluides de forage. Tandis que la partie expérimentale qui sera consacrée à la méthodologie du travail et la caractérisation des matériaux présentés dans le **chapitre II**. Les différents essais des boues de forage selon la norme API, les résultats des essais et leurs interprétations seront présentés dans le **chapitre III**. Enfin, une conclusion générale clôtura ce mémoire en synthétisant les principaux résultats obtenus par notre travail.

---

# **CHAPITRE I**

**Les fluides de forage**

---

## I.1 INTRODUCTION

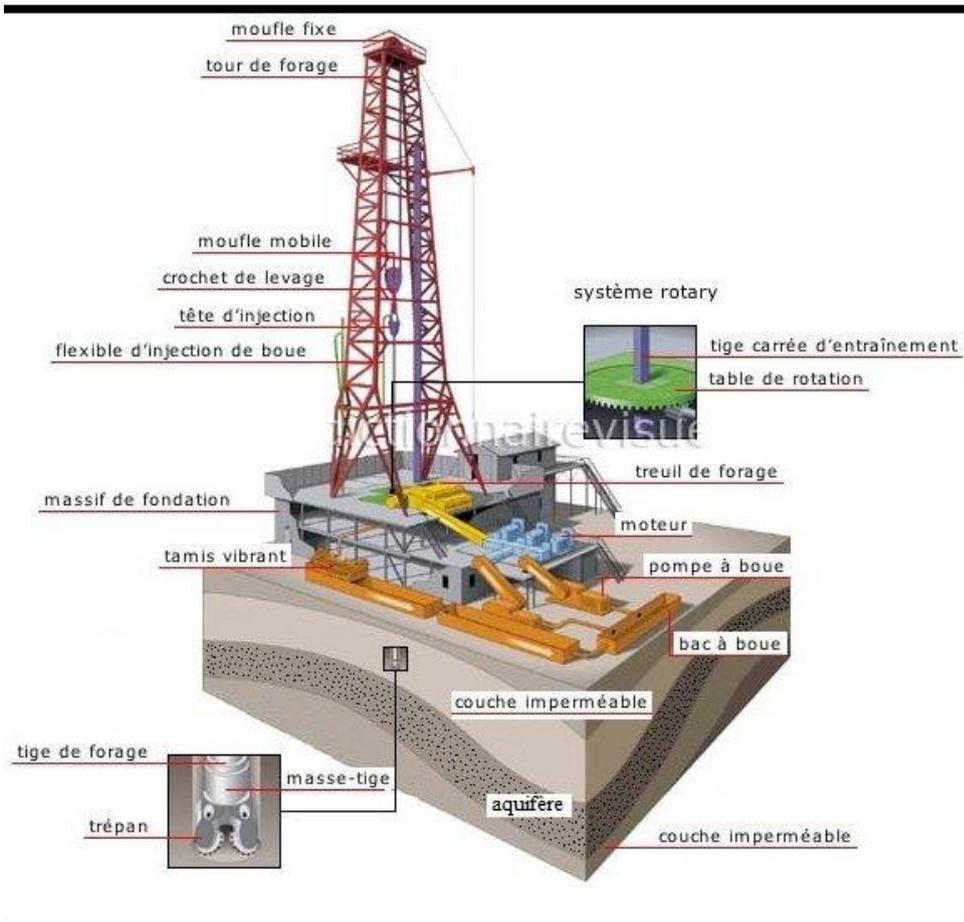
Différentes techniques sont utilisées pour creuser les puits: forage percussion, forage rotary, forage à augets et construction manuelle. Dans le domaine pétrolier, au cours d'une formation au rotary, un fluide est utilisé pour remonter les cutings, refroidir et lubrifier l'outil de forage, et soutenir les parois du trou par pression hydrostatique pour éviter les éboulements. Ce fluide est appelé ' **fluides ou boues de forage**'. Ce chapitre discute les différents fondamentaux des fluides de forage et leurs performances dans l'assurance de la réalisation d'un forage efficace

## I.2 HISTORIQUE

En aout 1859, le colonel DARKEFORA son premier puits de pétrole, à vingt-trois mètres de profondeur près de Titusville en Pennsylvanie (U.S.A). Il employa le système de forage par battage au câble qui utilise, pour attaquer le terrain, l'impact d'un lourd trépan suspendu au bout d'un câble qui lui transmet, depuis la surface, un mouvement alternatif créé par un balancier (Ezran, 2010). Lorsque les foreurs avaient affaire à d'autres régions ou ils découvrirent des terrains plus difficiles, le procédé de forage rotary a été utilisé. Les premiers essais de cette technique semblent avoir été faits sur le champ de Corsicana (Texas) au début du siècle dernier. La nouvelle méthode s'est développée de manière fulgurante à partir de 1901, date à laquelle un certain J.F. Lucas découvrit le champ de Spindletop près de Beaumont (Texas) au moyen d'un appareil rotary (Akowanou, 2009).

## I.3 DEFINITION DE FORAGE PETROLIER:

On appelle "forage pétrolier" l'ensemble des opérations permettant d'atteindre les roches poreuses et perméables du sous-sol, susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux, L'implantation d'un forage pétrolier est décidée à la suite des études géologiques et géophysiques effectuées sur un bassin sédimentaire. Ceci nous permet de nous faire une idée de la constitution de sous-sol et des possibilités de gisements, sans pour autant préciser la présence d'hydrocarbures. L'opération de forage peut alors confirmer les hypothèses faites et mettre en évidence la nature des fluides contenus dans les roches. [1]



**Figure I.1** : les éléments d'une station de forage (by Bouselsal Boualem)

## I.4 LES FLUIDES DE FORAGE

### I.4.1 Définition

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 fluide de forage était déjà présenté en 1933 lors du premier Congrès Mondial du Pétrole, où il a fait l'objet de cinq communications (Darley et Gray, 1988). Le premier traité sur les fluides de forage a été publié en 1936 par Evans et Reid. En 1979, l'American Petroleum Institute (API) définit le fluide de forage comme un fluide en circulation continue durant toute la durée du forage, aussi bien dans le sondage qu'en surface. Le fluide est préparé dans des bacs à boues, il est injecté à l'intérieur des tiges jusqu'à l'outil d'où il remonte dans l'annulaire, chargé des déblais formés au front de taille (**Figure I.2**). A la sortie du puits, il subit différents traitements, tamisage, dilution, ajout de produits, de façon à éliminer les

déblais transportés et à réajuster ses caractéristiques physico-chimiques à leurs valeurs initiales. Il est ensuite réutilisé (Landriot, 1968). [2]

## **I.5 LES COMPOSANTS DES FLUIDES DE FORAGE**

En plus de l'eau et du gasoil utilisés comme phase continue ou émulsionnée, un très grand nombre de produits entrent dans la fabrication et le traitement des fluides de forage dont certains ont un rôle spécifique et d'autres ont des actions multiples. Ces produits sont classés par familles.

### **I.5.1 Colloïdes argileux**

- ❖ Les bentonites
- ❖ Les attapulgites

### **I.5.2 Colloïdes organiques ou Réducteur de filtrat**

- ❖ Amidons
- ❖ CMC (CarboxyMethyl Cellulose)

### **I.5.3 Fluidifiants ou réducteur de viscosité**

- ❖ Les polyphosphates
- ❖ Les tanins
- ❖ Les lignosulfonates
- ❖ Les lignines chromées
- ❖ L'eau

### **I.5.4 Les additifs minéraux**

- ❖ Soude caustique ( $\text{NaOH}$ )
- ❖ Carbonate de soude ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ )
- ❖ Le gypse ( $\text{CaSO}_4$ )
- ❖ Chaux éteinte ( $\text{CaOH}_2$ )
- ❖ Bicarbonate de sodium ( $\text{NaHCO}_3$ )

### **I.5.5 Produits organiques spéciaux**

- ❖ Les anti-ferments
- ❖ Les anti-mousses
- ❖ Les anti-coincements

- ❖ Les anti-corrosions
- ❖ Les anti-bourrant

### **I.5.6 Alourdissant**

- ❖ Barytine ou sulfate de baryum ( $BaSO_4$ )
- ❖ Le carbonate de calcium ( $CaCO_3$ )
- ❖ La galène (PbS)
- ❖ Hématite ( $Fe_2O_3$ )

### **I.5.7 Les colmatant**

- ❖ Colmatants organiques
- ❖ Colmatants fibreux
- ❖ Colmatants lamellaires
- ❖ Colmatants gonflants
- ❖ Colmatants a prise (liants hydrauliques)

### **I.5.8 Composants indésirable**

Les composants indésirables les plus présents dans les fluides de forage sont les hydrocarbures, les métaux lourds, et les sels. Une brève description est donnée ci-dessous:

#### **a. Hydrocarbures**

Quand une formation traversée contient des hydrocarbures, le fluide de forage se trouve contaminé par l'huile de la formation. L'huile de certaines formations est un composant indésirable car il contamine les déblais. [3]

#### **b. Métaux lourds :**

Les métaux lourds peuvent se mélanger avec les fluides de forage selon deux cas:

- ❖ Les formations forcées contiennent l'arsenic, le baryum, le cadmium, le chrome, le plomb et mercure.
- ❖ Les additifs des fluides de forage contiennent du baryum qui vient des agents alourdissant de la baryte et du chrome qui vient des défloculants chrome-lignosulfonate. Baryte minéral, utilisée pour le contrôle de la densité, peut avoir de grandes quantités naturelles de cadmium et de mercure.

### c. Sels

La concentration des sels, comme le chlorure de sodium ou de potassium dans les fluides de forage peut aussi considérablement augmenter, spécialement quand les puits forés traversent des dômes de sel ou des formations ayant de l'eau très salée.

## I.6 TYPES DES FLUIDES DE FORAGE

Les fluides de forage ont évolué d'un simple mélange d'eau et d'argile appelé "boue " vers des systèmes de plus en plus complexes composés d'eau ou huile avec une multitude d'additifs répondant aux caractéristiques requises et aux problèmes rencontrés. Les fluides de forage sont des fluides complexes classés en fonction de la nature de leurs constituants de base. Traditionnellement, les fluides de forage ont été classés en trois catégories selon le fluide de base utilisé dans leur préparation :

- ❖ Fluide à base huile
- ❖ Fluide à base d'eau
- ❖ Fluide à gaz

### I.6.1 Fluide à base huile

Les fluides 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.

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-BasedMuds" ou OBM.

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. [4]

### I.6.2 Fluide à base d'eau

Ces fluides sont souvent désignés par "Water-BasedMuds" ou WBM. Ils sont dans la plupart des cas constitués par des suspensions de bentonites 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 l'eau sont

choisies en prenant en compte les caractéristiques de la formation (activité de l'eau des formations argileuses, dissolution des formations salines).

Parmi les additifs on peut trouver ( des viscosifiants: argiles naturelles (souvent des bentonites), polymères synthétiques ou biopolymères; ii) des réducteurs de filtrat servant à consolider le cake de filtration pour limiter l'invasion par le fluide: amidons, carboxyméthylcelluloses ou CMC, celluloses polyanioniques (PAC), ou résines; iii) des inhibiteurs de gonflement et de dispersion des argiles: KCl, glycérol, silicates ou divers polymères comme le polyacrylamide partiellement hydrolysé (PHPA), les polyalkylène glycols (PAG); iv) des agents alourdisants comme la barytine ("barite" ou sulfate de baryum BaSO<sub>4</sub>) et la calcite (carbonate de calcium CaCO<sub>3</sub>) qui sont les plus utilisés pour assurer à la boue une densité convenable. On note aussi l'utilisation de l'hématite (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) ou de la galène (PbS). La calcite est souvent recommandée pour le forage de la phase réservoir à cause de sa solubilité dans l'acide et de son utilisation selon une granulométrie variable pour réduire les problèmes de pertes et d'endommagement; et enfin v) des colmatants, additifs plutôt exotiques comme des granuleux (coquilles de noix), des fibreux (fibres de bois, canne à sucre), et des lamellaires (coquilles d'huîtres, céréales) (Herzhaft, 2001; Peysson, 2004).

### **I.6.3 Fluide à gaz**

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. [5]

## **I.7 ROLE DES FLUIDES DE FORAGE**

La plupart des manuels sur les fluides de forage énumèrent entre 10 et 20 fonctions assurées par ces fluides dans le puits (Chillingarian et Vorabutr, 1983; Darley et Gray, 1988). En général, les principaux rôles du fluide de forage sont:

- ❖ Nettoyage du puits :

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

- ❖ Maintien des déblais en suspension :

Le fluide de forage doit non seulement débarrasser le puits des déblais de forage durant les périodes de circulation, mais il doit également les maintenir en suspension pendant les arrêts de circulation

❖ 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 équilibrer la pression des roches

❖ 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

❖ 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.

❖ 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

❖ 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

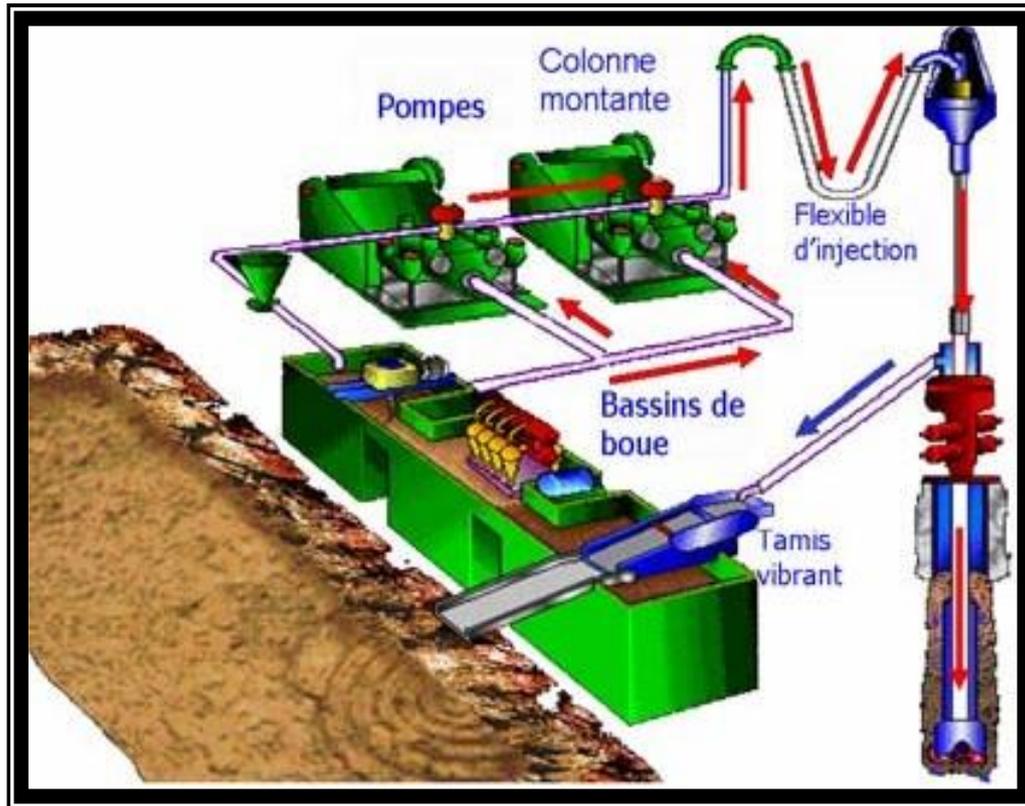
## **I.8 FONCTIONS DES FLUIDES DE FORAGE**

La plupart des manuels sur les fluides de forage énumèrent entre 10 et 20 fonctions assurées par ces fluides dans le puits (Chillingarian et Vorabutr, 1983; Darley et Gray, 1988).

En général, les principaux rôles du fluide de forage sont:

- ❖ Assurer la remontée des déblais du fond du puits jusqu' à la surface par la circulation d'un fluide visqueux dans l'espace annulaire. Ces déblais donnent des informations géologiques sur les formations traversées lors du forage.
- ❖ Maintenir les déblais en suspension lors d'un arrêt de circulation dans le but d'empêcher la sédimentation des déblais afin de redémarrer le forage sans coincement et ceci est possible grâce à la nature thixotrope du fluide.
- ❖ Refroidir et lubrifier l'outil pour éviter l'usure rapide des pièces métalliques en mouvement.
- ❖ Maintenir les parois du puits en raison de la pression hydrostatique exercée par le fluide en écoulement et permettre de contrôler la venue des fluides des formations rocheuses traversées. Du fait de cette différence de pression, le fluide va "filtrer" dans les formations perméables et déposer un film sur la paroi appelé "cake de filtration". Ce gâteau permet de réduire la perméabilité des parois et d'isoler le fluide de forage de la formation mais ne doit pas être épais afin d'éviter une diminution du diamètre nominal du trou et un risque de coincement de l'outil. Le fluide de forage joue donc un rôle déterminant dans la résolution du problème de stabilité des parois du puits de par sa densité mais également de par sa capacité à former une barrière limitant les transferts de fluides entre l'espace annulaire et la formation.
- ❖ Enfin la boue ne doit être ni corrosive ni abrasive pour l'équipement, ni toxique ou dangereuse pour le personnel et elle ne doit pas présenter de risque d'incendie.

Depuis les années 1990, les contraintes environnementales et les restrictions gouvernementales limitant l'utilisation des produits toxiques et non biodégradables, un intérêt particulier a été apporté à de nouveaux types de fluides. [6]



**Figure I .2 :** Cycle du fluide sur le site de forage (Schlumberger, 1997) [7]

## I.9 CONTROLE ET CARACTERISATION DES PROPRIETES

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. Là aussi, il faut employer un appareillage spécifique (plus robuste que précis) et des protocoles particuliers. Certaines mesures sont réalisées systématiquement sur tous les forages (viscosité, densité, filtration) et d'autres selon le coût et les possibilités du forage (taux de gaz, alcalinité). Sur site, un responsable boue (appelé le « boueux ») est chargé du contrôle de la qualité de la boue. A partir des mesures réalisées et de ses connaissances, il ajuste si nécessaire la composition de la boue en « temps réel » en ajoutant certains produits ou en reformulant la boue. Les outils disponibles pour contrôler sur site la rhéologie de la boue sont de deux types, tout d'abord un outil encore très largement utilisé est le viscosimètre Marsh, le deuxième type d'appareil utilisé sur chantier est un rhéomètre rotatif FANN 35 réalisant une mesure de contrainte pour 2 ou 6 valeurs du cisaillement selon les appareils. A partir de ces mesures, les normes API imposent de calculer trois paramètres correspondant à un modèle de Bingham : VP (viscosité

plastique), YP (contrainte seuil) et VA (viscosité apparente). Deux autres mesures sont réalisées afin de caractériser la « thixotropie » de la boue : Gel0 et Gel10 qui sont des mesures de contrainte à très faible vitesse normalisée après respectivement 10 secondes et 10 minutes de repos. Ces mesures sont nécessaires et doivent être réalisées si on envisage une application chantier pour une formulation de boue.

Les conditions existantes sur site doivent être prises en compte lors du contrôle des propriétés et amènent des difficultés supplémentaires. Deux exemples peuvent être donnés, tout d'abord l'information tirée de la mesure est une information « retardée ». En effet la boue circule dans le puits et une modification éventuelle de la rhéologie du fluide dans le puits ne sera détectée qu'au moment de la mesure en surface, il faut donc prendre en compte ce temps de remontée de la boue. D'autre part, la circulation dans le puits impose des valeurs élevées de pression et de température, il est donc nécessaire de mesurer ou prévoir la rhéologie des fluides aux hautes températures et pressions ainsi que la tenue des additifs soumis à ces conditions [8].

## **I.10 PARAMETRES PHYSIQUES ET CHIMIQUES**

La viscosité est la première clé pour les boues de forage, mais la densité est la seconde. En effet, dans l'opération de forage, la pression de trou inférieur doit être contrôlée soigneusement. La pression dans le puits doit excéder la pression des formations géologiques et ne doit pas aller au-dessus de la pression de rupture des différentes roches forées. Au-dessous de cette gamme de pression, les venues de fluide ou de gaz peuvent endommager l'opération de forage, et au-dessus d'elle, les pertes de boue ou l'instabilité mécanique du puits pourrait se produire. Un produit sous forme de poudre (barytine ou calcaire) est ainsi employé comme matière de charge. Le mélange ou la dilution permet une commande précise de sa valeur.

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 appelée cake est formée sur les parois du trou foré. Ce film doit être de perméabilité faible et doit être facilement enlevé quand les opérations de cimentage ou d'accomplissement se produisent. [9]

### **a. 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. Il ne faut pas également qu'elle dépasse la limite de résistance des parois du puits (formations traversés) pour ne pas les fracturer et pour cause avoir une perte de boue au cours de circulation.

La boue exerce une pression sur les parois du puits donnée par l'expression suivante :

$$P = \frac{h.d}{10} \quad (\text{I.1})$$

Où :

P : Pression de la formation ; en Kgf/cm<sup>2</sup>

h : Profondeur de la couche traversé ; en m

d : Densité de la boue.

## **b. La filtration**

### **b.1. Principe fondamental de la filtration**

Les fluides de forage sont des suspensions composés d'une phase liquide et des particules solides. La filtration se réfère à la phase liquide du fluide de forage forcé à traverser la formation perméable causé par la différence de pression. Durant ce processus les particules solides sont retenues à la surface de la paroi, formant un cake de filtration. La perméabilité c'est la capacité d'un fluide à s'écouler à travers une formation poreuse.

Les systèmes de boue doivent être conçus pour sceller les zones perméables aussi vite que possible avec des cakes lisses et minces. Dans les formations de haute perméabilité avec de larges pores, toute la boue pourrait envahir la formation (selon la taille des particules solides de la boue). Dans de telles situations des agents de liaisons doivent être utilisés pour arrêter les pertes de boue. Ces agents de liaisons doivent être la moitié de la taille des pores. On peut citer dans cette gamme les carbonates de calcium, les dérivées de la cellulose et une large variété d'autres matériaux réducteurs de filtrat.

Deux sortes de filtrations ont lieu pendant le forage : la filtration statique pendant arrêt de la circulation du fluide, et la filtration dynamique au cours de la circulation du fluide et qui entraîne une érosion du cake formé. Le volume du filtrat est fonction :

- ❖ De la nature de la formation ;
- ❖ Du temps ;
- ❖ De la pression différentielle ;
- ❖ De la viscosité du fluide ;
- ❖ De la température ;
- ❖ De la distribution en taille des particules ;

Les propriétés de filtration des fluides de forage sont évaluées et contrôlées par des tests API. Ce sont des tests en régime statique utilisant un filtre presse standardisé. Ces mesures peuvent être faites en conditions de haute pression et haute température.

De nombreux travaux et études ont été entrepris ayant trait au phénomène de filtration et l'évolution de ses paramètres sous différentes conditions inhérentes au forage.

#### ❖ La filtration statique.

Le processus de filtration statique des suspensions classiques des particules solides dans un liquide est d'une manière générale bien connu ; (Fergusson et Klotz, 1954), (Glen et Slussers, 1957) ont étudié plus particulièrement le cas des boues de forage.

Fergusson et Klotz ont montré que la filtration de ces fluides ne suit qu'en partie la théorie classique résumée comme suit :

$$V = K.t^{1/2} \quad (I.2)$$

Avec :

V : volume filtré de liquide ;

K : perméabilité du cake ;

t : temps mesuré du début de la filtration.

#### - Equation de la filtration.

Lors de la filtration statique, le cake s'épaissit continuellement au cours du processus. D'après la loi de Darcy, la vitesse de filtration à travers un cake de porosité donnée par approximation est de la forme suivante :

$$dV/dt = \frac{K.\Delta P}{\eta.e.A} \quad (I.3)$$

Ou :

$\Delta P$  : pression ;

A : surface (cm<sup>2</sup>) ;

$\eta$  : viscosité (Cp) ;

V : volume filtré pendant un temps (cm<sup>3</sup>) ;

e : épaisseur du cake après un temps (cm) ;

t : temps (s) ;

K : perméabilité du cake (1 darcy = 1 $\mu$ m<sup>2</sup>).

#### ❖ La filtration dynamique.

La filtration dynamique est significativement différente de la filtration statique, souvent avec des taux de filtration plus considérables. Il n'existe aucune corrélation directe entre les mesures de filtration statique API et HTHP et la filtration dynamique.

L'expérience a montré qu'une boue qui offre de bonnes caractéristiques de filtration statistiques et de stabilité va donner des performances satisfaisantes sous les conditions de

forage actuel, indiquant que les pertes de fluide en dynamique sont dans une marge satisfaisante

Aussitôt que le trépan est en contact avec une roche perméable la filtration dynamique débute.

### **b.2. Rôle du filtrat**

Le filtrat est d'une importance capitale dans le forage d'un puits, il doit être suffisamment élevée pour augmenter la vitesse d'avancement, suffisamment bas pour ne pas déliter ou faire gonfler les formations argileuses et marneuses et pour éviter les coulages du matériel tubulaire en face des zones perméables (calcaire, dolomie, grès, etc.). Il ne doit pas envahir les formations productives, car il peut occasionner des émulsions avec l'huile en place ou modifier la porosité et la perméabilité de ses formations etc. Fixé le filtrat que doit posséder la boue est un problème délicat qui nécessite une grande connaissance des problèmes et des objectifs de forage.

### **c. Le pH**

Une solution aqueuse peut contenir divers ions ; elle contient toujours, plus ou moins grande quantité, des ions  $H^+$  et  $OH^-$  dissociés.

Pratiquement le pH des boues de forage couramment utilisées varie entre 6 et 13,5 environ. Les boues dont le pH est inférieur à 10,5 sont dites à bas pH, celles dont le pH est supérieur à 10,5 sont dites à pH élevé.

Le pH est mesuré :

- soit par une méthode colorimétrie (papier pH ou indicateurs colorés) ;
- soit par une méthode électrométrie (pH-mètre), au moyen d'électrodes en verre.

### **d. L'alcalinité**

La mesure du pH, utile qu'elle soit mais elle est insuffisante pour permettre un bon contrôle de la boue de forage. Elle est d'ailleurs parfois délicate contrôler, surtout aux pH élevés, cas où elle manque de sensibilité.

Une mesure complémentaire s'avère nécessaire est celle des alcalinités. Lorsque le pH apporte la concentration en ions  $H^+$  (ou  $OH^-$ ) libres, la mesure des alcalinités donne les concentrations en bases solubles ou insolubles. Dans les boues de forages, ces bases sont principalement des carbonates, bicarbonates et hydroxydes et à un degré moindre, les silicates, les phosphates, les aluminates et les bases organiques.

Trois alcalinités sont mesurées en pratique : pb, pf, Mf ; ou b signifie boue, f filtrat, p phénolphtaléines, M méthylorange, le virage à la phénolphtaléine se produit à pH égale à 8,2 et celui du méthylorange est de 4,2.

### ❖ L'alcalinité pb

C'est la quantité d'acide  $H_2SO_4$ , N/50 nécessaire pour neutraliser  $1\text{ cm}^3$  de boue, dilué avec de l'eau distillée. Le dosage doit être très rapide, car ce dosage a pour but de déterminer la teneur de la boue en  $Ca(OH)_2$ , en présence souvent de carbonates.

### ❖ L'alcalinité pf et Mf

Elle est déterminée de la même façon que l'alcalinité pb, sauf qu'on utilise  $1\text{ cm}^3$  de filtrat de la même boue. Une boue à l'amidon, à pH élevé, doit effectivement contenir des ions  $OH^-$ . C'est une garantie contre la fermentation de l'amidon.

## e. Paramètres rhéologiques

La connaissance du comportement rhéologique des boues de forage est d'une importance capitale pour bien cerner tout à propos de son écoulement et par quelle loi rhéologique cette boue est-elle régit. La loi de comportement la plus simple est représentée par le modèle dit Newtonien. Tandis que les autres types de fluides sont qualifiés Non Newtoniens. Les caractéristiques les plus recherchés par l'étude rhéologiques sont :

### e.1. Viscosité plastique ( $V_p$ )

Elle dépend avant tout de la teneur en solides contenue dans la boue. Une augmentation de viscosité plastique ne pourra être donc combattue que par l'élimination des solides. Par ailleurs, la viscosité plastique est également liée à la taille des particules, et à leur forme.

$$V_a = L_{600} / 2 \text{ (cp)}$$

$$V_p = L_{600} - L_{300} \text{ (cp)}$$

### e.2. La contrainte seuil « Yield value » ( $Y_p$ )

Les solides présents dans la boue de forage influence un autre paramètre autre que la viscosité plastique qui est la contrainte seuil plus connus sous e nom de yield value ou yield point. La contrainte seuil est la mesure de résistance initiale à franchir pour que le fluide s'écoule. Cette résistance est due aux forces électrostatiques attractives localisées sur ou près de 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, la concentration de ces solides, et le type et la concentration des autres ions ou sels qui peuvent être présents.

$$Y_p = L_{300} - V_p \text{ (lb/100ft}^2\text{)}$$

### e.3. Gels

Une boue de forage laissé 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 réversible et non instantané.

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 la boue de 10 min, ce qui est le gel 10.

Le gel 0 varie pratiquement comme la viscosité plastique et le gel 10 comme la contrainte seuil avec cependant, pour ce dernier, une sensibilité particulière au traitement chimique.

- ❖ **Le gel 0.** Il représente la résistance du gel aussitôt après agitation de la boue. Il est mesuré à l'aide du viscosimètre du type FANN35 à une vitesse de 3 tr/min. il est exprimé en  $\text{lb}/100\text{ft}^2$ .
- **Le gel 10.** Il représente la résistance du gel après un repos de la boue de 10 minutes, la mesure est faite de la même manière que pour le gel 0. Il est exprimé en  $\text{lb}/100\text{ft}^2$ .

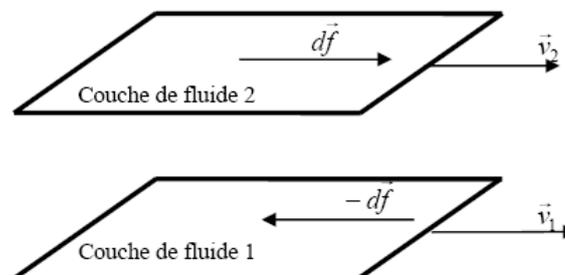
## I.11 NOTION DE MOUVEMENT LAMINAIRE DE CISAILLEMENT

### I.11.1 Définition

Un matériau soumis à un ensemble de forces est susceptible de se déformer, les mouvements des différents points du matériau dépendant bien entendu de la répartition et de l'intensité des forces appliquées. Un mouvement laminaire de cisaillement est engendré pour certaines distributions de ces forces. Au cours d'un tel mouvement, on considère que le matériau présente une structure en lamelles, en couches adjacentes. La déformation du matériau s'effectue par glissement relatif des différentes couches, sans qu'il y ait transfert de matière d'une couche à l'autre. Les mouvements laminaires de cisaillement sont engendrés à l'aide de rhéomètres. C'est à partir de tels mouvements que peuvent être déterminés les paramètres rhéologiques des fluides.

### I.11.2 Contrainte de cisaillement

La contrainte de cisaillement (notée  $\tau$ ) est la grandeur dynamique fondamentale en rhéologie. Au cours d'un mouvement laminaire de cisaillement, deux couches successives au contact l'une de l'autre se déplacent relativement l'une par rapport à l'autre. Il apparaît à l'interface de ces deux couches des forces de frottement qui s'exercent tangentiellement à la surface de la couche, elles sont appelées force de cisaillement (figure I.3).



**Figure I.3 :** Forces agissant sur deux éléments de couches voisines.

En supposant que la couche (1) est animée d'une vitesse  $v_1$  supérieure à la vitesse  $v_2$  de la couche (2), la couche (1) exerce sur la couche (2) une force de cisaillement  $dF$  parallèle au mouvement et tendant à accélérer la couche (2). La couche (2) exerce pour sa part sur la couche (1), une force de cisaillement  $-dF$  tendant à la freiner. En rapportant ces forces de cisaillement à l'unité de surface, on définit la contrainte de cisaillement  $\tau$  (équation I.3) :

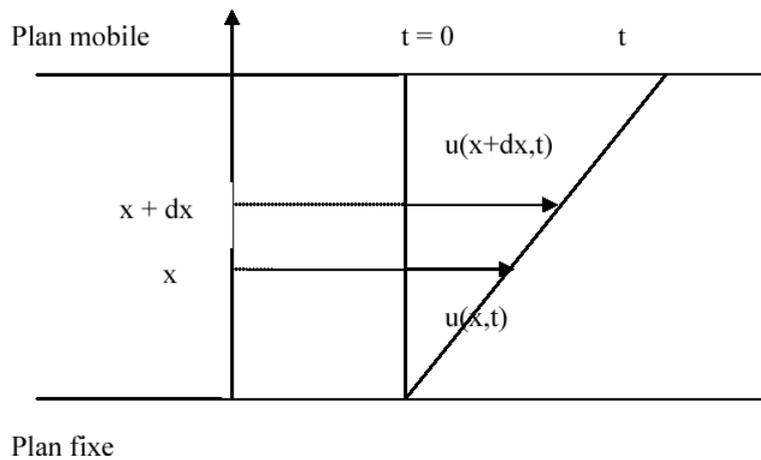
$$\tau = \frac{dF}{dS} \tag{I.3}$$

$\tau$ : représente une force par unité de surface, elle s'exprime en newton par m<sup>2</sup> ou bien plus commodément en Pascal (Pa) et  $dS$  est la surface élémentaire de l'entité considérée.

Il est à noter que dans le calcul de la résultante des forces, les forces de pression s'exerçant perpendiculairement à la surface ne sont pas prises en compte, du fait de leur faible valeur en comparaison des forces de cisaillement.

### I.11.3 Déformation et vitesse de cisaillement

Ces deux grandeurs constituent les grandeurs cinématiques fondamentales en rhéologie. La définition de la déformation de cisaillement est présentée dans le cas particulier le plus simple d'un mouvement de cisaillement présentant une symétrie plane. Le matériau est cisailé entre deux plans parallèles, l'un mobile, l'autre immobile (**figure I.4**).



**Figure I.4:** Mouvement laminaire de cisaillement entre deux plans parallèles.

On considère arbitrairement que les particules de matière de deux couches adjacentes se trouvent à l'instant  $t = 0$  dans une section droite. A l'instant  $t$  postérieur, les particules auront parcouru la distance  $u(x, t)$  pour la particule située à l'abscisse  $x$  et  $u(x+dx,t)$  pour la particule située à l'abscisse  $x+dx$ .

La déformation de cisaillement est définie par l'équation I.4 :

$$\gamma = \frac{du(x,t)}{dx} \quad (\text{I.4})$$

Cette grandeur est sans dimension, elle ne dépend pas du déplacement  $u(x,t)$  lui-même mais de la variation de ce déplacement lorsqu'on passe d'une couche à une couche infiniment

L'expression de la vitesse de cisaillement ( $\dot{\gamma}$ ) est donnée par l'équation I.5, il s'agit de la dérivée par rapport au temps de la déformation de cisaillement :

$$\dot{\gamma} = \frac{dy}{dt} \quad (\text{I.5})$$

$\dot{\gamma}$  a la dimension de l'inverse d'un temps et s'exprime en  $s^{-1}$ .

#### I.11.4. Equation d'état

La détermination de ces deux grandeurs (contrainte de cisaillement et déformation ou vitesse de cisaillement) permet de définir l'équation rhéologique d'état du matériau, c'est-à-dire la relation les unissant ( $\gamma = f(\tau)$  ou bien  $\dot{\gamma} = f(\tau)$ ). Les rhéogrammes sont les courbes traduisant graphiquement l'équation rhéologique d'état du matériau. La représentation la plus courante consiste à exprimer la variation de la contrainte de cisaillement avec celle de la vitesse de cisaillement.

La détermination de ces paramètres permet entre autre d'obtenir la viscosité du fluide étudié (dans le cas des fluides newtoniens), grandeur suffisant bien souvent à caractériser de manière précise le comportement rhéologique du matériau étudié. La viscosité s'exprime en Pa.s, elle est notée  $\mu$ . Le tableau 1 donne des valeurs de viscosité de substances usuelles à température ambiante.

Matériau	Viscosité (Pa.s)
Air	$10^{-5}$
Eau	$10^{-3}$
Huile d'olive	$10^{-1}$
Glycérine	1
Miel	10
Polymères fondus	$10^3$

**Tableau I.1 :** Quelques ordres de grandeur des valeurs de viscosité de différents matériaux à température ambiante.

#### I.11.5 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.

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 :

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

$$\mu_a = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad [\text{N.s/ m}^2] \text{ ou } [\text{Pa.s}] \quad (\text{I.6})$$

### a. La viscosité cinématique $\nu$

$$\nu = \frac{\mu_a}{\rho} \quad [\text{m}^2/\text{s}] \quad (\text{I.7})$$

$\rho$  : masse volumique du fluide.

### b. 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 :

#### ❖ Viscosité relative :

$$\mu_{rel} = \frac{\mu}{\mu_s} \quad (\text{I.8})$$

#### ❖ Viscosité spécifique :

$$\mu_{sp} = \frac{\mu - \mu_s}{\mu_s} = \mu_{rel} - 1 \quad (\text{I.9})$$

#### ❖ Viscosité intrinsèque :

$$[\mu] = \lim_{\substack{C \rightarrow 0 \\ \dot{\gamma} \rightarrow 0}} \left[ \frac{\mu_{sp}}{C} \right] \quad (\text{I.10})$$

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.

## I.11.6 Typologie de l'écoulement

L'écoulement des fluides newtoniens est le cas le plus simple que l'on puisse trouver, dans ce cas, vitesse de cisaillement et contrainte de cisaillement sont reliés par une loi linéaire, la pente de la droite alors obtenue en traçant le rhéogramme est la viscosité du fluide.

Tous les fluides homogènes pour lesquels la dissipation d'énergie est due aux collisions d'espèces moléculaires relativement petites ont un comportement newtonien (gaz, liquides usuels et solutions de molécules de faible poids moléculaire).

La majorité des fluides présentent toutefois des comportements non newtoniens qui font appel à l'utilisation de modèles rhéologiques plus complexes pour décrire leur comportement en écoulement.

Il est possible d'effectuer une classification rhéologique des fluides suivant la nature des paramètres influençant leur comportement rhéologique. Nous distinguons trois catégories principales de fluides :

- Les fluides indépendants du temps ;
- Les fluides dépendants du temps ;
- Les fluides viscoélastiques.

#### **I.11.6.1 . Les fluides indépendants du temps**

Ce sont des fluides pour lesquels la contrainte de cisaillement  $\tau$  est fonction seulement de la vitesse de cisaillement  $\dot{\gamma}$ . Leur comportement rhéologique est indépendant de la durée d'application de la contrainte. Ce type de fluide est subdivisé en fluide newtonien, non newtonien et fluide viscoélastique.

##### **a. Les fluides newtoniens**

Ils sont caractérisés par l'équation rhéologique d'état :

$$\tau = \mu \cdot \dot{\gamma} \quad (\text{I.11})$$

$\tau$  : Contrainte de cisaillement [Pa].

$\dot{\gamma}$ : Vitesse de cisaillement [ $\text{s}^{-1}$ ].

$\mu$  : Viscosité dynamique du fluide [Pa.s].

La viscosité dynamique est indépendante de la contrainte appliquée et du temps. Elle ne dépend que de la température, de la pression et de la nature du fluide.

##### **b. Les fluides non newtoniens.**

Ce sont tous les fluides pour lesquels la relation entre la contrainte de cisaillement  $\tau$  et la vitesse de cisaillement  $\dot{\gamma}$  n'est pas proportionnelle. Les raisons du caractère non newtonien d'un fluide sont liées à la taille de particules, leurs concentrations dans la phase continue, leur nature, leur forme, leur aptitude à la déformation ou bien encore la réactivité physico-chimique de la phase continue notamment dans le cas de suspensions colloïdales. Ils sont caractérisés par la relation générale:

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

Avec

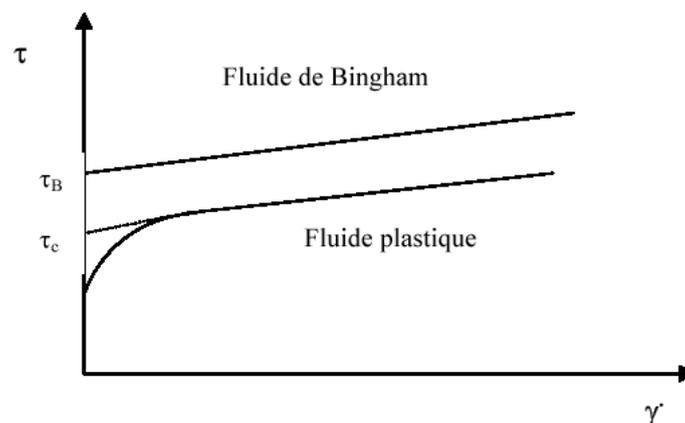
$\mu_a$  : la viscosité apparente dépendant de la vitesse de déformation [Pa.s].

On distingue deux catégories principales de fluides non newtoniens indépendants du temps :

- ❖ Les fluides à contrainte critique (seuil) d'écoulement.
- ❖ Les fluides sans contrainte critique (seuil) d'écoulement.

### I.11.6.2. Fluides à contrainte critique

Cette catégorie de fluides est aussi communément désignée par l'appellation fluide plastique, la figure II.4 donne une vue des courbes d'écoulement les caractérisant. Il s'agit de fluides ne s'écoulant pas avant qu'il leur soit appliqué une contrainte de cisaillement minimale appelée seuil d'écoulement  $\tau_c$ . (**Figure I.5**).



**Figure I.5:** Courbes d'écoulement de fluides présentant une contrainte critique.

Le **tableau II.2** récapitule les principales lois d'écoulement rhéologiques utilisées pour décrire le comportement de tels fluides.

Modèle	Loi rhéologique
Bingham	$\tau = \tau_B + \mu_B \cdot \dot{\gamma}$
Herschel-Bulkley	$\tau = \tau_H + K \cdot \dot{\gamma}^n$
Casson général	$\tau^n = \tau_c^n + (k_c \cdot \dot{\gamma})^n$
Casson	$\tau^{1/2} = \tau_c^{1/2} + (k_c \cdot \dot{\gamma})^{1/2}$

**Tableau I.2 :** Modèles rhéologiques décrivant l'écoulement de fluides à contrainte critique (d'après Midoux, 1988).

Le modèle d'Herschel-Bulkley est celui permettant de décrire la plupart des fluides plastiques, la courbe d'écoulement de tels fluides finit par devenir rectiligne au-delà d'une certaine contrainte critique appliquée.

Le modèle de Bingham est le plus simple de ces modèles, le fluide de Bingham s'écoule lorsqu'un seuil minimal de contrainte  $\tau_B$  est dépassé. Ce modèle permet de décrire le comportement rhéologique de nombreux matériaux (boues de forage, peintures à l'huile, certaines graisses...).

Les systèmes étudiés dans le présent manuscrit sont des fluides rhéofluidifiants qui obéissent au modèle d'Herschel-Bulkley, le comportement rhéofluidifiant se caractérise par une viscosité qui diminue quand le gradient de cisaillement augmente (shear thinning ou pseudoplastique), les produits rhéofluidifiants présentent souvent un comportement newtonien pour les gradients de cisaillement très élevés.

## **I.12 CONCLUSION**

Dans ce chapitre en a vu les différents types des boues de forage, ces composants et paramètres physiques et chimiques de différents fluides

---

# **CHAPITRE II**

## **Caractérisation des matériaux et Méthodologie du travail**

---

## **II.1 INTRODUCTION**

On a choisi une formulation de boue selon son application pour le forage de la première phase. Cette formulation de boue a été élaborée afin d'évaluer l'effet de la substitution des polymères sur les paramètres rhéologiques (la contrainte de cisaillement et la viscosité plastique) ainsi, sur le comportement rhéologique de cette boue. Afin de voir l'effet la NanoSilice sur les propriétés rhéologiques des boues de forage en substituant les polymères d'agent de viscosité et réducteur de filtrat (CMC et PAC), deux séries des boues ont été élaborées à différents teneurs de substitution. Une série des boues ont été élaborées en substituant la CMC par la nanosilice et en maintient le PAC. Une autre série des boues ont également élaborées en fixant la CMC et en substituant le PAC par la nanosilice. La teneur de substitution est la même pour les deux séries de mélange de boue. Pour cela, nous avons choisies le taux de substitution des polymères 0.1, 0.2, 0.5 et 1%.

Pour cela, la méthodologie suivit et les différentes caractéristiques des constituants utilisés dans la formulation de la boue, seront présentées dans ce chapitre. Les matériaux utilisés dans cette étude sont la bentonite et les polymères (cellulose polyanionique PAC, le Xanthane Xn et Nanosilice). Il est nécessaire pour un travail de recherche de réaliser et de déterminer les caractéristiques de ces matériaux

## **II.2 METHODOLOGIE DU TRAVAIL**

Pour réaliser notre travail, nous avons procédé à la méthodologie suivante ;

- 1 : caractériser les matériaux utilisés : Le PAC ; Xanthane ; Nanosilice
- 2 : Formulation des boues de forage à base d'eau ; Boues de référence et les autres variantes
- 3 : Méthode d'essais utilisés pour réaliser ce travail ;
- 4 : Effet de la substitution des polymères par la nanosilice sur les paramètres rhéologiques de la boue étudiée : La contrainte de cisaillement et la viscosité ;
- 5 : Effet de la substitution des polymères par la nanosilice sur le comportement rhéologique de cette boue.
- 6 : Et enfin, une conclusion générale clôtura notre travail

## **II.3 CARACTERISATION DES MATERIAUX UTILISES**

### **II.3.1 le PAC**

La cellulose poly anionique, PAC, est un polymère anionique utilisé principalement comme réducteur de filtrat et viscosifiant dans les boues de forage à base d'eau. Sa

température de stabilité est d'environ 150°C. Ce polymère n'est pas soumis à la dégradation bactérienne et l'utilisation de biocide dans la composition de la boue de forage n'est donc pas nécessaire. Le PAC résiste aux sels divalents et empêche le gonflement et la dispersion des argiles provenant de la formation forée. Il est connu par : sa compatibilité avec les autres additifs de la boue de forage et par ses propriétés rhéologiques qui dépendent principalement de la réactivité de la cellulose de départ et du degré de substitution du polymère. [10][11]

Le PAC est commercialisée sous deux formes : faible et forte viscosité. Ces deux types de PAC se différencient par leur viscosité et conduisent généralement au même degré de réduction de filtrat. Dans les fluides de forage à base d'eau, le PAC à forte viscosité joue un double rôle : viscosifiant et réducteur de filtrat. Il est aussi considéré comme un bon flocculant grâce à ces longues chaînes polymériques. Par contre, le PAC à faible viscosité joue uniquement le rôle de réducteur de filtrat. Le PAC étudié est très employé dans la formulation des boues de forage à base d'eau dans les champs pétroliers algériens. Ce polymère est commercialisé sous le nom de "PAC regular". La structure chimique du PAC est similaire à celle du CMC, avec un degré de substitution supérieur à celui du CMC. Le PAC est soluble dans l'eau chaude ou froide grâce à son degré de substitution relativement élevé. [12][13]

### II.3.2 La bentonite :

Les bentonites sont des argiles sodiques du type montmorillonite qui présentent la propriété de gonfler dans l'eau douce en absorbant de grandes quantités d'eau. Les bentonites sont employées pour augmenter la viscosité et les gels des boues douces et diminuer leur filtrat. En milieu salé (> 35 g/l de Na Cl), les bentonites sont inefficaces et ne servent alors que de support colloïdal

### II.3.3 Composition chimique :

Les compositions chimiques sont regroupées dans le **tableau III.1**

Oxyde	$SiO_2$	$Al_2O_3$	$Fe_2O_3$	$Na_2O$	$K_2O$	$MgO$	$CaO$	$MnO$	PAF/100
%	55-65	12-19	1-3.4	1-3	0.5-1.8	2-3.4	1-2	0.20	8.20

**Tableau II.1** : Composition chimique de la bentonite

### II.3.4 Caractéristique de la bentonite :

Les caractéristiques sont regroupées dans le **tableau II. 2**:

Paramètres	exigences de la norme API	valeurs trouvés
Teneur en humidité lecteur à 600tr/min	100 maximums	10 0/0
Yv (lb /100ft <sup>2</sup> )	22 min	29
Filtrat	3 x Vp max	VP = 12Cp
PH	15 ml max	Yv = 25
	9.5 ma	11
		9.4

**Tableau II.2** : Caractéristique de la bentonite

### II.3.5 Nanosilice

Le dioxyde de silicium, ou silice, est un composé chimique de formule  $SiO_2$ . Il s'agit d'un solide incolore présent en abondance dans le milieu naturel et chez divers êtres vivants. Il existe à l'état libre sous différentes formes cristallines ou amorphes, et combiné chimiquement avec d'autres oxydes dans les silicates, qui sont les principaux constituants de l'écorce terrestre et du manteau terrestre. Libre ou combiné, il représente 60,6 % de la masse de la croûte continentale. Il est particulièrement abondant sous forme de quartz, notamment dans les granites. Il existe également sous forme de matériau synthétique, comme le verre de quartz, la silice pyrogène, le gel de silice et les aérogels. Il est utilisé comme matériau structural, en microélectronique, comme isolant électrique, ainsi que comme ingrédient pour l'industrie pharmaceutique et l'industrie agroalimentaire. [14]

L'inhalation de silice cristallisée finement divisée est toxique et peut conduire à des inflammations graves des poumons, à la silicose, à des bronchites, au cancer du poumon et à des maladies auto-immunes comme le lupus érythémateux disséminé et la polyarthrite rhumatoïde. L'absorption de dioxyde de silicium amorphe a été déclarée ne provoquer que de brèves inflammations réversibles<sup>10</sup>, mais les dernières recherches semblent infirmer cette affirmation, et l'ANSES appelle à "un encadrement réglementaire renforcé" de toutes les nanoparticules. [18] [19]



**Figure II.1** : Image Microscope électronique à balayage (MEB) de Nanosilice

### II.3.6 Utilisations structurelles

De l'ordre de 95 % du Ns (sable) produit est consommé dans l'industrie du BTP, par exemple pour la production de béton de ciment (ciment Portland). Le dioxyde de silicium est le principal composant des moulages en sable utilisés pour la réalisation de pièces métalliques en ingénierie et autres applications technologiques. Le point de fusion élevé de la silice est particulièrement utile dans cet usage. [15]

La silice cristallisée est utilisée en fracturation hydraulique de formations géologiques contenant du pétrole de réservoirs étanches et du gaz de schiste.

### II.3.7 Formulation de la boue à base d'eau

Formulation à base d'eau : 500ml

Densité : 1.20sg ; pH = 12.8

Produits	Eau	Bentonite	NaOH	Xanthane	Pac
Dosage (%)	96.2	3	0.2	0.2	0.4

**Tableau II.3** : Formulation de la boue à base d'eau [16]

### II.3.7.1 Différent dosage et quantités d'Xantane, PAC et Nanosilice

En a organiser le différent dosage des produits utilisé dans notre travail dans une formulation de 100 ml

Dans ces essais on a changé l'Xanthane par le NS dans les quatre premières formulations, et le PAC dans les quatre formulations secondaires.

Formulations	Dosage(%)	PAC(g)	Xantane(g)	NS(g)
<b>FXn_PAC</b>	0,2	0,2	0,4	0
<b>FPAC_0.1NS</b>	0,1	0,1	0	0,1
<b>FPAC_0.2NS</b>	0,2	0,2	0	0,2
<b>FPAC_0.5NS</b>	0,3	0,3	0	0,5
<b>FPAC_1.0NS</b>	0,4	0,4	0	1
<b>FXn_0.1NS</b>	0,1	0	0,1	0,1
<b>FXn_0.2NS</b>	0,2	0	0,2	0,2
<b>FXn_0.5NS</b>	0,3	0	0,3	0,5
<b>FXn_1.0NS</b>	0,4	0	0,4	1

**Tableau II.4 :** Différent dosage et quantités d'Xantane, PAC et Nanosilice

### II.3.7.2 : Procédure de la production de la boue :

Après avoir calculé les quantités des différents produits à ajouter, la densité de la boue. La Procédure de la préparation de la boue est la même pour toutes les formulations.

Dans ces essais on a changé le Pac par le Ns dans les quatre premiers essais, et l'Xantane dans les quatre essais secondaires

- ❖ Dans un bac isolée ; on mixe l'eau et le SodaAsh avec une vitesse maximum pendant 10 Minutes.
- ❖ Ajouter la bentonite et mixer avec une vitesse maximum pendant 20 minutes.
- ❖ Laisser le mélange reposé pendant 8 à 10 heures.
- ❖ Prendre le mélange et malaxé.
- ❖ Ajouter le Caustique soda pour le mélange et mixer pour 10 min, ajouter le PAC et
- ❖ mixer le tout pour 10 min.
- ❖ Tout doucement ajouter le réducteur de filtrat (CMC) et mixer avec une vitesse
- ❖ maximum pendant 20 min.

- ❖ Ajouter le viscosifiant (Xantane Xn) et mixer pendant 10 min

## II.4 La rhéologie :

La rhéologie (/ri:'plədʒi/ ; du grec ῥέω (rhéō) 'flux', et -λογία (-logia) 'étude de') est l'étude de l'écoulement de la matière, principalement à l'état fluide (liquide ou gazeux), mais aussi en tant que "solides mous" ou solides dans des conditions dans lesquelles ils répondent avec un écoulement plastique plutôt que de se déformer élastiquement en réponse à une force appliquée. La rhéologie est une branche de la physique, et c'est la science qui traite de la déformation et de l'écoulement des matériaux, solides et liquides. [17]

### II.4.1 Rôle de rhéologie :

La rhéologie a des applications dans la science des matériaux, l'ingénierie, la géophysique, la physiologie, la biologie humaine et la pharmacie. La science des matériaux est utilisée dans la production de nombreuses substances importantes pour l'industrie, telles que le ciment, la peinture et le chocolat, qui ont des caractéristiques d'écoulement complexes. De plus, la théorie de la plasticité a été tout aussi importante pour la conception des procédés de formage des métaux. La science de la rhéologie et la caractérisation des propriétés viscoélastiques dans la production et l'utilisation de matériaux polymères ont été essentielles pour la production de nombreux produits destinés aux secteurs industriel et militaire. L'étude des propriétés d'écoulement des liquides est importante pour les pharmaciens travaillant dans la fabrication de plusieurs formes posologiques, telles que des liquides simples, des pommades, des crèmes, des pâtes, etc. Le comportement d'écoulement des liquides sous contrainte appliquée est d'une grande importance dans plusieurs domaines. Les propriétés d'écoulement sont utilisées comme outils de contrôle qualité importants pour maintenir la supériorité du produit et réduire les variations d'un lot à l'autre.

### II.4.2 Matériel de contrôle d'essais rhéologiques :

- ❖ Viscosimètre Marsh
- ❖ Viscosimètre FANN
- ❖ Le Densimètre
- ❖ Filtres-presses API
- ❖ PH mètre
- ❖ Rhéomètre AR2000
- ❖ Agitateur RW 20 digital

#### 4. a : Viscosimètre Marsh

C'est un appareil du type statique on mesure le temps en secondes que met une certaine quantité de boue pour s'écouler à travers l'ajutage de l'appareil qui n'est autre normalisé. La boue s'écoule dans une qu'un entonnoir godet gradué



**Figure II.2 : Viscosimètre Marsh**

#### 4. b : Viscosimètre FANN

C'est un appareil à cylindres Coaxiaux. Les modèles les plus couramment commercialisés comportant :

- ❖ Soit deux vitesses de rotation (600—300 T/mn). Dans ce cas, le rotor est entraîné à la main (viscosimètre mécanique) ou à l'aide d'un moteur électrique (viscosimètre électrique).
- ❖ Soit six vitesses de rotation (600 — 300 —200—100 —6—3 T/mn). Dans ce cas, le rotor est entraîné par un moteur électrique.

On mesure la résistance au cisaillement de la boue contenue dans un godet dans lequel on immerge les cylindres coaxiaux. On lit sur un cardon gradué la résistance au cisaillement à différentes vitesses de rotation de rotor



**Figure III.3 :** Viscosimètre FANN

#### **4. c : Le Densimètre**

La densité est un paramètre important des boues de forage. Elle doit être suffisamment élevée pour que la pression hydrostatique exercée par la boue sur les formations empêche les venues d'eau, d'huile, et de gaz et par conséquent les éruptions. Mais il ne faut pas qu'elle dépasse la limite de résistances des roches pour ne pas les fracturer et amener des pertes de circulation.



**Figure III.4 :** Le densimètre

#### **4. d Filtres- presses API**

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

- ❖ D'une embase percé d'un trou et dotée d'un ajoutage par lequel s'écoule le filtrat. Cette embase supporte un tamis métallique de 60 à 80 mesh sur lequel est placé le papier filtre de 90 mm de diamètre (surface de filtration 7 pouces carrés). L'ensemble tamis et papier et placé entre deux joints plats qui assurent l'étanchéité entre l'embase et le cylindre de diamètre intérieur 3 pouces et de hauteur 5 pouces.
- ❖ L'A.P.I recommande au mêmes 21/2 pouces de hauteur de liquide.
- ❖ D'un couvercle muni d'une arrivée de gaz comprimé dont l'étanchéité avec le cylindre est assurée à l'aide d'un joint plat du même type que ceux placés sur l'embase.

##### **4. d.1 : Rôle de la filtration**

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

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



**Figure II.5** : Filtres-presses API

#### **4. e : PH mètre**

Un pH-mètre est un appareil, souvent électronique, permettant la mesure du pH d'une solution.

##### **e.1 Fonctionnement de ph mètre**

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  $H_3O^+$  (définition du pH) et la différence de potentiel électrochimique qui s'établit dans le pH-mètre une fois plongé dans la solution étudiée.



**FigureII.6 : pH mètre**

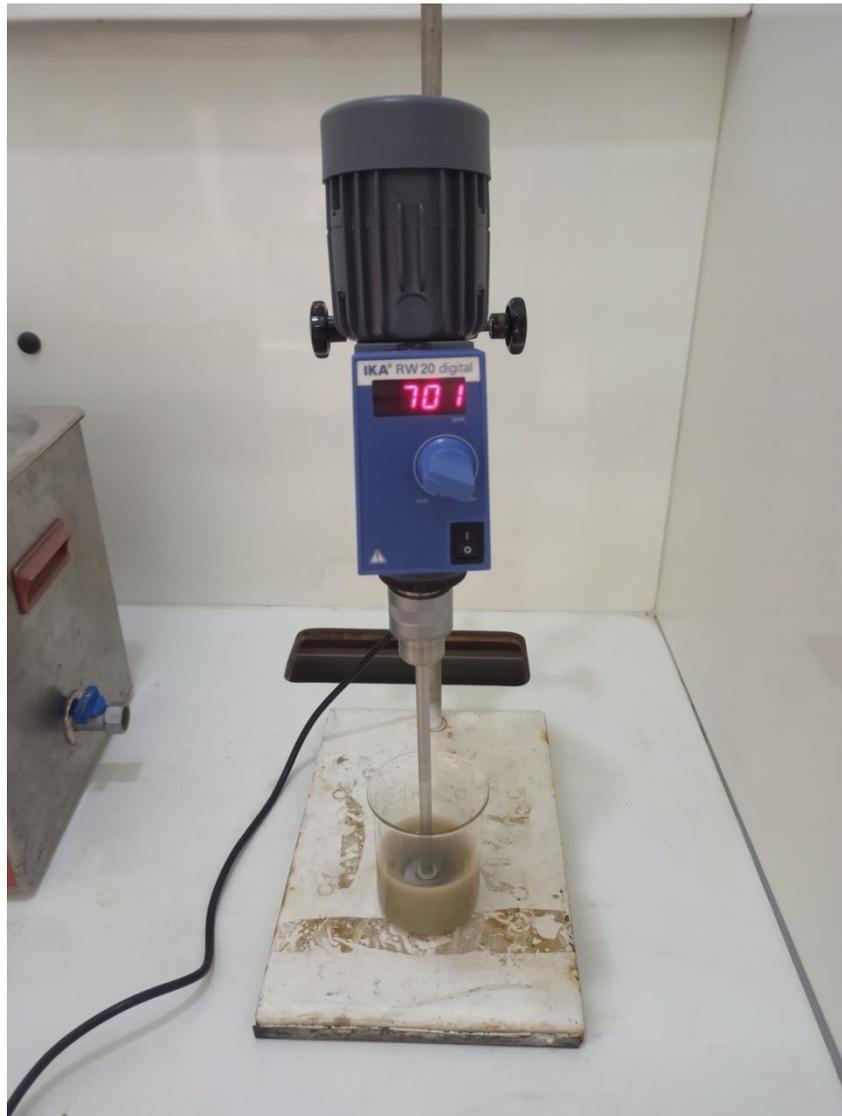
#### **4. f : Agitateur RW 20 digital**

C'est un agitateur à hélice avec affichage digital. Développement technique de la série RW 20 éprouvée:

Nouveau: Avec affichage digital

Nouveau: Design robuste, élancé et ergonomique

- ❖ Entraînement à puissance constante
- ❖ Deux plages de vitesse pour une utilisation universelle de 60 à 2.000 min<sup>-1</sup>
- ❖ Arbre creux (moteur en arrêt)



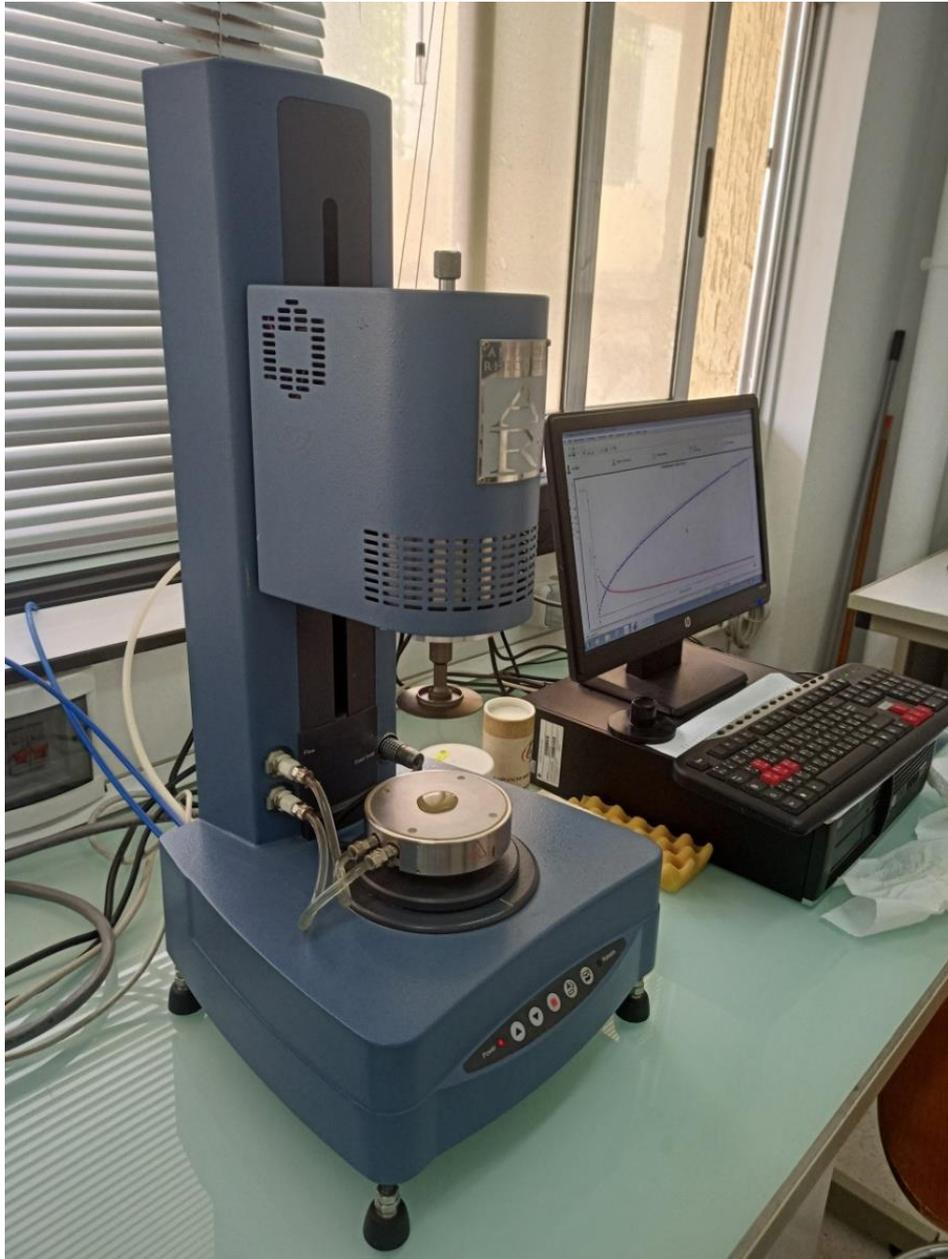
**Figure II.7 :** Agitateur RW 20 digital

#### **4. g Rhéomètre AR2000**

L'AR 2000 est l'instrument de recherche le plus performant au monde. Son pilotage innovant **Mobius Drive™** offre des performances en déformation et contrainte imposées sans précédents.

Les caractéristiques uniques de l'AR 2000 résident dans sa large gamme de couple, sa résolution supérieure en déformation, sa gamme de fréquence étendue, et ses particularités ingénieuses, telles les options interchangeables de contrôle de la température **Smart Swap™**. Ainsi, il est bien équipé pour caractériser les applications rhéologiques les plus demandées.

L'AR 1000 est un rhéomètre de recherche incorporant un concept moteur unique et des paliers à air en composite de carbone poreux. Il a d'excellentes performances en couple, une très faible inertie, et il surpasse largement les instruments concurrents existant sur le marché. L'AR 1000 peut être équipé de multiples options de contrôle de la température, d'un capteur de force normale et de différentes géométries de mesure [18]



**Figure II.8** Rhéomètre AR2000

**II.5 CONCLUSION**

Dans ce chapitre on a vu les différentes méthodes et matérielles d'essais, les comportements de la boue et différents dosages de ces derniers et la méthodologie de notre travail

---

# **CHAPITRE II**

## **Résultat et interprétation**

---

### III.1 INTRODUCTION

Ce chapitre traitera l'étude des principales propriétés rhéologiques et chimiques de la boue de forage contenant la NanoSilice (NS) à différentes teneur par substitution des polymères Xanthane (Xn) et cellulose polyanionique (PAC) habituellement utilisés pour le forage des puits du pétrole.

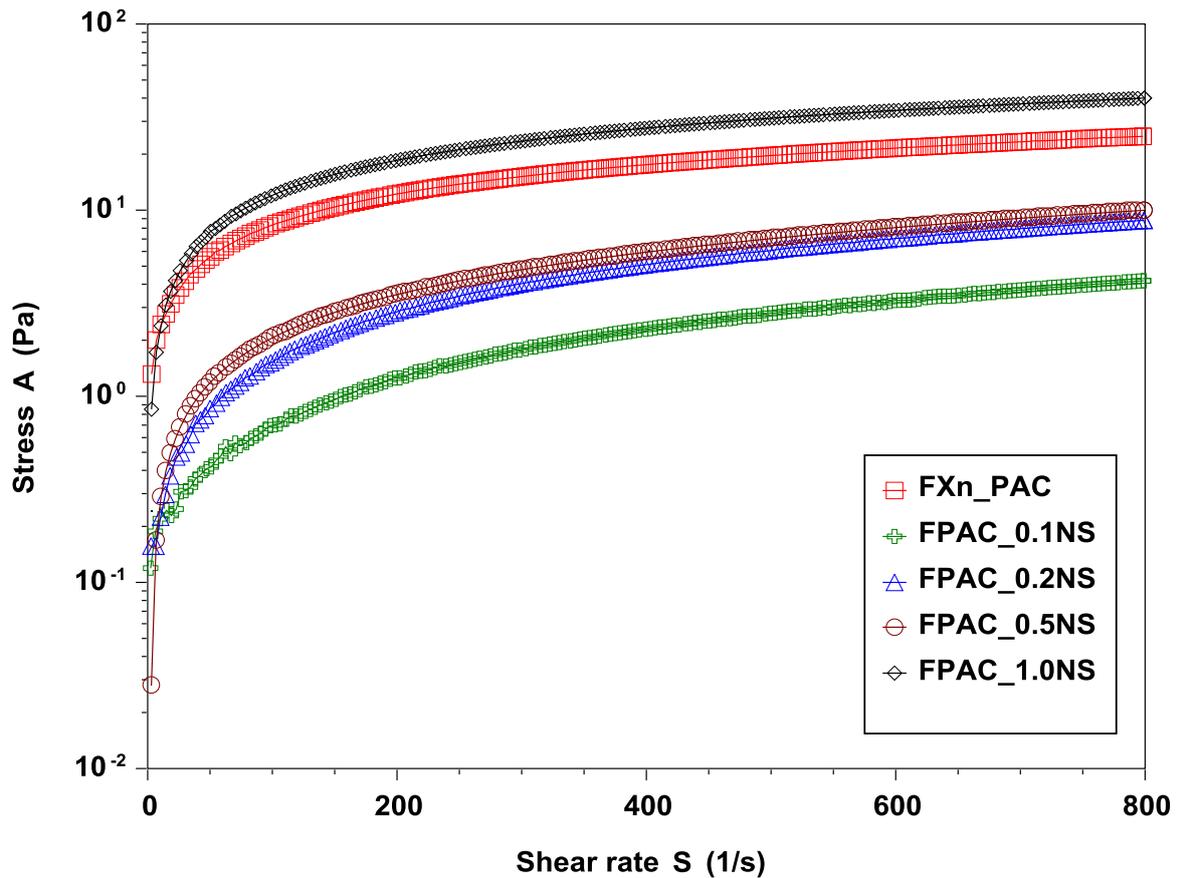
Afin de voir l'effet la NanoSilice sur les propriétés rhéologiques des boues de forage en substituant les polymères d'agent de viscosité et réducteur de filtrat (Xn et PAC), deux séries des boues ont été élaborées à différents teneurs de substitution. Une série des boues ont été élaborées en substituant le Xanthane (Xn) par la nanosilice (NS) et en maintient le PAC fixe. Une autre série des boues ont également élaborées en fixant le Xn et en substituant le PAC par la nanosilice. La teneur de substitution est la même pour les deux séries de mélange de boue. Pour cela, nous avons choisies le taux de substitution des polymères 0.1, 0.2, 0.5 et 1%.

### III.2 SUBSTITUTION DU XANTHANE PAR LA NANOSILICE

En premier lieu, nous avons procédé à la substitution du polymère Xn utilisé couramment comme viscosifiant dans les boues à base d'eau, par la Nanosilice. Cette dernière a été utilisée à différentes teneur (0.1, 0.2, 0.5 et 1%) en substituant le Xn dans la formulation des boues.

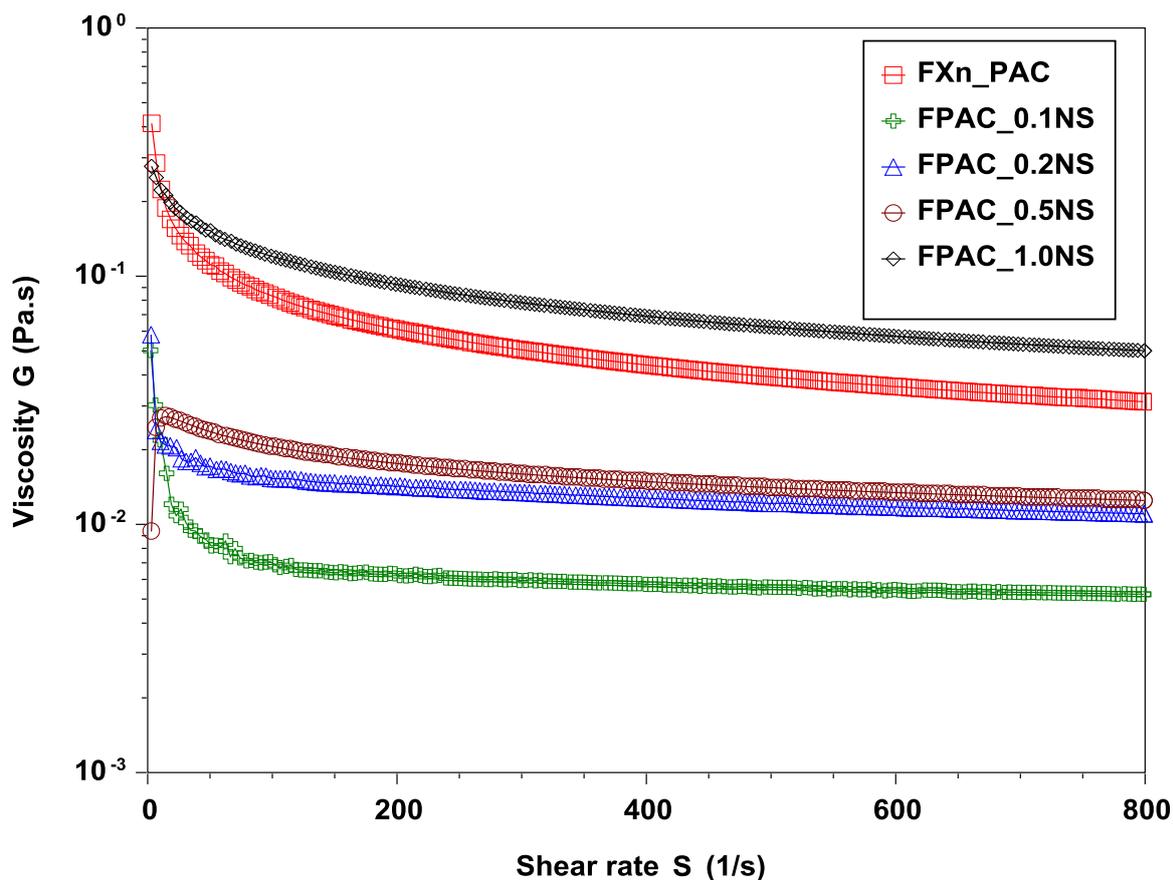
#### ❖ Effet sur les principaux paramètres rhéologiques

Les résultats des tests rhéologiques effectués sur les boues formulées à base de la nanosilice ont obtenus et représentés sous forme des courbes d'écoulement appelés rhéogrammes. La **figure III.1** donne l'évolution de la contrainte de cisaillement des boues à base de la nanosilice en fonction de la vitesse de cisaillement jusqu'au 800 S-1. La boue de référence notée FXn-PAC est formulée sans introduction de la nanosilice et elle est utilisée actuellement pour le forage des puits de pétrole en Algérie. D'après les résultats, on remarque bien que plus la teneur de substitution du Xn par NS (nanosilice) augmente plus la boue devient fluide et la contrainte diminue. Jusqu'au 1% de substitution du Xn par NS, la contrainte de cisaillement augmente et la boue devient plus visqueuse.



**Figure III.1.** Evolution de la contrainte de cisaillement des boues à base de la nanosilice (par substitution du Xn) en fonction de la vitesse de cisaillement

La figure **III.2** donne l'évolution de la viscosité plastique des boues à base de la nanosilice en fonction de la vitesse de cisaillement. Il est à noter que, d'après les résultats, plus la teneur de substitution du Xn par NS (nanosilice) augmente plus la viscosité de la boue diminue et elle devient fluide. Egalement, jusqu'au 1% de substitution du Xn par NS, la viscosité augmente et la boue devient plus visqueuse.



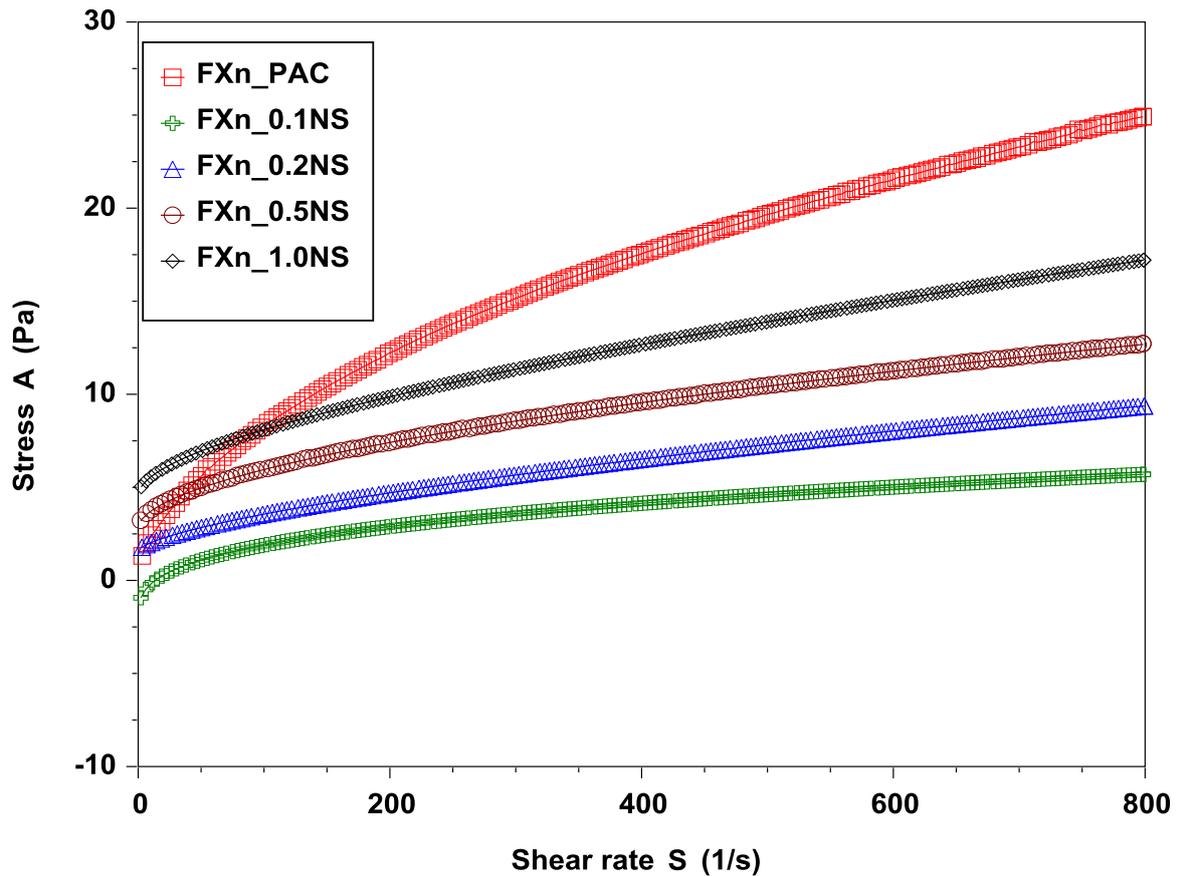
**Figure III.2.** Evolution de la viscosité plastique des boues à base de la nanosilice (par substitution du Xn) en fonction de la vitesse de cisaillement

### III.3 SUBSTITUTION DU PAC PAR LA NANOSILICE

En second lieu, nous avons procédé à la substitution du polymère PAC par la Nanosilice (NS) tout en fixant le CMC. Egalement, les mêmes taux de substitution (0.1, 02, 05 et 1%) du PAC par NS.

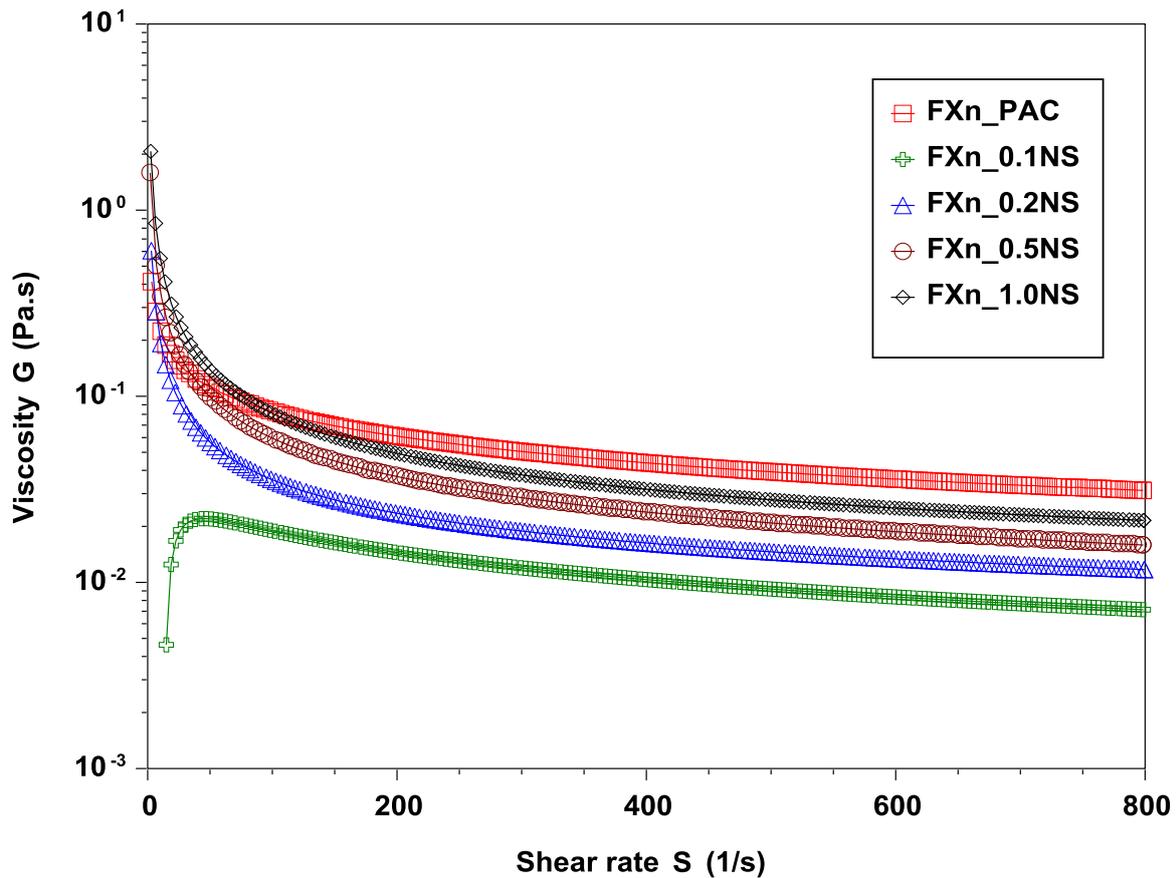
#### ❖ Effet du NS sur les principaux paramètres rhéologiques

La **figure III.3** donne l'évolution de la contrainte de cisaillement des boues à base de la nanosilice en fonction de la vitesse de cisaillement jusqu'au  $800 \text{ S}^{-1}$ . D'après les résultats, on remarque bien sur les rhéogrammes que plus la teneur de substitution du PAC par NS (nanosilice) augmente plus la contrainte diminue et la boue devient fluide. A un taux de substitution du PAC par 1% NS, la contrainte de cisaillement est toujours plus faible et la boue reste toujours fluide ayant le même comportement que celle de la boue de référence.



**Figure III.3.** Evolution de la contrainte de cisaillement des boues à base du NS (par substitution du PAC) en fonction de la vitesse de cisaillement

La **figure III.4** donne l'évolution de la viscosité plastique des boues à base de la nanosilice (par substitution du PAC) en fonction de la vitesse de cisaillement. Il est à noter que, d'après les résultats, quel que soit la teneur de substitution du PAC par NS (nanosilice) la viscosité de la boue est plus faible et elle diminue en présence du NS. Cependant et avec 1% du NS, la viscosité est pratiquement la même que celle de la boue de référence.



**Figure III.4.** Evolution de la viscosité plastique des boues à base du NS (par substitution du PAC) en fonction de la vitesse de cisaillement

### III.4 EFFET DU NS SUR COMPORTEMENT RHEOLOGIQUE

À l'aide du logiciel de rhéomètre AR2000, il a été possible d'identifier le comportement rhéologique de toutes les boues étudiées en utilisant des modèles rhéologiques existants dans le logiciel, comme le montrent la figure 6 (a et b).

On sait que plusieurs facteurs peuvent influencer le comportement rhéologique des fluides de forage car ces derniers sont complexes et circulent dans les conditions géothermiques de la traversée. Les fluides de forage, tels que les boues à base d'eau avec des polymères, développent généralement des caractéristiques non newtoniennes selon le modèle de Herschel-Bulkley [19-25]. Les résultats ont montré que quelle que soit la teneur optimale de substitution des polymères (Xn ou PAC) par 1.0 g/l de la nanosilice NS, le comportement rhéologique suit le modèle de Herschel-Bulkley décrit par l'équation suivante :

$$\tau = \tau_0 + K \cdot \dot{\gamma}^n \quad (\text{III.1})$$

Où ;

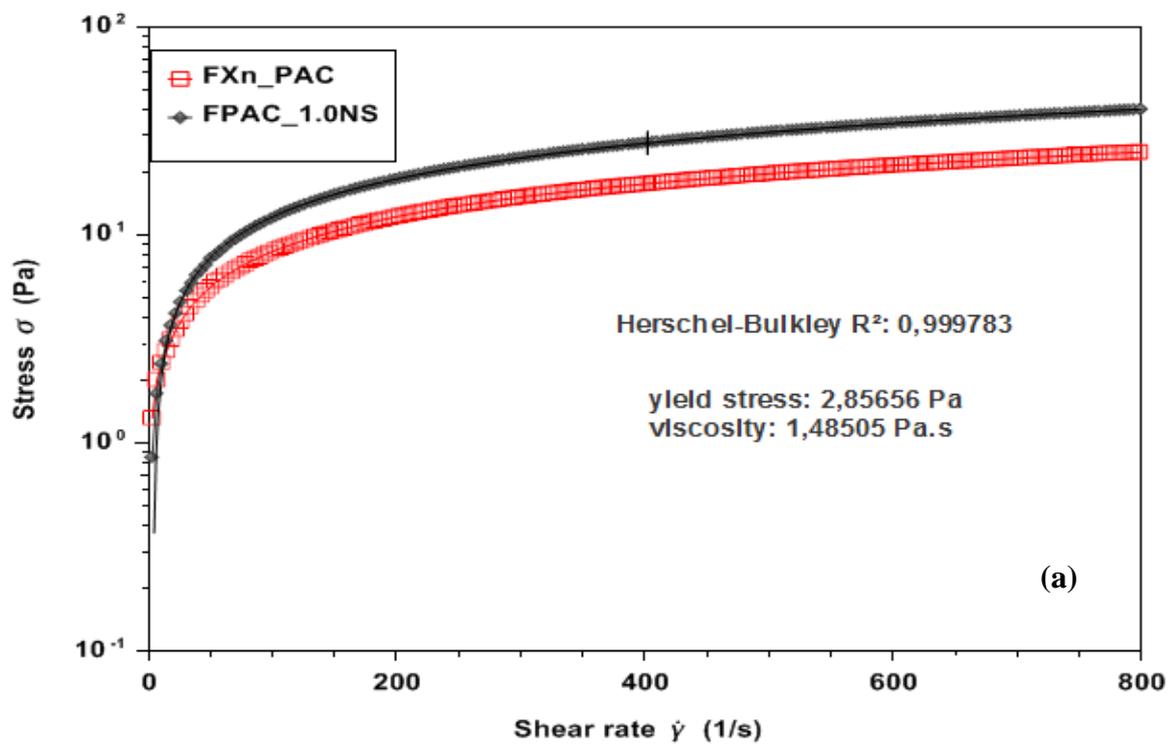
$\tau$  : est la contrainte de cisaillement ;

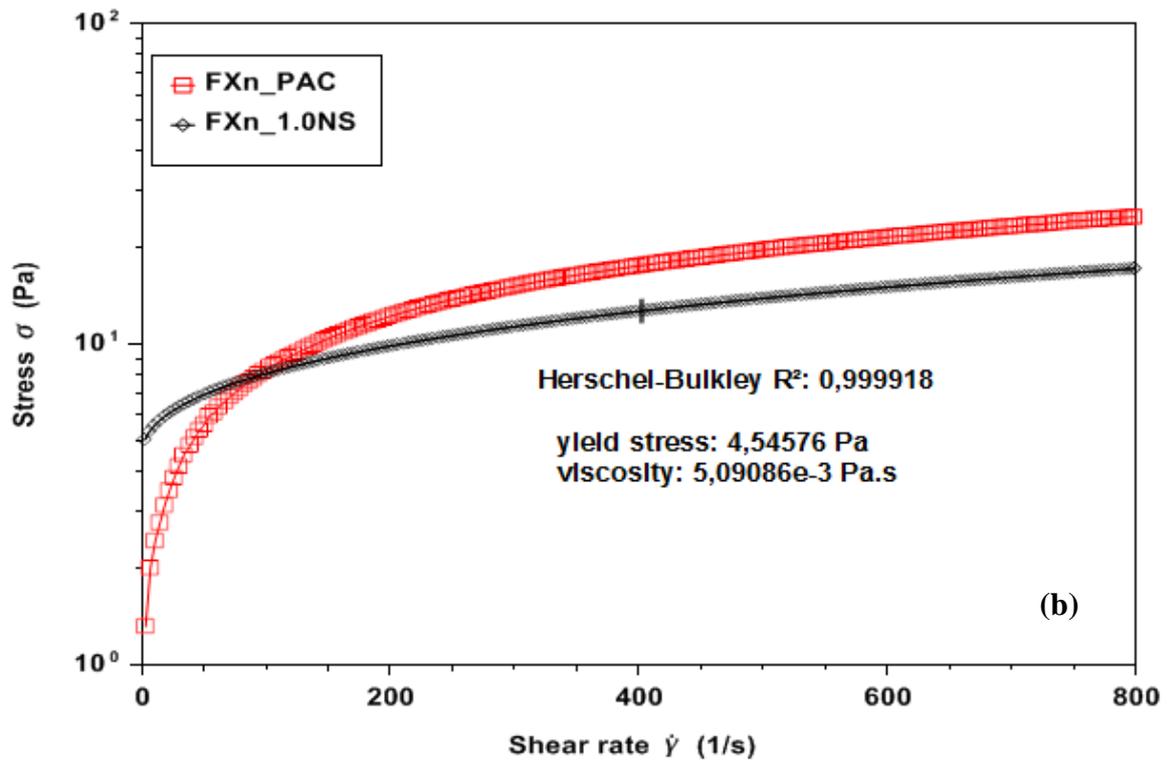
$\tau_0$  : est la contrainte seuil d'écoulement ;

$\dot{\gamma}$  : est la vitesse de cisaillement (ou le taux de cisaillement)

K : est l'indice de consistance ;

n : est l'indice d'écoulement.





**Figure III.5.** Comportement rhéologique des boues étudiées ;  
(a) cas de substitution du Xn (b) cas de substitution du PAC

---

# **Conclusion générale**

---

## CONCLUSION GENERALE

Rappelons que l'objectif de ce travail était de voir la possibilité de substitution les polymères utilisés couramment dans la formulation des boues de forage des puits du pétrole par les nanoparticules à savoir la nanosilice. Egalement, notre étude est consacrée sur l'étude de l'influence de l'utilisation de la nanosilice sur les principaux paramètres rhéologiques ainsi que le comportement rhéologique des boues de forage à base d'eau toute en substitution les polymères Xanthan et le PAC. D'après les résultats des essais, il en résulte que;

### *Nanosilice par substitution du Xanthan*

- ❖ Les résultats des tests rhéologiques ont montrés que plus la teneur de substitution du Xn par NS (nanosilice), augmente plus la boue devient fluide et la contrainte de cisaillement diminue. Jusqu'au 1% de substitution du Xn par NS, la contrainte de cisaillement augmente et la boue devient plus visqueuse
- ❖ Egalement, plus la teneur de substitution du Xn par NS (nanosilice) augmente plus la viscosité de la boue diminue et elle devient fluide. Jusqu'au 1g/l de substitution du Xn par NS, la viscosité a augmentée et la boue devient plus visqueuse par rapport à celle de la boue de référence.

### *Nanosilice par substitution du PAC*

- ❖ Pour le cas du PAC, les résultats ont montrés que plus la teneur de substitution du PAC par NS (nanosilice) augmente plus la contrainte diminue et la boue devient fluide. A un niveau de substitution du PAC par 1gr/l du NS, la contrainte de cisaillement est toujours plus faible et la boue reste toujours fluide ayant le même comportement que celle de la boue de référence.
- ❖ Il est à noter aussi, quelque soit la teneur de substitution du PAC par NS (nanosilice) la viscosité de la boue est plus faible et elle diminue en présence du NS. Cependant et avec 1gr/l du NS, la viscosité est pratiquement la même que celle de la boue de référence.
- ❖ Les résultats ont montré que la teneur optimale de substitution des polymères (Xn ou PAC) par 1.0 g/l de la nanosilice NS, le comportement rhéologique reste identique à celui de la boue de forage utilisée actuellement, ce comportement suit le modèle de Herschel-Bulkley.

## REFERENCE BIBLIOGRAPHIE

- [1] Garcia C., Parigo P., « Boues de Forage», Institut Français du Pétrole (I.F.P), société des éditions Technip, 1968.
- [2]: El Hachemi Benabdelkader Drilling fluids engineer (20 MAI 2014) (mud engineer) « Boues de Forage»,
- [3] khodja Mohamed IDF (1988) Product data manual et Lummus, J.L. (1971) Acquisition and analysis of data for optimized drilling. Journal of petroleum technology, Novembre
- [4] khodja Mohamed IDF (1988) Product data manual et Lummus, J.L. (1971) Acquisition and analysis of data for optimized drilling. Journal of petroleum technology, Novembre
- [5] Fourar karim Aadam T., Bourgoyne Jr, et al., " Applied drilling engineering", SPE Textbook series. Vol 2. 1991, pp. 41
- [6] khodja Mohamed Chilingarian, G. V., et Vorabutr, P. (1983) Drilling and Drilling Fluids, Elsevier Scientific, Amsterdam
- [7] researchgate les outliers de forage cours laborer par RIDAH AHMADI
- [8] Manual, B. (1969): Principles of Drilling Fluid Control.- Petroleum Extension Service, The University of Texas at Austin, Austin, TX., 201.
- [9] Mahto, V.; Sharma, V.P. Rheological study of a water based oil well drilling fluid. J. Petrol. Sci. Eng., 45, 123-128 (2004).
- [10] Senthil Kumar, A.; Mahto, V.; Sharma, V.P. Behaviour of organic polymers on the rheological properties of indian bentonite-water based drilling fluid system and its effect on formation damage. Indian J. Chem. Tech., 10, 525-530 (2003).
- [11] Plank, J.P.; Gossen, F.A. Visualization of Fluid-Loss Polymers in Drilling-Mud Filter Cakes. SPE Drilling Engineering, 6, 203-208 (1991).
- [12] Barba, C.; Montané, D.; Farriol, X.; Desbrières, J.; Rinaudo, M. Synthesis and characterization of carboxymethylcelluloses from non-wood pulps II. Rheological behavior of CMC in aqueous solution. Cellulose, 9, 327-335 (2002).
- [13] Carl J. Johnston, Kevin E. Driscoll, Jacob N. Finkelstein, R. Baggs Michael, A. O'Reilly, Janet Carter, Robert Gelein et Günter Oberdörster, « Pulmonary Chemokine and

Mutagenic Responses in Rats after Subchronic Inhalation of Amorphous and Crystalline Silica », *Toxicological Sciences*,

[14] Carl J. Johnston, Kevin E. Driscoll, Jacob N. Finkelstein, R. Baggs Michael, A. O'Reilly, Janet Carter, Robert Gelein et Günter Oberdörster, « Pulmonary Chemokine and Mutagenic Responses in Rats after Subchronic Inhalation of Amorphous and Crystalline Silica », *Toxicological Sciences*,

[14] Senthil Kumar, A.; Mahto, V.; Sharma, V.P. Behaviour of organic polymers on the rheological properties of indian bentonite-water based drilling fluid system and its effect on formation damage. *Indian J. Chem. Tech.*, 10, 525-530 (2003).

[15] Otto W. Flörke, Heribert A. Graetsch, Fred Brunk, Leopold Benda, Siegfried Paschen, Horacio E. Bergna, William O. Roberts, William A. Welsh, Cristian Libanati, Manfred Ettlinger, Dieter Kerner, Monika Maier, Walter Meon, Ralf Schmoll, Hermann Gies et Dietmar Schiffmann, « *Silica* », *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry*, 15 avril 2008, p. 455

[16] Mr. OUERDANE Tarek et BELLOUNIS Imad Eddine, mémoire de fin d'études : Etude de l'effet combiné de polymères (Xanthane, PAC) sur la rhéologie des boues de forage, Promotion 2019- 2020 .

[17] Bernard PERSONZ, Dragos RADENKOVIC, « RHÉOLOGIE », *Encyclopædia Universalis* [enligne], consulté le 20 juin 2022.

[18] Index of /pdf/literature/ ... 20036 Use of Titration Calorimetry to Determine HE of Bin.pdf, 2017-09-06 20:07 ... AR2000\_france.pdf, 2017-09-06 20:07

[19] [Manual, B. (1969): *Principles of Drilling Fluid Control*.- Petroleum Extension Service, The University of Texas at Austin, Austin, TX., 201.

[20] Caenn R. and Chillingar G.V. (1996): *Drilling fluids: state of the art*.- *J Pet Sci Eng*, Vol.14, pp.221–230

[21] Alderman, N. J., Ram Babu, D., Hughes, T. L., and Maitland, G. C. (1988): *The rheological properties of water-based drilling fluids*.- In *Proceedings of the Xth International Congress on Rheology*, Sydney, Vol. 1, pp. 140-142.

[22] Safi B., Zarouri S., Chabane-Chaouache R., Saidi M. and Benmounah A. (2016): Physico-chemical and rheological characterization of water-based mud in the presence of polymers,- *J Petrol Explor Prod Technol*, Vol. 6, pp. 185–190

- [23] Haider, S., Messaoud-Bouregghda, M. Z., Aknouche, H., Akkouche, A., Hammadi, L., and Safi, B. (2019): An ecological water-based drilling mud (WBM) with low cost: substitution of polymers by wood wastes.- *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, Vol. 9, no.1, pp.307-313.
- [24] Mahto V. and Sharma V. (2004): Rheological study of a water based oil well drilling fluid.- *J Pet Sci Eng*, Vol. 45, no.1, pp.123–128
- [25] Mahto V. (2007): Development of water-based drilling fluids using tamarind gum and partially hydrolyzed polyacrylamide,- *Proceeding of MPT-2007, International Seminar on Mineral, Processing Technology*, February pp.22-24.