

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE



Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche  
Scientifique



Université M'Hamed Bougara Boumerdes

FACULTE DES SCIENCES DE L'INGENIEUR

**MEMOIRE DE FIN D'ETUDES**

*Pour l'obtention du diplôme de*

*Master*

*En: Génie des procédés*

*Option: Génie des Procédés Organiques et Macromoléculaires*

**THEME**

**Etude de l'effet de barite et de  $\text{CaCO}_3$  sur  
l'endommagement de la formation pour  
développer une formulation de boue à base  
d'eau**

*Présenté par :*

M<sup>elle</sup> Osmani Ahlem

M<sup>elle</sup> Mokrani Chahira

Soutenu devant le jury composé de :

M<sup>r</sup> Aksas. H (MCA) UMBB Président

M<sup>me</sup> Ouslimani. N (MCA) UMBB Examinatrice

M<sup>me</sup> Ghemati. DJ (MCA) UMBB Promotrice

2016 - 2017

## **Remerciements**

*Nous tenons à remercier en premier lieu Dieu de nous avoir donné le courage, la patience et la santé pour mener ce travail jusqu'au bout.*

*D'abord nous profitons de cette occasion pour adresser nos sincères remerciements à M. HACHEMI Messoud, doyen de la faculté des sciences de l'ingénieur de l'université M'Hamed Bougara, pour sa gestion sage et les bonnes conditions d'études.*

*Nous exprimons nos profonds remerciements à notre promotrice **M<sup>me</sup> Ghemati. Dj** pour l'aide compétente qu'elle nous a apportée, pour sa patience, son encouragement, et Son œil critique qui nous a été très précieux pour structurer le travail et pour améliorer la qualité des différentes sections de notre mémoire, nous la remercions vivement.*

*Nous remercions chaleureusement les membres de jury d'avoir accepté de juger ce travail.*

*M<sup>me</sup> **Ouslimani.N** d'avoir accepté de juger ce travail de fin d'études.*

*Nos sincères reconnaissances vont également envers le chef de département **Mr Aksas.H**, et tous les enseignants qui ont contribué à notre formation.*

*Enfin, nous remercions sincèrement tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la concrétisation de ce projet.*



## *Dédicaces*

*Je Dédie ce Modeste Travail:  
A ma Très Chère Grand-Mère  
Ma très chère mère  
Mon Très Cher Père  
Qui ont Beaucoup sacrifié avant de voir le fruit  
De Leur éducation  
A mes sœurs Siham et Lina  
Ma petite ange Hayat  
Mon cher mari  
Ma cousine Lydia  
A tous mes amies Lynda, Meriem, Maissa.  
La famille Osmani et Omari, Saibi  
Tamazirt*

**AHLEM**

*Dédicaces*

*Je Dédie ce Modeste Travail :*  
*A ma Très Chère grand-mère fatma*  
*Ma très chère mère*  
*Mon Très Cher Père*  
*Qui ont Beaucoup sacrifié avant de voir le fruit*  
*de Leur éducation*  
*A mes sœurs hassina et hanane*  
*A mon frère sliman*

# Table des matières

---

## Table des matières

Dédicaces

Remerciements

Liste des figures

Liste des tableaux

Nomenclature

Introduction générale..... 1

## Chapitre I : les fluides de forage

**I.1. Introduction..... 3**

**I.2. Le forage pétrolier..... 3**

I.2.1. Définition..... 3

**I.3. Les fluides de forage ..... 4**

I.3.1. Définition..... 4

I.3.2. Rôle des fluides de forage ..... 4

I.3.3. Types des fluides de forage ..... 5

I.3.3.1. Fluides à base d'eau ..... 6

I.3.3.2. Les fluides à base d'huile..... 6

I.3.3.3. Les fluides de forage à air- gaz ..... 6

I.3.4. Différents composants des fluides de forage..... 7

**I.4. Caractérisation des fluides de forage ..... 8**

I.4.1. Caractéristiques physiques des boues ..... 8

I.4.1.1. Densité et masse volumique ..... 8

I.4.2. Les paramètres rhéologiques..... 10

I.4.3. Les équations rhéologiques..... 12

I.4.3.1. Fluides newtoniens..... 12

I.4.3.2. Fluides non newtoniens ..... 12

**Conclusion..... Erreur ! Signet non défini.**

# Table des matières

---

## Chapitre II : Notions petro physique

<b>II.1. Introduction.....</b>	<b>16</b>
<b>II.2. La pétrophysique .....</b>	<b>16</b>
II.2.1. La porosité.....	16
II.2.2. La perméabilité.....	18
II.2.2.1. Définition .....	18
II.2.2.2. Classification de la perméabilité .....	19
II.2.3. Saturation .....	19
II.2.3.1. Définition.....	19
II.2.3.2. Saturation en eau critique $s_{wi}$ .....	20
II.2.3.3. La saturation critique en huile $s_{oc}$ <b>Erreur ! Signet non défini.</b> II.2.3.4. La saturation résiduelle en huile $s_{or}$ .....	21
II.2.3.5. La saturation mobile en huile $s_{om}$ .....	21
II.2.3.6. Saturation critique en gaz, $s_{gc}$ .....	21
II.2.4. Mouillabilité .....	21
II.2.4.1. Les paramètres qui influent sur la mouillabilité.....	22
II.2.5. Drainage et imbibition.....	22
II.2.5.1. Drainage .....	22
II.2.5.2. Imbibition .....	22
II.2.6. La tension interfaciale .....	23
II.2.7. Pression capillaire.....	23

## Chapitre III : Notions et évaluation de l'endommagement

<b>III.1. Introduction.....</b>	<b>24</b>
<b>III.2. Les mécanismes de l'endommagement .....</b>	<b>24</b>
III.2.1. L'endommagement mécanique .....	24
III.2.2. Mécanisme d'endommagement chimique .....	26
III.2.3. Autres facteurs .....	27
<b>III.3. Evaluation de l'endommagement.....</b>	<b>27</b>
<b>III.4. Les effets d'endommagement .....</b>	<b>29</b>

# Table des matières

---

III.4.1. Chute de perméabilité.....	29
III.4.2. Variation relative de la viscosité .....	29
III.4.3. Variation relative de la mobilité du fluide.....	30
III.4.4. Variation relative du débit ou taux d'endommagement: .....	30
III.4.5. Efficacité de l'écoulement (Flow efficiency ,FE).....	30
III.5. Filtration et endommagement de la formation.....	<b>31</b>
<b>chapitre IV:partie expérimentale</b>	
IV.1. Introduction: .....	<b>33</b>
IV.2. Matériels et méthodes.....	<b>33</b>
IV.2. Préparation et caractérisation du fluide de forage:.....	<b>33</b>
IV.2.1. Préparation de la boue:.....	33
IV.2.2. Caractéristiques des produits utilisés .....	36
IV.2.3. Caractérisation des fluides de forage.....	37
IV.2.3.1 Mesure de la densité.....	37
IV.2.3.2. Mesures rhéologiques.....	38
IV.2.3.3. Mesures de Filtrats.....	39
IV.3. Résultats et discussion .....	<b>45</b>
IV.3.1. Les caractéristiques de la boue .....	45
IV.3.2. Test de filtration HPHT .....	49
IV.3.3. Essai d'endommagement.....	53

## Liste des figures

---

Figure I.1: Appareil de forage .....	3
Figure I.2: Cycle du fluide sur le site de forage .....	4
Figure I.3: Courbe d'écoulement d'un fluide newtonien .....	12
Figure I.4: Courbe d'écoulement d'un fluide binghamiens .....	13
Figure I.5: Courbe Benghamien obtenue expérimentalement .....	14
Figure I.6: Courbe d'écoulement d'un fluide d'Ostwald en coordonnées logarithmiques .....	14
Figure I.7: Courbe d'écoulement d'un fluide deforage .....	15
Figure II.1: Les différents types de porosité .....	17
Figure II.2: Notion de la loi Darcy .....	18
Figure II.3: Répartition de l'huile (fluide non mouillant) à l'intérieur d'une roche.....	22
Figure III.1: Représentation schématique de la zone endommagée au voisinage du trou de forage .....	28
Figure III.2: Présentation de la chute de pression due à l'endommagemen.....	28
Figure IV.1: Cellule haute température et étuve relative (hotrolling).....	35
Figure IV.2: Mixeur Hamilton Beach.....	36
Figure IV.3. Schéma d'un densimètre .....	37
Figure IV.4 :RheometreFANN.....	38
Figure IV.5 :Rheometre OFITE 900.....	38
Figure IV.6: Filtre presse haute pression- haute température.....	40
Figure IV.7: Filtrat et cake récupérés ( $\text{CaCO}_3$ ).....	41
Figure IV.8. Filtrat et cake récupérés ( $\text{BaSO}_4$ ).....	41
FigureIV.9: Filtre presse PPT.....	45
Figure IV.10: Rhéogramme montrant le comportement de la boue à base de la barite «les 07 formulations, $d=1.09$ à $d=1.45$ » .....	46
Figure IV.11: Rhéogrammes montrent le comportement de la boue à base du $\text{CaCO}_3$ «les 07 formulations, $d=1.09$ à $d=1.45$ » .....	48
Figure IV.12: Histogramme représentant l'effet de la densité sur l'épaisseur du cake, cas de barite.. ..	51
Figure V.14 : histogramme représente le volume de filtrat récupéré de bas et de haut pour les 7 formulations (barite) .....	52
Figure IV.15: Histogramme représentant le volume de filtrat récupéré de bas et de haut pour les 7 formulations ( $\text{CaCO}_3$ ).....	52

## Liste des figures

---

Figure IV.16: La perméabilité de cake récupéré par le haut et le bas pour les 7 formulations (barite).....	55
Figure IV.17: La perméabilité de cake récupéré par le haut et le bas pour les 7 formulations (CaCO <sub>3</sub> ).....	55

## Liste des tableaux

---

Tableau I.1: Principaux additifs utilisés dans les fluides de forage.....	8
Tableau I.2: Les différents alourdissants.....	9
Tableau IV.1: Composition de la boue de forage (pour un volume de 500ml).....	34
Tableau IV.2: Composition de la boue de forage (pour un volume de 500ml).....	34
Tableau IV.3: Ordre d'ajout et temps de mixage .....	35
Tableau IV.4: Propriétés rhéologiques de 7 formulations à base de la barite.....	46
Tableau IV.5: Propriétés rhéologiques de 7 formulations à base de carbonate de calcium .....	47
Tableau IV.6: Filtrat et Epaisseur du cake des différentes formulations (barite) .....	49
Tableau IV.7: Filtrat et Epaisseur du cake des différentes formulations (CaCO <sub>3</sub> ) .....	50
Tableau IV.8: Perméabilité de cake des différentes formulations (barite).....	54
Tableau IV.9: Perméabilité de cake des différentes formulations (CaCO <sub>3</sub> ) .....	54

## *Liste des abréviations*

---

d	densité de boue
$\mu_a$	Viscosité apparente
$\mu_p$	viscosité plastique
$\tau_i$	Tension de cisaillement
Yp	Yield poin
$\mu$	Vitesse de déformation
K	indice de consistance
n	indice de comportement rhéologique
$n_p$	Nombre de perforation
$\emptyset$	Porosité
$\emptyset_{He}$	Porosité à air
Q	Débit du fluide traversant la roche
K	Perméabilité
$K_a$	Perméabilité spécifique ou absolue
$K_e$	Perméabilité effective
$K_r$	Perméabilité relative
$K_d$	Perméabilité de la zone endommagée
D	Diamètre de plug
L	Longueur de plug

## *Liste des abréviations*

---

Pi	Pression initiale du réservoir
P <sub>wf</sub>	Pression de puits
Δ <sub>ps</sub>	Perte de pression additionnelle due à l'effet de skin
Pc	Pression capillaire
P	Pression de boue exercée sur les parois de puits
Ps	Poids sec de l'échantillon
Q	Débits avant endommagement
Q <sub>d</sub>	Débits après endommagement
r <sub>w</sub>	Rayon de puits
r <sub>d</sub>	Rayon de la zone endommagée
V <sub>s</sub>	Volume des solides
V <sub>T</sub>	Volume total de l'échantillon
V <sub>p</sub>	volume des pores
V <sub>l</sub>	Volume de la lecture
V <sub>t</sub>	Volume total de la roche
S <sub>o</sub>	Saturation en huile
S <sub>g</sub>	Saturation en gaz

## *Liste des abréviations*

---

Sw Saturation en eau

Swi Saturation en eau critique

Soc Saturation critique en huile

Sor Saturation résiduelle en huile

Som Saturation mobile en huile

Sgc Saturation critique en gaz

S Skin

Sd Skin de la zone endommagée

Sp Skin de perforation



Presentation de  
CRD

## Présentation de la division technologie et développement

La SONATRACH «Société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures » est la plus importante compagnie d'hydrocarbure en Algérie et en Afrique, elle intervient dans l'exploration, la production, le transport par canalisations, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés. Adoptant une stratégie de diversification, SONATRACH se développe dans les activités de génération électrique, d'énergies renouvelables, de dessalement d'eau de mer, de recherche et d'exploitation minière.

La division technologies et développement est la structure de soutien technique de l'entreprise SONATRACH. Ses propres laboratoires sont consacrés aux travaux de prestations d'études, d'essais et d'expertise dans le domaine de l'amont pétrolier.

La division technologies et développement «DTD» a été créée en 1973 à Dar El Beïda sous le nom «le laboratoire central des hydrocarbures». Elle a été ensuite installée à Boumerdes en 1975 et devient le centre de recherche et développement «CRD» en 1987, et après le redéploiement de CRD en 2009, cette structure est devenue la division laboratoires en 2014, elle est devenue division technologies et développement.

La division dispose de 40 laboratoires, dont 30 à Boumerdes et le reste à Hassi Messaoud répartis dans les trois directions techniques fonctionnant en étroite collaboration:

- Direction géologie
- Direction gisement
- Direction assistance aux unités industrielles (AUI) ou ce présent travail a été réalisée.

# Chapitre I

Les fluides de forage

### **Introduction générale**

Les boues de forage sont des fluides complexes utilisés pour le forage des puits pétroliers, leurs rôles sont multiples: transporter les déblais rocheux jusqu'à la surface, maintenir une pression au droit de la formation rocheuse, lubrifier et refroidir l'outil de forage.

Il existe deux principaux types de fluides de forage: la boue à base d'eau (WBM) et la boue à base d'huile (OBM). Le choix d'un fluide de forage adéquat aux particularités des terrains traversés et aux conditions géologiques, permet non seulement d'augmenter le rendement des appareils de forage mais aussi d'éviter l'endommagement des couches productrices, ce qui donne une meilleure productivité des puits. Pour les opérations de forage dans les réservoirs, les deux systèmes de boues à base d'eau et à base d'huile sont utilisés. Cependant, en réalité les boues à base d'huile sont plus largement utilisées pour résoudre les problèmes dans les conditions à haute température et à haute pression (HPHT) où le forage nécessite un fluide avec des propriétés rhéologiques stables.

La boue à base d'huile est un bon choix pour la plupart des applications HPHT. Elle résiste mieux aux contaminants tels que l'anhydrite, le sel, le CO<sub>2</sub> et le H<sub>2</sub>S. Elle est efficace contre tous les types de corrosion et présente des caractéristiques lubrifiantes supérieures.

Cependant, le coût peut être l'une des préoccupations lors de la sélection des boues à base d'huile. Un baril de boue à base d'huile a un coût très élevé par rapport à un système de boue à base d'eau.

Aujourd'hui, avec l'augmentation des préoccupations environnementales quant à sa protection, l'utilisation de boue à base d'huile est soit interdite ou strictement réglementée dans de nombreux pays. Les réglementations environnementales limitent et interdisent l'utilisation des fluides de forage qui ont le potentiel de polluer le sol et les eaux souterraines. Les fluides de forage à base d'huile sont ainsi interdits dans de nombreux pays à travers le monde comme les USA, Royaume-Uni, Pays-Bas, la Norvège, le Nigeria, les pays européens, l'Arabie saoudite et Qatar.

Dans notre pays, la majorité des forages sont forés avec des boues à base d'huile, particulièrement, la phase réservoir. Donc, concevoir une boue à base d'eau qui cause moins de dommages à l'environnement, au réservoir et qui pourraient agir comme une boue à base d'huile serait une contribution pour la réduction de la pollution et le coût.

L'objectif principal de ce travail de fin d'études est d'étudier la possibilité d'utiliser un système de boue à base d'eau adapté aux conditions de forage de la phase réservoir, le moins endommageant possible pour la formation.

Le présent travail est composé de deux parties: une partie bibliographique et une partie expérimentale.

La partie expérimentale consiste à l'étude de l'effet de la barite et du  $\text{CaCO}_3$  avec différentes densités sur l'endommagement de la formation pour sélectionner la densité optimale, afin de développer une formulation de boue à base d'eau qui pourrait remplacer une boue à base d'huile, le but recherché est la réduction des coûts de forage, une meilleure production en tenant compte de l'impact environnemental.

A cet effet, des tests d'endommagements ont été effectués avec 14 formulations de boue, en faisant varier la densité du  $\text{CaCO}_3$  de la barite de 1.09 à 1.45 dans un volume de 500 ml de boue. Et avant de procéder à ces derniers, toutes les caractéristiques rhéologiques et de filtration sont déterminées pour chaque formulation.

La partie bibliographique comporte trois chapitres:

Le premier chapitre «les fluides de forage » décrit principalement les différents types de fluides de forage, leurs fonctions, leurs compositions ainsi que leurs lois de comportement rhéologiques.

Le deuxième chapitre « Notions pétrophysiques » décrit les différentes caractéristiques d'une roche réservoir.

Le troisième chapitre « Notions et évaluation de l'endommagement » est réservé au phénomène d'endommagement mécaniques, chimiques de réservoir, ainsi que ses effets sur la formation.

## I.1. Introduction

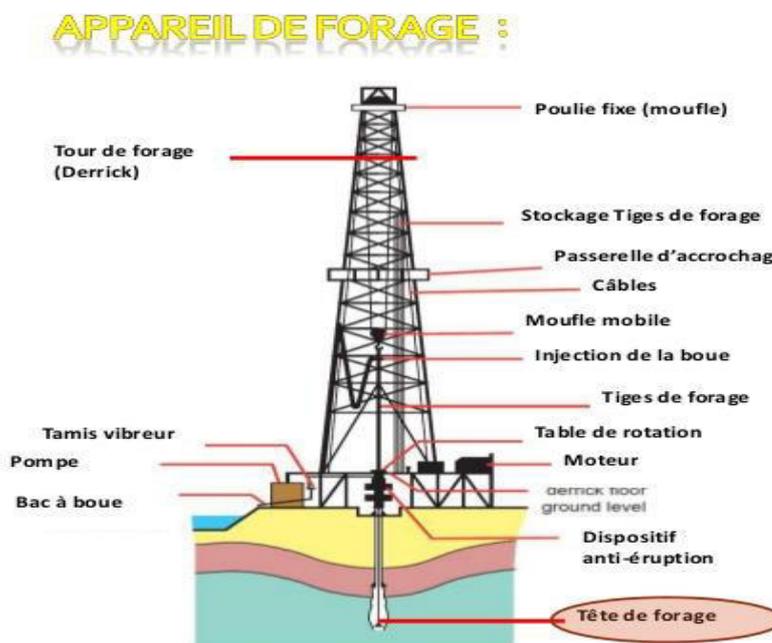
Le forage est l'action de creuser un trou appelé aussi « Puits » dans le domaine de la prospection dans la Terre. L'équipement du puits, tel les tubages, et de manière générale les moyens techniques permettant de creuser, varient en fonction de son dimensionnement et de ses objectifs. On fore pour prospecter et/ou exploiter le sous-sol [1].

Il consiste à enfoncer un train de tiges dans le sous-sol en y injectant une boue spéciale. Celle-ci va permettre de ramener à la surface des fragments de roches et des échantillons de gaz. Il faudra forer à plusieurs endroits pour mieux délimiter le gisement potentiel.

## I.2. Le forage pétrolier

### I.2.1. Définition

Le forage est un ensemble d'opérations qui permet de creuser un trou de diamètre centimétrique et décimétrique. Ces opérations permettant d'atteindre les roches poreuses et perméables du sous-sol, susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou gaz. L'implantation d'un forage pétrolier est décidée à la suite des études géologiques et géophysiques effectuées sur un bassin sédimentaire.



L'appareil de forage est constitué d'une tour métallique appelée **derrick**, servant à introduire verticalement dans le sol des tiges creuses vissées bout à bout.

La hauteur du derrick est d'environ 45 m, cela permet la manœuvre et le stockage des tiges de forages.

Figure I.1: Appareil de forage [2]

### I.3. Les fluides de forage

#### I.3.1. 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, ...). 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.1).

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 [3].

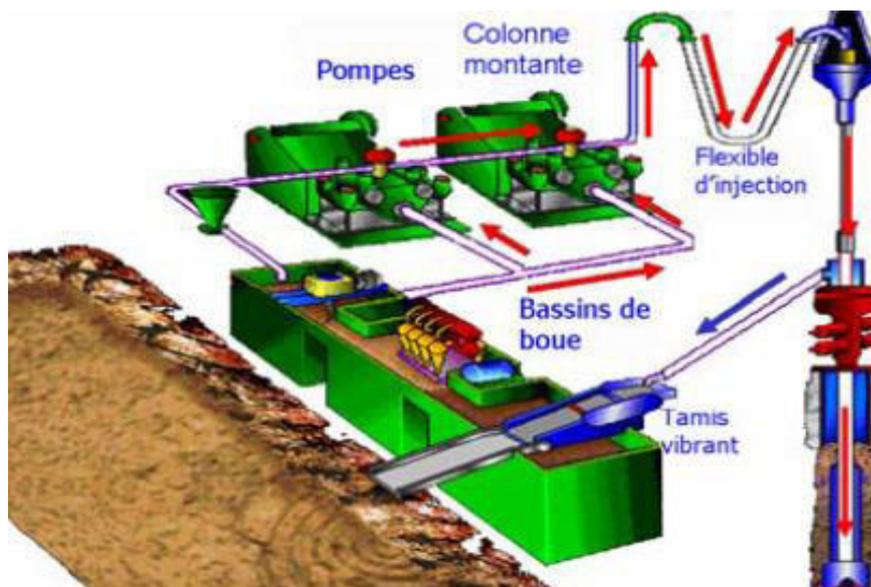


Figure I.2: Cycle du fluide sur le site de forage [4]

#### I.3.2. Rôle des fluides de forage

Ce fluide ou boue de forage a plusieurs fonctions dans le cadre d'un forage de puits pétrolier, chaque fonction est importante et répond à un besoin précis [5].

- 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 cake 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 par sa densité mais également par sa capacité à former une barrière limitant les transferts de fluides entre l'espace annulaire et la formation.
- La remontée des informations géologiques: les déblais remontés par la boue sont la principale source d'information de géologue, ainsi l'évolution physico-chimique du fluide de forage (pH, température, taux de chlorure, etc.).
- 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.

### I.3.3. Types des fluides de forage

Historiquement, 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: l'air, l'eau ou l'huile. Les propriétés exigées des boues de forage sont multiples et peuvent parfois même être contradictoires.

Les pétroliers ont classés les fluides de forage en trois catégories principales à savoir :

### **I.3.3.1. Fluides à base d'eau**

Ces fluides 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).

### **I.3.3.2. Les fluides à base d'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.

Par définition les fluides de forage à base d'huile contenant plus de 5% d'eau sont appelés boues de forage en émulsion inverse; et avec moins de 5% d'eau, on a les boues à l'huile.

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. Les propriétés rhéologiques (thixotropie) de cette émulsion sont ajustées par l'addition d'agents viscosifiants, généralement des argiles organophiles. Les formulations peuvent contenir également des agents réducteurs de filtrat (composés asphalténiques et polymères) et d'autres additifs spéciaux [6].

### **I.3.3.3. Les fluides de forage à air- gaz**

Ces systèmes de fluides sont composés d'air ou de gaz naturel mélangés avec de l'eau. Ils sont utilisés couramment dans les formations contenant des quantités importantes d'eau ou règne une pression élevée. En Algérie, les 1<sup>er</sup> fluides à air ont été utilisés entre 1954 et 1960 dans la région de Tébessa sur les puits de Djebel Foua, Djebel Onk [7].

#### **✓ Les fluides à mousse:**

Ces fluides sont formulés par injection d'eau et des d'agents moussants créant ainsi une mousse stable et visqueuse. Ils sont intéressants par leur faible pression hydrostatique au fond et leur bonne aptitude à remonter les débris en surface, néanmoins ils possèdent un inconvénient majeur celui de ne pas refroidir les formations traversées et de ne pas former de cake sur les parois du puits.

#### **✓ Les boues aérées:**

Ces fluides sont formés par injection d'air ou de gaz dans une boue à base de gel. Le rôle de cette boue est de réduire la pression hydrostatique, de prévenir les pertes de

circulation dans les zones à faible pression, elle permet aussi d'augmenter le taux d'avancement du forage.

### I.3.4. Différents composants des fluides de forage

De nombreux composants multifonctions sont ajoutées à la boue pour lui conférer les propriétés désirées. Parmi les additifs on peut trouver:

- Des viscosifiants: argiles naturelles (souvent des bentonites), polymères synthétiques ou biopolymères;
- 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;
- Des inhibiteurs du gonflement et de dispersion des argiles: KCl, glycérol, silicates ou divers polymères comme le polyacrylamide partiellement hydrolysé (PHPA), les polyalkylène glycols (PAG);
- Des agents alourdissant comme la barytine ("barite" ou sulfate de baryum  $\text{BaSO}_4$ ) et la calcite (carbonate de calcium  $\text{CaCO}_3$ ) qui sont les plus utilisés pour assurer à la boue une densité convenable. On note aussi l'utilisation de l'hématite ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ) 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.
- 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).

Il est possible de classer grossièrement ces composants en 20 catégories (Tableau I.1):

**Tableau I.1:** Principaux additifs utilisés dans les fluides de forage [8]

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

## I.4. Caractérisation des fluides de forage

### I.4.1. Caractéristiques physiques des boues

#### I.4.1.1. Densité et masse volumique

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 résistance des roches pour ne pas les fracturer et amener des pertes de circulation [2].

#### **-Pression exercée par la boue sur les parois du puits:**

Pour calculer la pression P, exercée par une boue de densité d, à une profondeur h, on applique la relation:

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

h étant exprimé en mètres et P en kilogrammes par centimètre carré.

- **Calcul la densité en fonction de la pression requise**

La pression requise au droit des formations doit être égale à la pression connue ou présumée de la formation, augmentée d'une marge de sécurité de 0.03 à 0.05 point de densité. Pour calculer la densité nécessaire en connaissant la pression, on applique la relation:

$$\text{Densité} = \frac{\text{pression de formation} \cdot 10}{\text{profondeur}} \quad (\text{I.2})$$

Les densités couramment employées dans les forages varient entre 0,9 et 2,4. Le forage avec des boues à densité supérieure à 2,40 est extrêmement rare, étant donné que généralement les roches sédimentaires.

- **Alourdissement**

L'alourdissement des boues s'effectue généralement à l'aide de sulfate de baryum ou barytine, à l'aide de carbonate de calcium ou à l'aide de sulfure de plomb ou galène.

**Tableau I.2:** Les différents alourdissants [21]

Alourdissant	Barytine	Carbonate de calcium	Galène	Argile	Gypse	Dolomie
La densité	4.2	2.8	6.8	2.5	2.3	2.8

Avant d'alourdir une boue il faut d'abord connaître la quantité d'alourdissement nécessaire, ce qui peut être déterminé par les deux formules simples suivantes:

- Pour la **barite**:

$$X = \frac{4200 \cdot (w_2 - w_1)}{(4.2 - w_2)} \quad (\text{I.3})$$

Où :

X : Quantité de la barite en (Kg/m<sup>3</sup>).

W<sub>2</sub> : Densité finale à obtenir.

W<sub>1</sub> : Densité initiale de la boue à alourdir.

-Pour le **carbonate de calcium**:

$$X = \frac{2800 \cdot (w_2 - w_1)}{2.8 - w_2} \quad (\text{I.4})$$

Où :

X : Quantité du CaCO<sub>3</sub> en (Kg/m<sup>3</sup>).

W<sub>2</sub> : Densité finale à obtenir.

W<sub>1</sub> : Densité initiale de la boue à alourdir.

## I.4.2. Les paramètres rhéologiques

La rhéologie est la science consacrée à l'étude des déformations et de l'écoulement de la matière. Dans ce domaine, les boues de forage vont être définies par un certain nombre de caractéristiques : viscosité, gels, etc.

### a) viscosité

La viscosité est définie comme étant la mesure de la résistance d'un fluide à l'écoulement. Elle doit faire en sorte de soutenir les parois, éviter les éboulements, les pertes de boues, les gonflements des argiles et tenir en suspension les déblais en cas d'arrêt brusque [9].

Il existe deux types de viscosité qui caractérisent les boues de forage :

#### a.1. Viscosité apparente $\mu_a$

C'est la résistance totale à l'écoulement d'un fluide plastique, elle est exprimée en centi-poise et donnée par la relation suivante :

$$\mu_a = \theta_{600}/2 \text{ (CP)} \quad (I.5)$$

#### a.2. Viscosité plastique $\mu_p$

Pour qu'un fluide s'écoule, on a tendance essentiellement à appliquer une force sur ce dernier. Les frictions internes existantes dans ce fluide sont traduites par cette viscosité plastique.

Cette dernière dépend avant tout de la teneur en solides contenus dans la boue, la viscosité plastique est également liée à la taille des particules, et à leur forme.

Elle est exprimée en centi-poise et donnée par la relation:

$$\mu_p = \theta_{600} - \theta_{300} \text{ (CP)} \quad (I.6)$$

### b) Contrainte seuil Yield-value

Lors de l'utilisation de la boue de forage, il apparaît une tension limite au-dessus de laquelle il n'y a pas d'écoulement, cette tension représente la contrainte seuil, plus connue sous le nom de « yield value » ou « yield point ».

Elle est due aux interactions physiques ou chimiques entre les particules en suspension.

$$Y_p = \theta_{300} - \mu_p = (\mu_a - \mu_p) * 2 \text{ (lb/100ft}^2\text{)} \quad (I.7)$$

$\theta_{600}$  et  $\theta_{300}$  sont les lectures respectives à 600 rpm et 300 rpm sur le rhéomètre FANN 35.

**c) Thixotropie et gels**

Une boue de forage laissée au repos édifie progressivement une structure qui en augmente la rigidité et qui peut être détruite par agitation.

On appelle thixotropie le fait que ce phénomène soit réversible et non instantané. Le caractère thixotrope d'une boue est évalué en mesurant d'une part le gel 0 représentant la résistance du gel aussitôt après agitation de la boue.

Il est mesuré à l'aide du viscomètre à une vitesse de 3 tr/min et exprimé en lb/100ft<sup>2</sup>.

Le gel 10 représente la résistance du gel après un repos de la boue de 10 minutes.

Cette propriété mesure les forces électriques attractives entre les particules dans le fluide de forage sous conditions statiques.

Le gel doit être maintenu dans un intervalle favorable pour les raisons suivantes:

Pour de faibles valeurs du gel, la boue de forage ne peut pas maintenir en suspension les débris, ce qui nécessite l'ajout d'autres additifs.

Pour des valeurs élevées du gel une forte pression est nécessaire pour faire écouler la boue, ce qui peut engendrer des fractures au niveau des formations fragiles [10].

**d) Filtration et cake**

Lorsque la boue se trouve au contact des parois plus ou moins perméables du trou, la partie liquide filtre dans la formation en déposant sur les parois sa partie solide que l'on appelle « cake » [11].

Dans un puits, on a affaire à deux types de filtrations: la filtration dynamique qui se produit lorsque le fluide est en circulation et la filtration statique qui se produit lorsque le fluide est immobile et ne circule pas.

Il est extrêmement important de connaître les paramètres de filtration. En effet, les hauts filtrats peuvent déliter les formations délicates (argiles, marnes) et favoriser les éboulements. De plus, le cake déposé peut être épais au point d'empêcher le passage du tricône lors des manœuvres de changement d'outils.

L'importance du filtrat est considérable dans le forage d'un puits. Le filtrat doit être:

- Suffisamment élevé pour augmenter la vitesse d'avancement ;
- Suffisamment bas pour ne pas déliter ou faire gonfler les formations argileuses et marneuses et pour éviter les collages des matériel tubulaire en face des zones perméables (calcaires, dolomies, grés, etc.) ;

- Il ne doit pas envahir les formations productives, occasionner des émulsions avec l'huile en place ou modifier la porosité et la perméabilité de ces formations, etc [12].

### I.4.3. Les équations rhéologiques

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.

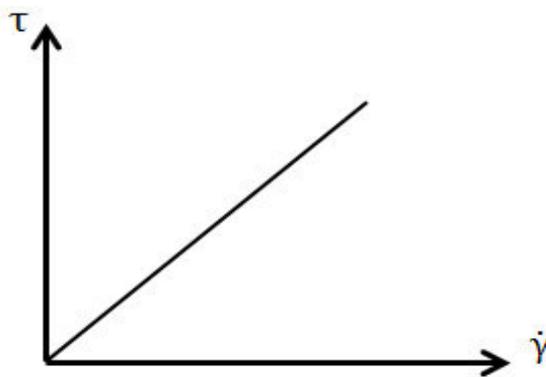
#### I.4.3.1. Fluides newtoniens

Pour ces fluides, la tension de cisaillement est directement proportionnelle au taux de cisaillement. L'équation rhéologique est :

$$\tau_i = \mu \cdot \dot{\gamma} \quad (I.8)$$

Avec :

- $\tau_i$  : Tension de cisaillement.
- $\dot{\gamma}$  : Vitesse de déformation (ou taux de cisaillement).
- $\mu$  : Viscosité plastique



**Figure I.3:** Courbe d'écoulement d'un fluide newtonien [13]

La courbe est une droite passant par l'origine; le fluide se met en mouvement dès qu'une force supérieure à zéro lui est appliquée.

#### I.4.3.2. Fluides non newtoniens

Les deux types de fluides non newtoniens les plus fréquemment rencontrés dans les boues de forage :

- Les fluides binghamiens ;

- Les fluides « en puissance ».

### a) Fluides binghamiens

Dans les années 1900, CE Bingham d'abord reconnu que certains fluides présentaient un comportement plastique, à la différence des fluides newtoniens, il est nécessaire d'appliquer une force minimale pour mettre le fluide en mouvement. Cette force correspond à la tension limite de cisaillement ou yield value ou yield point.

Théoriquement, l'équation d'écoulement est :

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

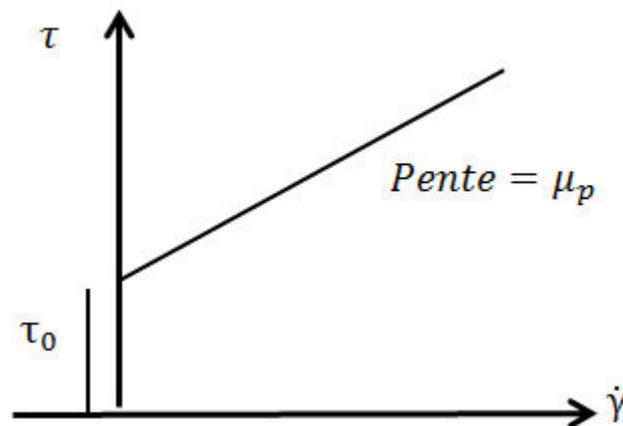
$\tau$  : Yield value;

$\tau_0$  : Viscosité plastique.

$\mu_p$  : Tension de cisaillement

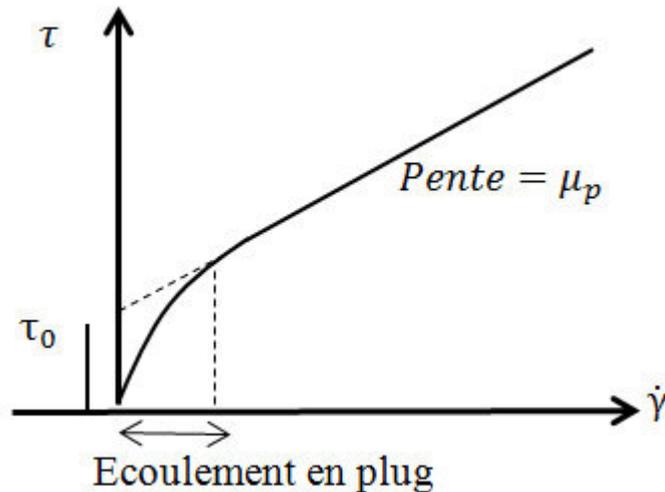
$\dot{\gamma}$  : Vitesse de déformation

La courbe représentant cette fonction est, en coordonnées cartésiennes, une droite, ainsi que la montre la figure I.4.



**Figure I.4:** Courbe d'écoulement d'un fluide binghamiens [13]

En pratique, les courbes expérimentales obtenues à l'aide d'un viscosimètre à cylindres coaxiaux s'écartent de la droite théorique, comme la montre, la figure I.5.



**Figure I.5:** Courbe Binghamien obtenue expérimentalement [13]

### b) Fluides pseudo-plastiques d'Ostwald ou modèle en puissance

Comme pour les fluides newtoniens, les fluides pseudo-plastiques d'Ostwald se mettent en mouvement dès qu'on leur applique une force de cisaillement aussi faible soit-elle; mais à leur différence, la tension de cisaillement n'est pas proportionnelle au taux de cisaillement. Elle est proportionnelle à la puissance nième de celui-ci, d'où l'appellation également utilisée de « fluide en puissance » (Figure I.6). L'équation d'écoulement est :

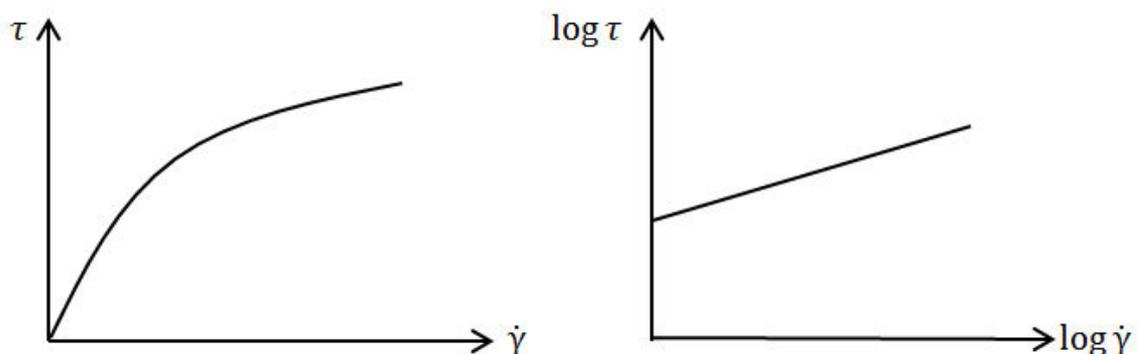
$$\tau_i = K \dot{\gamma}^n \quad (\text{I.10})$$

Dans cette équation, on a :

K : indice de consistance en baryes.sn ou en lb. sn/100 ft<sup>2</sup> ;

n: indice de comportement rhéologique ou power law index, sans dimension.

Pour  $n = 1$ , on retrouve l'équation d'écoulement d'un fluide newtonien de viscosité K.

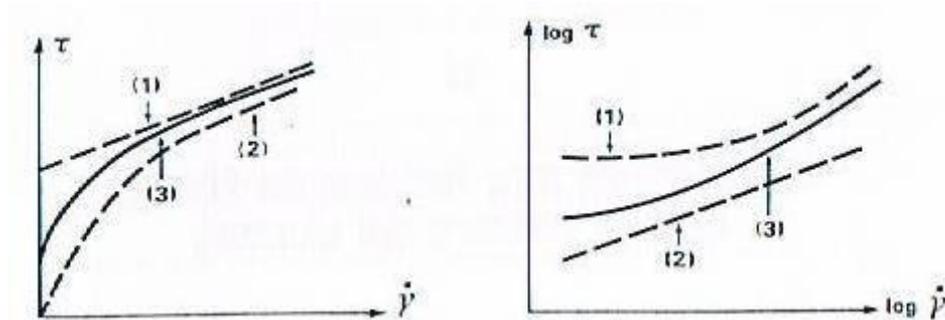


**Figure I.6:** Courbe d'écoulement d'un fluide d'Ostwald en coordonnées logarithmiques

[13]

## Remarque

Les fluides de forage sont non newtoniens. Ils ne répondent pas exactement aux lois rhéologiques limites précédemment définies, mais ont généralement des comportements intermédiaires (Figure I.7) [10].



- (1) : Fluide de Bingham
- (2) : Fluide d'Ostwald
- (3) : Boue de forage

**Figure I.7:** Courbe d'écoulement d'un fluide de forage [13]

## Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté l'ensemble des notions fondamentales sur les fluides de forage, les différents types de fluides, leurs fonctions principales, le rôle qu'ils remplissent pour le bon déroulement de l'opération de forage.

A purple, wavy-edged shape, resembling a stylized book cover or a decorative frame, containing text. The shape has a light purple gradient and a dark purple outline. It is centered on a white background.

## Chapitre II

Notions petro physique

## II.1. Introduction

L'étude des propriétés pétro physiques des roches gréseuses constitue un important objectif dans l'exploration et la production pétrolière du réservoir. En effet pour comprendre et prévoir les qualités de la production d'un réservoir, il est nécessaire de connaître les propriétés pétrophysiques (porosité et perméabilité), de repérer les discontinuités naturelles, et d'identifier les processus géologiques qui favorisent leur amélioration. Afin de les incorporer correctement dans des modèles de simulation diagénétique. La porosité et la perméabilité qui sont deux caractéristiques fondamentales d'un réservoir pétrolier, dépendent de toute l'histoire géologique du bassin contenant le réservoir, milieux de dépôt, nature des sédiments, diagenèse, tectonique. etc. c'est pourquoi ces deux variables pétrophysique ne sont pas corrélables.

## II.2. La pétrophysique

La pétro physique est l'étude des caractéristiques physiques des roches. Pour qu'une roche puisse constituer un réservoir, il faut:

- Qu'elle ait une certaine capacité de stockage, cette propriété est caractérisée par la porosité.
- Que les fluides puissent y circuler, cette propriété est caractérisée par la perméabilité.
- Qu'elle contienne une quantité suffisante d'hydrocarbures, avec une concentration suffisante. Le volume imprégné intervient ici, ainsi que la saturation [14].

### II.2.1. La porosité

Les roches sédimentaires sont constituées par des particules, de forme quelconque, plus ou moins cimentés entre elles, et entre lesquels existent des espaces vides qui ont la faculté de contenir un ou plusieurs fluides interstitiels tels que de l'air, de l'eau ou des hydrocarbures liquides ou gazeux.

Elle est définie comme le rapport du volume de vide sur le volume total du matériau, et est exprimée en pourcent [15].

$$\phi = \frac{V_t - V_s}{V_t} \cdot 100\% = \frac{V_p}{V_t} \cdot 100 \quad (\text{II.1})$$

V<sub>p</sub>: Volume des pores (cc)

V<sub>t</sub>: Volume total de la roche (cc)

V<sub>s</sub>: Volume occupé par les éléments solides (cc) [16].

Comme les sédiments ont été déposés et les roches se sont formées au cours des temps géologiques passées, certains espaces vides qui se sont développés ont été isolés des autres espaces vides par cimentation excessive. Ainsi, la plupart des espaces vides sont reliés entre eux alors que certains des pores sont complètement isolés. Cela conduit à différents types distincts de porosité, à savoir [17] :

➤ **La porosité utile (ou effective):**

C'est le rapport de volume des pores qui sont reliés entre eux au volume total de l'échantillon. La porosité utile est en générale inférieure de 20 à 25%.

➤ **La porosité résiduelle:**

Dues aux seuls pores non reliés. Celles-ci ne permettent pas aux fluides de circuler.

(Figure II.1)

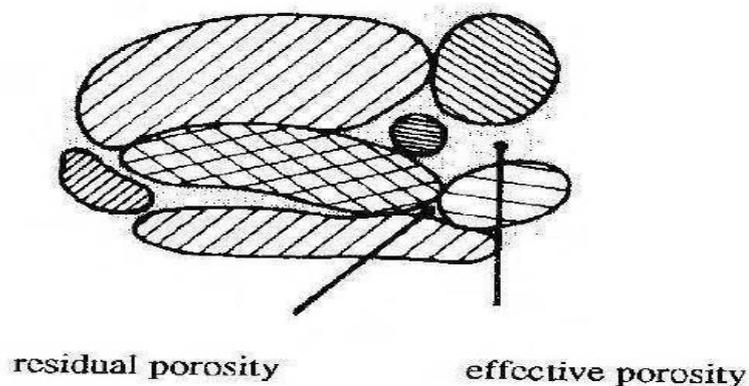
➤ **Porosité absolue (ou totale):**

La porosité absolue est définie comme étant le rapport du volume total des pores de la roche à celui du volume apparent, c'est la somme de porosité effective et porosité résiduelle. La porosité totale est celle qui est mesurée par les procédés de diagraphies électriques ou nucléaires.

Les traditionnels termes exprimant une notion de temps pour la porosité dans les carbonates sont primaires et secondaire.

- La porosité primaire inclut tous les espaces poreux présents immédiatement après le dépôt final.
- La porosité secondaire désigne ceux créés après le dépôt final

Ces deux termes dépendent uniquement du moment où le pore est créé [16, 18, 19]



**Figure II.1:** Les différents types de porosité [16]

## II.2.2. La perméabilité

### II.2.2.1. Définition

En 1856, Darcy définissait la perméabilité dans le cas particulier de l'eau en montrant que le débit par unité de surface était proportionnel à la perte de charge dans le corps poreux et à une grandeur caractéristique de ce corps poreux, cette notion désigne donc la capacité d'un matériau à se laisser traverser par un fluide. Elle est étroitement liée aux propriétés intrinsèques des matériaux poreux, à la nature de fluide, et aux conditions extérieures comme le gradient de pression [20].

On a alors la loi de Darcy en écoulement linéaire: (Figure II.2)

$$\mathcal{Q} = \frac{KA.dA}{\mu.dL} \quad (\text{II.2})$$

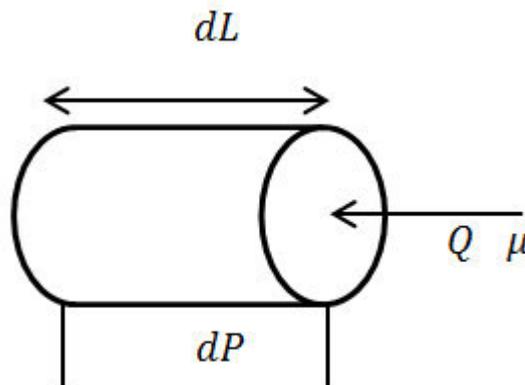
$\mathcal{Q}$  : Débit du fluide traversant la roche en  $\text{cm}^3/\text{s}$ ,

$K$  : La perméabilité en Darcy

$A$  : Surface de passage du fluide en  $\text{cm}^2$

$\mu$  : La viscosité dynamique en cp

$\frac{dP}{dL}$  : La différence de pression par unité de longueur en atm/cm



**Figure II.2:** Notion de la loi Darcy [21]

La loi de Darcy est utilisée pour déterminer la perméabilité, qui est une constante lorsque les conditions limites suivantes soient remplies:

1. Écoulement linéaire;
2. Pas de réaction entre le fluide et la roche;
3. Une seule phase présente à 100% saturée;
4. Fluide incompressible.

$$K = \frac{\vartheta \cdot \mu \cdot dL}{A \cdot dP} \quad (\text{II.3})$$

L'unité pratique pour la perméabilité  $k$  est le darcy et sous-multiples, en particulier le milliDarcy ( $10^{-3}$  darcy); le darcy est la perméabilité d'un milieu qui laisse passer  $1 \text{ cm}^3/\text{s}$  d'un fluide dont la viscosité est de 1 (centipoise). Le darcy peut aussi être défini dans le système international (SI), comme équivalent à micromètre carré [22].

### II.2.2.2. Classification de la perméabilité

- **Perméabilité spécifique ou absolue  $K_a$** : c'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide présent, par exemple: la perméabilité à l'air, la perméabilité à l'eau, la perméabilité à l'huile.
- **Perméabilité effective  $K_e$** : quand un fluide existe dans la porosité de la roche (à une saturation différente de la saturation irréductible minimale), le résultat de la mesure de la perméabilité à l'aide d'un deuxième fluide est appelé perméabilité effective pour ce fluide.
- **Perméabilité relative  $K_r$** : c'est le rapport de la perméabilité effective sur la perméabilité spécifique.

$$K_a = \frac{K_e}{K_r} \quad (\text{II.4})$$

## II.2.3. Saturation

### II.2.3.1. Définition

Définie, pour un fluide donné, comme le rapport du volume de ce fluide au volume des pores considéré. On sait que l'on peut trouver dans les pores à la fois des hydrocarbures et de l'eau. Cette dernière est restée piégée après mise en place des hydrocarbures lors de leur migration vers la surface, arrêtée par une couverture imperméable. L'eau en général été repoussée contre les parois des pores (roche mouillable à l'eau) et constitue « eau interstitielle ». Celle-ci qui n'a pu être déplacée lors de la mise en place des hydrocarbures, n'est en principe pas mobile et ne participe effectivement pas à la production d'un hydrocarbure présent dans une zone exploitée [23].

La saturation est définie comme étant la fraction, du volume poreux occupé par un fluide particulier (huile, gaz ou eau). Cette propriété est exprimée mathématiquement par la relation suivante:

$$\text{Saturation de fluide} = \frac{\text{volume total du fluide}}{\text{volume des pores}} \quad (\text{II.5})$$

Les saturations pour les différents fluides dans le réservoir sont donnés par:

$$S_0 = \frac{\text{volume d'huile}}{\text{volume des pores}} \quad (\text{II.6})$$

$$S_g = \frac{\text{volume de gaz}}{\text{volume des pores}} \quad (\text{II.7})$$

$$S_w = \frac{\text{volume de l'eau}}{\text{volume des pores}} \quad (\text{II.8})$$

$S_0$ = Saturation en huile

$S_g$ : Saturation en gaz

$S_w$ : Saturation en eau

La saturation de chaque phase est comprise entre zéro et 100%. Par définition, la somme des saturations est à 100%, donc:

$$S_0 + S_g + S_w = 1.0 \quad (\text{II.9})$$

Les fluides dans la plupart des réservoirs sont soupçonnés d'avoir atteint un état d'équilibre et, par conséquent, auront été séparés en fonction de leur densité, c'est à dire, l'huile recouverte par le gaz et reposant sur l'eau. En plus de l'eau de l'aquifère, il y aura de l'eau interstitielle répartis dans les zones huiles et gazières. L'eau dans ces zones aura été réduite dans un certain minimum irréductible. Les forces de maintien de l'eau dans ces zones sont appelées forces capillaires parce qu'ils ne sont importants que dans les pores de taille.

### II.2.3.2. Saturation en eau critique $s_{wi}$

La saturation critique de l'eau, la saturation de l'eau interstitielle et la saturation irréductible en eau sont largement utilisées de façon interchangeable pour définir la saturation en eau maximale à laquelle la phase en eau reste immobile.

La saturation en eau interstitielle  $s_{wi}$  est importante surtout parce qu'elle réduit la quantité d'espace disponible entre l'huile et le gaz. Elle n'est généralement pas uniformément réparti dans tout le réservoir, mais varie en fonction de la perméabilité, de la lithologie et de la hauteur au-dessus de la nappe d'eau libre.

### II.2.3.3. La saturation critique en huile $s_{oc}$

Pour que la phase d'huile s'écoule, la saturation en l'huile doit être supérieure à une certaine valeur, qui est appelée saturation critique en huile. A cette saturation particulière, l'huile reste dans les pores et pour toute intention pratique, ne s'écoule pas.

#### II.2.3.4. La saturation résiduelle en huile $s_{or}$

Pendant le processus de déplacement du système de pétrole brut à partir du support poreux par l'eau ou par injection de gaz, il y aura une certaine huile restante est quantitativement caractérisée par une valeur de saturation qui est supérieure à la saturation critique en huile. Cette valeur de saturation est appelée la saturation résiduelle en huile  $s_{or}$ . La saturation résiduelle en terme est généralement associée à la phase non mouillante quand elle est déplacée par une phase mouillante.

#### II.2.3.5. La saturation mobile en huile $s_{om}$

La saturation mobile en huile,  $s_{om}$  est un autre intérêt de la saturation et définie comme la fraction de volume de pores occupé par une huile mobile comme exprimé par l'équation suivante:

$$s_{om} = 1 - s_{wi} - s_{oc} \quad (II.10)$$

Où:  $s_{wi}$  : Saturation en eau interstitielle

$s_{oc}$  : Saturation critique en huile

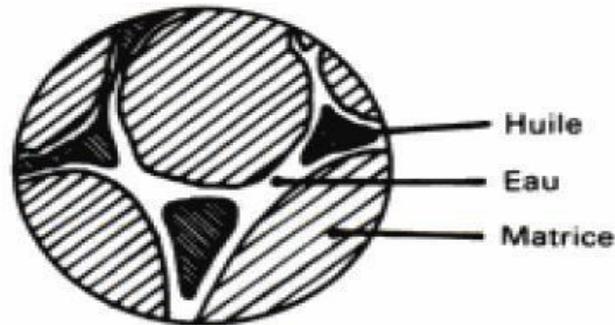
#### II.2.3.6. Saturation critique en gaz, $s_{gc}$

Lorsque la pression du réservoir diminue au-dessous de la pression de point de bulle, on aura une libération de gaz de la phase huileuse, et par conséquent la saturation du gaz augmente avec la diminution de la pression de réservoir. La phase gazeuse reste immobile jusqu'à ce que dépasse une certaine valeur, la saturation en gaz dite critique, au-dessus de laquelle le gaz commence à se déplacer.

### II.2.4. Mouillabilité

Considérons une surface solide en présence de deux fluides. On constate que l'un de ces derniers a tendance à s'étaler sur le solide. L'angle  $\theta$  de raccordement de l'interface avec le solide, compté dans ce fluide, est inférieur à  $\frac{\pi}{2}$ ; compté dans l'autre fluide, il est supérieur; on dit que le fluide qui a tendance à s'étaler mouille mieux la surface que l'autre fluide; donc il est mouillant, l'autre étant non mouillant.

Dans les gisements, on estime que, pour la majorité des cas, le fluide mouillant est l'eau (couple eau-huile et eau-gaz) (figure II.3). Ces phénomènes correspondent à des attractions et à des répulsions moléculaires qui s'exercent entre chaque fluide et le solide en présence [24].



**Figure II.3:** Répartition de l'huile (fluide non mouillant) à l'intérieur d'une roche [21]

#### II.2.4.1. Les paramètres qui influent sur la mouillabilité

Il existe trois principaux facteurs qui influent sur les propriétés de surface des échantillons de roche et le comportement du système roche /huile/saumure.

- **Influence des fluides de forage**

Durant le carottage, certains additifs de boues de forage (à base d'eau ou à base d'huile) modifiant la mouillabilité. Anderson et Mayer ont observé qu'une boue à base d'huile rendait une roche initialement fortement mouillable à l'eau en une roche de mouillabilité franche à l'huile.

Cet inversement de la mouillabilité est dû principalement à l'adsorption de certains produits de boues et tensioactifs formés suite à des réactions entre certains composants de l'huile, d'une part, et de fluide de forage d'autre part.

- **Influence de la pression et de la température**

La chute de pression de gisement particulièrement au-dessous de la pression de bulle provoque une précipitation des asphaltènes. Le dépôt des paraffines intervient lors de la chute de température [9].

#### II.2.5. Drainage et imbibition

##### II.2.5.1. Drainage

Le fluide non mouillant déplace le fluide mouillant.

- Mise en place des hydrocarbures : l'huile ou le gaz déplacent l'eau.
- Gaz déplacent l'huile: injection de gaz ou descente d'un gaz-cap.
- Gaz déplacent l'eau: stockage de gaz.

##### II.2.5.2. Imbibition

Le fluide mouillant déplace le fluide non mouillant.

- Couple gaz-liquide : déplacement du gaz par un liquide ou gisement de gaz par l'aquifère.

- Imbibition spontanée du couple eau-huile:  $PC > 0$ , l'eau déplace l'huile dans les pores mouillables à l'eau.
- Imbibition forcée du couple eau-huile:  $PC < 0$ , l'eau déplace l'huile par balayage, la roche étant mouillable à l'huile [7].

### **II.2.6. La tension interfaciale**

A l'interface de deux fluides non miscibles, les forces agissant sur les molécules de chacun de ces deux fluides ne sont pas les mêmes qu'au sein de chaque phase et tout se passe comme s'il existait une membrane séparant celle-ci.

La tension interraciale  $\partial$  peut être définie comme étant la force par unité de longueur nécessaire pour maintenir en contact les deux lèvres d'une incision supposée dans l'interface [24].

### **II.2.7. Pression capillaire**

Lorsque deux fluides non miscibles ( par exemple l'huile et l'eau) coexistant au repos dans un bloc élémentaire de milieux poreux, ils se répartissent à l'intérieur des pores selon les lois de la capillarité et de l'hydrostatique, ces deux fluides sont à des pressions différentes et , la pression dans le fluide non mouillant (on suppose que c'est l'huile) étant plus élevée.

On appelle pression capillaire  $P_c$  la différence de pression [23].

$$P_c = P_h - P_e \quad (\text{II.11})$$

# Chapitre III

Notions et évaluation de  
l'endommagement

### **III.1. Introduction**

Dans le domaine du réservoir engineering, l'endommagement de la formation est un concept générique traduisant des variations indésirables de la perméabilité de la roche réservoir par divers mécanismes adverses. Il s'agit d'un problème qui peut survenir durant les différentes phases d'exploitation d'un gisement de pétrole ou de gaz, allant du forage jusqu'à la production [15]. L'évaluation de l'endommagement de la formation, son contrôle et sa remédiation figurent donc parmi les questions qu'il faut résoudre pour assurer une exploitation pétrolière efficace. Les phénomènes d'endommagement ne sont pas nécessairement réversibles; donc il est beaucoup plus avantageux de chercher à éviter les phénomènes d'endommagement qu'à devoir les réparer.

### **III.2. Les mécanismes de l'endommagement**

L'endommagement est causé par différents phénomènes à savoir:

- Effets mécaniques; tel que la mobilité des fines, invasion des solides, formation émulsionnées,...
- Effets chimiques ; gonflement des argiles, défloculation des argiles, adsorption chimique, l'altération de mouillabilité.

#### **III.2.1. L'endommagement mécanique**

Les mécanismes d'endommagement mécanique sont directs, sans interactions chimiques entre la formation et le fluide utilisé pour achever les travaux de forage, de complétion ou de stimulation d'un puits. Parmi ces effets on peut citer:

##### **a) Migration des fines**

Il s'agit du mouvement de particules naturelles existantes dans le système poreux suite aux forces de cisaillement considérablement élevées appliquées par le fluide de forage ou fluide de formation.

Ces particules sont représentées par des argiles non cimentés tels que: kaolinite, illite, quartz, micas, anhydre....etc. généralement, la migration des fines se produit dans les formations clastiques à cause de la forte concentration des matériaux potentiellement transportable comme les argiles. La migration des fines est généralement visible lorsque la phase mouillante du réservoir est en mouvement, par exemple, dans les formations fortement mouillantes à l'eau, qui sont à la saturation en eau irréductible, la production de l'huile ou du gaz peut atteindre à haut niveau dont l'influence des particules est minimale ou même nul. Ceci est dû en fait à l'inexistence des forces pour la migration physique

puisque la phase encapsulant les particules est en statique. Ce n'est que lorsque la phase mouillante augmente au point où la mobilité se produit que la migration des fines devient alors problématique. Si par contre la formation n'est pas mouillée à l'eau, le problème de migration des fines peut apparaître immédiatement sur la formation productrice.

Les réservoirs qui présentent des problèmes de migration des fines peuvent être traités soit en réduisant le taux de production, la complétion en forage ouvert, puits horizontaux, soit en générant des fractures pour réduire la vitesse interstitielle soit en ajoutant des stabilisateurs chimiques qui s'adhèrent aux particules d'argiles situées à la surface des pores réduisant ainsi leur mobilité.

#### **b) Entraînement des solides externes**

Ce problème est lié à l'invasion des particules qui sont en suspension dans les fluides de forage ou autre fluide pouvant être injectés ou exposés à la matrice des roches autour du puits. Ces particules peuvent être soit des agents alourdissant, des agents de contrôle de la perte des fluides, matériaux de perte de circulation et des solides générés par les débris forés.

#### **c) Problèmes de piégeage et de blocage**

Ils sont liés aux effets négatifs de la pression capillaire et de la perméabilité relative. La base de la phase de piégeage est l'augmentation transitoire ou permanente en fluide saturé (eau, gaz ou hydrocarbure) dans le système poreux autour du puits engendrant ainsi une réduction de la perméabilité relative de la phase qu'on souhaite produire.

#### **d) Glazing /Mashing**

Ce phénomène est lié directement à l'endommagement des parois du puits par l'action de l'outil de forage (bit) sur la formation, il provoque le collage des particules fines et des déblais (cuttings) sur les parois du puits. Ce phénomène est minimisé par une lubrification convenable de l'outil de forage. Le Mashing est réduit par le bon nettoyage des puits.

#### **e) Contraintes géo mécaniques**

La création des espaces vides dans la matrice du réservoir par le processus de forage, crée en générale un régime de contraintes géotechniques dans la région proche du puits. Bien que cette zone soit généralement assez petite selon l'orientation du puits et le champ de contraintes du réservoir, des forces en traction ou compression peuvent être induites, ce qui peut entraîner un changement de la géométrie des pores ainsi que la perméabilité autour du puits.

### **III.2.2. Mécanisme d'endommagement chimique**

Cet endommagement est lié soit à l'interaction entre les fluides externes et la formation, soit à l'interaction entre les fluides de la formation et ceux externes. Parmi ces effets, on peut citer:

#### **a) Gonflement des argiles**

C'est un mécanisme classique de l'endommagement de la formation qui implique l'interaction et l'hydratation des matériaux hydrophiles (ex : la bentonite) par l'eau fraîche ou l'eau à faible salinité. L'expansion de ces argiles peut conduire à une sévère réduction de la perméabilité.

#### **b) Défloculation des argiles**

La défloculation des argiles est entraînée par les forces de répulsion électrostatiques. Un choc d'une salinité rapide ou une transition rapide du pH peuvent entraîner la défloculation.

#### **c) Adsorption chimique**

Des polymères ou des matériaux alourdissant présents dans les fluides peuvent s'adsorber à la surface de la formation matrice et sur les argiles, en raison de leur taille importante, peuvent conduire à la diminution de la taille des canaux d'écoulement, donc de la perméabilité.

#### **d) Dissolution de la formation**

Certains composés de la formation (halite, différents schistes, anhydre etc...) peuvent se solubiliser dans les fluides de forage.

#### **e) Formation d'émulsions**

Les émulsions peuvent se former au cours des opérations de forage. Le type de ce problème lié à ces émulsions est la phase aqueuse interne dans laquelle des petites gouttelettes d'eau sont dispersées dans la phase continue huileuse. Ces émulsions peuvent présenter une viscosité élevée qui conduira à une chute de la perméabilité « blocage des émulsions ».

#### **f) Altération de la mouillabilité**

Plusieurs additifs des fluides de forage, en particulier les tensioactifs, les agents anti moussants, les inhibiteurs de corrosion ont une tendance à s'adsorber sur la roche, la rendant ainsi mouillable par l'huile dans la région du réservoir ou ils s'infiltreront. Les roches mouillées à l'eau ont une tendance à avoir une assez faible perméabilité relative ce

qui est dû aux forces de friction associées à la mobilité de la phase aqueuse, ce qui va entraîner une perméabilité relative et une mobilité de l'eau plus élevée [25].

### III.2.3. Autres facteurs

D'autres facteurs biologiques ou thermiques peuvent favoriser l'endommagement, ainsi, le développement de bactéries peut conduire à la corrosion des équipements métalliques du puit, rendre le fluide toxique et colmate les pores. Les opérations d'injection à température élevée peuvent engendrer la transformation des minéraux comme certains types d'argiles au-dessus de 90 °C ce qui conduit à une déshydratation, un gonflement et une dégradation qui réduisent la perméabilité [26].

### III.3. Evaluation de l'endommagement

L'endommagement de la formation peut être minimiser par une bonne compréhension des conditions de forage en ayant des informations sur les données du champ, en prenant et en analysant des échantillons de fluide de forage et des carottes et en effectuant des mesures des propriétés suivantes :

- Mouillabilité.
- Pression capillaire;
- Saturation en fluide irréductible;
- Perméabilité relative;
- Composition de la formation et en particulier la teneur en argile;
- Distribution et taille des pores ;
- Invasion de fluides (tests sur la perméabilité retournée);
- Test de filtration.

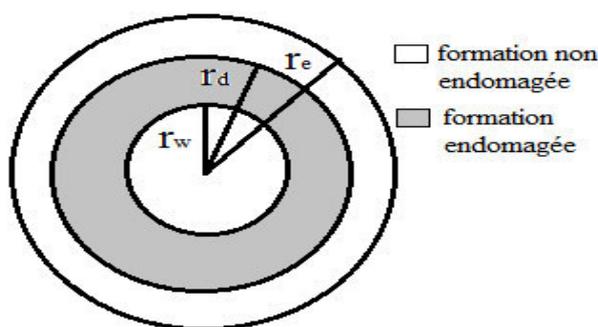
#### -Le facteur Skin (Skin factor)

Le facteur de skin est un paramètre sans dimension liant le rayon apparent  $r_w$  et le rayon effectif  $r_d$  du trou de forage (wellbore) selon les paramètres de la région d'endommagement (Figure III.1).

La relation qui lie ces deux rayons est la suivante:

$$(r_w) = e^{-s} (r_d) \quad (\text{III.1})$$

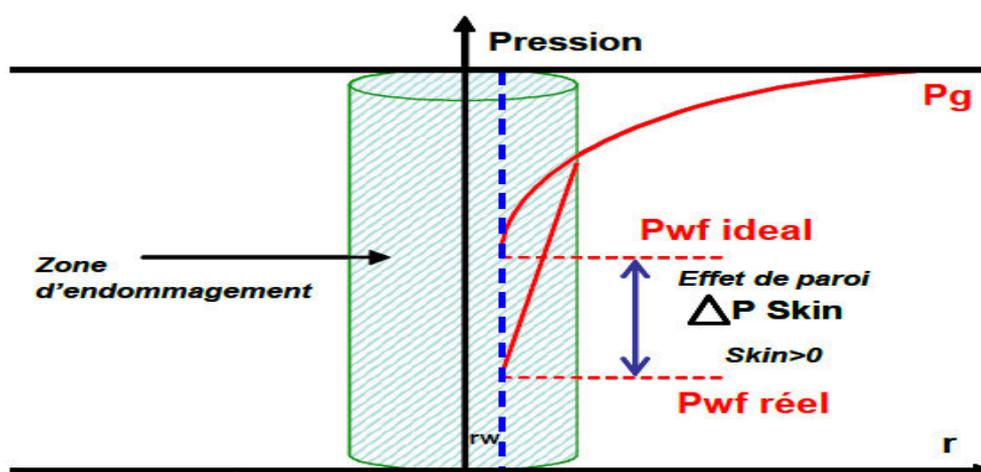
Où « s », le facteur de skin est un paramètre adimensionnel qui rend compte de la magnitude et de l'étendue de l'endommagement dans la région voisine du trou de forage.



**Figure III.1:** Représentation schématique de la zone endommagée au voisinage du trou de forage [21 ].

Dans l'analyse du réservoir et dans les interprétations des tests du puits, le concept de « skin factor » est le plus souvent préféré en raison de sa simplicité et d'autres considérations pratiques. Ainsi, beaucoup d'efforts ont été faits en vue d'exprimer ce paramètre d'après les solutions analytiques de modèles simplifiés reliant les débits d'écoulement aux conditions de la formation et du fluide.

Dans la pratique, la courbe d'évolution de pression d'un puits ne coïncidera pas avec la courbe d'un puit idéal. La figure.III.2 ci-dessous montre la chute de pression due à l'endommagement.



**Figure III.2:** Présentation de la chute de pression due à l'endommagement [21]

Le skin représente une perte de charge supplémentaire ( $\Delta P_{skin}$ ) localisée aux abords du puits.

- $S > 0$ , si la couche près du puits est colmatée (perte de charge additionnelle)
- $S < 0$ , si la couche près du puits est améliorée.

### III.4. Les effets d'endommagement

#### III.4.1. Chute de perméabilité

Ce phénomène est dû aux mécanismes de piégeage de la phase aqueuse dans les réservoirs pétrolier ou gazier. Dans cette situation, une quantité substantielle du fluide de forage à base d'eau envahit la zone proche du forage, ceci a un effet négatif qui se traduit par une réduction significative de la perméabilité relative apparente de l'huile [27].

La variation relative de perméabilité (RCP, Relative of Perméabilité) est exprimée par le rapport:

$$RCP = \frac{k-k_d}{k} = 1 - \frac{k_d}{k} \quad (III.2)$$

Où:  $k$  et  $k_d$  représentent respectivement les perméabilités avant et après endommagement.

On définit aussi un autre paramètre, le taux de variation de perméabilité (PCP, percent change of permeability) [28].

$$PCP = \left( 1 - \frac{k_d}{k} \right) \cdot 100 \quad (III.3)$$

#### III.4.2. Variation relative de la viscosité

La variation relative de la viscosité (RCV, Relative change of viscosity) exprime la variation de la viscosité du fluide suite à différents processus tels que l'émulsification. Elle est définie comme suit:

$$RCV = \frac{\mu - \mu_d}{\mu} = \left( 1 - \frac{\mu_d}{\mu} \right) \quad (III.4)$$

Où:  $\mu$  et  $\mu_d$  représentent respectivement les viscosités du fluide avant et après endommagement. On peut aussi exprimer cette variation en pourcentage:

$$PVC = \left( 1 - \frac{\mu_d}{\mu} \right) \cdot 100 \quad (III.5)$$

### III.4.3. Variation relative de la mobilité du fluide

Le déclin de productivité d'un puits est généralement attribué à une réduction de la mobilité effective de l'huile en raison de plusieurs facteurs. La mobilité effective de l'huile est une mesure pratique de la capacité de la formation poreuse à assurer l'écoulement de l'huile. Ce facteur combine, en effet, trois propriétés notoires en un seul paramètre  $\lambda$  (mobilité du fluide) :

$$\lambda = \frac{ke}{\mu} = \frac{kkr}{\mu} \quad (\text{III.6})$$

Où:  $K$  est la perméabilité de la formation poreuse,  $K_e$ ,  $K_r$  et  $\mu$  sont respectivement la perméabilité, la perméabilité relative et la viscosité de la phase fluide. La variation relative de la mobilité (RCEM, Relative Change of Effective Mobility) est défini par:

$$\text{RCEM} = \frac{\lambda - \lambda_d}{\lambda} = 1 - \frac{\lambda_d}{\lambda} \quad (\text{III.7})$$

Où:  $\lambda$  et  $\lambda_d$  représente les mobilités effectives du fluide avant et après l'endommagement de la formation [29].

### III.4.4. Variation relative du débit ou taux d'endommagement:

La variation relative du débit dans le puits (DR, Damage Ratio) est donnée par le rapport:

$$\text{DR} = \text{RCFR} = \frac{q - q_d}{q} = 1 - \frac{q_d}{q} \quad (\text{III.8})$$

Où:  $q$  et  $q_d$  représentent respectivement les débits avant et après endommagement.

On peut évaluer la perte de production suite à une altération des propriétés de la formation.

### III.4.5. Efficacité de l'écoulement (Flow efficiency, FE)

L'efficacité de l'écoulement est exprimée par le rapport des indices d'écoulement (Flow indice FI) de la formation avant et après endommagement.

$$\text{FE} = \frac{\text{FI}_d}{\text{FI}} = \frac{\bar{p} - p_{wf} - \Delta p_s}{p - p_{wf}} \quad (\text{III.9})$$

FI: L'indice d'écoulement avant l'endommagement.

FI<sub>d</sub>: L'indice d'écoulement après l'endommagement.

Où:  $P$  et  $P_{wf}$  représentent respectivement les valeurs moyennes des pressions du fluide dans le réservoir et du fond de trou en écoulement (flowing well bottom pressure),  $\Delta P_s$  est la perte de pression additionnelle due à l'effet de skin.

### III.5. Filtration et endommagement de la formation

La connaissance des causes et l'importance du phénomène de colmatage des abords des puits par la boue de forage présente un intérêt évident, cela doit permettre de prévenir l'endommagement de la roche par le choix d'un fluide adéquat. Les facteurs à prendre en compte sont liés:

- A la roche: perméabilité, porosité, répartition des pores, nature minéralogique, mouillabilité.
- Aux fluides qu'elle contient: nature, propriétés chimiques, caractéristiques physico-chimiques, pression, température.
- A la boue elle-même: composition, caractéristiques rhéologiques et à ses éléments de filtration, au gâteau: épaisseur, perméabilité, résistance mécanique, taille des particules et au filtrat: nature, propriétés chimiques.

Lorsque le fluide de forage se trouve en contact avec une surface nouvellement forée, il pénètre immédiatement dans celle-ci, la pénétration est limitée lorsque certains pores sont colmatés par des particules en suspension dans le fluide et celles résultant du broyage de la roche par l'outil ; c'est-à-dire lors de la formation du cake interne.

Ce colmatage dépend des dimensions relatives du pore et de la particule.

Si, ce dernier est plus grand que l'ouverture du pore, elle est balayée par le courant du fluide de forage;

- Si elle est petite par rapport à l'ouverture, elle pénètre librement dans le pore.
- Si elle possède une certaine dimension critique, elle s'agglutine à d'autres particules dans le goulot d'étranglement que constitue l'entrée du pore.

Une fois le colmatage amorcé, les éléments les plus fins sont à leur tour retenus. Seule la phase liquide envahit la formation, tandis que la phase solide se dépose à l'extérieur, le long de la paroi, en constituant le cake externe. Différentes zones de pénétration du fluide peuvent être distinguées du puits vers la formation:

- Zone 1: cake « externe » tapissant les parois du puits,
- Zone 2: cake « interne »: solides ayant pénétré dans le milieu poreux;
- Zone 3 : zone envahit par le filtrat,
- Zone 4 : zone vierge où la perméabilité n'est pas affectée.

Un des paramètres critiques pour la prédiction de l'invasion de la formation par la boue est la perméabilité du cake et sa variation avec la pression. Des tests de filtration dynamique réalisés sur des roches avec des boues à base d'eau montrent que:

- La formation d'un cake de faible perméabilité sur la paroi est importante pour prévenir une invasion des particules solides et le filtrat, et obtenir un minimum d'endommagement [30].
- Au début de la filtration, avant que le cake ne se forme, le filtrat est contrôlé par la perméabilité de la roche. La force responsable de l'approche et de l'adhésion des particules à la surface est en fonction de la vitesse de filtration. Si le milieu filtrant est de faible perméabilité, il est possible que le taux de filtration soit si faible qu'aucune particule ne puisse se déposer [31].

# Chapitre IV

Matériels et méthodes

## IV.1. Introduction:

L'objectif de cette partie expérimentale est l'étude de l'effet de la barite et du  $\text{CaCO}_3$  avec différentes densités sur l'endommagement de la formation pour sélectionner la densité optimale afin de développer une formulation de boue à base d'eau qui pourrait remplacer une boue à base d'huile, pour cela nous avons d'abord préparé 7 formulations de fluide de forage (boue à base d'eau) en fait varier la concentration de Barite, et 7 formulations en fait varier la concentration de  $\text{CaCO}_3$ .

- Puis nous avons procédé à la caractérisation du fluide de forage: (mesure de la viscosité apparente, viscosité plastique, la contrainte seuil, le gel 10 sec, le gel 10 et les tensions de cisaillement en fonction de la quantité d'alourdissant.

Enfin, l'étude rhéologique et la mesure de filtrat et de l'épaisseur du cake et la perméabilité du cake en fonction de la densité, des différentes formulations ont été réalisées.

## IV.2. Matériels et méthodes

### IV.2. Préparation et caractérisation du fluide de forage:

#### IV.2.1. Préparation de la boue:

Dans notre étude le fluide de forage est une boue à base d'eau préparée selon les recommandations API et caractérisée par différentes mesures (viscosité, contrainte seuil, densité et distillation..).

14 types de fluides de forage (14 formulations) ont été fabriqués dont les compositions sont données dans le **Tableau IV.1 (variation de la concentration de Barite)** et **Tableau IV.2 (variation de la concentration de  $\text{CaCO}_3$ )**. Le mixage se fait à l'aide d'un agitateur mécanique de types Hamilton Beach (**Figure IV.2**). Les produits sont ajoutés en respectant l'ordre d'addition et le temps de mixage de chaque composant **Tableau IV.3**.

**Tableau IV.1:** Composition de la boue de forage (pour un volume de 500ml).

Produits	Form1	Form2	Form3	Form4	Form5	Form6	Form7
L'eau (ml)	465	465	465	465	465	465	465
Caustic souda(NaOH) (g)	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
Souda-ash Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> (g)	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
Bentonite(g)	35	35	35	35	35	35	35
Poly sal(amidon) (g)	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57
Xanthan (g)	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42
Barite (g)	33.57	48.57	74.28	119.28	162.85	210	310

**Tableau IV.2:** Composition de la boue de forage (pour un volume de 500ml).

Produits	Form1	Form2	Form3	Form4	Form5	Form6	Form7
L'eau (ml)	465	465	465	465	465	465	465
Caustic souda(NaOH) (g)	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
Souda-ash Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> (g)	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
Bentonite(g)	35	35	35	35	35	35	35
Poly sal(amidon) (g)	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57	0.57
Xanthan(g)	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42
CaCO <sub>3</sub> (g)	51.12	67.68	101.61	154.44	206.04	272.25	407.07

La quantité de boue obtenue sera ensuite placée en HOTROLLING. Ce dispositif permet de simuler les conditions de circulation dans un puits de forage et stabiliser chimiquement l'émulsion, la boue contenue dans une cellule est mise en rotation à une température de 80°C, durant une période de 16 heures, (Figure IV.1).



**Figure IV.1:** Cellule haute température et étuve relative (hotrolling)

**Tableau IV.3:** Ordre d'ajout et temps de mixage

<b>Produits</b>	<b>Ordre d'ajout</b>	<b>Le temps de mixage (min)</b>
<b>L'eau</b>	1	-
<b>Caustic soude (NaOH)</b>	2	5
<b>Souda-ash (Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>)</b>	3	5
<b>Bentonite</b>	4	20
<b>Poly sal (amidon)</b>	5	5
<b>Xanthan</b>	6	10
<b>Barite ou CaCO<sub>3</sub></b>	7	20



**Figure IV.2:** Mixeur Hamilton Beach

#### **IV.2.2. Caractéristiques des produits utilisés**

Notre fluide est composé principalement de :

##### **a) La Bentonite**

C'est une argile sodique de type montmorillonite, elle présente la propriété de se gonfler dans l'eau douce en absorbant de grandes quantité d'eau. Elle est utilisée pour augmenter la viscosité et les gels des boues douces et diminuer leur filtrat. En milieu salé (> 35g/l de NaCl) les bentonites sont inefficaces et ne servent alors que de support colloïdal.

##### **b) Le Carbonate de calcium ( $\text{CaCO}_3$ )**

C'est un alourdissant utilisé dans les boues à faible densité, il présente l'avantage de pouvoir être détruit par acidification du cake. Il a une densité variée de 2.6 à 2.8. A l'aide de  $\text{CaCO}_3$ , on peut alourdir une boue jusqu'à densité 1.2-1.3.

##### **c) La barytine ou barite ( $\text{BaSO}_4$ )**

C'est une espèce minérale composée de sulfate de baryum de formule  $\text{BaSO}_4$  avec des traces de Sr, Ca et Pb. Ce minéral, d'origine hydrothermale, présente de nombreuses variétés. Sa densité et le baryum qu'il contient sont les causes principales de ses utilisations industrielles et plusieurs millions de tonnes de barytine sont extraits et produits chaque année.

##### **d) La soude caustique ( $\text{NaOH}$ ; Caustic sauda)**

La soude est employée pour :

- Accroître le rendement des argiles.

- Augmenter le pH et accroître le rendement des produits organiques (fluidifiants et réducteurs du filtrat), éviter la fermentation des amidons.
- Réduire la solubilité de certains sels de calcium.

#### e) Le carbonate de soude ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ; Sauda ash)

Le carbonate de soude est employé pour :

- Accroître le rendement des argiles ;
- Précipiter le calcium.

#### f) L'amidon

(Poly sal) est ajouté dans les boues douces ou salées pour réduire le filtrat. Un bon amidon réduit le filtrat sans trop augmenter la viscosité de la boue et il doit résister à une température de  $150^\circ\text{C}$ .

#### g) Xanthan

La gomme de xanthan (ou xanthan) est définie comme un polysaccharide exocellulaire synthétisé à partir d'un processus de fermentation d'une culture pure du microorganisme *Xanthomonas campestris*. Il a des applications industrielles nombreuses et variées, grâce à ses propriétés exceptionnelles à cause de sa structure en double hélice. On l'utilise dans la formulation de boue comme un viscosifiant et colmatant.

### IV.2.3. Caractérisation des fluides de forage

Le fluide de forage préparé doit subir certaines caractérisations après un vieillissement de 16h en HOTROLLING. La mesure des caractéristiques rhéologiques des différentes formulations est effectuée avec un certain nombre d'appareils dont nous donnerons le principe et le mode opératoire pour chacun d'eux.

#### IV.2.3.1 Mesure de la densité

Pour mesurer la densité du fluide on a utilisé un densimètre dont le principe est analogue à celui de la balance romaine à curseur (**Figure IV.3**).

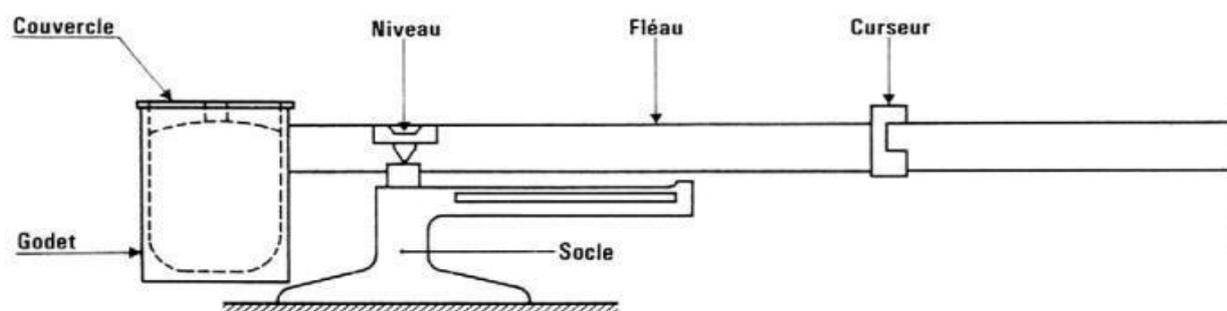


Figure IV.3. Schéma d'un densimètre

**a) Mode opératoire**

- Remplir le récipient de boue.
- Placer le couvercle sur le récipient par un léger mouvement tournant.
- Mettre le doigt sur le trou du couvercle, enlever l'excès de boue sur la surface extérieure du récipient et en l'essuyant.
- Placer le point fixe sur le couteau du support. Amener le fléau à l'horizontale en déplaçant le curseur sur la règle.
- Lire la graduation sur la règle.

**IV.2.3.2. Mesures rhéologiques**

La connaissance des caractéristiques rhéologiques de la boue de forage a une importance capitale pour le bon déroulement du forage et l'exploitation d'un gisement de pétrole ou de gaz. Le rhéomètre FANN est un appareil à cylindre coaxiaux utilisé pour mesurer les propriétés rhéologiques des boues. Il est muni d'un positionneur de vitesse de rotation (600, 300, 200, 100, 6 et 3tr/min) (Figure IV.4). Nous, nous avons utilisé un rhéomètre OFITE 900 (figureIV.5)

**FigureIV.4:** Rhéomètre FANN**FigureIV.5:** Rhéomètre OFITE 900

Selon le protocole API, l'opérateur doit réaliser les mesures de contraintes (déduite de la lecture de la graduation) aux six vitesses de rotations. Les conditions opératoires choisis sont :

La pression : c'est la pression atmosphérique,

La température:  $T=60^{\circ}\text{C}$ .

**a) Mode opératoire:**

- Agiter la boue pendant 5mn a l'aide d'un agitateur puis remplir le godet du rhéomètre.
- Immerger les cylindres coaxiaux (L'appareil est muni d'un système de coulisse avec une molette de blocage) jusqu'à ce que le trait repère du rotor affleure la surface de la boue.

**-Pour mesurer la viscosité:**

- Faire tourner le rotor à 600, 300, 200, 100, 6 et 3tr/mn et lire à chaque fois la déviation sur le cadran, les lectures sur le cardon sont respectivement L600, L300, L200, L100, L6, L3.
- Calculer les viscosités plastique, apparente et la yield-point selon les équations (I.5), (I.6), (I.7).

**-Pour mesurer le gel:**

- Faire tourner le rotor à 600tr/mn pendant 30sec, puis stopper le moteur et attendre 10sec.
- Tourner le rotor doucement a 3tr/mn et lire la déviation maximale sur le cadran : la lecture correspondante est le Gel 0.
- Attendre 10mn sans toucher la boue.
- Tourner le rotor a 3tr/mn et lire la déviation maximale sur le cadran : la lecture correspondante est le Gel 10.

#### **IV.2.3.3. Mesures de Filtrats**

Les phénomènes de filtration de la boue de forage sont extrêmement importants car ils conditionnent en parti la vitesse d'avancement du forage; l'état des terrains forés et l'envahissement des couches perméables. Les mesures de filtrat sont réalisées selon les spécifications API, à une température de 80°C et une différence de pression 500psi. L'évolution du filtrat est suivie durant 30 minutes. Et à chaque fois on récupère le filtrat à 7.5 min. Les solides déposés pendant la filtration constituent ce que l'on appelle le cake, l'épaisseur du cake est mesurée, pour avoir une bonne connaissance sur ce phénomène qui se produit au niveau de puits et approcher plus de la réalité.

L'appareil de mesure est un filtre presse HPHT (Haute Pression, Haute Température) pour la récupération de filtrat de bas, et le PPT pour la récupération de filtrat de haut.

➤ **Filtre presse HPHT:**

Il est composé d'une enceinte chauffante thermostatée, d'une cellule de filtration d'une unité de pression, d'une unité de contre pression collectant le filtrat dont l'utilisation est indispensable au-delà de 80°C, de joints résistants à haute température et d'un thermomètre (**Figure IV.6**).



**Figure IV.6:** Filtre presse haute pression- haute température

L'opération de filtration commence lorsque les conditions de filtration sont atteintes (500 psi, 80°C).

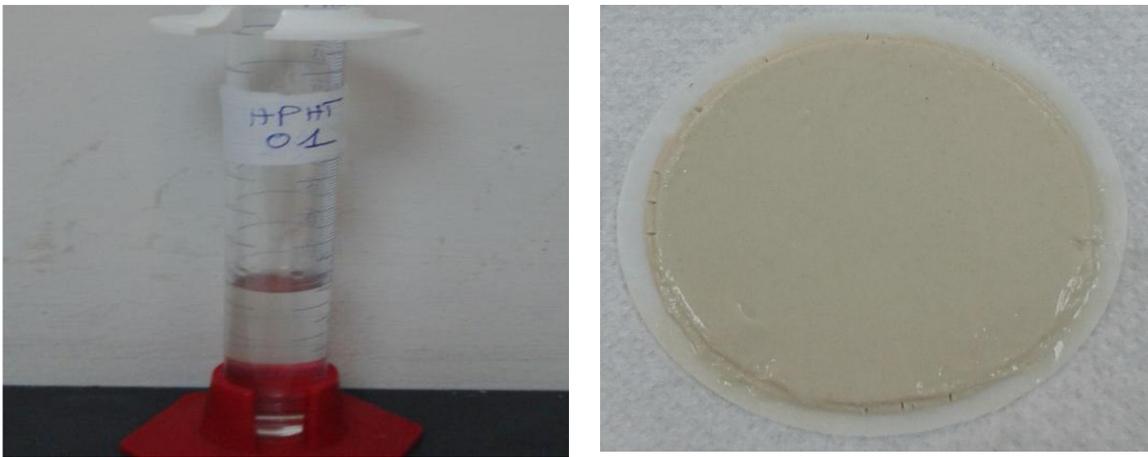
❖ **Mode opératoire**

- Assembler les parties du filtre presse après les avoir nettoyées et séchées.
- Remplir le réservoir de boue jusqu'à environ 1 cm du bord supérieur.
- Mettre soigneusement un disque de papier filtre, introduire avec soin le couvercle de la cellule en s'assurant que les vis coïncident avec les écrous de corps de cellule.
- Serrer les tiges et bloquer les tiges de la valve supérieure et inférieure.
- Introduire la cellule dans le cylindre chauffant et l'enclencher sur le loquet prévu au fond.
- Laisser chauffer jusqu'à obtention de la température 80°C.
- Monter l'unité de pression sur la tige de valve supérieure et insérer la clavette d'assemblage.
- Monter le sparklet et placer une éprouvette sous la tige de valve inférieur.
- Régler le détendeur jusqu'à obtention de la pression désirée et, dès que la température a atteint la valeur recherchée, dévisser la tige de valve supérieur et inférieur d'un ½ tour à gauche.

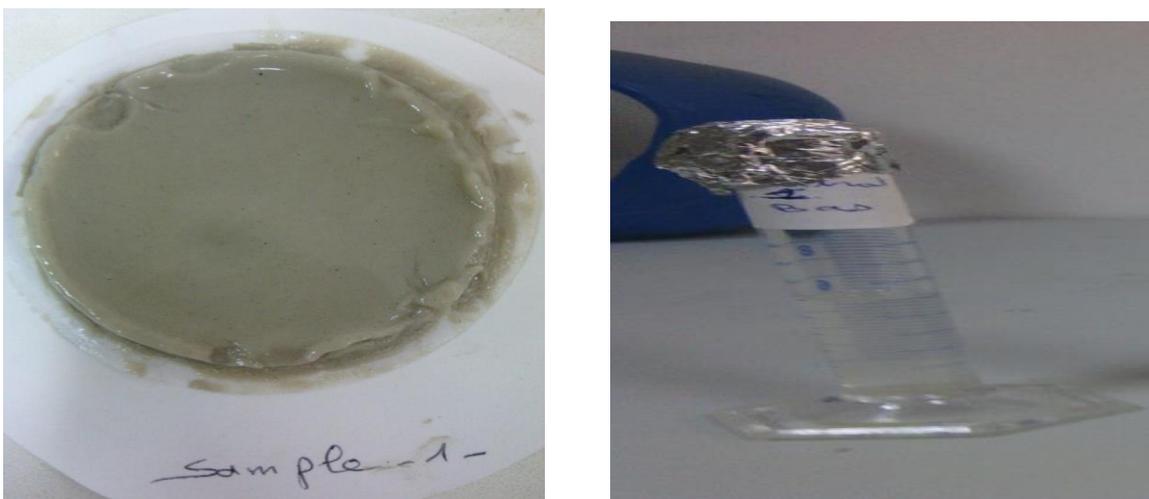
- Après 30mn de filtration, bloquer les tiges de valve inférieure puis supérieure en tournant à droite.
- Dévisser le Manodétendeur et désaccorder l'unité de pression après le refroidissement de la cellule.
- Purger la cellule.
- Démontez et mesurez l'épaisseur du cake et prenez le volume de filtrat (Figure IV.7) et (Figure IV.8).

### Remarque

La récupération du filtrat est réalisée pour les deux types de formulation à base de  $\text{CaCO}_3$  et de  $\text{BaSO}_4$ .



**Figure IV.7:** Filtrat et cake récupérés ( $\text{CaCO}_3$ )



**Figure IV.8.** Filtrat et cake récupérés ( $\text{BaSO}_4$ ).

➤ **Filtre presse PPT:** (figureIV.9)

Il est composé d'une

1. Une cellule
2. Des joints toriques
3. Des tiges de soupape
4. Capuchons de cellule
5. Des vis de blocage
6. Un oring
7. Une clé hexagonale
8. Une pompe hydraulique
9. Poignée en T
10. Un récepteur de contre pression
11. Une gaine chauffante.
12. Un piston

❖ **Mode opératoire**

1. Ouvrez la cellule et vérifiez tous les joints toriques. Remplacez tout ce qui apparaît porté ou endommagé.
2. Appliquer une fine couche de graisse de silicone autour des joints toriques utilisés sur le piston, Les tiges de soupape et les capuchons de cellules.
3. Positionner la cellule droite avec l'entrée, ou peu profonde, en évidence vers le haut. Vérifiez la cavité du joint torique pour vous assurer qu'il est propre. Insérer instamment un oring (N ° de pièce 170-13-3) à l'intérieur de l'évidement de la cellule et des capuchons de cellules.
4. Trouvez le capuchon de cellule plus court et filtré et placez-le dans le corps de la cellule d'essai. Assurez-vous que la flèche sur le capuchon de la cellule s'aligne avec la flèche sur le test corps cellulaire.
5. Placez une vis de blocage dans chacun des trous autour du haut de la cellule d'essai Corps et serrez-les avec la clé hexagonale fournie.
6. Appuyez sur le bouton rouge situé juste en dessous de la commande du thermostat sur la veste de chauffage. Cela permet de placer le plongeur d'arrêt en position pour supporter la cellule alors qu'elle est remplie de fluide et facilite l'installation de la cellule de sortie casquette. Inverser la cellule et la placer à l'intérieur de la gaine chauffante avec le bouchon d'entrée Vers le bas.

7. Vissez la tige de la soupape d'admission (avec le raccord rapide) dans l'entrée capuchon de la cellule et serrez complètement. Ensuite, ouvrez la tige de soupape en tournant dans le sens des aiguilles d'une montre  $\frac{1}{2}$  à 1 tour complet lorsqu'il est connecté.
8. Raccorder le tuyau de pressurisation de la pompe hydraulique avec la balle  $\frac{3}{4}$  "(2,0 cm) Vanne et raccords rapides à l'ensemble de la soupape d'admission.
9. Vissez la poignée en T dans le piston et placez-la dans la cellule, en la faisant fonctionner haut et bas pour assurer la libre circulation. Positionner le piston avec le Thandle de sorte qu'il entre en contact avec le capuchon de la cellule d'entrée.
10. Ouvrez la soupape d'admission. Tourner le bouton de pression sur l'hydraulique Pompe dans le sens des aiguilles d'une montre pour fermer la soupape de décharge de pression. Course sur l'hydraulique pompez 6 à 8 fois pour ajouter environ  $1\frac{1}{2}$  "(3,81 cm) de fluide hydraulique volume dans l'entrée de la cellule. Fermer la soupape d'admission. La meilleure façon de déterminer le volume de fluide hydraulique dans la cellule est d'observer le T-handle. Quand il a augmenté de  $1\frac{1}{2}$  "(3.81 cm), arrête d'ajouter du liquide.
11. Retirez la poignée en T du piston et de la cellule.
12. Préparez le liquide d'essai conformément aux spécifications de l'API.
13. Ajouter environ 320 ml de liquide d'essai à la cellule.
14. Placez le joint torique de viton (N ° de pièce 170-13-3) dans l'évidement et placez le disque céramique préparé sur le dessus du joint torique.
15. Trouvez le bouchon de la cellule avec les lignes d'écoulement scribed dans la surface. Vissez la cellule captée dans l'extrémité de sortie de la cellule d'essai. Revêtement du joint torique avec un mince manteau de graisse de silicone haute température aidera. Si vous utilisez du papier filtre au lieu d'un disque céramique, utilisez le capuchon de cellule tamisé pour éviter les déchirements. Le capuchon blindé est  $\frac{1}{4}$  "plus épais pour compte pour le disque manquant. Si vous préférez utiliser le capuchon de cellule scribed avec du papier filtre, utilisez le bague d'espacement pour remplir le vide  $\frac{1}{4}$  ". Placez l'entretoise dans la cellule au-dessus de la rainure du joint torique. Le joint torique dans l'entretoise doit être orienté vers le haut.
16. Placez une vis de blocage dans chacun des trous autour du haut de la cellule d'essai corps et serrez-les avec la clé hexagonale fournie.
17. À l'aide d'une seringue, remplir la soupape de sortie avec du liquide de base (eau ou huile) ce qui améliorera la précision du test. Le volume total de l'espace mort du média filtrant au récepteur de contre-pression doit être rempli avec le fluide de base avant le test.

18. Installez et serrez l'ensemble de la soupape de sortie avec le  $\frac{1}{8}$ " (0,32 cm) valve à bille dans le bouchon de la cellule.

19. Tenez l'ensemble de soupape de sortie d'une main et tirez la butée la veste chauffante hors-bord pour abaisser complètement la cellule dans le chauffage veste. Tournez la cellule jusqu'à ce qu'elle se verrouille en place sur la broche d'alignement dans le bas de la veste chauffante.

20. Fermez la soupape de sortie en tournant le levier en position  $90^\circ$ . Placer un thermomètre à cadran métallique (référence n ° 154-20) dans le haut de la cellule dans le petit trou.

21. Fixez le récepteur de contre-pression au sommet de l'ensemble de soupape. Etre veillez à ne pas faire pivoter l'ensemble de soupape. Verrouillez le récepteur en place avec la goupille de retenue.

22. Fixez l'ensemble de pression de  $\text{CO}_2$  à la tige de soupape sur le dos récepteur de pression et assurez-vous que la goupille de retenue est complètement engagée.

23. Tournez la poignée en T sur le régulateur d'air dans le sens inverse des aiguilles d'une montre.

.-Percez l'ampoule à  $\text{CO}_2$  et appliquez la quantité appropriée de contre-pression au récepteur pour le test souhaité température.

24. Pendant que la cellule chauffe jusqu'à  $173^\circ \text{F}$ , ouvrez l'entrée valvule et appliquer la quantité de pression désirée.

Lorsque la cellule fermée chauffe dans la veste, la pression dans la cellule augmente rapidement en raison de la dilatation thermique de l'échantillon et de l'hydraulique fluide. Utilisez la pompe pour dégager l'huile hydraulique et éviter la sur-pressurisation.

Maintenir la pression sur le fluide jusqu'à ce que la température désirée soit stabilisé, comme l'indique le thermomètre. Utilisez la pompe hydraulique soupape de pression pour maintenir la pression.



**FigureIV.9:** Filtre presse PPT

### **IV.3. Résultats et discussion**

#### **IV.3.1. Les caractéristiques de la boue**

Les différentes formulations de boue ont été fabriquées et testées conformément à la norme API. Les paramètres rhéologiques tels que la tension de cisaillement, le taux de cisaillement, le gel 10s et gel 10mn ont été mesurés. La viscosité apparente, la viscosité plastique et la yield value ont été calculées. Les résultats obtenus consignés dans le tableau IV.4. et le tableau IV.5, pour la boue à base de la barite et la boue à base de carbonate de calcium respectivement.

**Tableau IV.4:** Propriétés rhéologiques de 7 formulations à base de la barite

Paramètres	1/s	Form1	Form 2	Form 3	Form 4	Form 5	Form 6	Form 7
<b>Viscosité plastique (cp)</b>		32,6	42.7	43.7	50	53.2	59.6	64.8
		59.7	69.4	75	79	80	81.5	104.5
<b>Contrainte seuil (lb/100ft<sup>2</sup>)</b>		38,7	48	48.7	51	57	61.7	70.3
<b>Gel 10sec (lb/100ft<sup>2</sup>)</b>		12.1	13.5	14.1	15.4	16.2	17.5	26.3
<b>Gel 10min (lb/100ft<sup>2</sup>)</b>		18.7	19.9	23.2	23.7	26.8	34	66
<b>L600 (tour/min)</b>	<b>1021.38</b>	119.4	138.8	150	158	160	163	209
<b>L300 (tour/min)</b>	510.69	82.6	93.5	98.6	105.1	109	122.8	136.4
<b>L200 (tour/min)</b>	340.46	65.6	74	77.8	83.2	87	91.2	109.4
<b>L100 (tour/min)</b>	170.23	44.8	51.8	53.3	57	60.2	65.5	77.2
<b>L60 (tour/min)</b>	102.14	34.1	36.2	41.5	44.3	48.8	53.1	61.8
<b>L30 (tour/min)</b>	51.05	25.7	27	30.3	32.2	37	41	46.8
<b>L10 (tour/min)</b>	17.2	16.7	18.3	19.9	21.1	27.4	30.5	33
<b>L6 (tour/min)</b>	10.21	14.8	16	14.4	18.6	23	27	30.5
<b>L3 (tour/min)</b>	5.11	12.8	13.3	12.7	15.5	20	26.5	28.7
<b>Densité</b>		1.09	1.11	1.115	1.20	1.24	1.32	1.45

**Tableau IV.5:** Propriétés rhéologiques de 7 formulations à base de carbonate de calcium

Paramètres	1/s	Form1	Form2	Form 3	Form 4	Form5	Form6	Form 7
<b>Viscosité plastique (cp)</b>		9.4	11.4	11.5	12.9	15.6	19.9	20
<b>Viscosité apparente(cp)</b>		19.9	27.2	30.15	31.75	38.55	48.35	50.55
<b>Contrainte seuil (lb/100ft<sup>2</sup>)</b>		26.6	26.7	34.7	32.5	38.7	51.3	54.7
<b>Gel 10sec (lb/100ft<sup>2</sup>)</b>		11.2	14.8	19.7	20.4	25.8	33.1	36.5
<b>Gel 10min (lb/100ft<sup>2</sup>)</b>		24.8	32.6	38.5	44.5	50.5	63.7	66.8
<b>L600 (tour/min)</b>	1021.38	39.8	54.4	60.3	63.5	77.1	96.7	101.1
<b>L300 (tour/min)</b>	510.46	31.2	42	48.9	49.4	58.1	73	75.5
<b>L200 (tour/min)</b>	340.46	26.8	35.8	42.7	43	50.3	63.3	64.9
<b>L100 (tour/min)</b>	170.23	21.1	28.1	34.9	35.2	40.7	51	52.3
<b>L60 (tour/min)</b>	102.14	18.4	24.5	31.1	31.5	35.8	45.3	46.7
<b>L30 (tour/min)</b>	51.05	15.2	20.5	27.1	27.5	30.9	39.5	40.8
<b>L10 (tour/min)</b>	17.2	12.6	17.3	22.9	23.4	26.6	34.3	36.2
<b>L6 (tour/min)</b>	10.2	12.9	16	22	23	25.9	33	35.4
<b>L3 (tour/min)</b>	5.11	11.5	15	20.7	21.7	25	31.5	33.2
<b>Densité</b>		1.09	1.11	1.15	1.20	1.24	1.32	1.45

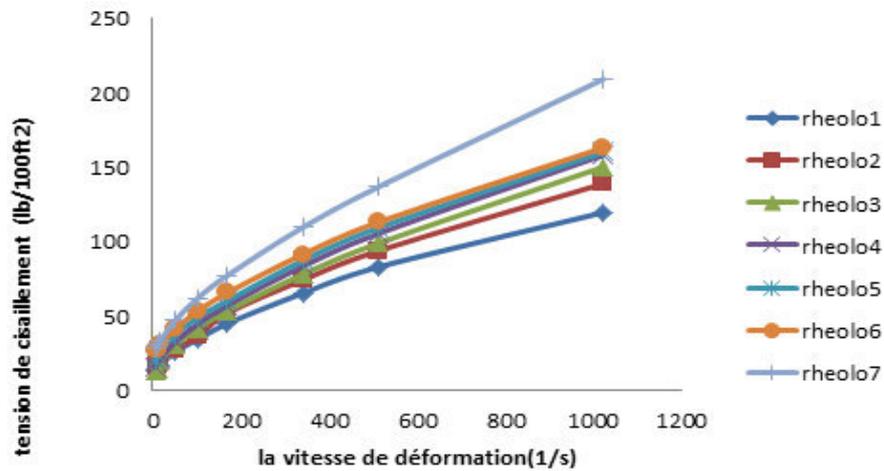
D'après les résultats trouvés pour les deux types de boue, nous observons que la viscosité apparente, viscosité plastique, la contrainte seuil, le gel 10 sec, le gel 10 et les tensions de cisaillement min augmentent lorsque la quantité d'alourdissant augmente.

-Pendant la préparation nous avons remarqué que la formation des bulles et la floculation du fluide sont apparait à partir d'une densité de 1.32.

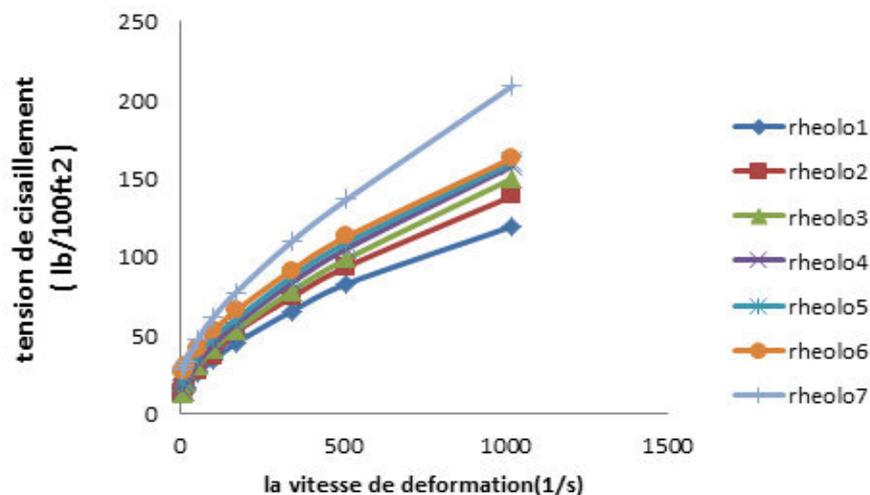
-La rigidité du gel est une propriété très importante des fluides de forage; car elle mesure la capacité du fluide de forage à maintenir les solides en suspension.

-Les résultats montrent qu'il existe une augmentation dans les propriétés rhéologiques du fluide de forage lorsque la quantité de la barite et de carbonate de calcium augmente.

Par ailleurs, pour chaque formulation un rhéogramme a été tracé (figure IV.10 à IV.11).



**Figure IV.10:** Rhéogramme montrant le comportement de la boue à base de la barite «les 07 formulations,  $d=1.09$  à  $d=1.45$ »



**Figure IV.11:** Rhéogrammes montrant le comportement de la boue à base du  $\text{CaCO}_3$  «les 07 formulations,  $d=1.09$  à  $d=1.45$ »

Les rhéogrammes représentés dans la figure IV.10 et IV.11 donnent la relation entre la tension de cisaillement et le taux de cisaillement des fluides non newtoniens. Les différentes formulations se rapprochent du modèle rhéologique de type Bingham.

## IV.3.2. Test de filtration HPHT

Pour chaque formulation et selon les procédures décrites précédemment des tests de filtration HPHT et PPT (500psi-173 °F) ont été effectués. Le filtrat et l'épaisseur du cake sont mesurés pendant une période de 7.5 min et de 30 min. Le tableau IV.6 et 7 récapitulent les résultats obtenus.

**Tableau IV.6:** Filtrat et Epaisseur du cake des différentes formulations (barite)

Formulation	Filtrat (barite à $T_p=173^{\circ}\text{C}$ et $D_p=500\text{psi}$ )					
	En bas			En haut		
	filtrat (ml)		ep cake (in)	filtrat (ml)		ep cake (in)
1	V7,5	8,6	3	V7,5	3,4	3,5
	V30	9,8		V30	5,4	
	Vppt=2*V30	19,6		Vppt=2*V30	10,8	
2	V7,5	3,8	4	V7,5	3,8	4
	V30	6,8		V30	5,8	
	Vppt=2*V30	13,6		Vppt=2*V30	11,6	
3	V7,5	3,4	3	V7,5	2,2	4
	V30	6,8		V30	5,4	
	Vppt=2*V30	13,6		Vppt=2*V30	10,8	
4	V7,5	3,8	3	V7,5	4,4	4,5
	V30	7,4		V30	7	
	Vppt=2*V30	14,8		Vppt=2*V30	14	
5	V7,5	3,9	4	V7,5	3,8	4,5
	V30	6,8		V30	6,8	
	Vppt=2*V30	13,6		Vppt=2*V30	13,6	
6	V7,5	3,4	4	V7,5	4,9	4,5
	V30	7,2		V30	7,6	
	Vppt=2*V30	14,4		Vppt=2*V30	15,2	
7	V7,5	4	4	V7,5	3,2	5
	V30	7,8		V30	6,9	
	Vppt=2*V30	15,6		Vppt=2*V30	13,8	

**Tableau IV.7:** Filtrat et Epaisseur du cake des différentes formulations (CaCO<sub>3</sub>)

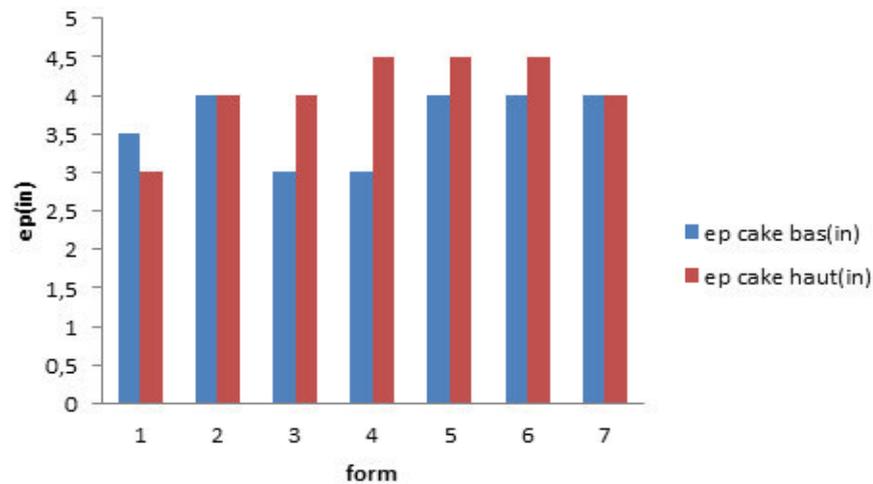
Formulation	Filtrat (CaCO <sub>3</sub> à Tp=173°C et Dp=500psi)					
	En bas			En haut		
	Filtrat (ml)		ep cake (in)	Filtrat (ml)		ep cake (in)
1	V7,5	5,2	3	V7,5	4	4
	V30	9,6		V30	9,7	
	Vppt=2*V30	19,2		Vppt=2*V30	19,4	
2	V7,5	5,4	3	V7,5	6,1	3.5
	V30	9,8		V30	9,6	
	Vppt=2*V30	19,6		Vppt=2*V30	19,2	
3	V7,5	5,2	3	V7,5	5,6	3.5
	V30	9,4		V30	9,4	
	Vppt=2*V30	18,8		Vppt=2*V30	18,8	
4	V7,5	5,5	4	V7,5	6,6	4
	V30	11,5		V30	11,4	
	Vppt=2*V30	23		Vppt=2*V30	22,8	
5	V7,5	7,2	4	V7,5	6	4.5
	V30	12,8		V30	12,4	
	Vppt=2*V30	25,6		Vppt=2*V30	24,8	
6	V7,5	6,1	5	V7,5	6	5
	V30	12,6		V30	12,4	
	Vppt=2*V30	25,2		Vppt=2*V30	24,8	
7	V7,5	8,1	7.5	V7,5	6,2	8
	V30	14,8		V30	14,4	
	Vppt=2*V30	29,6		Vppt=2*V30	28,8	

#### a) L'épaisseur du cake

Les résultats des tableaux IV.6 et IV.7 représentant les épaisseurs du cake montrent qu'il existe des différences dans l'épaisseur du cake pour les différentes densités et pour les deux types d'alourdissant.

##### ➤ Pour la barite:

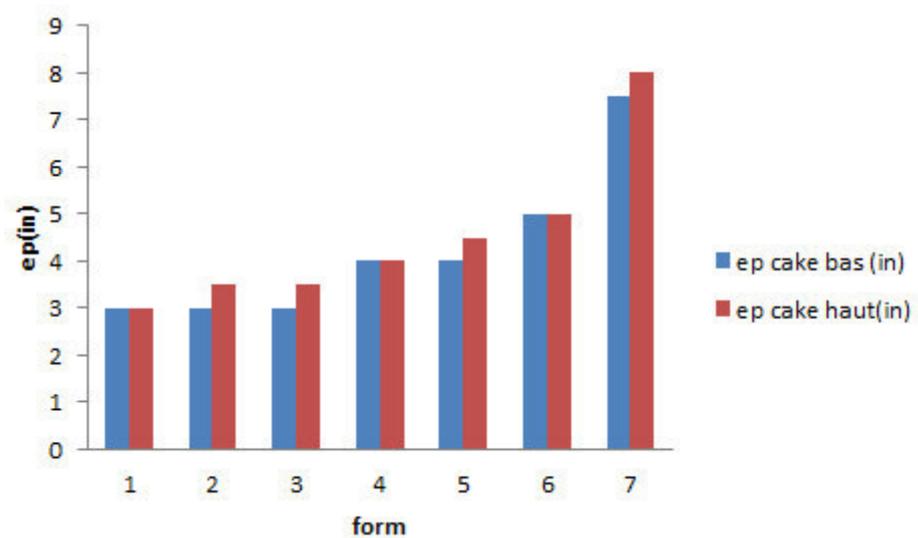
L'épaisseur du cake varie de 3in à 4 in de bas et de 4 in à 5 in de haut.



**Figure IV.12:** Histogramme représentant l'effet de la densité sur l'épaisseur du cake, cas de barite.

➤ **Pour le  $\text{CaCO}_3$**

L'épaisseur du cake varie de 3 in 7.5 in de bas et de 4 in à 8 in de haut.



**Figure IV.13:** Histogramme représentant l'effet de la densité sur l'épaisseur du cake, cas de  $\text{CaCO}_3$

Pour les deux alourdisant, nous observons:

- ❖ Que l'épaisseur du cake augmente quand la quantité d'alourdisant augmente. Comme le montre la figure IV.12 et IV.13.
- ❖ L'épaisseur de cake récupéré de haut est très grande que celle récupérée de bas.

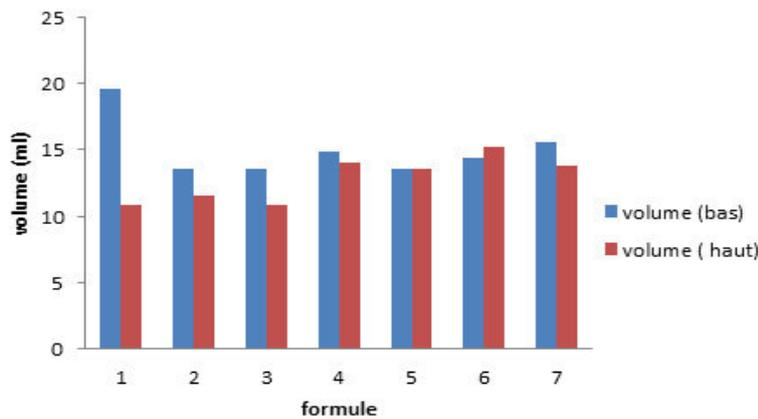
- ❖ Le fluide de forage dont la densité de 1.45, a une grande épaisseur. Cependant, à cette densité, le fluide de forage perd ses propriétés, et devient presque immobile et très épais.

**b) Le filtrat de boue:**

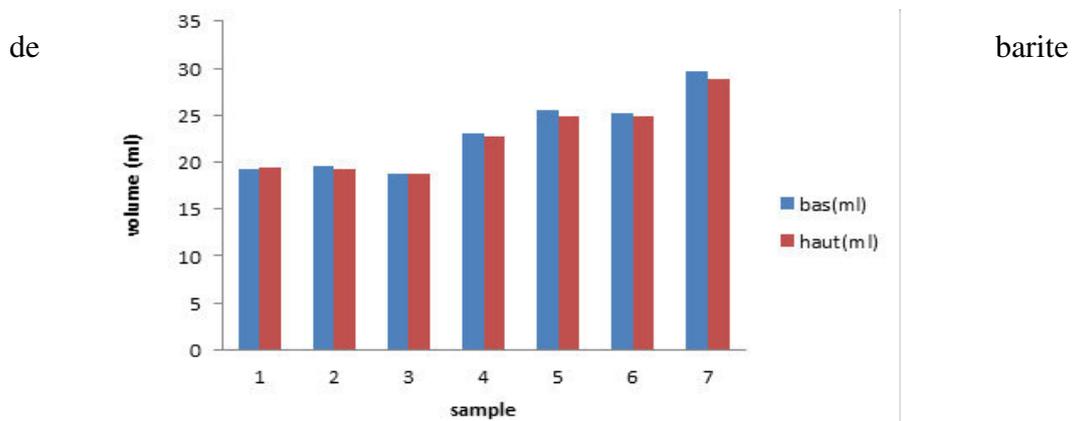
Le volume de filtrat doit être le minimum possible au droit du réservoir pour éviter le phénomène d'endommagement particulièrement water blocking et l'incompatibilité entre le fluide de formation et filtrat de boue.

D'après les tableaux IV.6, et IV.7, nous constatons que l'utilisation de 0.57 de réducteur de filtrat avec différentes quantités d'alourdissant nous a donné une augmentation dans le volume du filtrat. Elle passe de 19.2 ml à 29.6 ml de bas pour le CaCO<sub>3</sub> et de 19.4 ml à 28.5 ml de haut.

Et pour la barite elle passe de 19.6 à 15.6 de bas et de 10.8 ml à 13.8 ml de haut.



**Figure V.14 :** histogramme représente le volume de filtrat récupéré de bas et de haut pour les 7 formulations (barite)



**Figure IV.15:** Histogramme représentant le volume de filtrat récupéré de bas et de haut pour les 7 formulations (CaCO<sub>3</sub>)

### IV.3.3. Essai d'endommagement

Les tableaux IV.8 et IV.9 résument le calcul de la perméabilité ainsi le débit volumique et la viscosité du filtrat pour les 14 formulations. Selon les relations suivantes respectivement [29-32]:

$$K = \frac{122.8.q.\mu.lc}{\Delta P_c.D_2} \quad (\text{IV.1})$$

Avec:

$D_2$  : diamètre de cake en (in)

$K$  : la perméabilité de cake en (md)

$L_c$  : épaisseur de cake en (in)

$\Delta P_c$  : pression en (psi)

$\mu$  :viscosité dynamique en (cp)

$Q$  : débit volumique en (cm<sup>3</sup> /mn)

$$Q = V_f = \frac{2(v_{30}-v_{7.5})}{\sqrt{t_2}-\sqrt{t_1}} = \frac{2(v_{30}-v_{7.5})}{2.739} \quad (\text{IV.2})$$

Avec:

$Q$  : débit volumique en (cm<sup>3</sup> /mn)

$V_{30}$  : le volume de filtrat récupère après 30 minutes en (ml)

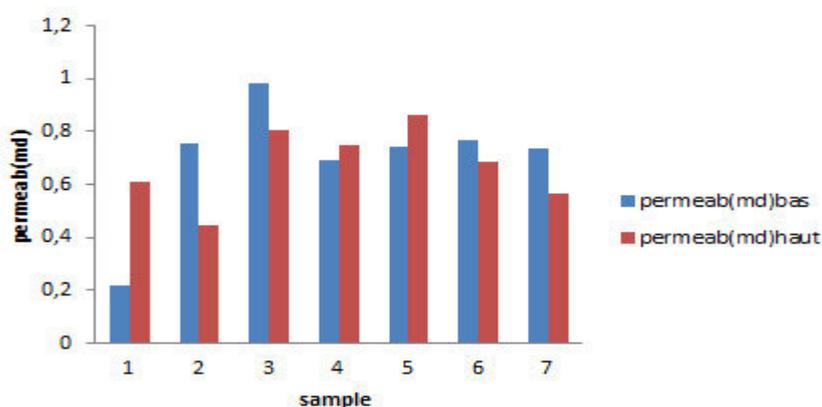
$V_{7.5}$  : le volume de filtrat récupère après 7.5 minutes en (ml)

**Tableau IV.8:** Perméabilité de cake des différentes formulations (barite).

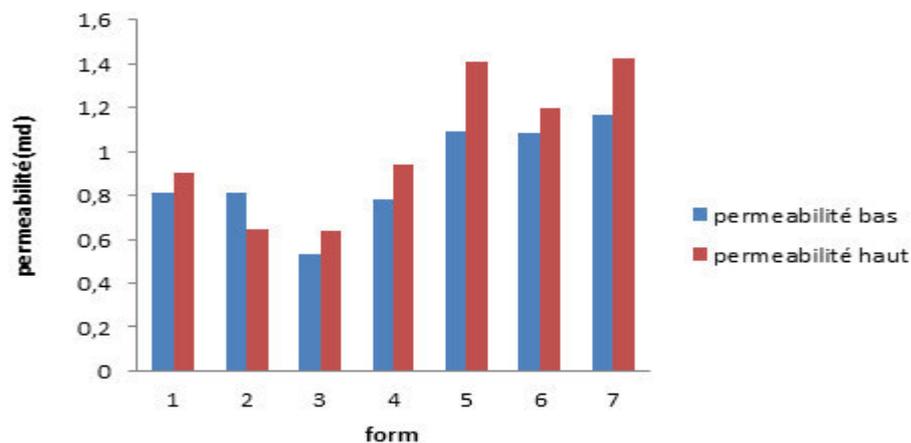
Formulation	Cake en bas			Cake en haut		
	Débit volumique (cm <sup>3</sup> /mn)	Viscosité (Cp)	Perméabilité (md)	Débit volumique (cm <sup>3</sup> /mn)	Viscosité (Cp)	Perméabilité (md).
1	0.876	1.38	0.221	2.80	1.38	0.607
2	2.19	1.643	0.752	1.46	1.643	0.448
3	3.79	1.646	0.980	2.33	1.643	0.803
4	2.628	1.67	0.689	1.898	1.67	0.747
5	2.117	1.673	0.740	2.19	1.673	0.863
6	2.482	1.48	0.769	1.971	1.48	0.687
7	2.774	1.27	0.738	2.117	1.27	0.563

**Tableau IV.9:** Perméabilité de cake des différentes formulations (CaCO<sub>3</sub>)

Formulation	Cake en bas			Cake en haut		
	Débit volumique (cm <sup>3</sup> /mn)	Viscosité (Cp)	Perméabilité (md)	Débit volumique (cm <sup>3</sup> /mn)	Viscosité (Cp)	Perméabilité (md).
1	0.812	1.38	3.21	4.16	1.38	0.902
2	0.814	1.21	3.21	2.55	1.21	0.646
3	0.529	1.10	3.06	2.77	1.10	0.638
4	0.784	1.14	4.38	3.50	1.14	0.940
5	1.094	1.28	4.08	4.67	1.28	1.409
6	1.08	1.09	4.74	4.67	1.09	1.20
7	1.168	1.14	4.89	5.98	1.14	1.42



**Figure IV.16:** La perméabilité de cake récupéré par le haut et le bas pour les 7 formulations (barite).



**Figure IV.17:** La perméabilité de cake récupéré par le haut et le bas pour les 7 formulations ( $\text{CaCO}_3$ ).

Les résultats de calcul montrent que la bonne formulation de boue ou bien le bon alourdisant est le  $\text{CaCO}_3$  ; car la perméabilité de cake est plus grande que celle dans le cas de la barite. Et la perméabilité de cake récupéré de haut est plus grande que celle au bas.

## Conclusion générale

Dans notre pays, la majorité des forages sont forés avec des boues à base d'huile, particulièrement, la phase réservoir. Donc, concevoir une boue à base d'eau qui cause moins de dommages à l'environnement, au réservoir et qui pourraient agir comme une boue à base d'huile serait une contribution pour la réduction de la pollution et le coût.

Dans cette étude, nous avons préparé et examiné sept formulations de fluide de forage à base d'eau, qui contient la même composition avec différentes quantité de alourdissants barite ou de  $\text{CaCO}_3$ .

Notre but essentiel était de trouver la bonne formulation (le bon alourdissant) qui est adaptée aux conditions de forage de la phase réservoir.

Dans le but d'atteindre notre objectif, nous avons utilisé plusieurs essais et procédures:

- Préparation des sept formulations de boue.
- Détermination de la densité et la viscosité,
- Test de rhéologie,
- Test de filtration.

A la lumière des résultats obtenus, nous pouvons conclure que:

- Au cours de l'opération de filtration, il y a eu un temps d'inflexion à 7,5 min pendant lequel le processus a changé de la compression à l'accumulation.
- La caractérisation des fluides de forage a montré de bonnes propriétés rhéologiques. Quand la quantité ajoutée de la barite et de  $\text{CaCO}_3$  augmente:
  - ✓ La densité augmente.
  - ✓ Les propriétés rhéologiques du fluide de forage augmentent.
  - ✓ Le filtrat et l'épaisseur du cake augmentent.
  - ✓ La perméabilité augmente.

Enfin d'après notre étude nous constatons que le meilleur alourdissant qui nous a donné des bons résultats c'est le carbonate de calcium ( $\text{CaCO}_3$ ); car il a une bonne perméabilité de cake qui nous permet une bonne exploration de la roche réservoir.

Et lors de bouchage de l'outil de forage on peut par des réactions d'acidification par l'ajout des acide ( $\text{HCl}$ ) de le déboucher; ce qui n'est pas possible dans le cas de la barite.

# Recommandations

---

## **Recommandations**

D'après la présente étude, et pour rendre le fluide de forage à base d'eau plus rentable, nous pouvons suggérer les recommandations suivantes :

- De forer la partie réservoir et récupérer le fluide de formation par le haut.
- Reprendre la formulation préparée avec l'alourdissant carbonate de calcium et l'optimiser en réducteur de filtrat en ajoutant une quantité de polymère Xanthan pour réduire davantage l'endommagement.

**Références bibliographiques**

- [1] Site Web: [www.planete-energie.com /fr/Medias/decryptages/comment-se-deroule-un-forage-d-exploration](http://www.planete-energie.com/fr/Medias/decryptages/comment-se-deroule-un-forage-d-exploration).
- [2] Khodja. M, Les fluides de forage: Etude des performances et considérations environnementales, PhD thèse, Institut National Polytechnique de Toulouse, (2008).
- [3] Khelifaoui. I, Traitement des déblais de forage pétrolier, mémoire de master, université M'Hamed bougara. Boumerdes.
- [4] CD Schlumberger, Oil Well Drilling "Mud circulation and treating equipment", Vol.4. Schlumberger/Sedco Forex. Technomedia international. Inc (1997).
- [5] Chilingarian. G. V., et Vorabutr. P, Composition and properties of drilling and completion fluids. Drilling and Drilling Fluids, Elsevier Scientific, Amsterdam Darley, Houston, TX, 630p, (1988).
- [6] Cossé. R, Basics of reservoir engineering, Edition Technip, (1993).
- [7] Cossé. R, Le gisement, Institut Français du Pétrole et Editions Technip,
- [8] M. J. et al, Economides, Petroleum well construction, édition John wiley and sons. pp.199–204, (1988).
- [9] Negriyen. J,P, le forage (en ligne), Edition technip, 371p, (1993), Disp sur: <https://books.google.dz/books>.
- [10] Chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel, « manuel de rhéologie des fluides de forage et laitiers de ciment », Edition Technip, (1979).
- [11] Garcia.N and Parigot.P. « Boue de forage », Publication de l'IFP. Technip, (1968).
- [12] Publication de l'institut français de pétrole, le fluide de forage.
- [13] Projet professionnel de fin de formation essai substitution des boues à base d'huile destinée au réservoir par des systèmes de boue a bas d'eau au polymère xanthan
- [14] Cossé. R, technique d'exploitation pétrolière, le gisement, école nationale supérieure du pétrole et des moteurs, formation industrie, (1988).
- [15] Monicart. R, caractéristiques des roches réservoirs, analyses des carottes », Edition technip, (1965).
- [16] Michel. R, Etude pétrophysique et modélisation des effets des transferts thermiques entre roche et fluide dans le contexte géothermique de Soultz-Sous-Forêts, PhD thèse, Institut de physique du globe de strasbourg, (2007).

- [17] Ahmed, T, Reservoir engineering handbook, Library of Congress Cataloging-in-Publication Data 4th ed, (1946).
- [18] Choquette, P.W, Pray. L.C, Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates, AAPG Bulletin, (1970).
- [19] Alain. P, Géodynamique pétrolière: genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures, (1985).
- [20] Scheidegger. A.E, The physics of flow through porous media, 3<sup>rd</sup> edition, University of Toronto Press, (1974).
- [21] Projet professionnel de fin de formation Pour l'obtention du diplôme de Magistère spécialisé en Réservoir engineering
- [22] Dominique. V, la liaison trou, école du pétrole et des moteurs, Edition Technip, (2001).
- [23] Centre de recherche et développement, « *Etude de mouillabilité sur la roche réservoir de BIR REBAA NORD* », laboratoire étude des gisements, Boumerdes, janvier 1993.
- [24] Bourbé, O, Coussy. B, Acoustique des milieux poreux, institut français du pétrole, Edition Technip, (1986).
- [25] Akkal. R, Optimisation des Fluides de Forage et Endommagement de la Formation, Thèse de Doctorat, Ecole Nationale Polytechnique, (2014).
- [26] Bennion. B. Formation, damage-the impairment of the invisible, by the inevitable and uncontrollable, resulting in an indeterminate reduction of the unquantifiable, Energy Research Laboratories Ltd. SPE, Journal of Canadian Petroleum Technology. Volume 38, (1999).
- [27] Civan, F, Nguyen, V, Modeling Particle Migration and Deposition in porous Media by Parallel Pathways with Exchange, volume 457-484. Taylor & Francis Group, LLC, Boca Roton. CRC Press, (2005).
- [28] Civan .F, Reservoir Formation Damage, Gulf professional Publishing, Elsevier Science, (2011).
- [29] Leontaritis, K.J, Asphaltene near-wellbore formation damage modeling, SPE, Society of Petroleum Engineers, (1998).
- [30] Shafeeg O Blkooor and Fattah KA, « *The Influence of XC-Polymer on Drilling Fluid Filter Cake Properties and Formation Damage* », Petroleum & Environmental, 2013 Conference and Exhibition, Volume 36753, Denver, Colorado, 6-9 Octobre 1996.

[31] Outmans.H.D, Mechanics of static and dynamic filtration in the borehole, Trans AIME, Vol 228, USA, (1963).

[32] S.M.ELKatatny,M.A.Mahmoud,and H.A.Naser –El-Din ,texas A&M University,All SPE members