

*République Algérienne Démocratique et Populaire*



*Ministère de l'Enseignement Supérieur et de  
La Recherche scientifiques  
Université Kasdi Merbah Ouargla  
Faculté des hydrocarbures et des énergies  
renouvelables et science de la terre et de l'univers  
Département production  
Option Production*



## *Mémoire de fin d'études*

*En vue de l'obtention du diplôme*

*Master Production Professionnelle*

# *Thème*

*Altération de la mouillabilité par la boue à  
l'huile et ses additifs et évaluation de  
l'endommagement*

*Présenté par :*

*Nadia L'ANNAK*

*Soutenu le : 23/05/2016*

*Jury composé de:*

*Abdlouhab BOUCHIREB MAB (Président)*

*Salim GAREH MAB (Examineur)*

*Hamid LEBTAHI MCB (Encadreur)*

*2015-2016*

## Résumé

La stabilité de l'émulsion inverse dans les fluides de forage à base d'huile dépend de l'utilisation d'émulsifiants et de tensioactifs pour maintenir celle-ci. L'excès des tensioactifs engendre une altération de la mouillabilité de la phase forée. Le but de cette étude est d'évaluer l'influence des additifs de la boue émulsionnée inverse et son filtrat sur l'altération de la mouillabilité des échantillons de grés de Berea ayant une mouillabilité franche à l'eau.

L'altération de la mouillabilité causée par chaque composant de la boue à l'huile à émulsion inverse est évaluée par la méthode d'Amott où les résultats montrent l'aptitude des agents de surface à changer nettement la mouillabilité à l'eau des échantillons, ceci est reconnu comme l'un des mécanismes d'endommagement de la formation.

**Mots clés :** Les fluides de forage à base d'huile d'émulsion inverse, les tensioactifs, altération de la mouillabilité, endommagement de la formation.

## Abstract

Invert emulsion oil based drilling fluids rely on surfactants and emulsifiers to maintain the stability of the invert emulsion. The excess of surfactants causes wettability alteration in the drilled formation. The goal of this study is to assess the influence of invert emulsion oil based drilling fluid additives such as surfactants and oil based mud filtrates on the wettability alteration of Berea sandstone core samples.

Wettability alteration caused by each oil-based mud component was evaluated by Amott method where the results indicate the surfactants ability for changing the wettability of water-wet cores significantly; this is recognized as one of the mechanism of formation damage.

**Key words:** Invert emulsion oil based drilling fluids, surfactants, wettability alteration, formation damage.

# Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à toutes les personnes qui m'ont aidé de loin ou de près à accomplir et à bien mener ce travail.

## *A Mon père, ma mère*

A qui je dois tout, pour leurs patiences, leurs encouragements et leurs sacrifices consentis envers moi.

Leurs aides précieuses, leurs conseils prodigieux et leurs principes dans la vie m'ont fortement soutenu.

Que ce travail leur soit un témoignage de ma reconnaissance, pour leurs efforts et leurs encouragements.

Que Dieu vous protège et vous accorde longévité et bonne santé.

## *A mes frères et sœurs*

*Ahmed et sa petite famille, Djaffar, Samir, Thinhinane, Kahina et Amira.*

Pour leur soutien moral et leur encouragement considérable.

Que Dieu nous garde unis et solidaire.

## *A mes amis*

*Rania, Imene, Lilia, Afaf, Sarah, Nadjat, Asma, Fateh et Ahmida.*

Je sais très bien que vous me tenez à cœur, les mots ne peuvent pas exprimer mes vrais sentiments.

Que Dieu nous unisse à l'éternité.

## *A toute ma famille*

Je vous adresse mes sentiments et mes considérations les plus sincères. Je vous aime tous Enfin, je dédie ce mémoire de fin d'étude à la mémoire de ma chère grand-mère qui vient de nous quitter récemment.

*Nadia*

# Remerciements

Que la rédaction de ce mémoire soit pour moi l'occasion d'exprimer ma sincère gratitude à Mr Lebtahi Hamid, pour son encadrement, son aide, son encouragement et son suivi avec bienveillance de ce travail. Veuillez, cher monsieur trouver dans ce rapport l'expression de ma profonde gratitude et mon respect le plus profond.

Ma profonde gratitude et reconnaissance s'adresse à M.KaouaneAhcene, qui a accepté d'assurer mon encadrement au niveau de laboratoire CRD, de m'avoir proposé le thème. J'ai largement bénéficié de sa démarche scientifique, ses précieux conseils et suggestions pendant ce projet. J'ensuis reconnaissante pour son encouragement, il n'a pas cessé de me guider et faciliter les notions tout en fournissant une atmosphère agréable pour le déroulement du stage.

Je sais bien que vous avez toujours le cœur ouvert et plein de gentillesse, que Dieu vous protège. Les nouvelles générations ont besoin de votre empreinte professionnelle.

Je tiens à remercier ma grande famille au CRD, et surtout Mme Khodja, Mme Hammouche, M. Mekerri, M. Selmi, Kahina et Fateh pour leurs conseils, leurs critiques et recommandations. En effet, toutes les améliorations apportées à ce travail ne sont dues qu'à leurs qualités professionnelles.

Mes remerciements les plus sincères aux membres du jury M. Bouchireb et M. Gareh qui m'ont fait l'honneur de bien vouloir m'accorder la faveur de juger ce travail. Que tous ceux que j'ai oublié de citer ne m'en veillent pas et acceptent mes vifs remerciements.

**MERCI...**

# **Sommaire**

## Sommaire

Résumé.

Dédicaces.

Remerciements.

Liste des figures.

Liste des tableaux.

Nomenclature.

### Introduction générale.

Introduction.....1

#### Chapitre I. les fluides de forage, leurs additifs et tensioactifs.

I.1 Les fluides de forage.....3

I.2 Définition.....3

I.3 Fonctions des fluides de forage.....3

I.4 Propriétés des fluides de forage.....4

I.4.1 Densité.....4

I.4.2 Viscosité.....4

I.4.3 Contrainte seuil.....4

I.4.4 Thixotropie.....5

I.4.5 Filtration et cake.....5

I.4.6 Concentration en solides, en eau et en huile.....5

I.4.7 Emulsion.....5

I.5 Différents types de fluide de forage.....6

I.5.1 Boues de forage à air-gaz.....6

I.5.2 Boues à base d'eau (WBM).....6

<b>I.5.3</b>	<b>Boues à base d'huile (OBM).....</b>	<b>6</b>
<b>I.6</b>	<b>Description des principaux produits à boue.....</b>	<b>7</b>
<b>I.7</b>	<b>Les Tensioactifs.....</b>	<b>8</b>
<b>I.7.1</b>	<b>Définition.....</b>	<b>8</b>
<b>I.7.2</b>	<b>Les différents types de tensioactifs.....</b>	<b>8</b>
<b>I.7.3</b>	<b>Comportement des tensioactifs en solution.....</b>	<b>9</b>
<b>I.7.4</b>	<b>Les pouvoirs des tensioactifs.....</b>	<b>9</b>
<b>Chapitre II. La mouillabilité et ses généralités.</b>		
<b>II.1</b>	<b>Introduction à la mouillabilité.....</b>	<b>11</b>
<b>II.1.1</b>	<b>Caractéristiques générales des écoulements en milieux poreux.....</b>	<b>11</b>
<b>II.1.2</b>	<b>Définition de tension interfaciale, pression capillaire et de mouillage.....</b>	<b>12</b>
<b>II.2</b>	<b>La mouillabilité de la roche réservoir.....</b>	<b>14</b>
<b>II.2.1</b>	<b>Les différentes mouillabilités des réservoirs.....</b>	<b>14</b>
<b>II.2.2</b>	<b>Bibliographie sur l'altération de la mouillabilité.....</b>	<b>15</b>
<b>II.2.3</b>	<b>Détermination de la mouillabilité d'une roche : test Amott-IFP.....</b>	<b>17</b>
<b>II.3</b>	<b>Influence de la mouillabilité sur les écoulements en milieu poreux.....</b>	<b>18</b>
<b>II.4</b>	<b>Effet de la mouillabilité sur la répartition des phases dans un écoulement diphasique.....</b>	<b>18</b>
<b>II.4.1</b>	<b>Influence de la mouillabilité sur la perméabilité relative.....</b>	<b>19</b>
<b>Chapitre III. L'endommagement du milieu poreux.</b>		
<b>III.1</b>	<b>Introduction.....</b>	<b>20</b>
<b>III.1.1</b>	<b>Mécanismes d'endommagement.....</b>	<b>20</b>
<b>III.1.2</b>	<b>Endommagement mécanique.....</b>	<b>20</b>
<b>III.1.3</b>	<b>Mécanismes d'endommagement chimiques.....</b>	<b>21</b>

<b>III.2 Évaluation de l'endommagement.....</b>	<b>22</b>
III.2.1 Effet de Skin.....	22
III.2.2 Indice de variation de perméabilité.....	23
III.2.3 Taux d'endommagement.....	23
 <b>Chapitre IV. Matériels, dispositifs et procédures expérimentaux.</b> 	
<b>IV.1 Projet expérimentale.....</b>	<b>24</b>
IV.1.1 Le milieu poreux.....	24
IV.1.2 Les fluides.....	24
<b>IV.2 Procédure expérimentale.....</b>	<b>28</b>
IV.2.1 Préparation des échantillons.....	28
IV.2.2 Caractérisation pétrophysiques de la roche.....	28
IV.2.3 Fabrication et caractérisation de la boue à émulsion inverse.....	29
IV.2.4 Test de colmatage.....	35
IV.2.5 Test de mouillabilité.....	36
 <b>Chapitre V. résultats expérimentaux, analyses et discussions</b> 	
<b>V.1 Présentation des résultats obtenus.....</b>	<b>39</b>
V.1.1 Caractéristiques pétrophysiques, pétrographiques et minéralogiques des échantillons.....	39
V.1.2 Caractéristiques du fluide de forage utilisé.....	40
V.1.3 Résultats des tests d'endommagement.....	40
V.1.4 Résultats des tests de mouillabilité.....	42
<b>V.2 Interprétation des résultats.....</b>	<b>43</b>
V.2.1 Caractérisation pétrophysique.....	43



<b>X.1.1</b>	<b>Fabrication et caractérisation de la boue.....</b>	<b>43</b>
<b>X.1.2</b>	<b>Test d'endommagement.....</b>	<b>43</b>
<b>X.1.3</b>	<b>Test de mouillabilité.....</b>	<b>44</b>
	<b>Conclusion générale.</b>	
	<b>Conclusion.....</b>	<b>46</b>
	<b>Recommandations.....</b>	<b>46</b>
	<b>Références bibliographiques.</b>	
	<b>Annexes.</b>	

## Liste des figures

Figure (I.1) : Schéma représentatif d'un tensioactif.....	09
Figure (II.1) : Equilibre entre deux fluides non-miscibles et dans un milieu poreux.....	11
Figure (II.2): illustration de la notion de mouillage et d'angle de contact.....	13
Figure (IV.1) : (a) Balance METTER PM2000 (b) Ultra TURAX T25(c) Hamilton Beach.....	29
Figure (IV.2) : Densimètre à boue.....	30
Figure (IV.3) : (a) Filtre presse HP/HT (b) rhéomètre FANN 35A (c) Distillateur à boue.....	33
Figure (IV.4) : schéma représentatif de l'appareil DAFFM.....	36
Figure (IV.5) :Dispositifs d'imbibition spontanée des échantillons dans (a)l'eau(b) l'huile.....	37
Figure(V.1) : Evolution de la perméabilité en fonction du volume du soltrol injecté « échantillon 1 ».....	40
Figure (V.2) : Evolution de la perméabilité en fonction du volume du soltrolinjecté « échantillon 2 ».....	40
Figure(V.3) : evolution de la perméabilité en fonction du volume du soltrol injecté « échantillon 5 ».....	40
Figure (B.1): Appareil « GasPerm ».....	b
Figure (B.2): Étuve rotative (HOTROLLING).....	b
Figure (B.3) : appareil de colmatage(DAFFM).....	c
Figure (B.4) : appareil de déplacement forcé (géomècanique).....	c
Figure(C.1) : Evolution de la perméabilité en fonction du volume d'injecté « échantillon 3».....	d
Figure(C.2) : Evolution de la perméabilité en fonction du volume d'injecté « échantillon 4 » .....	d

## Liste des tableaux

Tableau (II.1) :La mouillabilité en fonction de l'indice d'Amott.....	17
Tableau (IV.1) : composition de la boue de forage.....	25
Tableau(IV.2) : formulation1.....	25
Tableau(IV.3) : formulation2.....	26
Tableau (IV.4) : formulation3.....	26
Tableau (IV.5) : formulation4.....	26
Tableau (IV.6) : formulation5.....	26
Tableau (IV.7) : formulation6.....	26
Tableau (V.1) : Paramètres pétrophysiques des échantillons.....	38
Tableau (V.2) : Porosité des échantillons parpesée.....	38
Tableau(V.3) : caractéristiques physico-chimique de la boue.....	39
Tableau (V.4) : Résultats des tests de colmatage.....	39
Tableau (V.5) : indice de mouillabilité dans l'eau.....	41
Tableau (V.6) : indice de mouillabilité dans l'huile.....	41
Tableau(V.7) : indice et type de mouillabilité.....	42
Tableau (A.1) : propriétés et description chimique des produits de la boue à base d'huile préparée.....	a

## Nomenclature

A : L'aire de l'échantillon [ $\text{cm}^2$ ].

B : facteur volumétrique du fond.

C : Coefficient de colmatage [%].

D : Diamètre de l'échantillon [cm].

h : Épaisseur du réservoir [m].

Idw : Water displacement index (indice de déplacement d'eau).

Ido : Oil displacement index (indice de déplacement d'huile).

K : perméabilité [mD].

$K_{\text{air}}$  : perméabilité à l'air [mD].

$K_f$  : perméabilité finale [mD].

$K_i$  : perméabilité initiale [mD].

L : longueur de l'échantillon [cm].

$L_{300}$  : Lecture Fann correspond à la vitesse de rotation 300tr /mn.

$L_{600}$  : Lecture Fann correspond à la vitesse de rotation 600tr /mn.

N.M : non mesurée.

o/w : système huile/eau.

o/s : système huile/solide.

$P_C$  : La pression capillaire [Pa].

$P_{nm}$  : La pression de la phase non mouillante.

$P_m$  : La pression de la phase mouillante.

Q : débit de fluide traversant l'échantillon [ $\text{cm}^3/\text{mn}$ ].

$R_C$  : Rayon de courbure de l'interface.

r : Rayon d'un pore [m].

$S$  : Facteur skin.

$S_w$  : Saturation en eau [%].

$S_o$  : Saturation en huile [%].

$T$  : Température.

$V_a$  : viscosité apparente [cP].

$V_p$  : viscosité plastique [cP].

$V_w$  : Water volume (volume d'eau).

$V_o$  : Oil volume (volume d'huile).

$V_t$  : Volume total de l'échantillon [cm<sup>3</sup>].

$V_p$  : Volume de pores.

$V_{oim}$  : Volume d'huile récupéré par imbibitions spontané [cm<sup>3</sup>].

$V_{od}$  : Volume d'huile récupéré par déplacement forcé [cm<sup>3</sup>].

$V_{eim}$  : Volume d'eau récupéré par imbibitions spontané [cm<sup>3</sup>].

$V_{ed}$  : Volume d'eau récupéré par déplacement forcé [cm<sup>3</sup>].

$WI$  : Amott Wettability index (indice de mouillabilité d'Amott).

w/s : système eau/ solide.

$Y_p$  : yield value [lb/100ft<sup>2</sup>].

### **Lettres grecques**

$\gamma$  : Tension superficielle.

$\mu$  : viscosité [cP].

$\sigma$  : Tension interfaciale [dynes/cm].

$\theta_c$  : Angle de contact de mouillage [°].

$\Delta P$  : Différence de pression [psi].

$\Delta P_{skin}$  : Perte de charge supplémentaire induite par l'endommagement.

: Porosité de l'échantillon [%].

$\rho_o$  : Masse volumique d'huile [kg/m<sup>3</sup>].

### **Abréviations utilisées**

API: American Petroleum Institut.

CMC : carboxyméthylcellulose.

FC : Filtrat Reducer.

HP/HT : Haute Pression/Haute Température.

HY : argile organophile.

IFP: Institut Français de Pétrole.

OBM: Oil-BasedMuds.

PE: Primary Emulsifier

SA : viscosifiant.

SE :Secondary Emulsifier.

USBM: United States Bureau of Mines.

WA: Watting Agent.

WBM: Water-Based Muds

### **Conversion**

$$1^{\circ}\text{F} = 1.8^{\circ}\text{C} + 32$$

$$1\text{Psi} = 6894,76 \text{ Pa} = 0.07 \text{ Kgf/cm}^2$$

$$1 \text{ Darcy} \cong 0,987 \times 10^{-12} \text{ m}^2 \cong 1(\mu\text{m})^2$$

$$1\text{cP} = 10^{-3} \text{ Pa.s}$$

$$\text{Lb/100ft}^2 = 0,48 \text{ Pa}$$

$$1\text{dyne/cm} = 10^{-3} \text{ N/m.}$$

# **Introduction générale**

## Introduction

Avant de procéder à l'acquisition des fluides de forage, la Sonatrach, à travers ces différentes structures, entreprend des tests de contrôle et de vérification des formulations de boue proposées par les différents fournisseurs. Ces formulations doivent répondre aux caractéristiques exigées dans les cahiers des charges. Ainsi, elles doivent être à la fois efficaces pour la réalisation du trou de forage et n'engendrant aucun endommagement pour les réservoirs producteurs d'huile ou de gaz.

Cependant, la procédure d'évaluation de ces fluides de forage reste insuffisante notamment en ce qui concerne l'endommagement. En effet, ce dernier est évalué en effectuant des tests de retour de perméabilité. Ces tests consistent à mesurer la perméabilité initiale et finale d'un échantillon de réservoir ou de référence tels que les grès de BEREА après l'avoir colmater par une boue durant 2 heures de temps.

En fait, ce test de courte durée ne reflète guère la réalité du terrain et ne prend pas en charge tous les différents mécanismes d'endommagement. Il nous renseigne plus sur l'invasion des solides que sur l'interaction roche fluide.

A cet effet, une étude s'intitulant « Altération de la mouillabilité des grès de BEREА par une boue à émulsion inverse et ses additifs » nous a été proposée pour mettre en exergue ce mécanisme d'endommagement. Notons que ce dernier a été rapporté et discuté dans plusieurs publications.

Les boues de forage à émulsion inverse reposent sur les surfactants et les émulsifiants pour maintenir la stabilité de l'émulsion inverse. Un excès d'agents mouillant dans la formulation est toujours nécessaire pour rendre les déblais de forage mouillable à l'huile afin de faciliter leur ascension vers la surface. Cet excès en surfactant altère la mouillabilité par conséquent affecte la perméabilité effective à l'huile d'où une baisse de productivité d'hydrocarbures et une augmentation significative de production en eau. Par ailleurs, l'altération de mouillabilité native des carottes récupérées peut influencer les études SCAL et de récupération.

Des travaux expérimentaux ont été effectués sur des échantillons de roche « Grès de BEREА » connu pour leur homogénéité et leur mouillabilité franche à l'eau et une boue à émulsion inverse de densité 1.25 et ces principaux additifs pouvant altérer la mouillabilité.



Ce mémoire comprend plusieurs chapitres :

- ✚ Le premier chapitre décrivant les différents fluides de forage et leurs fonctions notamment le fluide à base d'huile destiné pour le forage de la zone productrice. Ainsi que les principaux additifs utilisés, en mettant de l'accent sur les tensioactifs.
- ✚ Une notion globale sur la mouillabilité est introduite dans le deuxième chapitre avec description de la méthode utilisée pour son évaluation.  
L'influence de la mouillabilité sur les différentes propriétés des écoulements en milieu poreux est aussi citée en fin de ce chapitre.
- ✚ Dans le troisième chapitre, nous décrivons l'endommagement de la roche réservoir avec les différents mécanismes qui le produit que se soient mécaniques ou chimiques.  
Ainsi pour indiquer la présence d'endommagement, des paramètres d'évaluation sont élaborés.
- ✚ Le chapitre quatre (04), présente toutes les procédures et les équipements utilisés pour la réalisation des travaux expérimentaux liés à la problématique. Ces travaux ont été effectués dans différents laboratoires, allant de la pétrophysique, caractérisation des fluides de forage à l'étude des interfaces.
- ✚ Le cinquième chapitre comprend les différents résultats obtenus ainsi que leurs interprétations.

Pour en finir une conclusion est tirée, avec présentation des recommandations vis-à-vis le problème posé.

**Chapitre I.**

**Les fluides de forage, leurs additifs et  
tensioactifs**

## **I.1 Les fluides de forage**

La réussite d'un forage des puits de pétrole et de gaz dépend principalement des paramètres de fluide de forage (dites boues de forage).

Le choix d'une boue adéquate aux particularités spécifiques des terrains traversés et aux conditions géologiques permet d'augmenter le rendement des appareils de forage et d'éviter l'endommagement (colmatage) des couches productrices, ce qui donnera une meilleure productivité des puits [1].

## **I.2 Définition**

Le fluide 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,...etc.) [2].

## **I.3 Fonctions des fluides de forage**

Les fluides de forage doivent avoir les propriétés leur permettant d'optimiser les fonctions suivantes [3, 4] :

1. 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.
2. 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 thixotropique du fluide.
3. Refroidir et lubrifier l'outil pour éviter l'usure rapide des pièces métalliques en mouvement.
4. Maintenir les parois du puits en raison de la pression hydrostatique exercée par le fluide en écoulement et prévenir le cavage et les resserrements des parois des puits.
5. S'opposer aux venues d'eau, de gaz ou d'huile.
6. Ne pas gêner les interprétations géologiques et électriques et ne pas causer de dommages à la production.
7. 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.4 Propriétés des fluides de forage

### I.4.1 Densité

C'est le rapport de la masse volumique d'un corps à la masse volumique d'un corps de référence dans des conditions qui doivent être spécifiées pour les deux corps (l'eau à 4°C pour les liquides et les solides et l'air pour les gaz). Elle s'exprime par un nombre sans dimension.

La densité est un paramètre important des boues de forage. Elle doit être assez élevée pour que la pression hydrostatique exercée par la boue sur les formations empêche les venues des effluents et par conséquent les éruptions. Mais elle ne doit pas dépasser la limite de résistance des roches pour ne pas les fracturer et amener des pertes de circulation [4].

### I.4.2 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 [5].

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

a) **La viscosité apparente** : c'est la résistance totale à l'écoulement d'un fluide plastique, elle est exprimée en centi-poise et donnée par la relation suivante :

$$V_a = L_{600}/2 \text{ (cP)} \quad (1)$$

b) **La viscosité plastique** : 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 :

$$V_p = L_{600} - L_{300} \text{ (cP)} \quad (2)$$

### I.4.3 Contrainte seuil

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.

$$Y_P = L_{300} - V_P = (V_a - V_P) \times 2 \text{ (lb/100ft}^2\text{)} \quad (3)$$

$L_{600}$  et  $L_{300}$  Sont les lectures respectives à 600 rpm et 300 rpm sur le rhéomètre FANN 35.

#### **I.4.4 Thixotropie**

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, d'autre le gel 10 représentant la résistance du gel après un repos de la boue de 10 minutes [2].

#### **I.4.5 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 ».

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 [4].

#### **I.4.6 Concentration en solides, en eau et en huile**

La connaissance de la concentration en solides, en eau et en huile est d'une importance considérable dans les boues alourdis et dans les boues émulsionnées.

Pour déterminer les pourcentages en volume de ces différents constituants, on emploie un distillateur à boue [4].

#### **I.4.7 Emulsion**

Système hétérogène constitué par la dispersion sous forme de gouttelettes d'au moins un liquide dans un autre auquel il n'est pas miscible. Les gouttelettes constituent la phase dispersée dans l'autre dite phase continue [1].

Dans les boues émulsionnées, c'est l'huile qui est dispersée dans l'eau. On appelle cela une émulsion directe (par opposition à l'émulsion inverse où c'est l'eau qui est dispersée dans l'huile) [4].

## **I.5 Différents types de fluide de forage**

Une classification des fluides de forage est généralement basée sur la nature du constituant de la phase continue de ces fluides [1].

On peut ainsi distinguer trois grandes familles de fluides de forage :

- les fluides de forage gazeux, dont la phase continue est de l'air ou du gaz naturel ;
- les fluides de forages à base d'huile, dont la phase continue est une huile minérale (pétrole brut, fuel, gas-oil, ...) ;
- les fluides de forage à base d'eau, dont la phase continue est de l'eau éventuellement chargée en NaCl.

### **I.5.1 Boues de forage à air-gaz**

Ces systèmes de fluide 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 [3].

### **I.5.2 Boues à base d'eau (WBM)**

Les boues à base d'eau sont généralement utilisées pour forer les sections supérieures d'un puits. Pendant le forage, les matériaux des formations traversés s'incorporent dans la boue et peuvent ainsi changer sa composition et ses propriétés [6].

Elles se présentent essentiellement comme suit :

- Les boues douces dont la teneur en NaCl ne dépasse pas quelques g/l. Celles-ci sont principalement constituées par une suspension colloïdale d'argile, plus précisément de la bentonite sodique dans l'eau dont la concentration varie généralement de 15 à 70 g/l selon le rendement de la bentonite et les caractéristiques de la boue désirées.
- Les boues salées dont la teneur en NaCl peut être comprise entre quelques dizaines de g/l. et à saturation (320 g/l). Ces boues sont utilisées pour la traversée des zones salifères pour éviter le cavage.

### I.5.3 Boues à base d'huile (OBM)

Jugeant que les couches pouvait être plus sensibles à une invasion par l'eau que par l'huile ; les boues à l'huile furent utilisées pour le forage des horizons productifs, ces boues se sont révélées très efficaces pour résoudre les problèmes engendrés par l'utilisation des boues à base d'eau comme le gonflement des argiles.

Les boues à base d'huile sont utilisées pour :

- Forage et carottage des niveaux producteurs.
- Reprises et entretiens des puits productifs.
- d'une manière générale pour tous les travaux au droit des horizons productifs [1].

#### I.5.3.1 Boues à huile et boues inverses

On distingue les boues à l'huile contenant 5 à 15% d'eau au maximum et les boues à émulsion inverse pouvant contenir jusqu'à 60% d'eau. Pour ces deux types de boues, l'émulsion formée est toujours du type eau dans l'huile [4].

#### I.5.3.2 Composition des boues à l'huile et boues émulsionnées inverses

En général, les boues à l'huile et les boues inverses utilisent le même principe de base, tant en ce qui concerne leur constituant que leur entretien.

Les différences résident dans l'aptitude de leurs constituants respectifs à donner aux fluides les caractéristiques souhaitées. De plus chaque formule commercialisée met en œuvre ses propres produits dont la nature exacte n'est pas donnée par le fabricant. Donc nous nous contenterons des généralités suivantes [1, 7] :

- a) **Huile de base** : le choix de l'huile utilisée dépendra du type de boue et de la nature des additifs, allant de l'huile diesel à de l'huile brute très asphaltique.
- b) **L'eau dispersée** : eau douce, eau chlorurée sodique, eau chlorurée calcique.
- c) **Les additifs** : Ces produits sont classés par familles
  - Agents viscosifiant
  - Agents émulsifiants et stabilisants
  - Agents fluidifiants
  - Réducteurs de filtrat
  - Alourdissant

## I.6 Description des principaux produits à boue

- a) **Les alourdisants** : ils sont utilisés pour améliorer la densité de la boue, ils sont représentés par la barytine ou sulfate de baryum  $BaSO_4$  et le carbonate de calcium  $CaCO_3$ .
- b) **Les agents fluidifiants** : le but de l'utilisation de ces produits est de réduire la viscosité de la boue, ces produits peuvent être : des acides gras à longues chaînes, des bases azotées à long radical, alcools fortement sulfatés ou des composés hétéro-polaires solubles dans l'huile.
- c) **Agents plastifiants** : Ce sont des produits utilisés pour le contrôle de la filtration et de la viscosité de la boue, ces produits peuvent être : des acides naphthéniques, noir de fumée, silicate de soude, et essentiellement les argiles organophiles. L'intérêt du traitement organophile est de donner à l'argile une plus grande affinité pour les milieux organiques afin d'améliorer les propriétés rhéologiques des fluides de forage.
- d) **La chaux éteinte  $Ca(OH)_2$**  : La chaux éteinte est employée pour augmenter la viscosité d'une suspension d'argile (ceci entraîne une augmentation de filtrat), ainsi comme agent activateur de tensioactifs.
- e) **Viscosifiants** : la bentonite, l'attapulgite, la CMC et d'autres polymères sont utilisés pour augmenter la viscosité et permettre ainsi une bonne suspension des solides.
- f) **Agents tensioactifs** : ces produits sont utilisés pour favoriser la formation et la stabilité d'une émulsion eau-huile. Ils entrent dans la composition de la plupart des boues à l'huile et diffèrent selon le type de boue mis en œuvre [1, 3, 4, 7,8].

## I.7 Les Tensioactifs

### I.7.1 Définition

Les agents de surface, ou tensioactifs, se composent de molécules amphiphiles présentant un côté lipophile (affinité pour l'huile) et un côté hydrophile (affinité pour l'eau)[9].

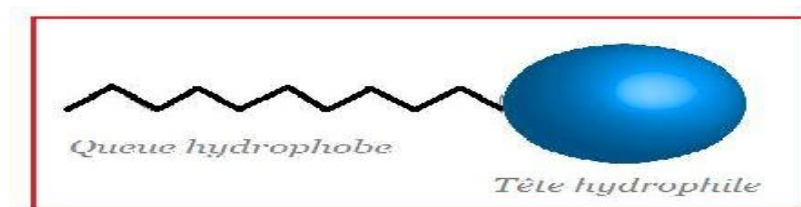


Figure (I.1) : schéma représentatif d'un tensioactif.



Un tensioactif est un composé qui modifie la tension superficielle entre deux surfaces. La diminution de la tension de surface favorise l'affinité des deux phases non miscibles et la dispersion de l'une dans l'autre[10].

### **I.7.2 Les différents types de tensioactifs**

- a) Tensioactifs anioniques (charge polaire négative).
- b) Tensioactifs cationiques (charge polaire positive).
- c) Tensioactifs zwitterioniques ou amphotères (charge négative en pH alcalin, charge positive en pH acide, chargé +et- en milieu iso électrique).
- d) Tensioactifs non anioniques (absence de charge)[11].

### **I.7.3 Comportement des tensioactifs en solution**

#### ***I.7.3.1 Tension superficielle***

La dispersion de deux phases liquide-gaz ou liquide-liquide non miscibles favorise le développement d'une région intermédiaire connue sous le nom d'interface entre les deux phases. Cette interface est associée avec une forte énergie libre qui retient la séparation des deux phases.

La structure amphiphile des molécules tensioactives induit leur forte tendance à s'accumuler dans la zone interfaciale entre l'eau (ou solvant organique) et l'air. On observe ainsi, la modification de la tension superficielle à la surface du liquide. On parle de tension de surface  $\gamma$ , cette force définie comme l'énergie libre  $F$  par rapport à l'aire interfaciale  $A$  à la température ( $T$ ), volume ( $v$ ) et composition constants ( $n$ )

$$\gamma = \left( \frac{\partial F}{\partial A} \right)_{T, v, n} (4)$$

#### ***I.7.3.2 La concentration micellaire critique (CMC)***

Des études réalisées sur une interface eau/air ont montré qu'en rajoutant progressivement du tensioactif dans une solution, les molécules tensioactives s'accumulent à la surface du liquide au fur et à mesure que l'on augmente la concentration. Ceux-ci s'organisent préférentiellement de façon à former des micelles sous forme de monocouches compactes pour atteindre la concentration micellaire critique au-delà de laquelle le liquide est saturé en tensioactifs monomères [12].

## **I.7.4 Les pouvoirs des tensioactifs**

### ***I.7.4.1 Pouvoir mouillant***

Les tensioactifs permettent à la solution d'adhérer sur une surface en diminuant la tension superficielle et l'angle de contact liquide/solide, cette propriété permet d'augmenter la surface de contact liquide/solide [13].

### ***I.7.4.2 Pouvoir dispersant***

C'est la propriété que possède un agent de surface de maintenir des particules solides en suspension dans un liquide. Une dispersion désigne en effet le mélange de deux phases non miscibles, l'un étant réparti en fines particules au sein de l'autre [14].

### ***I.7.4.3 Pouvoir émulsifiant***

Le tensioactif permet aux gouttelettes de l'un des deux liquides non miscibles de rester dispersées dans l'autre, en se disposant à l'interface gouttelettes/liquide environnant. Chaque gouttelette entourée de tensioactif forme une micelle [15].

### ***I.7.4.4 Pouvoir solubilisant***

Au-delà de la CMC. Les tensioactifs, en formant des micelles permettent la solubilisation de certaines matière organique, naturellement insolubles dans l'eau (huile, hydrocarbure) [16].

### ***I.7.4.5 Pouvoir moussant***

La formation de mousse, dispersion d'un volume important de gaz dans un faible volume de liquide, nécessite la présence d'agents tensioactifs qui s'adsorbent à l'interface eau-air [17].

## **Chapitre II.**

### **La mouillabilité et ses généralités**

## II.1 Introduction à la mouillabilité

Il a longtemps été considéré que les réservoirs d'hydrocarbures étaient d'une mouillabilité franche à l'eau et qu'elle n'était pas altérée avec le temps. L'influence de la mouillabilité dans l'évaluation de la récupération d'hydrocarbures des réservoirs pétroliers a donc longtemps été négligée, tandis que cette dernière semble y jouer un rôle très important. Notamment sur les valeurs de saturations résiduelles, de perméabilités relatives et de pression capillaire et donc sur l'estimation du potentiel de récupération[18].

### II.1.1 Caractéristiques générales des écoulements en milieux poreux

Le milieu poreux a une structure composée d'une matrice solide considérée continue et d'un réseau de pores. Les écoulements y prenant place peuvent être monophasique (présence et déplacement d'une seule phase dans le milieu poreux) ou polyphasiques (présence de plusieurs phases non miscibles et déplacement d'au moins une de ces phases). Ces écoulements sont donc gouvernés par les forces adhésives (interface fluides-solide) et les forces cohésives (interfaces fluides-fluides).

Dans le cas d'écoulements polyphasiques, la présence de chaque phase « i » dans le milieu poreux est caractérisée par sa saturation( $S_i$ ).

L'écoulement de chaque phase « i » est caractérisé par sa perméabilité relative. Les interactions aux interfaces entre les phases sont caractérisées par les tensions interfaciales, les pressions capillaires, le mouillage[18].

#### II.1.1.1 Porosité

Bien que représentée par des vides, la porosité est un élément important de la roche réservoir qui conditionne la capacité de la roche de renfermer les fluides et les gaz. Elle s'exprime quantitativement par le pourcentage du volume poreux par rapport au volume total de la roche.

$$(\%) = \left( \frac{V_P}{V_t} \right) \times 100(5)$$

#### II.1.1.2 Saturation

Elle est définie pour un fluide donné « i », comme étant le rapport du volume de ce fluide au volume des pores considéré[19].

$$S_i(\%) = \frac{V_i}{V_p} \times 100(6)$$

$$\sum_{i=1}^n S_i = 1 \quad (7)$$

### II.1.1.3 Perméabilité

Elle est caractérisée par l'aptitude à l'écoulement des fluides à travers les pores interconnectés d'un réservoir supposé isotrope. Pour un fluide monophasique, incompressible, de viscosité  $\mu$ , en écoulement laminaire et en régime permanent, la perméabilité  $K$  est le coefficient de proportionnalité qui relie le débit  $Q$  de ce fluide, à travers l'aire  $A$  d'un échantillon de longueur  $L$ , à la perte de charge  $P$  nécessaire à cet écoulement. On a alors la loi de Darcy en écoulement linéaire [20] :

$$Q = K \frac{A \Delta P}{\mu L} \quad (8)$$

Si l'échantillon est entièrement saturé par un fluide monophasique utilisé pour mesurer la perméabilité, celle-ci est appelée **perméabilité absolue  $K$**  et n'est pas fonction du fluide.

Si, par contre, la saturation de l'échantillon résulte de plusieurs phases fluides, la perméabilité à l'un de ces fluides est appelée **perméabilité effective  $K_{eff}$** . Elle est alors inférieure à la perméabilité absolue et varie selon les variations de saturation de ce fluide.

On obtient expérimentalement le rapport de la perméabilité effective à la perméabilité absolue pour une saturation donnée : c'est la **perméabilité relative  $K_r$** .

### II.1.2 Définition de tension interfaciale, pression capillaire et de mouillage

La surface qui sépare deux phases homogènes non-miscibles dans un pore est couramment appelée interface. Cette surface est considérée d'épaisseur nulle par le modèle de Gibbs.

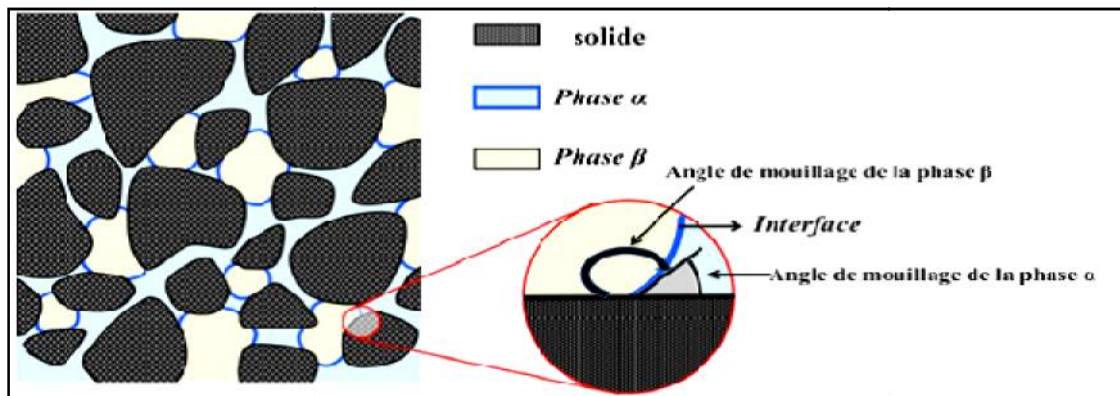


Figure (II.1) : Equilibre entre deux fluides non-miscibles et dans un milieu poreux.

### ***II.1.2.1 Tension interfaciale et pression capillaire, loi de Laplace***

Lorsque deux fluides immiscibles s'écoulent simultanément dans un milieu poreux, on caractérise leur interface par l'existence d'une tension interfaciale (indice  $\sigma$ ) qui provient du déséquilibre causé par les différentes interactions des molécules d'un fluide homogène entre elles (forces attractives-répulsives) et avec les molécules au voisinage de l'interface. La tension interfaciale induit une différence de pression entre les deux côtés de l'interface, la pression dans le fluide non mouillant (indice nm) est supérieure à celle qui règne dans le fluide mouillant (indice m). Cette condition se traduit par la loi de Laplace :

$$P_C = (P_{nm} - P_m) = \frac{\sigma}{R_c} \quad (9)$$

$R_c$ : Rayon de courbure de l'interface.

La différence entre les pressions respectives,  $P_c = P_{nm} - P_m$  est appelée pression capillaire. On peut la présenter dans le cas d'un drainage (lorsqu'un fluide non mouillant pour la surface est injecté pour déplacer un fluide en place mouillant) de la façon suivante : à très basse vitesse imposée, le fluide pousseur va prioritairement envahir les pores les plus gros. Pour envahir un pore dans cette situation, il est nécessaire d'appliquer au fluide pousseur une pression seuil supérieure à la pression capillaire de ce pore (pression capillaire positive). A l'inverse dans le cas de situations d'imbibition (injection de fluide mouillant pour déplacer un fluide en place non mouillant), le fluide pousseur mouillant va prioritairement envahir les pores les plus petits, le fluide pousseur n'a alors pas de seuil à franchir pour se propager dans le milieu poreux (imbibition spontanée, la pression capillaire est négative) [18, 21, 22].

### ***II.1.2.2 Notion de mouillage, loi de Laplace-Young***

Considérons deux phases o (huile) et w (eau) en contact avec une surface s (solide). L'effet de mouillage est caractérisé par l'angle de contact  $\theta_c$  formé par l'interface entre les phases (o et w) avec la surface solide. Dans ce système, les différentes tensions interfaciales et l'angle de contact, en équilibre thermodynamique, sont reliés par l'équation de Young-Dupré :

$$\sigma_{ow} \cdot \cos \theta_c = \sigma_{os} - \sigma_{ws} \quad (10)$$

Où  $\sigma_{ow}$ ,  $\sigma_{os}$  et  $\sigma_{ws}$  désignent respectivement les tensions interfaciales pour les systèmes o/w, o/s et w/s.

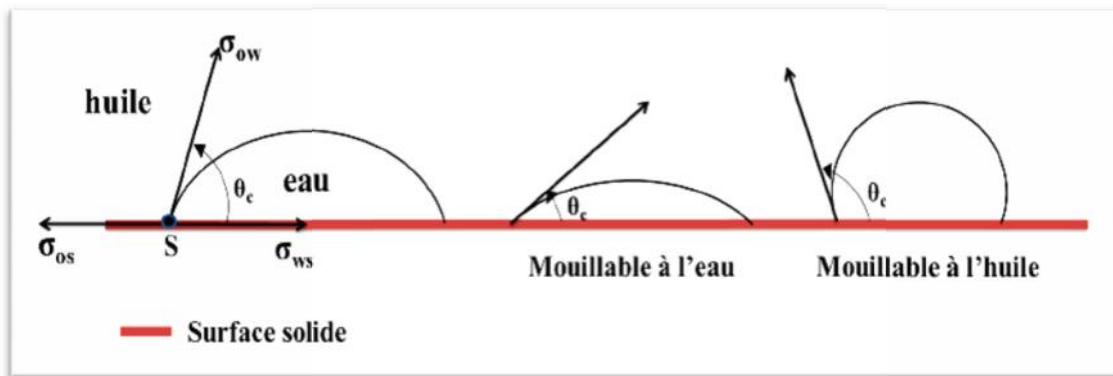


Figure (II.2): illustration de la notion de mouillage et d'angle de contact.

Il est également possible de définir un coefficient d'étalement ( $C_{sol}$ ) qui définit l'aptitude qu'a une phase à s'étaler sur la surface solide.

Le coefficient d'étalement et les tensions interfaciales sont reliées par :

$$C_{sol} = \sigma_{ow} - \sigma_{ws} - \sigma_{os} \quad (11)$$

La relation de Laplace-Young fait le lien entre ces deux approches de mouillage :

$$\cos \theta_c = 1 + \frac{C_{sol}}{\sigma_{ow}} \quad (12)$$

Pour un écoulement diphasique en milieu poreux, l'angle de contact intervient dans la définition de la pression capillaire. On note  $r$  le rayon d'un pore, l'angle entre l'interface et la surface du pore, la pression capillaire de ce pore est la suivante :

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta_c}{r} \quad (13)$$

En écoulement polyphasique, on parlera de phase non mouillante, une phase dont l'interface de contact avec la surface solide décrit un angle de contact supérieur à  $90^\circ$  et de phase mouillante, pour un angle de contact inférieur à  $90^\circ$  [18, 21].

## II.2 La mouillabilité de la roche réservoir

La mouillabilité peut être définie comme la tendance d'un fluide à s'étaler ou à adhérer sur une surface solide en présence d'autres fluides immiscibles [18].

## **II.2.1 Les différentes mouillabilités des réservoirs**

### ***II.2.1.1 Mouillabilité franche à une phase (à l'eau ou à l'huile)***

C'est la forte préférence d'attraction d'une phase sur les surfaces solides en dépit des autres phases. Les roches de réservoirs sont considérées de mouillabilité franche à l'eau avant la migration d'hydrocarbures. Toutes les parois sont dès lors tapissées de films d'eau. Une goutte d'eau déposée sur une surface solide de mouillabilité franche à l'eau présente un angle de contact faible avec la surface solide différemment d'une goutte d'huile qui présentera un angle de contact élevé avec la même surface solide[18].

### ***II.2.1.2 Mouillabilité intermédiaire***

C'est le cas où l'attraction des phases en présence est relativement identique pour la surface solide. Elle correspond à des angles de contact proches de 90° entre les fluides et la surface solide[18].

### ***II.2.1.3 Mouillabilité hétérogène, fractionnaire ou dalmatienne***

On parle de ce type de mouillabilité lorsque certaines parties de la roche réservoir où des molécules d'huile se sont fortement adsorbées sont devenues mouillables à l'huile tandis que les autres sont restées mouillables à l'eau[21].

### ***II.2.1.4 Mouillabilité mixte***

Elle représente un cas particulier de mouillabilité hétérogène, se dit d'un milieu poreux dont les différentes parties du milieu ont des mouillabilités surfaciques relativement différentes : les pores les plus fins et les points de contact des grains sont préférentiellement mouillables à l'eau et la surface des gros pores sont mouillables à l'huile. Il existe alors un cheminement continu mouillable à l'huile qui permet à l'huile de s'écouler (mouillabilité soit à l'eau ou soit à l'huile). Les réservoirs pétroliers sont généralement de mouillabilité mixte (Cuiec, 2001).

## **II.2.2 Bibliographie sur l'altération de la mouillabilité**

Les roches réservoirs étant initialement fortement mouillables à l'eau voient leur mouillabilité s'altérer lors de la migration des hydrocarbures et de leur vieillissement. Le degré de cette altération va dépendre de[18, 23] :

### ***II.2.2.1 L'huile brute et ses composants polaires***

Le pétrole brut est constitué de quatre familles de composants : les hydrocarbures saturés, les composés aromatiques, les résines et les asphaltènes. Les asphaltènes constituent la fraction la plus polaire et la plus lourde des bruts. Ils sont responsables de l'altération de la



mouillabilité dans les réservoirs pétroliers, de part leur capacité à flocculer et à s'adsorber sur les surfaces minérales.

Saraj et al. (2010) ont étudié la cinétique d'adsorption des asphaltènes de différentes huiles brutes dont les pourcentages d'asphaltènes sont respectivement de 10% ; 3.3% et 14%, sur trois types de minéraux : la calcite, le quartz et la dolomite.

Les auteurs ont observé des comportements d'adsorption différents des huiles brutes sur la calcite et pratiquement aucune différence sur le quartz. Ceci montre qu'au-delà des asphaltènes, le type d'huile brute peut aussi jouer un rôle capital sur l'altération de la mouillabilité. Ceci dépend alors des différentes fractions moléculaires en présence et de la stabilité des asphaltènes dans l'huile.

### ***II.2.2.2 De la minéralogie de la surface solide***

La composition minéralogique des surfaces solides du milieu poreux est d'une importance capitale dans les processus d'échanges ioniques et d'adsorption des fluides sur ces dernières. Des études montrent d'ailleurs que certains minéraux sont plus susceptibles d'agir avec les huiles brutes et les saumures que d'autres. Suivant les types de minéraux rencontrés, les surfaces de pores peuvent présenter soit un caractère hydrophile, soit un caractère hydrophobe.

Cuiec (Cuiec, 1984) a effectué des études de mouillabilité (par mesure d'angle de contact) d'une vingtaine de réservoirs de caractéristiques minéralogiques différentes. Selon le type de minéralogie étudiée (calcaires, grès, etc.), il observe des tendances différentes suivant le type de roche. Toutes les roches calcaires (provenant de différents puits) montrent un caractère plutôt très mouillable à l'huile après altération de mouillabilité à l'huile brute, tandis que les grès de réservoirs sont plus ou moins de mouillabilité intermédiaire dans les mêmes conditions d'altération.

### ***II.2.2.3 Des conditions de température et de pression***

La pression joue un rôle important sur la stabilité des films aqueux. En effet, l'épaisseur du film aqueux est contrôlée par la pression au niveau des interfaces huile/saumure et saumure/minéral. La continuité du film aqueux dépend dès lors de cette pression et peut être rompue permettant ainsi aux composés de l'huile brute d'entrer directement en contact avec la surface du pore et ainsi de s'adsorber plus facilement et d'altérer la mouillabilité.

Plusieurs études ont montré que la solubilité des asphaltènes augmente avec la température. Elle joue un rôle dans la cinétique d'adsorption des asphaltènes sur les minéraux. Autres

études ont montré que l'élévation de la température favorise l'altération de mouillabilité vers une mouillabilité à l'huile. Cependant, des études contredisent cette évolution et montrent expérimentalement, une tendance à devenir plus mouillable à l'eau à haute température.

#### ***II.2.2.4 Du temps de vieillissement des fluides dans le réservoir***

Morrow et al. (1998) ont mis en évidence l'évolution de l'altération de mouillabilité en fonction du temps. Les auteurs ont observé une récupération d'huile en imbibition spontanée de saumure qui diminuait pour des temps de vieillissement plus long. Le déplacement de l'huile brute par capillarité devient donc moins important à cause de l'adsorption de ses composants sur les surfaces solides.

### **II.2.3 Détermination de la mouillabilité d'une roche : test Amott-IFP**

Il existe dans la littérature, plusieurs façons d'évaluer la mouillabilité. Soit par des tests microscopiques basés sur la mesure des tensions interfaciales ou de l'angle de mouillage pour les fluides et roche considérés, soit par des tests macroscopiques. Il existe des tests de centrifugation (USBM) et des tests en déplacement (test Amott-IFP), celui qui a été retenu ici.

Le test Amott-IFP consiste à comparer les quantités de fluides récupérées par imbibition spontanée et par injection forcée, d'une avec de l'eau et d'autre part avec de l'huile.

#### ***II.2.3.1 Description du test Amott-IFP***

Avant d'effectuer le test, l'échantillon est saturé en saumure puis une huile visqueuse est injectée pour mettre en place l'eau irrédudible. L'huile en place est ensuite remplacée par déplacement miscible par une huile moins visqueuse.

La procédure expérimentale du test est la suivante[24] :

- Imbibition spontanée en saumure et mesure du volume d'huile déplacée  $V_1$  ;
- Déplacement forcé par la saumure et mesure du volume d'huile déplacée  $V_2$  ;
- Imbibition spontanée en huile et mesure du volume de saumure déplacée  $V_3$  ;
- Déplacement forcé par l'huile et mesure du volume de saumure déplacée  $V_4$  .

Les déplacements forcés sont effectués aux mêmes débits.

De ces mesures, sont déduits les indices suivants :

- ❖ Un indice de mouillabilité à l'eau  $I_w$  :

$$I_w = V_1/(V_1 + V_2) \quad (14)$$

❖ Un indice de mouillabilité à l'huile  $I_o$  :

$$I_o = V_3/(V_3 + V_4) \quad (15)$$

❖ Un indice global de mouillabilité WI de la roche :

$$WI = I_w - I_o \quad (16)$$

### II.2.3.2 Interprétation du test Amott-IFP

A l'aide des valeurs des trois indices, il est possible de qualifier l'état de mouillabilité de l'échantillon étudié.

Lorsqu'une roche est franchement mouillable à l'eau,  $I_o$  est nul ou très faible et  $I_w$  est d'autant plus proche de l'unité que l'affinité pour l'eau est forte.

Lorsqu'une roche est franchement mouillable à l'huile, les valeurs des deux rapports sont inversées.

L'indice de mouillabilité se trouve donc compris entre les valeurs  $-1$  pour un milieu franchement mouillable à l'huile et  $+1$  pour un milieu franchement mouillable à l'eau.

Les valeurs intermédiaires caractérisent les mouillabilités intermédiaires, fractionnaires ou mixtes [25].

Tableau (II.1) : La mouillabilité en fonction de l'indice d'Amott.

$I_w$	-1	-0.3	-0.1	0	0.1	0.3	1
Indice de mouillabilité	Franche à l'huile	Intermédiaire				Légère à l'eau	Franche à l'eau
		Légère à l'huile	Neutre				

## II.3 Influence de la mouillabilité sur les écoulements en milieu poreux

### II.3.1 Effet de la mouillabilité sur la répartition des phases dans un écoulement diphasique

Différentes études rapportées par [Elmkies, 2001] montrent l'influence de la mouillabilité sur le piégeage des phases lors d'un écoulement immiscible diphasique. Lors d'un drainage d'huile dans un milieu mouillable à l'eau, l'eau piégée occupe les pores de plus petite taille car l'huile ne peut accéder à ces pores. Lors d'une imbibition sur le même milieu, l'huile résiduelle réside dans les pores de plus grande taille.

Dans le cas d'une mouillabilité à l'huile, les répartitions de l'huile et de l'eau sont inversées.

Dans le cas d'un milieu de mouillabilité intermédiaire, l'eau irréductible et l'huile résiduelle occupent un ensemble de pores de différentes tailles. Si la mouillabilité est mixte, huile et eau sont présentes simultanément dans tous les pores, et en particulier aux saturations limites. Si la mouillabilité est fractionnaire, l'eau irréductible réside dans les pores les plus petits du réseau mouillable à l'eau et les plus gros du réseau mouillable à l'huile. Inversement, l'huile résiduelle se trouvera dans les pores les plus gros du réseau mouillable à l'eau et dans les pores les plus petits du réseau mouillable à l'huile[21].

### **II.3.2 Influence de la mouillabilité sur la perméabilité relative**

La perméabilité relative est une mesure directe de la capacité du milieu poreux à laisser s'écouler un fluide des fluides à travers son réseau de pores. Cette propriété étant contrôlée par la distribution spatiale des phases, la mouillabilité aura donc un effet sur les perméabilités relatives.

De multiples études ont évoqué une même évolution du comportement des perméabilités relatives avec la mouillabilité. Quand on passe d'un milieu de mouillabilité franche à l'eau à un milieu de mouillabilité à l'huile, la perméabilité relative à l'huile décroît pour une même saturation tandis que celle à l'eau augmente (la phase non mouillante se déplace plus facilement au centre des pores et quand elle devient mouillante, son écoulement devient plus difficile)[18].

## **Chapitre III.**

# **Endommagement du milieu poreux**

### **III.1 Introduction**

Dans le domaine de 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 antithétiques. C'est un problème opérationnellement et économiquement indésirable qui peut survenir durant les différentes phases de l'exploitation d'un champ pétrolier.

Les indicateurs de l'endommagement de la formation comprennent une réduction de la perméabilité, un effet de peau (effet de skin) et une perte de productivité du puits de pétrole ou de gaz.

Les phénomènes d'endommagement ne sont pas nécessairement réversibles et ce qui pénètre dans le milieu poreux n'est pas forcément ressorti, pour cela mieux vaut prévenir que d'avoir à guérir [20,26].

### **III.2 Mécanismes d'endommagement**

L'endommagement est causé par différents phénomènes à savoir [3, 20, 26, 27,28]:

#### **III.2.1 Endommagement mécanique**

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

##### ***III.2.1.1 Broyage de la roche réservoir***

Cette action purement mécanique est de nature à bloquer certains réservoirs. En effet, la pulvérisation de nombreuses particules permet à celles-ci de boucher les pores alors que l'effet de compactage s'y ajoute pour parvenir au blocage.

##### ***III.2.1.2 Migration des fines***

Il s'agit du mouvement des particules naturelles existant dans le système poreux suite aux forces de cisaillement considérablement élevées appliquées par le filtrat des fluides de forage.

Au cours du forage, de la cimentation, de la complétion ou de work-over, le fluide forage se trouve en contact continu avec la roche réservoir pour une longue durée et à une pression supérieure à la pression de fluide contenu dans cette roche.

Le milieu étant poreux, la phase liquide de la boue s'infiltré dans cette roche tandis que la phase solide forme un cake externe sur les parois du puits et un cake interne constitué de fines particules solides.

Cet envahissement du filtrat dans la matrice provoque un déséquilibre du système qui affecte aussi bien le ciment argileux de la roche, que le fluide contenu dans les pores. Les particules solides qui à l'origine occupent les parois des conduites poreuses sans incidence sur la perméabilité du réservoir, peuvent être entraînées par le fluide. Ces particules peuvent aussi migrer avec l'effluent durant la production normale du puits et boucher ainsi les abords de ce dernier, entraînant une diminution de la porosité utile et par la suite celle de la perméabilité, ce qui est traduit par une résistance à l'écoulement de l'huile ou de gaz. On observe alors une réduction notable de la productivité prévue du puits.

### ***III.2.1.3 Entraînement des solides externes***

Ce phénomène est lié à l'invasion des particules qui sont en suspension dans les fluides de forage ou autre fluide pouvant être injecté ou exposé à la matrice des roches autour du puits. Ces particules peuvent être soit des agents alourdissants, des agents réducteurs de filtrat et des solides générés par les débris forés.

### **III.2.2 Mécanismes d'endommagement chimiques**

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 :

#### ***III.2.2.1 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.

#### ***III.2.2.2 Défloculation des argiles***

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

#### ***III.2.2.3 Adsorption chimique***

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

#### ***III.2.2.4 Formation d'émulsions***

Les émulsions peuvent se former au cours des opérations de forage. C'est le résultat d'un mélange intime entre deux fluides non miscibles, à savoir ici :

- L'eau du filtrat avec le brut du réservoir ;
- Le filtrat de brut d'une boue à base d'huile avec l'eau de formation.

La caractéristique principale d'une émulsion est sa forte viscosité, ce qui la rend à même de réduire de façon drastique la productivité des puits qui lui est inversement proportionnelle.

#### ***III.2.2.5 Water block***

Le phénomène de water block peut être défini comme un obstacle au flux des fluides de réservoir provoqués par les forces capillaires dans les pores de la roche et la présence de forte saturation d'eau qui fait diminuer la perméabilité relative aux hydrocarbures.

#### ***III.2.2.6 Mauvaise mouillabilité : action des surfactants***

Plusieurs additifs des fluides de forage, en particulier les tensioactifs ont une tendance à s'adsorber sur la roche, la rendant ainsi mouillable par l'huile dans la région du réservoir où ils s'infiltrèrent, ce qui entraîne une diminution de la perméabilité relative à l'huile donc une diminution de la productivité.

### **III.3 Évaluation de l'endommagement**

La connaissance des caractéristiques pétrophysiques, minéralogiques et pétrographiques de la roche réservoir a une importance capitale pour l'étude d'endommagement et l'interprétation des tests de laboratoire et de puits.

En effet l'endommagement peut être évalué au laboratoire en prenant et en analysant des échantillons de fluide de forage et des carottes et en effectuant des mesures des propriétés suivantes [20,26] :

- Mouillabilité ;
- Pression capillaire ;
- Perméabilité relative ;
- Saturation en fluide irréductible;
- Composition de la formation, la distribution et taille des pores ;
- Tests de filtration ;
- Invasion de fluides (tests sur la perméabilité retournée)...

#### **III.3.1 Effet de Skin**

La différence de qualité de la liaison bouche-trou entre les hypothèses de base (puits idéal sans altération de la perméabilité) et la réalité à laquelle on aboutit, traduit la présence d'un certain nombre de perturbation. Celles-ci sont groupées sous le terme de **effet de skin S**, ou effet de paroi car se trouvant aux abords du puits.



Le skin effect se traduit par un  $\Delta P$  supplémentaire appelé  $\Delta P_{skin}$ . Par analogie avec la loi de Darcy en écoulement radial circulaire, on caractérise l'effet d'ensemble des perturbations par le skin global  $S$  tel que :

$$\Delta P_{skin} = \frac{QB\mu}{2\pi hk} S \quad (17)$$

La valeur  $S$  est une valeur mathématique sans sens physique. C'est une simple représentation globale d'un ensemble de facteurs (effet de perforation, effet d'étranglement de déviation et de colmatage). Selon que  $S$  sera positif ou négatif, ce  $\Delta P_{skin}$  le sera également et nous aurons respectivement un frein ou une amélioration à l'écoulement.

### III.3.2 Indice de variation de perméabilité

L'indice de variation de perméabilité (PVI, Permeability Variation Index) exprime le changement de la perméabilité de la formation par l'endommagement situé aux abords de puits. PVI est donné par l'expression suivante :

$$PVI = \frac{K-K_d}{K} = 1 - \frac{K_d}{K} \quad (18)$$

Avec  $K$  et  $K_d$  désignent respectivement les perméabilités de la formation avant et après l'endommagement.

### III.3.3 Taux d'endommagement

Le taux d'endommagement exprime le changement de débit suite à l'endommagement. (DR, Damage Ratio) est donné par l'expression suivante :

$$DR = \frac{q-q_d}{q} = 1 - \frac{q_d}{q} \quad (19)$$

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

## **Chapitre IV.**

# **Matériels, dispositifs et procédures expérimentaux**

## IV.1 Projet expérimentale

Le protocole suivant a été adopté pour mener notre recherche :

- 1- Préparation et Caractérisation pétrophysique des échantillons choisis pour cette présente étude.
- 2- Fabrication et caractérisation de la boue à émulsion inverse.
- 3- Test de colmatage.
- 4- Test de mouillabilité (Amott-IFP).

Dans ce paragraphe, nous présentons les fluides et les milieux poreux qui ont été choisis pour la campagne expérimentale.

### IV.1.1 Le milieu poreux

Toutes les expériences ont été menées sur des échantillons de grès de BEREА, de couleur gris claire, milieu poreux synthétique, composé essentiellement de grain de quartz détritique (85%) bien classés cimenté d'argile (8%) et de quelques minéraux accessoires tels que la dolomite, plagioclasses et orthoclasses. L'argile est constituée essentiellement de la kaolinite, d'illite et de chlorite.

Notre choix s'est porté sur les grès de BEREА car :

- ils affleurent en surface, ce qui évite la microfissuration et ils possèdent de bonne qualité d'homogénéité.
- Ils sont originellement mouillable à l'eau.

### IV.1.2 Les fluides

#### IV.1.2.1 La boue de forage

Notre travail s'est axé sur un fluide de forage à base d'huile destiné pour le forage de la phase réservoir. Une boue à huile émulsionnée inverse de rapport H/E = 90/10 préparée et testée, lors d'un avis d'appel d'offre (contrat **SONATRACH – compagnie XX**).

#### A. Caractéristiques des produits utilisés

1. **Gasoil** : Constitue la phase continue de l'émulsion à base d'huile sa fonction principale est lubrifier l'outil de forage et réduire les frottements.
2. **Saumure** : c'est un mélange de l'eau distillée avec du chlorure de sodium NaCl (37.66g de NaCl pour 100cm<sup>3</sup>).
3. **Additifs** : produits ayant mis en suspension dans la boue de forage :

- **HY** : c'est une argile organophile spéciale qui augmente la viscosité pour tout type de boue à base d'huile. Le HY dispose une bonne rhéologie avec une viscosité plastique réduite.
- **SA** : c'est un viscosifiant rentable pour les boues à base d'huile et les boues à émulsion inverse. C'est une argile organophile, traitée avec un additif organique ce qui lui permet de se disperser aisément dans la phase huileuse  
SA augmente la yield value et la faible viscosité apparente de fluide. Ce produit contient 1 à 2% d'eau maintenu par les mailles, ce qui offre de bonnes caractéristiques thixotropiques.
- **Emulsifiant primaire (PE)** : C'est un émulsifiant primaire pour les boues à base d'huile, utilisé pour favoriser l'émulsion eau-huile. La phase continue est du gasoil ou une huile paraffinique avec une phase aqueuse qu'elle soit de préférence une saumure KCl ou une saumure NaCl, En absence d'un réducteur de filtrat, le PE fournit de l'eau en filtration HP/HT. Le PE améliore également l'hydrophobie des solides dispersés dans l'émulsion inverse.
- **Emulsifiant secondaire (SE)** : C'est un émulsifiant secondaire avec les mêmes caractéristique de PE, il est utilisé lorsque le PE soit utilisé comme étant un émulsifiant primaire afin d'améliorer la stabilité de l'émulsion.
- **Agent mouillant (WA)** : C'est un agent mouillant oil-wet conçu pour protéger les systèmes de boues à émulsion inverse de l'eau et des solides, en effet le WA assure que les solides hydrophiles contenus dans la boue à émulsion inverse soient convertis en solides lipophiles.
- **Chaux éteinte** : Utilisée comme un agent activateur des tensioactifs.
- **Réducteur de filtrat (FC)** : C'est un réducteur de filtrat pour les systèmes de boue à émulsion inverse, il agit également comme agent émulsionnant et augmente la stabilité électrique.
- **Le carbonate de calcium (CaCO<sub>3</sub>-densité : 2,7)** : C'est un alourdissant avec une granulométrie de 40 à 60 µm utilisé dans les boues de forage, complétion et workover. Il présente l'avantage de pouvoir être détruit par acidification. Ce produit est également utilisé comme agent de contrôle de la filtration pour les boues à base d'huile, à l'aide de CaCO<sub>3</sub> on peut alourdir une boue jusqu'à une densité de 1,2-1,3.

Les produits entrant dans la formulation de la boue ainsi que leurs concentrations sont illustrés dans le tableau (IV.1).

Tableau (IV.1) : formulation de la boue de forage « densité 1.25 SG ».

Constituant par ordre d'ajout	quantité	Temps de mixage (min)
<b>Gasoil (0.82 g/l)</b>	0.654 m <sup>3</sup>	-
<b>HY (viscosifiant)</b>	10 kg /m <sup>3</sup>	10
<b>SA (viscosifiant)</b>	15 kg /m <sup>3</sup>	10
<b>PE (émulsifiant I)</b>	11 kg /m <sup>3</sup>	10
<b>SE (émulsifiant II)</b>	11 kg /m <sup>3</sup>	10
<b>WA (agent mouillant)</b>	1 kg /m <sup>3</sup>	10
<b>Chaux</b>	20 kg/m <sup>3</sup>	10
<b>Saumure NaCl 1.20 SG</b>	0.088 m <sup>3</sup>	10
<b>FC (réducteur de filtrat)</b>	20 kg /m <sup>3</sup>	10
<b>CaCO<sub>3</sub> (agent alourdissant)</b>	518 kg /m <sup>3</sup>	50

#### IV.1.2.2 La saumure API

Une saumure API (2.5% KCl-8.5% NaCl) est préparée par dissolution de 93.63 g NaCl et 25.9 g KCl dans 1 litre d'eau distillée et ce, afin de mettre en place l'eau irréductible pour les échantillons destinés au test de colmatage.

Cette saumure est également utilisée pour le test de mouillabilité.

#### IV.1.2.3 Solutions (gasoil-additifs)

Les solutions préparées sont composées de gasoil et d'additifs (individuels puis groupés) contenus dans la boue citée plus haut, en respectant les concentrations.

Tableau(IV.2) : formulation 1.

Produit par ordre d'ajout	Quantité	Temps de mixage (mn)
Gazoil	0.327 m <sup>3</sup>	10
PE (émulsifiant I)	5.5 kg/m <sup>3</sup>	

Tableau(IV.3) : formulation2.

Produit par ordre d'ajout	Quantité	Temps de mixage (mn)
Gazoil	0.327 m <sup>3</sup>	10
SE (émulsifiant II)	5.5 kg/m <sup>3</sup>	

Tableau (IV.4) : formulation3.

Produit par ordre d'ajout	Quantité	Temps de mixage (mn)
Gazoil	0.327 m <sup>3</sup>	10
WA (agent mouillant)	0.5 kg/m <sup>3</sup>	

Tableau (IV.5) : formulation4.

Produit par ordre d'ajout	Quantité	Temps de mixage (mn)
Gazoil	0.327 m <sup>3</sup>	-
PE (émulsifiant I)	5.5 kg/m <sup>3</sup>	10
SE (émulsifiant II)	5.5 kg/m <sup>3</sup>	10

Tableau (IV.6) : formulation5.

Produit par ordre d'ajout	Quantité	Temps de mixage (mn)
Gazoil	0.327 m <sup>3</sup>	-
PE (émulsifiant I)	5.5 kg/m <sup>3</sup>	10
SE (émulsifiant II)	5.5 kg/m <sup>3</sup>	10
WA (agent mouillant)	0.5 kg/m <sup>3</sup>	10

Tableau (IV.7) : formulation6.

Produit par ordre d'ajout	Quantité	Temps de mixage (mn)
Gazoil	0.327 m <sup>3</sup>	-
PE (émulsifiant I)	5.5 kg/m <sup>3</sup>	10
SE (émulsifiant II)	5.5 kg/m <sup>3</sup>	10
WA (agent mouillant)	0.5 kg/m <sup>3</sup>	10
FC (réducteur de filtrat)	10 kg/m <sup>3</sup>	10

## IV.2 Procédure expérimentale

### IV.2.1 Préparation des échantillons

Nous opérons sur des échantillons cylindriques de dimensions précises mesurées au pied à coulisse. Ces échantillons sont lavés à l'aide du toluène pour extraire les impuretés, puis par le méthanol pour dissoudre les sels. Une fois séchées à l'étuve (à une température de 65°C), les mesures pétrophysiques peuvent être entamées.

### IV.2.2 Caractérisation pétrophysiques de la roche

Elle consiste à déterminer les valeurs de porosités et perméabilités des échantillons prévus dans cette étude.

#### A. Mesure de porosité

La mesure de porosité a été effectuée par pesée de l'échantillon sec et puis complètement saturé en huile. La porosité est déterminée par :

$$\Phi = \frac{m_{\text{saturé}} - m_{\text{sec}}}{\rho_o V_t} \quad (\%) \quad (20)$$

Avec :

$V_t$  : Le volume total de l'échantillon calculé par la formule suivante :

$$V_t = \pi \times \left(\frac{D}{2}\right)^2 \times L \quad (\text{cm}^3) \quad (21)$$

$m_{\text{sec}}$ ,  $m_{\text{saturé}}$  : Les masses de l'échantillon sec puis saturé, obtenues en utilisant une balance digitale METTLER de haute précision (1/10000gr).

$\rho_o$  : La masse volumique d'huile utilisée pour la saturation des échantillons ( $\rho_o = 0.82\text{g/l}$ ).

#### B. Mesure de perméabilité à l'air par GasPerm

L'instrument GasPerm est entièrement automatisé perméamètre dédié à mesurer la perméabilité à l'air (azote) et la perméabilité au liquide des échantillons sous une pression de confinement recommandée (jusqu'à 400psi).

#### Mode d'emploi :

- placer l'échantillon lavé et séché dans le coreholder équivalent.
- Après avoir rempli les dimensions de l'échantillon (numéro de l'échantillon, L, D,  $m_{\text{sec}}$ ) sur le programme GasPerm, on ouvre la vanne de confinement.

- Accéder au programme et cliquer sur Kg (auto). La mesure s'effectue automatiquement en se basant sur la loi de Darcy.

### IV.2.3 Fabrication et caractérisation de la boue à émulsion inverse

Chaque opération de forage dépend des propriétés de la boue utilisée. Ces propriétés sont déterminées à l'aide des équipements spéciaux. Dans le domaine des fluides de forage la norme la plus utilisée est celle établie par l'organisme API 13 A. Cette norme est adaptée à des équipements spécifiques. Toutefois, avant l'utilisation d'un appareil, il est important de l'étalonner afin d'éviter les valeurs erronées.

On précisera que notre étude s'intéresse essentiellement à la boue à base d'huile. La formulation des fluides de forage consiste à suivre un ordre préférentiel lors de la préparation voir tableau(IV.1).

Les conditions opératoires (recommandation API):

Type de mixeur : Ultra turax.

Vitesse de mixage : 3000 tr/mn.

Avant d'évaluer les caractéristiques rhéologiques de la boue préparée il est nécessaire de donner un aperçu sur le matériel et principe d'utilisation.

#### IV.2.3.1 Dispositifs expérimentaux

La préparation et la caractérisation des formulations ont nécessité les équipements suivants :

##### a) Balance électrique « METTER PM2000 »

Cette balance professionnelle est idéale pour le pesage de haute précision de lecture à partir de 0.001g.

##### b) Mixeur ultra TURAX T25

Ce mixeur est destiné à la préparation de fluides émulsionnés à différentes vitesses d'agitation.

##### c) Mixeur Hamilton Beach

C'est un agitateur pour la boue de forage, utilisé pour l'homogénéiser avant la mesure des caractéristiques rhéologiques.



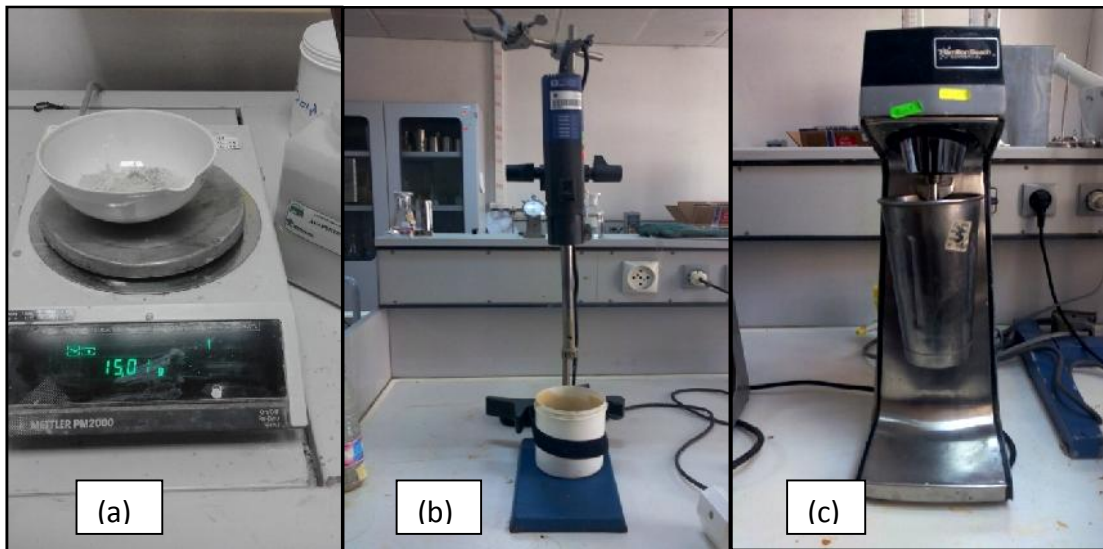


Figure (IV.1) : (a) Balance METTER PM2000 (b) Ultra TURAX T25(c) Hamilton Beach.

#### d) Cellule haute température et étuve rotative (HOTROLLING)

Cette opération est effectuée pour contrôler la stabilité de la boue en fonction de la température et du temps de vieillissement.

Les cellules sont constituées par des cylindres en acier d'une capacité de  $500 \text{ cm}^3$  environ. Un joint O- ring assure l'étanchéité. L'étuve possède un moteur électrique qui permet d'entraîner lentement plusieurs cellules par un système d'agrafes latéralement sur un axe. On fait chauffer les cylindres contenant la boue en agitation et on mesure ses caractéristiques après un certain temps de vieillissement à la température désirée.

#### e) Le densimètre

Pour mesurer la densité du fluide on utilise un densimètre dont le principe est analogue à celui de la balance romaine à curseur. Cet appareil donne la densité de la boue exprimée en  $[\text{g}/\text{cm}^3]$ .

Mode d'emploi:

- Remplir le godet de boue ;
- Placer le couvercle sur son siège dans le récipient par un léger mouvement tournant et évacuer l'excès de boue qui sort du trou central ;
- Nettoyer à l'eau et sécher ;
- Placer le levier sur le couteau ;
- Déplacer le curseur jusqu'à ce que le bras soit horizontal, ce que l'on contrôle à l'aide du niveau à bulle incorporé dans le bras ;
- Lire la graduation de la règle sur la face gauche du cavalier.

Etalonnage :

- Remplir le godet d'eau pure ;
- Placer le curseur sur la densité 1,00 ;
- Si le bras n'est pas horizontal, ajouter ou retirer de la tare en extrémité de bras.

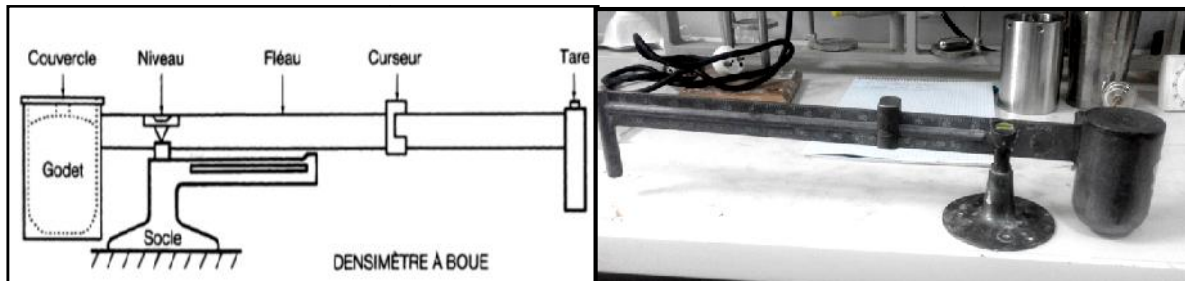


Figure (IV.2) : Densimètre à boue.

**f) Le rhéomètre FANN 35A**

Principe : C'est un appareil à cylindres coaxiaux dont le rotor est entraîné électriquement. On mesure la résistance au cisaillement de la boue contenue dans un godet dans lequel on immerge les cylindres coaxiaux. On lit sur un cadran gradué la résistance au cisaillement à différentes vitesses de rotation de rotor. Ce modèle comporte deux positions :

- 1<sup>ère</sup> position (High): 600-200-6 (tr/mn).
- 2<sup>ème</sup> position (Low) : 300-100-3 (tr/mn).

Les conditions opératoires:

- La pression : c'est la pression atmosphérique,
- La temperature:  $T=120^{\circ}\text{F}$ .

Mode d'emploi:

- prendre la boue, l'agiter pendant 5 mn à l'aide d'un agitateur, puis remplir le godet du rhéomètre;
- immerger le cylindre coaxial (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 ;
- entraîner le moteur (électriquement) et enfoncer le petit bouton moleté situé au-dessus de l'appareil en mettant l'appareil en position High. Le rotor tourne alors à 600tr/mn ;
- Lire la déviation sur le cadran.

- Sans arrêter l'entraînement du rotor, mettre l'appareil en position Low, le rotor tourne à 300tr/mn;
- Lire la déviation sur le cadran.

Nota : Le petit bouton moleté possède 3 positions : enfoncé : 600-300 tr/mn, tiré vers le haut : 200-100tr/mn, position intermédiaire : 6-3 tr/mn.

- Faire tourner le rotor à 600 tr/mn pendant 30 secondes, puis stopper le moteur tout en plaçant le petit bouton moleté supérieur en position intermédiaire et en mettant l'appareil en position Low ;
- Attendre 10secondes et mettre l'appareil dans la deuxième position ;
- Lire la déviation maximale sur le cadran : le nombre lu constitue le gel 0.
- Attendre 10 mn sans toucher la boue et effectuer la même opération : le nombre lu constitue le gel 10.
- Le calcul des viscosités, de la yield value et des gels se fait comme suit :

Viscosité apparente (cP) = lecture (600tr/mn) / 2

Viscosité plastique (cP) = lecture (600tr/mn) – lecture (300tr/mn)

Yield point (lbs/100/ft<sup>2</sup>) = (VA – VP) × 2

Gel 0= lecture à 3tr/mn après 10 secondes/Gel 10 = lecture à 3 tr/mn après 10mn de repos.

### **g) Filtre presse HP/HT**

Les mesures de filtrat sont réalisées selon les spécifications API, à une température de 250°F et une différence de pression de 500psi.

#### Mode d'emploi :

- Assembler les parties du filtre-presse après les avoir nettoyées et séchées ;
- Remplir le réservoir de boue jusqu'à environ 1cm de la surface en faisant attention de ne rien verser sur le joint « 0 » ring et les parties étanches de la cellule ;
- Mettre soigneusement un disque de papier filtre sur l' « 0 », introduire avec soin le couvercle de la cellule en s'assurant que les vis coïncident avec les écrous de corps de la cellule ;
- Serrer les vis et bloquer les tiges de valve supérieure et inférieure ;
- Introduire la cellule dans le cylindre chauffant et l'enclencher sur le loquet prévu au fond ;
- Brancher le cylindre chauffant à une source de courant ;

- Placer le thermomètre dans la gaine thermométrique ;
- Amener le bouton du rhéostat à mi-course, laisser chauffer, puis ensuite le régler jusqu'à obtention de la température désirée. Faire monter la température en 30mn ;
- Monter l'unité de pression sur la tige de valve supérieure et insérer la clavette d'assemblage ;
- Assembler l'unité de contre pression sur la tige de valve inférieure ;
- Monter le sparklet et placer une éprouvette sous la tige de valve inférieure ;
- Régler le détendeur jusqu'à obtention de la pression désirée, lorsque la température a atteint la valeur recherchée, dévisser la tige de valve supérieure puis la tige de valve inférieure d'un 1/2 de tour à gauche ;
- Après 30mn de filtration, bloquer les tiges de valve inférieure en tournant à gauche puis supérieure en tournant à droite.
- Dévisser le Manodétendeur et désaccorder l'unité de pression après le refroidissement de la cellule puis purger ;
- Démonter et mesurer l'épaisseur du cake et prendre le volume de filtrat.

Nota : Avec cette appareil la surface filtrante représente la moitié de la surface du filtre presse standard, il faut donc multiplier le volume du filtrat par 2 pour se situer dans les mêmes conditions. Par contre, il n'y aura pas lieu de multiplier par 2 l'épaisseur du cake, bien entendu.

#### **h) Distillateur à boue**

##### Principe :

On chauffe un volume connu de boue ( $10\text{cm}^3$ ).

Les vapeurs d'eau et d'huile se condensent dans un condenseur et on récupère l'eau et l'huile dans une éprouvette graduée directement en volume. On connaît ainsi le pourcentage en volume d'eau et d'huile et par différence le pourcentage en solides par rapport au volume total.

##### Mode d'emploi :

- Désaccoupler la cellule et remplir le godet de boue ;
- Mettre doucement le couvercle du godet et essuyer l'excès de boue qui sort par le trou central ;
- Retirer le couvercle et essuyer l'excès de boue sur le bord du filetage du godet ;
- Visser le godet sur la chambre d'expansion ;
- Plonger l'électrode dans la chambre et visser puis emboîter la cellule dans le condenseur ;
- Mettre l'éprouvette graduée sous la sortie du condenseur ;

- Relier à une source de courant appropriée. Lorsqu'il ne sort plus de liquide de condenseur (après 30 mn environ), couper le courant ;
- Lire le pourcentage en volume d'eau et le pourcentage en volume d'huile ;
- Pour connaître le pourcentage de solide en volume, appliquer :  $100 - (\% \text{ eau} + \% \text{ huile})$ .

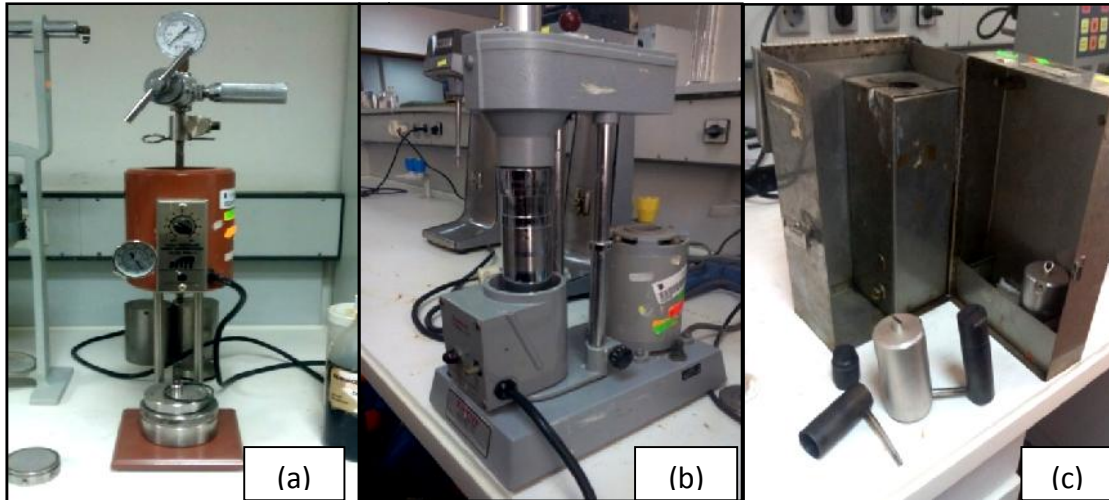


Figure (IV.3) : (a) Filtre presse HP/HT (b) Rhéomètre FANN 35A (c) Distillateur à boue

### i) La centrifugeuse

#### Le principe de filtration par centrifugation :

La centrifugation est une opération de séparation mécanique, par action de la force centrifuge, de deux à trois phases entraînées dans un mouvement de rotation.

On peut séparer deux phases liquides, une phase solide en suspension dans une phase liquide, voire deux phases liquides contenant des solides en suspension.

#### Mode d'emploi :

- Remplir les dispositifs en plastique de la centrifugeuse par la boue.
- Mettre les dispositifs dans leur places et en parallèle.
- Allumer l'appareil et régler le temps à 15mn.
- Fixer la vitesse de rotation à 3500 tr /mn.
- Prendre le filtrat de la boue et laisser la partie solide.
- Refaire l'opération jusqu'à obtention de la phase liquide seule.

Nota : La quantité de boue obtenue sera placée en HOTROLLING. Ce dispositif permet de stabiliser la boue chimiquement et de simuler les conditions de circulation dans un puits de

forage, la boue contenue dans une cellule est mise en rotation à une température de 250°F, durant une période de 16 heures.

#### IV.2.4 Test de colmatage

Afin d'évaluer le caractère endommageant de fluide préparé, des tests de colmatage sur cinq échantillons de grès synthétiques (1,2, 3, 4,5) ont été effectués.

Le test consiste à évaluer le taux de colmatage en mesurant la perméabilité initiale et la perméabilité finale après endommagement par la boue de forage à l'aide de l'équipement DAFFM (DynamicAcid Filtration FluidMeter) conçu par TEMCO.

L'appareil de colmatage, est un système conçu pour des tests de déplacement, de colmatage et de stimulation sur des roches réservoirs dans les conditions de fond (haute pression et haute température).

Cet appareil nous permet deux sens d'injection :

- Un sens production qui simule la production du brut du gisement vers le puits.
- Un sens injection pour simuler l'invasion de la boue dans le réservoir lors d'une opération de forage.

Cet équipement est muni d'une cellule constituée d'un cylindre creux dans lequel vient s'ajuster une jaquette à l'intérieur de laquelle est inséré un échantillon dit Plug.

La pression de fond est simulée par l'opération de sertissage qui est appliquée tout autour de la jaquette dans le sens radial afin d'obliger la boue à passer seulement à travers l'échantillon. La circulation de la boue se fait dans le sens vertical tandis que sa filtration se réalise dans le sens horizontal.

Le déroulement du test se fait comme suit, à noter que cet essai doit simuler parfaitement le traitement à réaliser sur puits:

- Les échantillons sélectionnés sont saturés sous vide avec une saumure API (8.5% de NaCl et 2.5% de KCl) pour mettre en place l'eau irréductible ;
- Montage et sertissage à une pression de 2500 Psi de l'échantillon dans une cellule porte échantillon ;
- Remplissage des cellules réservoirs avec les différents fluides à utiliser (soltrol et boue) ;
- L'ensemble (échantillon+cellules réservoirs) est chauffé à une température de 80° C ;

- Mesure de la perméabilité initiale ( $K_i$ ) au soltrol dans le sens production à débit constant de  $2 \text{ cm}^3/\text{mn}$  ;
- Mise d'une contre pression de 150 Psi pour éviter l'écoulement de la boue ;
- Circulation de boue dans le sens injection à une pression constante de 500 Psi durant 3 heures ;
- Mesure de la perméabilité au soltrol ( $K_f$ ) dans le sens production à un débit constant de  $2 \text{ cm}^3/\text{mn}$  pour en déduire le taux de colmatage.

- Le taux d'endommagement est donné par la relation suivante :

$$C\% = \frac{K_i - K_f}{K_i} \times 100 \quad (22)$$

- Durant les opérations de balayages l'enregistrement des différents paramètres (débits, pressions, volumes) se fait toutes les 30 secondes et sera collecté pour l'éventuelles analyses.

- La boue est dite colmatante lorsque le taux de colmatage dépasse 50%.

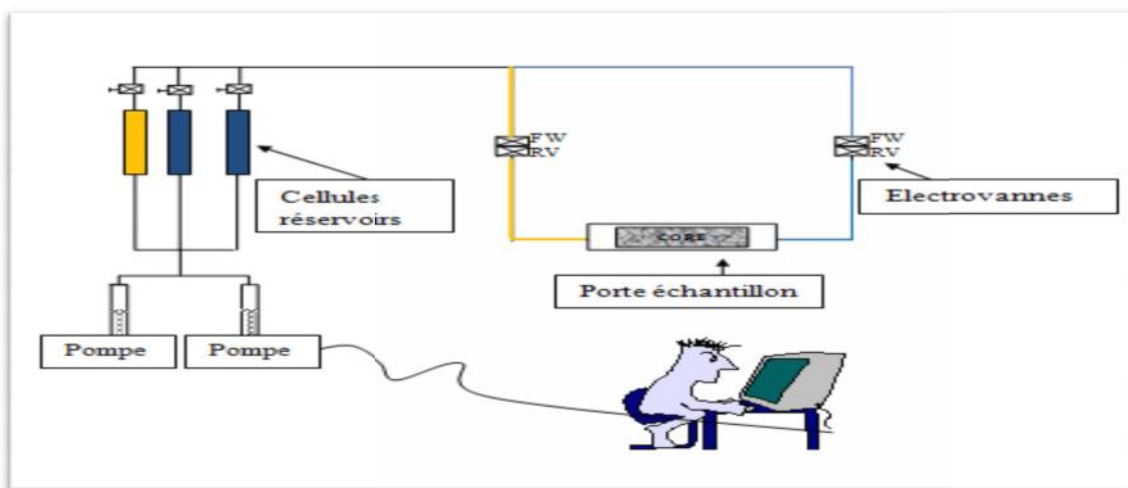


Figure (IV.4) : schéma représentatif de l'appareil DAFFM.

#### IV.2.5 Test de mouillabilité

La méthode appliquée pour l'évaluation de la mouillabilité de la roche est celle d'Amott qui est basée sur deux types de déplacements : un déplacement naturel créé par les phénomènes capillaires appelé déplacement spontané et un déplacement forcé sous une pression d'écoulement à l'aide d'un appareil de déplacement en milieu poreux en conditions de fond (Type Géomécanique-Licence IFP). Les différentes étapes d'évaluations de la mouillabilité par ce type de test sont comme suit :

#### ***IV.2.5.1 Saturation sous vide des échantillons***

Mettre l'échantillon, immergé dans la formulation préparée ou dans le filtrat de la boue, dans un dessiccateur. L'extraction d'air se fait à l'aide d'une pompe à vide pendant 3 à 4 heures pour avoir une saturation maximale en formulation.

Echantillon N°6: saturé sous vide avec la formulation 1.

Echantillon N°7 : saturé sous vide avec la formulation 2.

Echantillon N°8 : saturé sous vide avec la formulation 3.

Echantillon N°9: saturé sous vide avec la formulation 4.

Echantillon N°10: saturé sous vide avec la formulation 5.

Echantillon N°11 : saturé sous vide avec la formulation 6.

Echantillon N°12: saturé sous vide avec le filtrat de la boue (tableau IV.1) obtenu par centrifugation.

#### ***IV.2.5.2 Déroulement du test Amott***

Les différentes étapes d'évaluation de la mouillabilité par ce type de test sont comme suit :

- immersion de chaque échantillon dans la saumure dans un dispositif en verre et enregistrement de volume d'huile produit par déplacement spontané ( $V_{oim}$ ) ;
- Arrêter l'opération après avoir obtenu un palier constant et mesure de volume récupéré ;
- Déplacement forcé d l'huile par la saumure, on utilise l'appareil Géomécanique (voir annexe) :
  - Remplir la cellule par la saumure ;
  - Mettre l'échantillon dans une jaquette en caoutchouc, puis placer l'ensemble dans le porte échantillon ;
  - Monter la pression de sertissage à l'aide d'une pompe manuelle jusqu'à 55 bars ;
  - Faire drainer le liquide à travers le milieu poreux avec un faible débit jusqu'à l'arrêt de production d'huile et mesurer le volume d'huile récupéré dans une éprouvette ( $V_{od}$ ) ;
- Calcul de l'indice de déplacement à l'eau ;
- Immersion de chaque échantillon dans le gasoil et enregistrement de volume d'eau produit par déplacement spontané ( $V_{eim}$ ) ;
  - Arrêter l'opération après avoir obtenu un palier constant et mesure de volume récupéré ;
- Déplacement forcé de l'eau par l'huile et mesure du volume d'eau déplacé ( $V_{ed}$ ) ;
- Calcul de l'indice de déplacement à l'huile ;



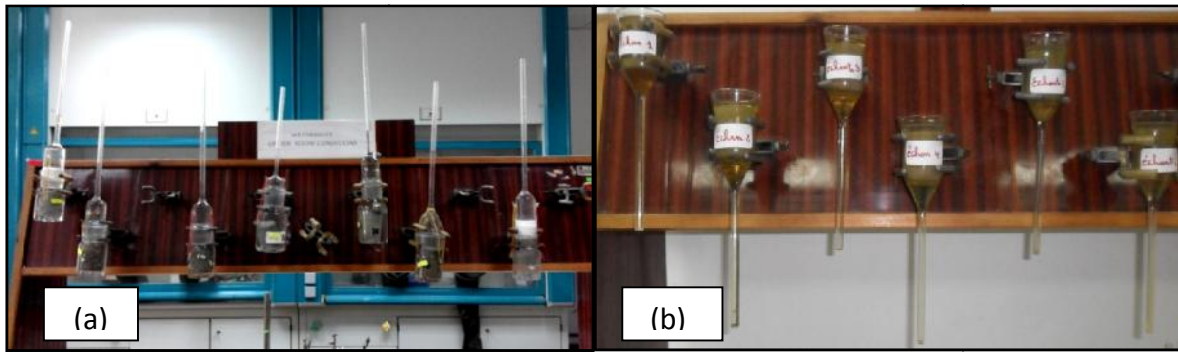


Figure (IV.5) : Dispositifs d'imbibition spontanée des échantillons dans (a) l'eau(b) l'huile.

- Calcul de l'indice de mouillabilité et évaluation de la mouillabilité par l'échelle (voir chapitreII).

## **Chapitre V.**

### **Résultats expérimentaux, analyses et discussions**

## V.1 Présentation des résultats obtenus

### V.1.1 Caractéristiques pétrophysiques des échantillons

Tableau (V.1) : Paramètres pétrophysiques des échantillons.

Echantillon N°	L (cm)	D (cm)	$\rho_a$ (g/cm <sup>3</sup> )	$\rho_{sec}$ (g/g)	$K_{air}$ (mD)
1	5.56	3.86	65.03	166.52	17.39
2	6.86	3.95	84.02	145.45	39.49
3	6	3.95	73.48	144.42	18.35
4	6.04	4.00	75.86	N.M	19.62
5	5.99	4.00	75.23	N.M	72.84
6	6.38	3.87	75.00	165.143	192.06
7	6.37	3.91	76.44	166.857	130.19
8	5.6	3.93	67.89	143.666	87.83
9	5.62	3.91	67.44	144.962	169.73
10	6.44	3.90	76.89	168.397	23
11	6.38	3.92	76.95	164.855	N.M
12	6.08	3.95	74.46	160.649	96.01

Tableau(V.2) : Porosité des échantillons par pesée.

Echantillon N°	$\rho_{sec}$ (g/g)	$\rho_a$ (g/cm <sup>3</sup> )	$V_p$ (cm <sup>3</sup> )	Porosité (%)
6	165.143	176.589	13.958	18.61
7	166.857	177.999	13.587	17.77
8	143.666	153.659	12.186	17.94
9	144.962	155.035	12.284	18.21
10	168.397	179.711	13.797	17.94
11	164.855	176.543	14.253	18.52
12	160.649	172.093	13.956	18.74

### V.1.2 Caractéristiques du fluide de forage utilisé

Tableau(V.3) : caractéristiques physico-chimique de la boue.

Les caractéristiques de la boue	Obtenus	Requises
Densité	1.25	1.25
Taux de cisaillement (lb/100 ft <sup>2</sup> )	1.25	/
La viscosité apparente (Cp)	23.5	/
La viscosité plastique (Cp)	18	/
Yield point (lb/100 ft <sup>2</sup> ) à 150° F	11	12-14
Gel 10 sec (lb/100 ft <sup>2</sup> ) à 150° F	5	6-8
Gel 10 mn (lb/100 ft <sup>2</sup> ) à 150° F	7	10-12
Filtrat HPHT (lb/100 ft <sup>2</sup> ) à 50 °F	4.8	M4
Cake (mm)	2	/
Rapport huile/eau	90/10	90/10

### V.1.3 Résultats des tests d'endommagement

Tableau (V.4) : Résultats des tests de colmatage.

boue	densité	Echantillon N°	K <sub>air</sub> (mD)	K <sub>i</sub> (mD)	K <sub>r</sub> (mD)	C%
Boue émulsionnée inverse 90/10	1.25	1	17.39	11.53	7.57	34.32
		2	39.49	38.52	16.82	56.31
		3	18.35	10.54	6.53	38.05
		4	19.62	16.07	11.00	31.55
		5	72.94	27.81	21.22	23.70

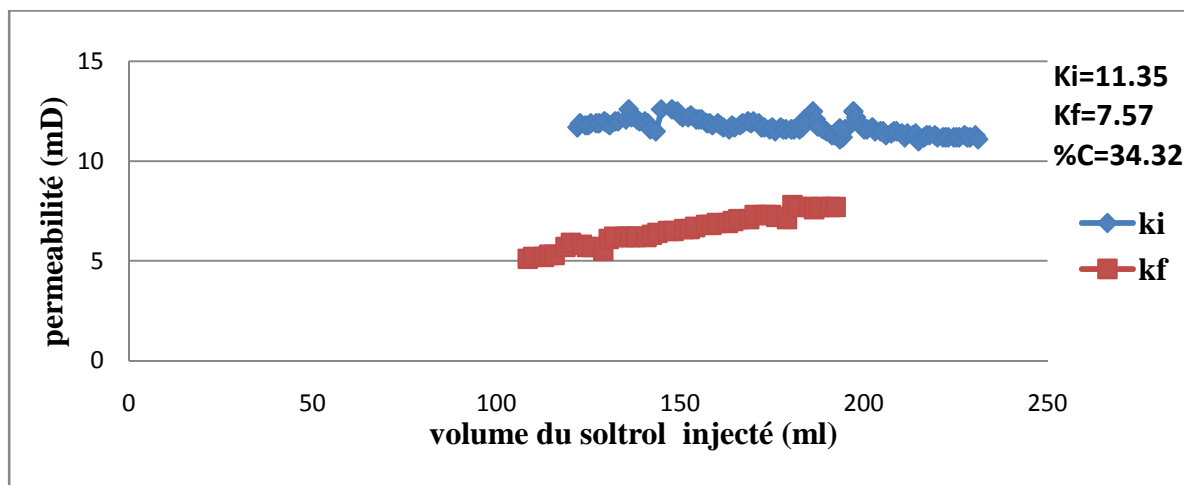
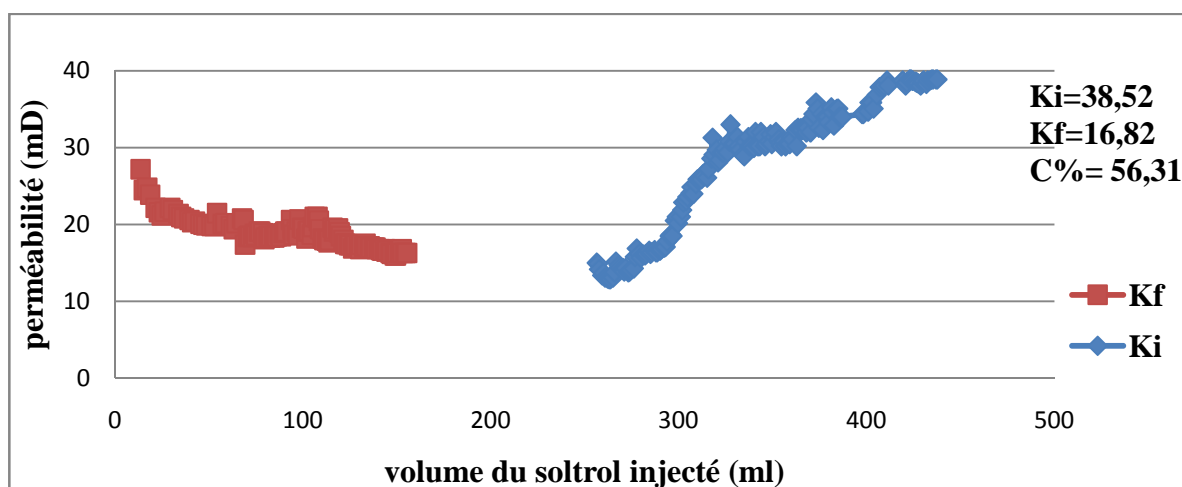


Figure (V.1) : évolution de la perméabilité en fonction du volume injecté « échantillon 1 ».



Figure(V.2) : évolution de la perméabilité en fonction du volume injecté « échantillon 2».

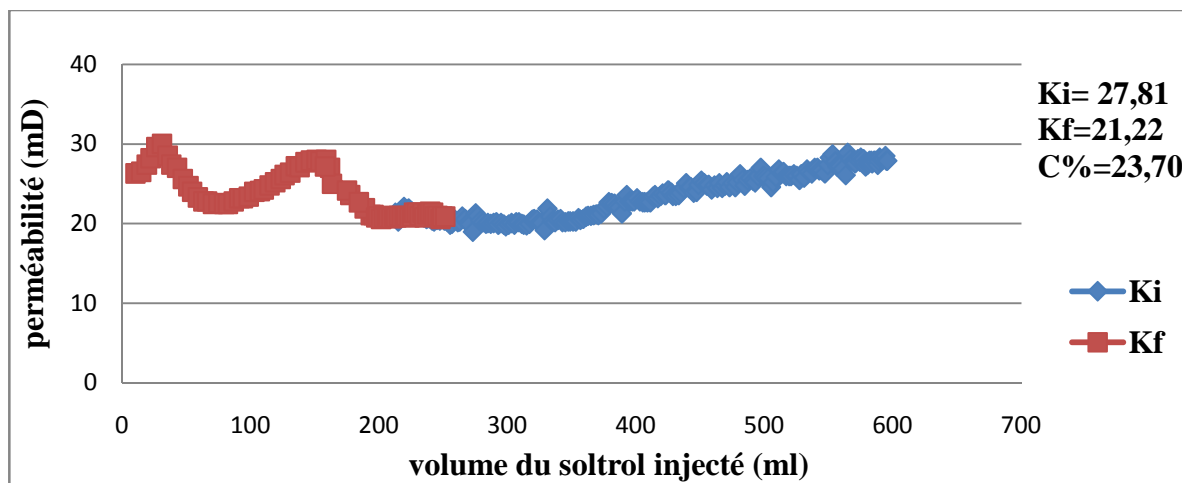


Figure (V.3) : Evolution de la perméabilité en fonction du volume injecté « échantillon 5».

### V.1.4 Résultats des tests de mouillabilité

Tableau(V.5) : indice de mouillabilité dans l'eau.

Echantillon N°	Saturé par	Voim( $\frac{\text{cm}^3}{\text{cm}^3}$ )	Vod( $\frac{\text{cm}^3}{\text{cm}^3}$ )	Idw
6	PE	0	7.5	0
7	SE	0	7.1	0
8	WA	5.4	0	1
9	PE+SE	0	6.5	0
10	PE+SE+WA	0	7	0
11	PE+SE+WA+FC	0	7.5	0
12	Filtrat de boue	0	5.2	0

Tableau(V.6) : indice de mouillabilité dans l'huile.

Echantillon N°	Saturé par	V <sub>eim</sub> ( $\frac{\text{cm}^3}{\text{cm}^3}$ )	V <sub>ed</sub> ( $\frac{\text{cm}^3}{\text{cm}^3}$ )	I <sub>do</sub>
6	PE	0.1	5	0.0
7	SE	0	4.5	0.0
8	WA	0	3.5	0
9	PE+SE	1.5	2.6	0.4
10	PE+SE+WA	0.3	4	0.1
11	PE+SE+WA+FC	0.3	2.9	0.1
12	Filtrat de boue	0.4	2	0.2

Tableau(V.7) : indice et type de mouillabilité.

Echantillon N°	Saturé par	Iw	Type de mouillabilité
6	PE	0	Mouillabilité intermédiaire neutre
7	SE	0	Mouillabilité intermédiaire neutre
8	WA	0	Mouillabilité franche à l'eau
9	PE+SE	0.4	Mouillabilité franche à l'huile
10	PE+SE+WA	0.1	Mouillabilité intermédiaire légère à l'huile
11	PE+SE+WA+FC	0.1	Mouillabilité intermédiaire légère à l'huile
12	Filtrat de boue	0.2	Mouillabilité intermédiaire légère à l'huile

## V.2 Interprétation des résultats

### V.2.1 Caractérisation pétrophysique

Avant de procéder aux tests d'endommagement, les propriétés intrinsèques des échantillons de grés de BERE A ont été déterminées.

Au total 12 échantillons de 39 mm de diamètre et 60 mm de longueur ont fait l'objet de mesure de porosité pour certains et de perméabilité pour d'autres. La porosité des sept (07) échantillons dédiés pour l'évaluation de la mouillabilité est de l'ordre 18 %. Quant aux échantillons prévus pour les tests de colmatage présentent des perméabilités à l'air, variables, de faibles à moyennes. Les résultats sont récapitulés dans les tableaux (V.1-V.2).

### V.2.2 Fabrication et caractérisation de la boue

La boue a été fabriquée et caractérisée selon la norme API 13 A. Les caractéristiques physico-chimiques ont été mesurées après 16 heures de hot rolling. Les résultats obtenus sont consignés dans le tableau (V.3). Ces derniers sont en bon accord avec ceux exigés dans le cahier de charges (Caractéristiques exigées par Sonatrach).

### V.2.3 Test d'endommagement

Conformément à la procédure décrite dans la partie expérimentale, cinq (05) échantillons ont été endommagés avec la boue à émulsion inverse de densité 1.25 en conditions statiques (Voir composition). En regard des résultats obtenus, le taux de colmatage moyen est de (31.90%) pour les échantillons 1, 3, 4 et 5. L'échantillon n°2 présente un taux de colmatage élevé, supérieur à

50 %, du fait de sa bonne perméabilité (Invasion de solides). Par ailleurs, nous constatons que le taux de colmatage a la même tendance que la perméabilité initiale.

Pour chaque échantillon, un graphe montrant l'évolution de la perméabilité initiale et finale en fonction du volume de soltrol 130 injecté. En général, les courbes sont ascendantes puis stables (Débit et pression différentielle stables). La perméabilité est évaluée dans cette dernière portion de courbe.

Les graphes des échantillons 1, 2 et 5 montrent des courbes de perméabilité initiale et finale ascendantes puis stables après injection de 100 ml.

Les courbes représentant l'échantillon 3 donne des allures descendantes, ceci est dû aux migrations de fines particules et à back flow de courte durée pour la perméabilité finale.

L'échantillon 4, de faible perméabilité, montre une allure stable pour la perméabilité initiale et ascendante à stable pour la perméabilité finale.

A travers les différents comportements de ces échantillons de différentes perméabilités nous pouvons déduire qu'il y a un problème de non optimisation lié à la taille des solides et au diamètre des pores.

#### **V.2.4 Test de mouillabilité**

Sept échantillons ont été préparés pour évaluer la mouillabilité par la méthode d'Amott. Le filtrat de boue ainsi que les composants pouvant altérer la mouillabilité, ont été testés individuellement puis combinés graduellement. Les concentrations utilisées dans la préparation des solutions sont celles utilisées pour la fabrication de la boue. Voir tableau(IV.1).

Les indices de mouillabilité à l'eau et à l'huile ont été mesurés après percolation de la roche fortement mouillable à l'eau par les différentes solutions et le filtrat de boue. Les résultats obtenus sont consignés dans les tableaux (V.5) et (V.6).

Nous constatons que  $I_{dw}$  est nulle pour tous les échantillons excepté l'échantillon 6 saturé avec la solution contenant l'agent mouillant WA. Les indices de mouillabilité dans l'huile  $I_{do}$  reste inchangé pour les échantillons saturés avec des solutions contenant un seul additif par contre la combinaison de deux et plus d'additifs ainsi que le filtrat de boue montre une augmentation (PE+SE ; PE+SE+WA ;...etc.).

La combinaison de ces résultats et le calcul de l'indice de mouillabilité nous permet de déduire que la mouillabilité a été altérée pour tous les échantillons excepté l'échantillon 8 contenant l'agent mouillant WA.



Pour les solutions préparées avec un seul additif, elles sont passées d'une mouillabilité franche à l'eau vers une mouillabilité intermédiaire neutre.

La combinaison des deux émulsifiants PE et SE a altéré sévèrement la mouillabilité en passant de franche à l'eau vers franche à l'huile.

Les solutions contenant PE, SE et WA-PE, SE, WA et FC ainsi que le filtrat de boue montrent des mouillabilités intermédiaires légères à l'huile.

D'une manière générale, les résultats obtenus sont concordants à ceux trouvés dans la littérature excepté l'additif WA. Ce dernier est normalement ajouté pour mouiller les déblais de forage pour faciliter leur ascension vers la surface or nous constatons qu'il n'a pas joué ce rôle du fait qu'il n'a pas affecté la mouillabilité de la roche. Ceci, nous laisse conclure que sa concentration n'a pas été optimisée.

# **Conclusion générale**

## Conclusion

Pour répondre aux besoins spécifiques des différentes conditions de forage et afin de ne pas endommager le réservoir, on utilise les fluides de forage à base d'huile qui regroupent un très grand nombre de composants notamment les surfactants pouvant altérer la mouillabilité des roches réservoirs engendrant une perte de productivité.

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

- 1- La formulation proposée par le fournisseur répond aux caractéristiques exigées par la Sonatrach.
- 2- L'étude de retour de perméabilité montre que la boue n'est pas endommageante, sauf pour l'échantillon ayant une bonne perméabilité initiale, ce qui est expliqué par l'invasion de  $\text{CaCO}_3$ . En effet les boues à l'huile contiennent beaucoup de solides par rapport aux boues à eau.
- 3- La mouillabilité des échantillons étudiés est passée d'une mouillabilité franche à l'eau vers une mouillabilité intermédiaire légère à l'huile, sauf pour l'échantillon n°8 saturé par la solution contenant l'agent mouillant.

## Recommandations

Compte tenu de l'importance de la mouillabilité reconnue comme un mécanisme d'endommagement ayant une influence sur la récupération des hydrocarbures des réservoirs pétroliers, nous recommandons à ce que ce dernier soit pris en considération lors de l'évaluation technique des offres liant le maître de l'œuvre avec le fournisseur :

- 1- Etude de mouillabilité à différentes concentrations, des produits rentrant dans la formulation des boues pour l'optimisation.
- 2- Faire une investigation des performances de l'agent mouillant (qualité/ concentration).
- 3- Optimiser la taille des grains de  $\text{CaCO}_3$  en fonction du diamètre des pores.
- 4- Pour l'échantillon colmaté par la boue, une acidification est nécessaire pour restaurer sa perméabilité.

## Bibliographie

[1] Publication de l'institut français du pétrole, Les fluides de forage, collection colloques et séminaires 9, Edition technip, 1968

[2]MKhodja., Les fluides de forage : étude des performances et considérations environnementales(en ligne), thèse de doctorat, université de Toulouse, 2-6, 2008. Disponible sur : <http://ethesis.inp-toulouse.fr/archive/00000673/01/khodja.pdf>

[3] R Akkal., Optimisation des fluides de forage et endommagement de la formation, thèse de doctorat, ENP Alger, 39-44, 2014

[4]C Garcia.,ParigotP., Boues de forage, Edition Technip, France, 188 p, 1968.

[5] Nguyen J.P., Le forage(en ligne), Edition technip, 371 p, 1993. Disponible sur : <https://books.google.dz/books?id=MGINzXZr2GUC&printsec=frontcover&hl=fr#v=onepage&q&f=false>

[6]KFourar., Amélioration des propriétés rhéologique des fluides de forage à base de biopolymères(en ligne), mémoire de magister, université de Boumerdes, 11-16, 2007. Disponible sur :

<http://dlibrary.univ-boumerdes.dz:8080/bitstream/123456789/1274/1/Fourar,%20Karim.pdf>

[7] Centre de recherche et développement, brochure pour fluides de forage, Doc.

[8] manuel pratique des fluides de forage, chambre syndicale de la recherche et de la production du pétrole et du gaz naturel sous-commission laboratoire d'exploitation-Paris, Editiontechnip, France, 207 p, 1969

[9]FUTURA. Chimie tensioactif(en ligne). Disponible sur :

<http://www.futura-sciences.com/magazines/matiere/infos/dico/d/chimie-tensioactif-11288/>

[10] Guihard J., Hanot C., Les Agents Tensioactifs Et Surfactifs (en ligne),2007. Disponiblesur :<http://slideplayer.fr/slide/1292191/>

[11]BriantJ., phénomènes d'interface Agents de surface (en ligne), Edition technip, 337p, 1989. Disponible sur :

<https://books.google.dz/books?id=OgsHkiCsS0IC&printsec=frontcover&hl=fr#v=onepage&q&f=false>

- [12] Lingome C.E., Nouveaux agrotensioactifs glycolipidiques : synthèse, propriétés physico-chimiques et application en polymérisation (en ligne), thèse de doctorat, INSA de Lyon, 2012. Disponible sur : <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00740239/document>
- [13] Yvonne P., C'est un mécanisme permettant d'éliminer les salissures grasses adhérentes sur une surface inerte ou vivante 1. Qu'est-ce que la détergence ? (en ligne). Disponible sur : <http://slideplayer.fr/slide/5541694/>
- [14] Begbeg A., importance des considerations environnementales dans l'étude des performances des additifs utilisés dans les fluides de forage, mémoire de magister, université de Boumerdes, 9-13, 2008
- [15] Osanne A., l'alimentation : aspects physico-chimiques. III- les émulsions culinaires 1- les émulsions : pourquoi l'eau et l'huile ne sont-ils pas miscibles ? (en ligne). Disponible sur : <http://slideplayer.fr/slide/518997/>
- [16] Les lessives, pourquoi lavent-elles ? : une science complexe – ingrédients et fonctions- (en ligne). Disponible sur : [http://www.cttniren.com/pdf/0541944001423036047\\_04\\_02\\_15.pdf](http://www.cttniren.com/pdf/0541944001423036047_04_02_15.pdf)
- [17] Wikipedia, Tensioactif (en ligne). Disponible sur : <https://fr.wikipedia.org/wiki/Tensioactif>
- [18] F Nono., caractérisation polyphasique de la zone de transition dans un réservoir pétrolier carbonaté (en ligne), thèse de doctorat, ENSAM de Bordeaux, 17-59, 2014. Disponible sur : <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01078317/document>
- [19] D Veillon., la liaison couche-trou, école du pétrole et des moteurs, Edition technip, France, 557 p, 2001
- [20] C Cottin., drainage dans des micromodèles de milieux poreux Application à la récupération assistée du pétrole (en ligne), thèse de doctorat, université de Bordeaux, 17-19, 2010. Disponible sur : [http://orioaibordeaux1.fr/pdf/2010/COTTIN\\_CHRISTOPHE\\_2010.pdf](http://orioaibordeaux1.fr/pdf/2010/COTTIN_CHRISTOPHE_2010.pdf)
- [21] B Pedrera., influence de la mouillabilité sur les propriétés polyphasiques d'un milieu poreux lors d'un drainage par gravité (en ligne), thèse de doctorat, université de Bordeaux 1, 14-29, 2002. Disponible sur : <http://www.theses.fr/2002BOR12506>
- [22] Mckee F., étude et mise à l'échelle des écoulements diphasiques en milieux poreux hétérogènes par une approche d'optimisation (en ligne), thèse de doctorat, université de Nantes, 13-17, 2013. Disponible sur : [http://www.math.sciences.univnantes.fr/~berthon/etudiants/these\\_mckee.pdf](http://www.math.sciences.univnantes.fr/~berthon/etudiants/these_mckee.pdf)

[23]Centre de recherche et développement, étude de mouillabilité de la roche réservoir de BirRebaa Nord, laboratoire étude des gisements, Boumerdes, 1993

[24]Wettability of reservoir rock(en ligne) ,171-172. Disponible sur :

<http://www.ifpenergiesnouvelles.fr/content/download/58540/1280095/file/Wettability%20of>

[25]EDana., contribution à la caractérisation des écoulements biphasiques dans les matériaux poreux. Etude expérimentale sur trois grès(en ligne), thèse de doctorat, université de Lille 1,14-15, 1999. Disponiblesur :

<https://ori-nuxeo.univlille1.fr/nuxeo/site/esupversions/bc1d05f4-df9f-40c3-a699-b21ee8a5b40a>

[26]FCivan., Reservoir formation damage:fundamentals,modeling, assessment, and mitigation,university of Oklahoma,Gulf Publishing Company,760 p,2000

[27]ALoulachi., Etude des performances dans un système mixte tensioactif- polymère dans les fluides de forage. Aspect stabilité des argiles et endommagement du réservoir(en ligne),mémoire de magister, université de Boumerdes,6-19, 2009. Disponible sur :

<http://dlibrary.univ-boumerdes.dz:8080/bitstream/123456789/1363/1/Loulachi,%20Ali.pdf>

[28]ZBenzaoui., Stimulation par acidification au puits : OMK 842, MD414, OMJ711 (champ Hassi Messaoud)(en ligne), mémoire de master, université d’Ouargla, 11-16, 2013.

Disponible sur :

[http://dspace.univouargla.dz/jspui/bitstream/123456789/1787/1/master\\_BENZAOUI%20 ZIDANE.pdf](http://dspace.univouargla.dz/jspui/bitstream/123456789/1787/1/master_BENZAOUI%20ZIDANE.pdf)

Tableau (A.1) : propriétés et description chimique des produits de la boue à base d'huile préparée.

	Ingredient	Properties	Chemical description
Oil-based mud additive	Gasoil	<b>Appearance:</b> Uncolored liquid to yellow <b>Specific gravity (15°C): 0.81-0.86</b>	
	Primary emulsifier (PE)	<b>Appearance:</b> Dark amber liquid <b>Specific gravity(20°C)*:</b> 0.91-0.93	Fatty acids/Sulphonic derivatives, in hydrocarbon solvent.
	Secondary emulsifier (SE)	<b>Appearance :</b> Dark amber liquid <b>Specific gravity(20°C)*:</b> 0.91-0.94	Fatty acids/Sulphonic derivatives, in hydrocarbon solvent.
	Oil wetting agent (WA)	<b>Appearance :</b> Clear amber liquid <b>Specific gravity(20°C)*:</b> 0.98-1.10	Fatty acids/Sulphonic derivatives, in hydrocarbon solvent.
	Filtrate reducer (FC)	<b>Appearance :</b> Dark liquid <b>Specific gravity(20°C)*:</b> 1.03-1.06	Lignite salt/ Polymer in aqueous media.
	Organophilic clay (HY)	<b>Appearance:</b> fine, odorless, light colored powder. <b>Specific gravity(20°C)*:</b> 1.7-1.8	Polymer treated Organophilic clay.
	Organophilic clay (SA)	<b>Appearance:</b> fine, odorless powder. <b>Specific gravity(20°C)*:</b> 1.7-1.8	Bentonite Organophilic.
	Calcium Carbonate (CaCO <sub>3</sub> ).	<b>Appearance:</b> fine white crystalline powder. <b>Specific gravity :</b> 2.6-2.8	Micronized Calcium Carbonate.

\*specifications

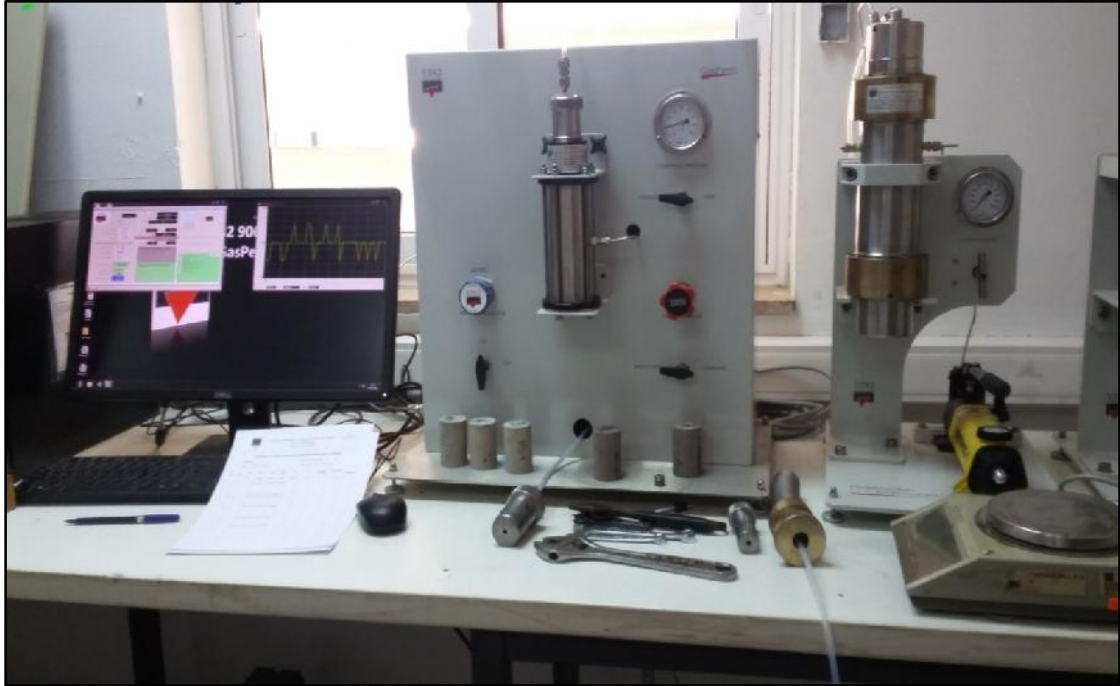


Figure (B.1) : Appareil « GasPerm ».



Figure (B.2): Étuve rotative (HOTROLLING).





Figure (B.3) : appareil de colmatage(DAFFM).



Figure (B.4) : appareil de déplacement forcé (géomécanique).

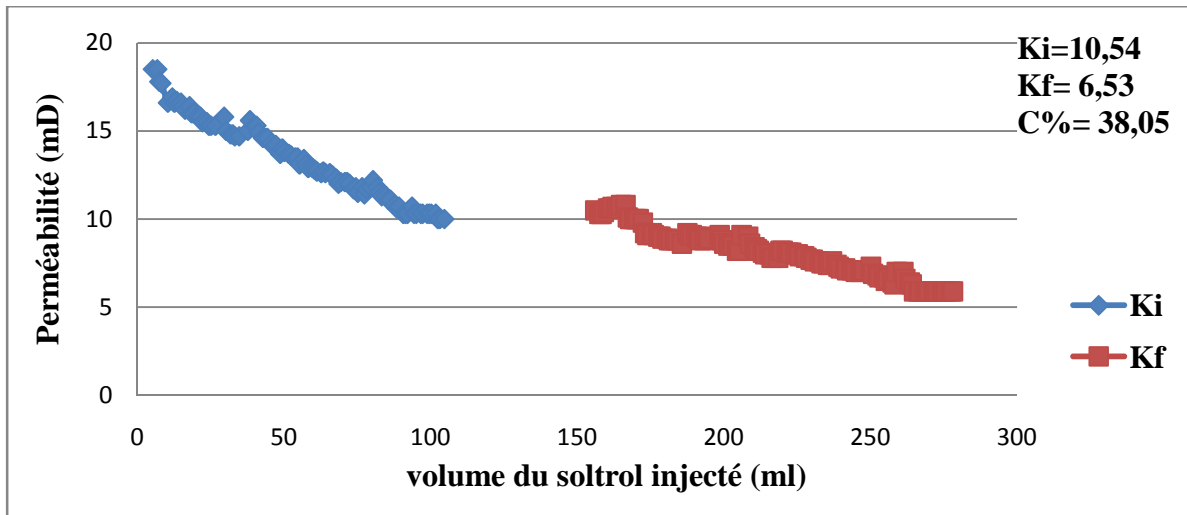


Figure (C.1) : évolution de la perméabilité en fonction du volume injecté « échantillon 3 ».

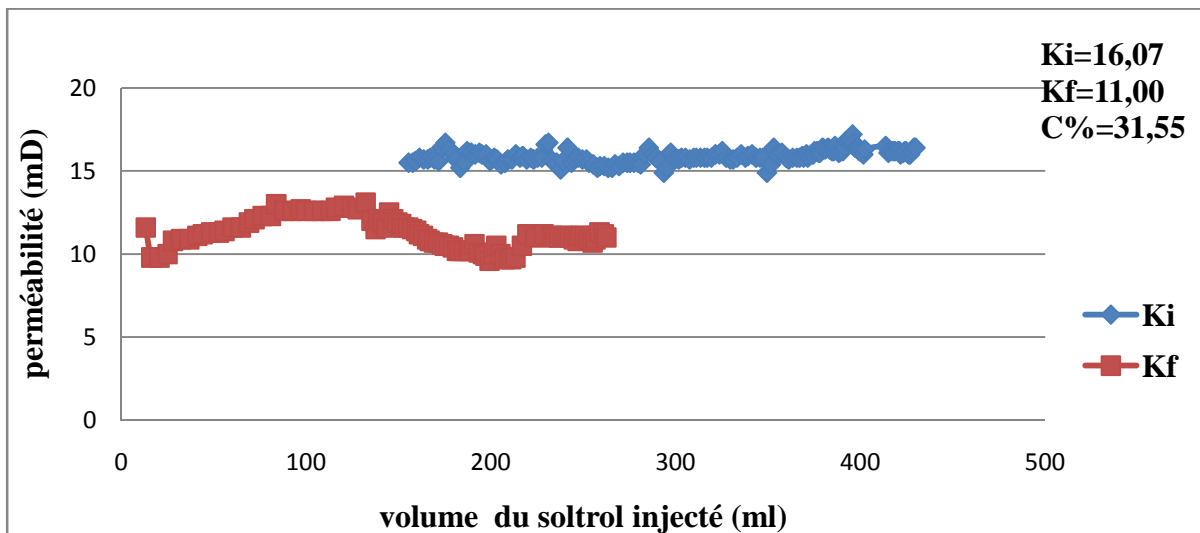


Figure (C.2) : évolution de la perméabilité en fonction du volume injecté « échantillon 4 ».