

Université KasdiMerbah Ouargla



*Faculté des hydrocarbures, Energies renouvelables, Science de la terre et de l'univers*

**Département de production des hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option: Production**

Présenté Par :

**DJELLAL Zaima    BOUKHARI Bochra    AOUIGUER Nylia**

-THEME-

---

**Etude de l'altération de mouillabilité des roches  
réservoirs par les émulsifiants des boues à  
émulsion inverses.**

---

**Soutenue le : 19 / 06 / 2019**

**Jury:**

Président :	<b>Abdelmadjid DOBBI</b>	MCA	Uni. KasdiMerbah Ouargla
Examinatrice :	<b>Djamila BOUFADES</b>	MAA	Uni. KasdiMerbah Ouargla
Rapporteur :	<b>Hamid LEBTAHI</b>	MCB	Uni. KasdiMerbah Ouargla
Co-encadreur :	<b>Zineb BAZZINE</b>	Doctorante	Uni. KasdiMerbah Ouargla

**Année Universitaire 2018/2019**

## **Remerciement**

*Nous tenons tout d'abord à remercier DIEU le tout-puissant et qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce modeste travail.*

*Nous tenons à remercier chaleureusement notre promoteur Mr : **LEBTAHI Hamid** pour tout ce qu'il a fait pour nous, en nous aidant à accomplir ce projet dès le début, jusqu'à la toute dernière minute, pour tous ses efforts pendant toutes ces années de travail, pour avoir sacrifié même son temps libre pour nous aider à rendre ce travail encore mieux, nous avons tout l'honneur et le plaisir que nous avons un professeur comme vous dans notre faculté, A Mr **DOBBI AbdEl Madjid** en tant que membre du jury et doyen de notre faculté d'hydrocarbures pour tous ses efforts pour rendre notre faculté de mieux en mieux chaque jour, pour donner tout son temps pour les étudiants, et pour nous soutenir à chaque instant, nous vous considérons comme un père dans cette faculté,*

*A Madame **BOUFADES Djamila**, nous avons le plaisir de votre présence comme membre du jury de notre soutenance.*

*Nous remercions aussi tous les travailleurs de Centre de recherche et développement et spécialement 'Mr **BENALLAOUA Sofiane** Mr **AZZI Slimane**, **BENZIZA Fatah**, **MERABTI Louiza** et **GHARBI Khira**.*

*A Mr **MESSOURI Ali** pour son aide et ses conseils précieux*

*A nos parents, pour leur aide précieux durant tout le cursus et durant toute notre vie.*

**Merci infiniment.**

# 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 très cher père **Abdelbaki**, ma très chère mère **Nadjette**.*

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

*A l'âme de ma grande mère.*

*A Mon cher frère : **Mohamed Charaf Eddine***

*A mes sœurs : **Hiba El Rahmane et Aseel**.*

*Pour leur soutien moral et leur encouragement considérable.*

*Que Dieu nous garde unis et solidaire.*

*A mes amies **Rjma, Samia, Selma, Houda et boutheina***

*A **DJELLAL Zaima** et **AOUIGUERNYLIA** mes trinômes de ce travail.*

*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 : **BOUKHARI** et **SAADOU***

*Je vous adresse mes sentiments et mes considérations les plus sincères. Je vous aime tous.*

**BOUKHARI** Bochra

# Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail :*

*A l'âme de mon très cher père et de ma grande mère qui ont tant espéré voir ce jour, qu'ils se trouvent ici l'expression de ma gratitude, et qu'ils soient fier de moi comme ils ont toujours été.*

*A ma très chère mère, qui m'a aidé durant tout mon cursus.*

*A l'âme de mon très cher Anis.*

*A toute ma famille qui m'a soutenu durant mes études et n'a jamais privé de son amour, de ses encouragements. Mon cher frère Ali et sa petite famille : Alaa, Mohamed, et sa femme. Mes sœurs : Yamina, Nadjma, Souad, Nassira, Rabab, Wahiba, Alima et son mari, Soumia et son mari sans oublier leur anges Youcef et Hawa.*

*Mes nièces et mes neveux*

*Merci*

*A toute ma famille : DJELLAL et SAOUDI*

*Mes trinômes : BOUKHARI Bochra & AOUIGER Nylia.*

*A ma très chère amie Nour EL-Houda en particulier et à toutes mes chères amies.*

*Son oublier tous mes amis de la promo.*

*Et à tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin.*

**DJELLAL Zaima**

# *Dédicaces*

*Je dédie ce travail de mémoire,*

*A ma défunte grand-mère, très chère à mon Cœur*

*A ma mère, mon père, pour leurs soutiens, leurs amours, et leurs encouragements,  
pour tout ce qu'ils ont fait pour que je puisse arriver à ce stade, quoi que je  
fasse, quoi que je dise je ne saurais point vous remercier comme il se doit. Sans  
vous, ma réussite n'aura pas eu lieu.*

*A mes sœurs, flamme de mon cœur que ma vie ne serait pas aussi magique sans  
leur présence et leur amour.*

*A mes chères copines Anfal et Fatiha, avec lesquels j'ai partagé mes bons  
souvenirs, Que Dieu nous garde unis et solidaire*

*A mon très cher ami et mon frère Newfel Mahdi, que je souhaite la réussite et  
le bonheur*

*A Zaima et Bochra mes trinômes de ce travail*

*A tous mes amis de Ouargla, que je ne vais jamais oublier, à mes camarades de  
classe de production académique, au club IDEAS que j'ai partagé avec eux des  
moments merveilleux*

*A tous mes enseignants qui ont contribué à ma formation.*

*A tous ceux qui m'ont soutenu et me soutient encore*

*Il y a mille façons de dire merci, je ne saurais pas comment vous exprimer toute  
ma joie et ma reconnaissance, je vous écris tout simplement :*

*Merci mille fois*

***AOUIGUER Nylia***

## Résumé

Les fluides de forage servent à équilibrer les pressions de formation pendant le forage pour assurer la stabilité du puits et à évacuer les déblais en limitant les endommagements. La stabilité de l'émulsion inverse comme fluides de forage à base d'huile dépend de l'utilisation des émulsifiants. Ces derniers peuvent être à l'origine d'une altération de la mouillabilité accompagnée d'une élévation du Water Cut suite au phénomène du water Bypass. Cet endommagement est à l'origine de perte importante de production pouvant même entraîner la fermeture de puits.

L'objectif de ce projet de recherche consiste à proposer un dispositif adapté à la méthode Amott permettant d'étudier la mouillabilité des roches réservoirs. Ce dispositif est basé sur l'utilisation des cuttings de forage des réservoirs, de roche reconstituée ou de sable. Les résultats obtenus dans des délais très courts, par l'utilisation de ce nouveau dispositif sont similaires à ceux obtenus par les méthodes classiques d'utilisation de carottes de réservoirs. Les contraintes engendrées sur les pertes de production de pétrole provoquée par l'altération de la mouillabilité auront une incidence indésirable et directe sur les Flow Assurances et les coûts d'exploitation des gisements.

### Les mots clés:

Tensioactif, émulsion, Water Cut, Water Bypass, Méthode Amott, mouillabilité, Cuttings, réservoir, fluides forage, milieu poreux. Flow Assurances.

### Abstract:

Drilling fluids are used to balance formation pressures during drilling to ensure well stability and to evacuate cuttings with minimal damage. The stability of reverse emulsion as an oil-based drilling fluid depends on the use of emulsifiers. These emulsifiers can cause an alteration in wettability accompanied by an increase in the Water Cut then the water bypass. This damage causes a significant loss of production, which can even lead to the closure of wells.

The objective of this project is to propose a device adapted to the Amott method to study the wettability of reservoir rocks. This system is based on the use of cuttings for drilling reservoirs, reconstituted rock or sand. The results obtained in a very short period of time using this new device are similar to those obtained by conventional methods. The constraints on oil production losses caused by wettability alteration will have an undesirable and direct impact on Flow Assurances and reservoir operating costs.

### The keywords:

Surfactant, emulsion, Water Cut, Water Bypass, Amott Method, wettability, Cuttings, réservoir, drilling fluids, porous environment , Flow Assurances.

**Sommaire**

<b>Remerciement.</b>	
<b>Dédicace.</b>	
<b>Résumé.</b>	
<b>Sommaire.</b>	
<b>Liste des figures.</b>	
<b>Liste des tableaux.</b>	
<b>Nomenclature</b>	
<b>Introduction.</b>	2
<b>Chapitre I. Fluides de forage.</b>	
I. Les Fluides de forage.	6
I.1. Définition.	6
I.2. Propriétés des fluides de forage.	6
I.3. Les conséquences de l'utilisation de la boue.	9
I.4. Les fonctions des fluides de forage.	9
I.5. Classification des fluides de forage.	9
I.6. Description des principaux produits à boue.	10
I.7. Les tensioactifs.	12
<b>Chapitre II. La mouillabilité dans un milieu poreux.</b>	
II. La mouillabilité dans un milieu poreux.	16
II.1. Définition de la mouillabilité.	16
II.2. Caractéristiques générales des écoulements polyphasiques dans le milieu poreux.	16
II.3. Définition de de pression capillaire, loi de Laplace.	18
II.4. La mouillabilité des réservoirs.	18
II.5. Influence de la mouillabilité sur les écoulements en milieu poreux.	22
<b>Chapitre III. Endommagement dans un milieu poreux.</b>	
III. Endommagement dans un milieu poreux.	25
III.1. Différents causes d'endommagement.	25
III.2. Mécanismes d'endommagement.	26
<b>Chapitre IV : Partie Expérimentale.</b>	
Plan de recherche	33
IV.1. Caractérisations des échantillons.	34

## SOMMAIRE

---

IV.2. Fabrication et caractérisation de la boue à émulsion inverse.	39
IV.3. Les techniques instrumentales et modes opératoires.	41
IV.4. Résultats et interprétations	45
Conclusion et Recommandations	51
<b>Annexes.</b>	

**Liste des figures**

<b>Figure (I.1) :</b> Représentation schématique d'un monomère de tensioactif.....	12
<b>Figure (I.2) :</b> Equilibre entre deux fluides non-miscibles $\alpha$ et $\beta$ dans un milieu poreux...	14
<b>Figure (II.1) :</b> Illustration de la notion de mouillage et d'angle de contact.....	16
<b>Figure (II.2) :</b> (a) Porosité ; (b) Saturation en eau interstitielle.....	17
<b>Figure (II.3) :</b> Précipitation des asphaltènes.....	21
<b>Figure (III.1) :</b> Effet de l'endommagement par la boue sur la productivité du puits.....	29
<b>Figure (III.2) :</b> Profil de pression dans la région proche du puits pour un puits de formation endommagée.....	30
<b>Figure (IV.1) :</b> Pourcentages de chaque constituant du sable.....	35
<b>Figure (IV.2) :</b> Evolution de la perméabilité en fonction du rapport $Q/\Delta P$ .....	36
<b>Figure (IV.3) :</b> Pourcentages de chaque constituant dans le cutting de forage.....	37
<b>Figure (IV.4) :</b> Le pourcentage de chaque tamisât par rapport au diamètre des tamis.....	38
<b>Figure (IV.5) :</b> Evolution de la perméabilité en fonction de $Q/\Delta P$ à 25 °C.....	39
<b>Figure (IV.6) :</b> Installation de déplacement de fluide dans un milieu poreux.....	41
<b>Figure (IV.7) :</b> Schéma principal d'installation de déplacement de fluide dans un milieu poreux.....	41
<b>Figure (IV.8) :</b> Dispositif expérimental pour mesurer l'indice globale de mouillabilité par le test Amott.....	42
<b>Figure (IV.9) :</b> Cinétique de restauration de la mouillabilité des sables et Cuttings.....	47
<b>Figure (A.1) :</b> Diffractogramme de l'échantillon Sable.....	g

## Liste des tableaux

<b>Tableau (I.1):</b> Produits viscosifiants .....	10
<b>Tableau (I.2) :</b> Produits réducteur de filtrat.....	11
<b>Tableau (I.3) :</b> Produits fluidifiants .....	11
<b>Tableau (I.4) :</b> Contrôleurs du pH.....	11
<b>Tableau (I.5) :</b> Produits alourdissant .....	11
<b>Tableau (I.6) :</b> Additifs minéraux.....	12
<b>Tableau (I.7) :</b> Les types, les avantages et les inconvénients de tensioactifs.....	13
<b>Tableau (II.1) :</b> La mouillabilité en fonction de l'indice d'Amott.....	22
<b>Tableau (IV.1) :</b> Les quantités et les pourcentages de sable de chaque tamisât par rapport au diamètre des tamis.....	36
<b>Tableau (IV.2) :</b> Les dimensions du porte-échantillon.....	36
<b>Tableau (IV.3) :</b> La porosité des échantillons de sable.....	37
<b>Tableau (IV.4) :</b> Les quantités et les pourcentages de cutting de forage de chaque tamisât par rapport au diamètre des tamis.....	38
<b>Tableau (IV.5) :</b> Les dimensions du porte-échantillon.....	38
<b>Tableau (IV.6) :</b> La porosité des échantillons de cutting de forage.....	39
<b>Tableau (IV.7) :</b> Formulation de la boue à base d'huile densité 1.17.....	40
<b>Tableau (IV.8) :</b> Caractéristiques physico-chimique de la boue.....	40
<b>Tableau (IV.9) :</b> Indice de mouillabilité dans l'eau.....	45
<b>Tableau (IV.10) :</b> Indice de mouillabilité dans l'huile.....	45
<b>Tableau (IV.11) :</b> Indice et type de mouillabilité.....	46

## LISTE DES TABLEAUX

<b>Tableau (IV.12) :</b> Indice de mouillabilité dans l'eau.....	46
<b>Tableau (IV.13) :</b> Indice de mouillabilité dans l'huile.....	46
<b>Tableau (IV.14) :</b> Indice et type de mouillabilité.....	46
<b>Tableau (IV.15) :</b> Comparaison entre les tests réalisés au laboratoire pétrophysique de l'UKMO et laboratoire de CRD SONATRACH.....	47
<b>Tableau (A.1) :</b> Les dimensions de la porte l'échantillon en verre.....	a
<b>Tableau (A.2) :</b> Détermination de la perméabilité moyenne à pression (0.017 atm).....	a
<b>Tableau (A.3) :</b> Détermination de la perméabilité moyenne à pression (0.019 atm).....	a
<b>Tableau (A.4) :</b> Détermination de la perméabilité moyenne à pression (0.022 atm). ....	b
<b>Tableau (A.5) :</b> Détermination de la perméabilité moyenne à pression (0.025 atm).....	b
<b>Tableau (A.6) :</b> Détermination de la perméabilité moyenne à pression (0.028 atm).....	b
<b>Tableau (A.7) :</b> L'évolution de la perméabilité en fonction du rapport $\frac{Q}{dP}$ .....	c
<b>Tableau (A.8) :</b> Les dimensions de la porte l'échantillon en PVC.....	c
<b>Tableau (A.9) :</b> Détermination de la perméabilité moyenne à pression (0.016 atm).....	c
<b>Tableau (A.10) :</b> Détermination de la perméabilité moyenne à pression (0.017 atm).....	d
<b>Tableau (A.11) :</b> Détermination de la perméabilité moyenne à pression (0.022 atm).....	d
<b>Tableau (A.12) :</b> Détermination de la perméabilité moyenne à pression (0.025 atm).....	d
<b>Tableau (A.13) :</b> Détermination de la perméabilité moyenne à pression (0.028 atm).....	e
<b>Tableau (A.14) :</b> L'évolution de la perméabilité en fonction du rapport $\frac{Q}{dP}$ .....	e

## 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].

$I_{aw}$  : Water déplacement index (indice de déplacement d'eau).

$I_{do}$  : Oïl déplacement index (indice de déplacement d'huile).

$I_w$  : Indice de mouillabilité a l'eau.

$I_o$  : Indice de mouillabilité a l'huile.

K : Perméabilité [mD].

$K_{eff}$  : Perméabilité effective.

$K_r$  : Perméabilité relative.

$K_{air}$  : Perméabilité a l'air [mD].

L : Longueur de l'échantillon [cm].

o/w : Système huile/eau.

$P_c$  : 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 [ $\text{cm}^3/\text{mn}$ ].

$R_{eau}$  : Le rapport d'eau.

## NOMENCLATURE

---

$R_{\text{huile}}$  : Le rapport d'huile.

$r$  : Rayon d'un échantillon [m].

$S$  : Facteur skin.

$T$  : Température [°C].

$T_{\text{solide}}$  : La teneur en solide.

$\mu_a$  : Viscosité apparente [cP].

$\mu_p$  : Viscosité plastique [cP].

$V_p$  : Volume de pores.

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

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

### **Lettres grecques**

$\gamma$  : Tension superficielle [mN/m].

$\mu$  : viscosité [cP].

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

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

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

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

$\Phi$  : Porosité de l'échantillon [%].

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

## NOMENCLATURE

---

### Abréviations utilisées

API: American Petroleum Institut.

CMC : carboxy méthyl cellulose.

CMC : La concentration micellaire critique.

DR : Le taux d'endommagement.

FC : Filtrat Reducer.

HP/HT : Haute Pression/Haute Température.

HY : Argile organophile.

IFP: Institut Français de Pétrole.

LC : lignites ou lignites chromes.

OBM: Oil-BasedMuds.

PE: Primary Emulsifier.

SA : Viscosifiant.

SE : Secondary Emulsifier.

SI : Système international.

TA:Tensioactif.

UKMO: Université Kasdi Merbah Ouargla.

WA: Watting Agent.

WBM: Water-Based Muds.

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

---

# Introduction

---

# Introduction

Au terme des travaux de complétion des puits de pétrole, l'exploitation des gisements doit aboutir à une élévation significative des indices de productivité d'huile. Les attentes de production des hydrocarbures répondent aux prévisions et planification en vue de satisfaire les demandes des clients (Flow Assurances). Il s'avère que la mise en service des puits conduit parfois à une augmentation de la teneur en eau des fluides produits, soit un Water Cut dépassant les 60 % alors que les saturations en huile de la roche réservoir sont élevées.[33]

Ce phénomène est le résultat du contournement des capillaires contenant de l'huile par l'eau de gisement (Water Bypass). Une formation de piège d'huile apparaît dans la matrice comme la conséquence d'une altération de la mouillabilité de la roche réservoir provoquée par un film oléophile sur les parois des capillaires. Ce film est constitué par une couche de molécules de tensioactif adsorbées à la surface des capillaires. Ce tensioactif est un agent émulsifiant stabilisateur des émulsions inverses utilisées lors du forage des réservoirs pétroliers.

Le choix de cet agent émulsifiant repose principalement sur le prix de vente du produit, sur l'historique des performances des fluides de forage appliqués dans le même champ pétrolier et sur sa disponibilité. Lors des appels d'offre pour les commandes des émulsifiants des fluides de forage, les compagnies pétrolières n'accordent pas d'importance en priorité à l'incompatibilité des tensioactifs avec la roche réservoir. Cette négligence est la conséquence de la complexité des techniques expérimentales utilisées pour évaluer la compatibilité des agents émulsifiants avec la matrice. En effet ces techniques d'investigation nécessitent des équipements lourds et coûteux ainsi que des durées pour la réalisation des tests assez longs.

Un projet de recherche a été élaboré en vue de proposer une technique expérimentale basée sur l'utilisation d'un micro-modèle permettant d'évaluer la compatibilité des émulsifiants avec la roche réservoir. Cette technique repose sur une adaptation du dispositif de test de mouillabilité d'Amott appliqué à l'étude des granulats, grains et poudres. Cette nouvelle méthode se distinguera par ses performances et doit répondre aux conditions :



- Simplicité et originalité de la méthode
- Rapidité des essais pour l'obtention de résultats
- Coût réduit des équipements
- Efficacité et robustesse de la méthode par la validité des résultats.

Ce projet a été concrétisé dans le cadre d'un stage pratique de courte durée effectué au centre de recherche et de développement de la compagnie SONATRACH - Division Laboratoire (DLAB) de Boumerdès. Ce stage s'est poursuivi à l'université KasdiMerbah de Ouargla. La nouvelle technique d'étude de la mouillabilité des granulats, grains et poudre a été mise au point au laboratoire de pétrophysique du département production de la faculté des hydrocarbures.

Le présent manuscrit est composé d'une partie théorique développée dans 3 chapitres et d'une partie pratique contenant 1 chapitre.

### **Partie théorique**

- Le premier chapitre traite les aspects rhéologiques et physicochimiques des fluides de forage.
- Dans le deuxième chapitre sont abordées les caractéristiques pétrophysiques du milieu poreux, les différents types de mouillabilité et leurs mesures par les méthodes de tests Amott.
- Dans le troisième chapitre sont développées les différentes causes d'endommagement et leurs mécanismes incluant celles résultants d'une altération de la mouillabilité.

### **Partie pratique**

#### **Chapitre 4**

- Dans ce chapitre sont présentés les caractérisations des échantillons, le nouveau dispositif d'étude de la mouillabilité Amott, le micro-modèle et les techniques instrumentales. Les résultats des essais et leurs interprétations figurent dans ce chapitre.



---

# Partie théorique

---

---

# **Chapitre I :** **Les fluides de** **forage**

---

## I. Fluides de forage :

L'utilisation des fluides de forage est primordiale pour un bon déroulement de l'opération de forage des puits de pétrole et de gaz. La réussite de cette opération dépend principalement des paramètres rhéologiques et physico-chimiques de la boue de forage.

Le choix des boues se fait souvent selon la nature des terrains traversés et des conditions géologiques. Le choix adéquat des boues de forages nous garantit un travail efficace des outils et une bonne sécurité du puits.

Les performances de forage ont considérablement évolué grâce aux progrès techniques sur la nature physico-chimique des fluides de forage.[1]

### I.1. Définition :

Le fluide de forage ou boue de forage est un système composé de différentes combinaisons : liquides (eau, huile,...), gazeuses (air ou gaz naturel) contenant en suspension une phase solide (argile, déblais,...).C'est un fluide non newtonien, visqueux ou viscoélastiques, le plus souvent toxique. [1]

### I.2. Propriétés des fluides de forage :

L'aspect environnemental oblige de bien connaître les propriétés physiques, chimiques et rhéologiques de la boue pour définir le caractère inerte et dangereux du fluide de forage usé et par conséquent, déterminer les filières de traitement. Ainsi, les équipes de forage doivent mesurer la densité, la viscosité, le pH, la teneur en chlorures, la teneur en sulfates...

#### I.2.1. Densité :

La densité d'un corps est définie comme le rapport entre sa masse volumique et la masse volumique d'un corps pris comme référence.

$$d = \frac{\rho}{\rho_{\text{réf}}} \text{(I.1)}$$

Unité SI :  $\rho$  et  $\rho_{\text{réf}}$  en  $\text{kg/m}^3$ . [3]

Tell que  $\rho$  est la masse de l'unité de volume de la substance en  $[\text{kg/m}^3]$ . [4]

#### I.2.2. Teneur en solides en eau et en huile :

La teneur en solide dans les fluides de forage est une valeur typique convenablement très importante et singulièrement celle de la teneur en sable. Le sable par son abrasivité est le responsable de l'abrasion des équipements tubulaires de circuit boue.

Par distillation, on sépare les deux phases liquide et solide, par mesure on détermine le rapport d'eau et d'huile, et par calcul on détermine la teneur en solide. [1]

$$T_{\text{solide}} = 100 - V_{\text{liquide}} \quad (\text{I.2})$$

La quantité d'eau et d'huile est mesurée par une éprouvette graduée.

Le rapport d'eau est donné par la loi :

$$R_{\text{eau}} = (V_{\text{huile}} / V_{\text{liquide}}) * 100 \quad (\text{I.3})$$

Par analogie on trouve le rapport d'huile :

$$R_{\text{huile}} = (V_{\text{huile}} / V_{\text{liquide}}) * 100 \quad (\text{I.4})$$

### I.2.3. Taux de filtration :

Il est vraisemblable qu'indirectement, le filtrat ait une influence sur l'avancement, dans la mesure où il permet l'égalisation des pressions entre le fond du puits et le fluide de formation au voisinage du front de taille. Cette observation conduit à lier le filtrat à la perméabilité de la formation et la pression différentielle.

Le fluide de forage, qui est constitué d'une phase liquide et de produit argileux en suspension, et soumis à la pression hydrostatique tout en étant en contact avec des formations poreuses et perméables.

- Si le diamètre des pores est supérieur à celui des argiles en suspension, la formation absorbera le fluide, il n'y a donc aucun retour de la boue à la surface.
- Si le diamètre des pores est inférieur à une partie des éléments sur la paroi (Constitution d'un cake) il y aura envahissement par le liquide de base (filtrat) de la formation. C'est la perméabilité du cake qui conditionne la filtration.

Les propriétés de filtration souvent évaluées par **le filtre-presse** qui ne donne qu'un aperçu sur le phénomène. [1, 4, 8]

### I.2.4. Stabilité électrique :

Dans une émulsion inverse, la phase continue est une huile ayant un caractère diélectrique. La phase dispersée est constituée de gouttelettes d'eau stabilisées par un agent de surface selon un mécanisme de répulsion obtenu grâce à une croissance de l'entropie de

conformation stérique. Cette stabilité dépend de la dimension des gouttelettes d'eau. Elle est liée à la résistivité du milieu et à la tension de rupture de l'émulsion (Break Down) valeur comprise entre 400 et 600 volts.[1]

### I.2.5. Viscosité :

La viscosité de la boue est la résistance à son écoulement. Les outils disponibles pour contrôler la rhéologie de la boue sont de deux types. Le premier est le viscosimètre Marsh, c'est un outil très largement utilisé, le deuxième est un rhéomètre Fann 35.

#### I.2.5.1. Viscosité apparente :

La viscosité effective est souvent référée à la viscosité apparente ( $\mu_a$ ), la viscosité apparente s'effectue en appliquant la formule :

$$\mu_a = L_{600} / 2 \quad (I.5)$$

Avec,  $\mu_a$  : la viscosité apparente

$L_{600}$  : lecture Fann 600

#### I.2.5.2. Viscosité plastique ( $\mu_p$ ) :

La viscosité plastique se mesure soit en centi-poise (cP) ou en (Pa/s) (Pascal par seconde) à l'aide d'un viscosimètre Fann en suivant la formule ci-dessous :

$$\mu_p = L_{600} - L_{300} \quad (I.6)$$

Avec,  $L_{300}$  : lecture Fann300 [4,1]

### I.2.6. Contrainte à seuil :

La contrainte seuil « Yield value » représente la résistance initiale à vaincre, pour que le fluide s'écoule (exprimée en Pa ou en lb/100ft<sup>2</sup>) est donnée par la relation suivante :

$$Y_P = L_{300} - V_P = (V_A - V_P) \quad (I.7)$$

### I.2.7. Thixotropie et gel :

La thixotropie est une propriété présentée par certains fluides mis au repos, forment une structure de gel (structure rigide). Cette structure peut être détruite par une simple agitation (cisaillement) ; le fluide est dit thixotrope si le phénomène est réversible et non instantané. La plus part des fluides à base d'eau présentent cette propriété qui est due à la présence des particules électriquement chargées ou des polymères spéciaux qui tendent à lier l'ensemble formant une matrice rigide. La lecture du gel s'effectue sur un intervalle de 10 secondes à 10 minutes et même à 30 minutes du temps, dans certaines situations critiques. La différence entre le gel 10 minutes (gel 10) et le gel 10 secondes (gel 0), représente le degré de thixotropie des fluides, la structure du gel formée est en fonction de

la quantité et du type des solides en suspension, du temps, de température et de traitement chimique. [6]

### **I.2.8. Emulsions :**

L'émulsion peut être définie comme un système contenant deux phases fluides dont l'une est dispersée dans l'autre sous forme des fines gouttelettes. On appelle une émulsion directe, une émulsion dont l'huile est dispersée dans l'eau (par opposition à l'émulsion inverse ou c'est l'eau qui est dispersée dans l'huile). Une émulsion est stabilisée par un agent émulsifiant grâce à la formation d'un film protecteur autour des gouttelettes et à l'abaissement de la tension interfaciale. [4]

### **I.3. Les conséquences de l'utilisation de la boue :**

- Contamination des formations productrice.
- Corrosion et abrasion de matériel.
- Toxicité et sécurité.

### **I.4. Les fonctions des fluides de forage :**

Les principales fonctions sont les suivantes : [6,7]

- Assurer la remontée des déblais du fond du puits jusqu' à la surface grâce à la circulation d'un fluide visqueux dans l'espace annulaire.
- Maintenir les déblais en suspension lors d'un arrêt de circulation dans le but d'empêcher la sédimentation des déblais grâce à la nature thixotropique du fluide afin de redémarrer le forage sans coincement.
- Refroidir et lubrifier l'outil pour éviter l'usure rapide des pièces métalliques en mouvement.
- Maintenir les parois du puits en raison de la pression hydrostatique exercée par le fluide en écoulement qui est en général supérieure à la pression des formations forées, ce qui permet d'empêcher la déstabilisation des terrains et de contrôler la venue des fluides de formation traversée.

### **I.5. Classification des fluides de forage :**

Les fluides de forage sont des fluides complexes classés en fonction de la nature de leurs constituants de base. Traditionnellement, ils ont été classés en trois catégories selon le fluide de base utilisé dans leurs préparations à savoir. [1,4,5]

- Les fluides à base d'eau (WBM).
- Les fluides à base d'huile (OBM).
- Les fluides à gaz-air.

**I.5.1. Les boues à base d'eau :**

Cette nomination nous conduit à savoir que le fluide de base est l'eau, ce fluide à son tour contient plusieurs types de boue selon les conditions géologiques des différentes couches traversées durant l'opération de forage à savoir : boues naturelles, boues à la chaux, boues à la gypse, boues salées saturées, boues à eau de mer.

**I.5.2. Les boues à base d'huile :**

Ce sont des fluides dont la phase continue est l'huile (pétrole, gasoil, huile minérale...) et la phase dispersée est de l'eau (2 – 5% en volume).

On peut distinguer deux catégories selon le rapport huile/eau :

**- Boues conventionnelles :**

Elles sont utilisées pour le forage des couches productrices, les forages de sels massifs ainsi que dans le cas de problèmes de coincement.

**- Boues à émulsion inverse :**

Elles sont utilisées pour le forage à haute température, problème de déviation, ainsi que le forage des zones trop froides.

**I.5.3. Les fluides de forage gazeux :**

Par ces fluides nous désignons :

- Ce sont des fluides aérés, l'air, et la mousse.
- Les fluides étudiés pour résoudre des problèmes autres que ceux posés pour le forage proprement dit.

Nous n'aborderons ici que les problèmes des fluides ; les équipements spéciaux permettant leur mise en œuvre ne sont pas évoqués.

**I.6. Description des principaux produits à boue :****I.6.1. Produits viscosifiants :**

**Tableau (I.1) : Produits viscosifiants.[1]**

Dénomination	Domaine d'utilisation	Rôle secondaire
<b>Bentonite</b>	Eaux douces NaCl < 35g/l CaCl <sub>2</sub> < 1g/l	Réduction de filtrat
<b>Biopolymère</b>	Boues à faibles teneur en solides, à faible densité	Fluidification au cisaillement

**I.6.2. Produits réducteur de filtrat :**

**Tableau (I.2) :**Produits réducteur de filtrat.[1]

Dénomination	Domaine d'utilisation	Rôle secondaire
<b>CMC</b>	-Résistance thermique (170°) -Eaux douces -Eaux salées	Viscosifiant
<b>Amidon</b>	Boues salées saturées Boues douces à condition : pH>12	Viscosifiant

**I.6.3. Produits fluidifiants :**

**Tableau (I.3) :**Produitsfluidifiants. [1]

Dénomination	Domaine d'utilisation	Rôle secondaire
<b>Tanin</b>	Eaux douces Doses d'emploi 2-8 g/l Résistance thermique 150°C	
<b>LC</b>	- 8.5 < pH < 9.5 -Boues à la chaux Boues émulsionnées à faible pH,T< 230°C	

**I.6.4. Contrôleurs du pH :**

**Tableau (I.4) :**Contrôleurs du pH.[1]

Dénomination	Domaine d'utilisation	Rôle secondaire
<b>Soude caustique NaOH</b>	Boues douces	Précipitation du calcium Augmentation du rendement des argiles.

**I.6.5. Produits alourdissant :**

**Tableau (I.5) :**Produitsalourdissant. [1]

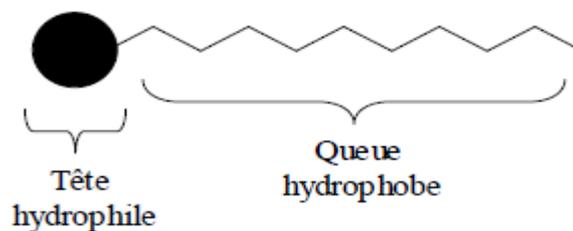
Dénomination	Domaine d'utilisation	Rôle secondaire
<b>Sulfate de barium (Barytine)</b> (d = 4.2 – 4.6)	Elle alourdit la boue jusqu'à 2.5 (d <sub>b</sub> = 2.5)	
<b>Carbonate de calcium (calcite)</b> d= 2.7	-Elle peut alourdir la boue jusqu'à 1.3 -Boues acides	-Réducteur de filtrat -Colmatant

**I.6.6. Additifs minéraux :****Tableau (I.6) :** Additifs minéraux. [1]

Dénomination	Domaine d'utilisation	Rôle secondaire
<b>Carbonate de sodium</b>	-Il précipite le calcium. -Contamination par le ciment et le gypse.	
<b>Bicarbonate de sodium</b>	Contamination des boues salées saturées par le ciment et le gypse	

**I.7. Les tensioactifs :****I.7.1. Définition :**

Les tensioactifs sont des composés amphiphiles comportant des domaines polaires et apolaires bien distincts présentant une solubilité marquée dans l'eau. Les surfactants sont des agents de surface capables de réduire la tension interfaciale de mélanges (ex, huile et eau) en s'adsorbant aux interfaces. [9,10]

**Figure (I.1) :** Représentation schématique d'un tensioactif.**I.7.2. Les types, les avantages et les inconvénients de tensioactifs :**

Les agents de surface sont classés à partir de la nature de l'extrémité hydrophile de leur molécule. On distingue 4 types de tensioactifs : [9,10]

Tableau (I.7) : Les types, les avantages et les inconvénients de tensioactifs. [9,10]

Tensioactifs	Avantages	Inconvénients
<b>Anionique</b>	très bon pouvoir moussant bon pouvoir détergent	Manquent de douceur peu démêlant Propriétés astringentes importantes
<b>Cationique</b>	Présentent une grande affinité avec la fibre capillaire. Pouvoir bactéricide.	peu moussants incompatible avec les tensioactifs anioniques
<b>Amphotère</b>	Très bien toléré par la peau.	Parfois, on relève des cas de Sensibilisation
<b>Non ionique</b>	Bon pouvoir détergent	Les plus coûteux

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

#### I.7.3.1. Tension superficielle :

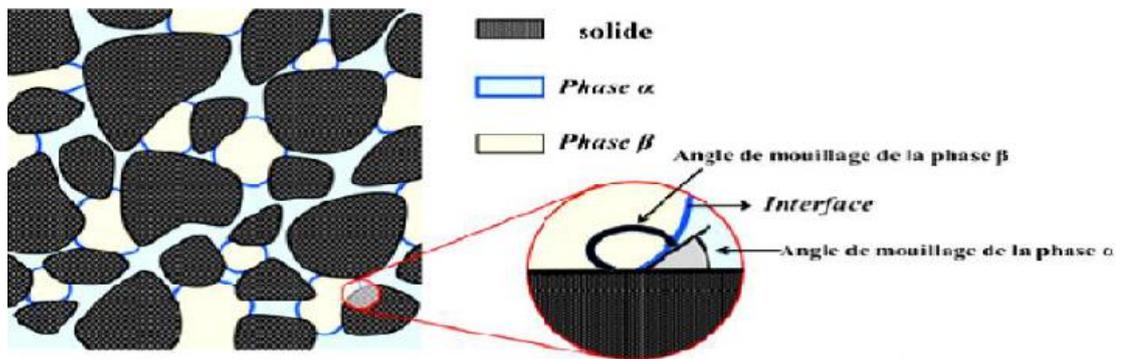
La dispersion de deux phases liquide-gaz ou liquide-liquide non miscibles favorise le développement d'une région intermédiaire connue sous le nom d'interface entre les deux phases. Cette interface est associée avec une forte énergie libre qui retient la séparation des deux phases.

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 ( $n$ ).

[10]

$$\gamma = \left( \frac{\partial F}{\partial A} \right)_{T,v,n} \quad (I.8)$$

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.



**Figure (I.2) :** Equilibre entre deux fluides non-miscibles  $\alpha$  et  $\beta$  dans un milieuporeux.[18]

### **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. [10]

### **I.7.3.3. Les pouvoirs des tensioactifs :**

- Pouvoir mouillant.
- Pouvoir dispersant.
- Pouvoir émulsifiant.
- Pouvoir solubilisant.
- Pouvoir moussant.

---

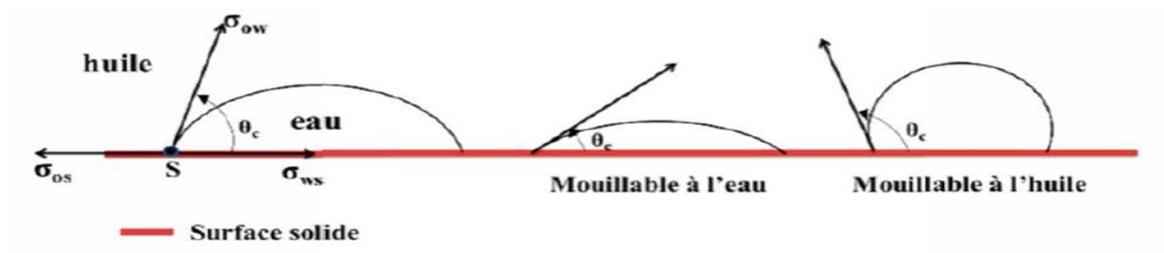
# **Chapitre II :** **La mouillabilité** **dans un milieu** **poreux**

---

**II. La mouillabilité dans un milieu poreux :****II.1. Définition de la mouillabilité :**

On a longtemps négligé l'altération de la mouillabilité des roches réservoirs pendant le forage et l'exploitation des gisements pétroliers. Les phénomènes d'inversion de la mouillabilité sont observés pendant le forage des formations productrices suite à l'adsorption des tensioactifs contenus dans les fluides de forage.

L'inversion de la mouillabilité est aussi provoquée par les dépôts d'asphaltènes, des paraffines des résines et les cires. Cette altération de la mouillabilité a une incidence directe sur les caractéristiques pétrophysiques de la roche réservoir. On assiste à une transition du caractère hydrophile vers un caractère hydrophobe de la matrice entraînant une réduction de la production d'huile.



**Figure (II.1) :** Illustration de la notion de mouillage et d'angle de contact.[14]

La mouillabilité représente la tendance qu'a une phase fluide, à s'étaler ou adhérer sur une surface solide. [14]

**II.2. Caractéristiques générales des écoulements en milieux poreux :**

Pour faciliter la compréhension des phénomènes physiques prenant part à la caractérisation des écoulements en milieu 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 monophasiques (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 (interfaces fluides-solide) et les forces cohésives (interfaces fluides-fluides). Il convient aussi de prendre en compte les forces de pression, de capillarité, de pesanteur et d'inertie. [14]

**II.2.1. Porosité :**

Définie comme le rapport du volume libre (volume des pores occupé en fait par les fluides : gaz, huile, eau) au volume total considéré, simple échantillon ou gisement en vraie grandeur, elle est la capacité d'une roche à contenir des fluides.

$$\text{Porosité} = \frac{\text{Volume occupé par le vide}}{\text{Volume total}} \quad (\text{II.1})$$

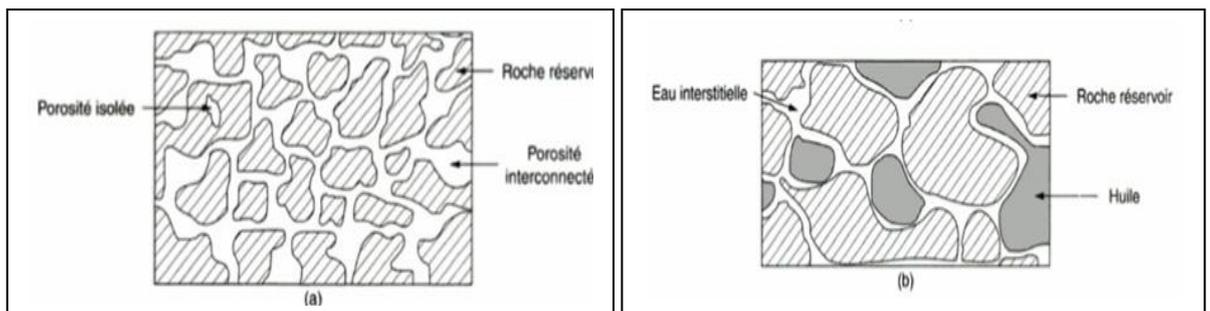
Dans les calculs, la porosité peut être exprimée en pourcentage ou en fraction décimale. [13]

$$\Phi(\%) = \left(\frac{V_p}{V_t}\right) \times 100 \quad (\text{II.2})$$

**II.2.2. Saturation :**

Définie, pour un fluide donné « i », comme le rapport du volume de ce fluide au volume des pores considéré, Elle est exprimée en % du volume des pores. [13]

$$S(\%) = \frac{v_i}{v_p} \times 100 \quad (\text{II.3})$$



**Figure (II.2) : (a) Porosité ; (b) Saturation en eau interstitielle. [13]**

**II.2.3. 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  $\Delta P$  nécessaire à cet écoulement. On a alors la loi de Darcy en écoulement linéaire.

$$Q = K \frac{A \Delta P}{\mu L} \quad (\text{II.4})$$

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

Si, la saturation de l'échantillon résulte de plusieurs phases fluides, la perméabilité 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**  $K_r$ . [13]

### II.3. Définition de de 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. Celle-ci induit une différence de pression, appelée la pression capillaire.

On peut la présenter dans le cas d'un drainage de la façon suivante: la pression capillaire est la valeur à dépasser par le gradient de pression imposé au système pour permettre un quelconque déplacement. On note cette valeur de pression capillaire à dépasser  $P_d$  comme pression de déplacement.

De même, à l'échelle du pore, il ne peut y avoir déplacement dans un pore de rayon  $r$  tant que la différence de pression imposée est inférieure à la valeur suivante :

$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} \text{ (II.5)}$$

Avec  $\sigma$  la tension interfaciale et  $\theta$  l'angle de contact. Le phénomène d'hystérésis n'est ici pas considéré. Ainsi, le modèle de pression capillaire que nous allons maintenant présenter, est valable tant pour un processus d'imbibition que de drainage et s'applique à une échelle supérieure à celle du pore.

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 :

$$P_c = (P_{nm} - P_m) = 2 \frac{\sigma}{R} \text{ (II.6)}$$

$R$  : Rayon de courbure de l'interface. [14,17]

### II.4. La mouillabilité des réservoirs :

C'est un paramètre important à prendre en compte lors de la récupération d'hydrocarbure car il détermine grandement les conditions d'écoulement et en particulier :

- la répartition des fluides,
- les courbes de pression capillaire,
- les courbes de perméabilités relatives,
- les mécanismes de piégeage et les courbes de récupération (temps de percée, volume total récupéré). [16]

**II.4.1. Les différentes mouillabilités des réservoirs :**

Les réservoirs pétroliers sont des roches poreuses et perméables qui contiennent de l'eau et des hydrocarbures. [16]

**II.4.1.1. 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 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. [14]

Lorsqu'une surface solide présente des propriétés homogènes de mouillabilité, on parle de mouillabilité franche.

- Elle est dite mouillable à l'eau si l'angle de contact est inférieur à  $\frac{\pi}{2}$ .
- Elle est dite mouillable à l'huile si l'angle de contact est supérieur à  $\frac{\pi}{2}$ .
- Elle est dite de mouillabilité intermédiaire si l'angle de contact avoisine  $\frac{\pi}{2}$ . [16]

**II.4.1.2. Mouillabilité intermédiaire :**

Elle correspond à des angles de contact proches de 90° entre les fluides et la surface solide. [14]

**II.4.1.3. Mouillabilité hétérogène, fractionnaire ou dalmatienne :**

Certaines parties de la roche où des molécules d'huile se sont fortement adsorbées et sont devenues mouillables à l'huile tandis que les autres sont restées mouillables à l'eau. [16]

**II.4.1.4. Mouillabilité mixte :**

La mouillabilité « mixte » est encore un cas particulier de mouillabilité hétérogène ; 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. Un milieu poreux a une mouillabilité mixte, si les différentes parties du milieu ont des mouillabilités surfaciques relativement différentes (mouillabilité soit à l'eau ou soit à l'huile). Les réservoirs pétroliers sont généralement de mouillabilité mixte (Cuiec, 2001). [14][16]

**II.4.2. Bibliographie sur l'altération de la mouillabilité :**

Les roches réservoirs étant mouillables à l'eau, et leur mouillabilité s'altère lors de la migration des hydrocarbures et de leur vieillissement. Le degré de cette altération va dépendre de : [14]

**II.4.2.1. L'huile brute et ses composants polaires :**

Le pétrole brut est constitué de quatre familles de composants : les hydrocarbures saturés (composés apolaires tels que les n-alcanes, les iso-alcanes, etc.), les composés aromatiques (hydrocarbures mono et poly-aromatiques, les composés Thio phéniques et naphténo-aromatiques), les résines et les asphaltènes. Les asphaltènes constituent la fraction la plus polaire et la plus lourde des bruts. Ils ont des fonctions acido-basiques (à cause de la présence d'hétéroatomes tels que le soufre, l'oxygène, l'azote, etc.) et sont responsables de l'altération de la mouillabilité dans les réservoirs pétroliers, de par leur capacité à flocculer et à s'adsorber sur les surfaces minérales. Ils sont notamment susceptibles de modifier les liaisons  $\pi$ , les liaisons hydrogènes, les structures aromatiques, qui constituent de fortes interactions énergétiques.

**II.4.2.2. De la minéralogie de la matrice :**

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.

**II.4.2.3. 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.

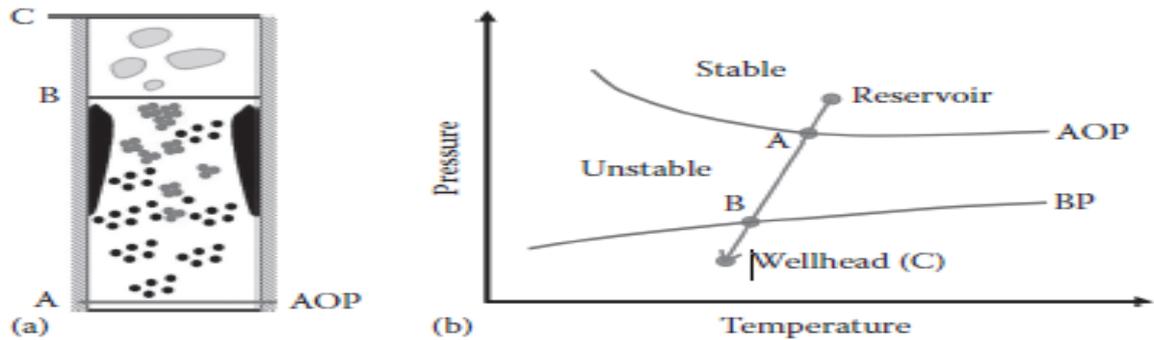


Figure (II.3) : Précipitation des asphaltènes.

#### II.4.2.4. 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.4.3. Mesure de la mouillabilité d'une roche : Test Amott :

La mouillabilité d'une roche peut être évaluée soit par des tests microscopiques soit par des tests macroscopiques.

On a donc cherché à caractériser la mouillabilité de façon plus globale sur un système entier, en mesurant des grandeurs macroscopiques comme la récupération. Il existe des tests en centrifugation (test USBM) et des tests en déplacement (test Amott).

Le test Amott consiste à comparer les quantités de fluides récupérées par imbibition spontanée de la matrice et par injection forcée, d'une part avec de l'eau et d'autre part avec de l'huile [Cuiec, 1991].

##### - Description du test Amott :

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 :

- 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  $I_w$  :

$$I_w = \frac{V_1}{V_1 + V_2} \text{ (II.7)}$$

- ✓ Un indice de mouillabilité à l'huile  $I_o$  :

$$I_o = \frac{V_3}{V_3 + V_4} \text{ (II.8)}$$

- ✓ Un indice global de mouillabilité **WI** de la roche :

$$WI = I_w - I_o \text{ (II.9)}$$

**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
<b>Indice de mouillabilité</b>	Franche à l'huile	Intermédiaire				Légère à l'eau	Franche à l'eau
		Légère à l'huile	Neutre				

**II.5. Influence de la mouillabilité sur les écoulements en milieu poreux :**

**II.5.1. 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, l'huile et l'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.

**II.5.2. 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 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, comme l'a schématisé Raza et al.(1968) par une illustration simple de l'effet de la mouillabilité sur l'écoulement à l'échelle du pore (la phase non mouillante se déplace plus facilement au centre des pores et quand elle devient mouillante, son écoulement devient plus difficile).

---

# **Chapitre III :**

# **Endommagement**

# **du milieu poreux**

---

### III. Endommagement du milieu poreux :

Les fluides de forage servent à équilibrer les pressions de formation pendant le forage pour assurer la stabilité du puits de forage. Les objectifs Principaux de l'ingénieur de forage sont d'assurer des trous sûrs et stables, et atteindre des taux de pénétration élevés afin que le temps et le coût de forage minimisé. Notez que ces considérations principales n'incluent pas les problèmes de productivité.

En théorie, compléter les puits avec un skin zéro / négative sans rencontrer des problèmes, cet objectif peut être atteint grâce à un forage sous pression géré. Cependant, ce scénario idéal est presque impossible à réaliser dans la réalité. [21]

#### III.1. Différents causes d'endommagement :

L'endommagement de la formation est un concept générique traduisant des variations indésirables de la perméabilité de la roche réservoir. C'est un problème opérationnellement et économiquement indésirable qui peut survenir durant les différentes phases de l'exploitation d'un champ pétrolier. [22,23,24,25]

##### III.1.1. Endommagements de la formation causée par des boues à base d'eau :

La grande majorité des fluides de forage sont constitués de bentonite mélangée à des polymères pour améliorer la rhéologie (ou, plus spécifiquement, de la capacité du fluide à supporter les déblais), d'amidons pour limiter la perte de fluide, de sels dissous tels que le chlorure de potassium ou le chlorure de sodium, et un tampon de pH pour maintenir le pH de la boue au niveau souhaité.

##### III.1.2. Endommagement de la formation causée par des boues à base d'huile :

Les boues à base d'huile sont constituées de gouttelettes d'eau dispersées dans une phase d'huile continue. Les gouttelettes d'eau sont stabilisées par des émulsifiants et des argiles.

La structure du filtrat de boue formé est sensiblement différente de celle des boues à base d'eau. Des gouttelettes d'eau joignent les pores et forment le cake externe. Les

gouttelettes étant déformables, elles peuvent former un cake très imperméable, permettant ainsi un bon contrôle des fuites.

L'acidification de puits peut ne pas être efficace et peut entraîner des dommages supplémentaires du fait de la présence d'émulsifiants dans le filtrat.

### **III.1.3. Endommagements causés par la boue dans les réservoirs fracturés :**

Lors du forage à travers des formations fracturées, de grandes quantités de boue entière peuvent être perdues dans le réseau de fractures, entraînant un colmatage des fractures. Étant donné que les fractures contribuent à presque toute la productivité de ces puits, il est important de garder ces fractures ouvertes autant que possible. Des additifs doivent être ajoutés au système de boue afin de garantir que des particules suffisamment grosses sont disponibles pour ponter la surface de fracture comme le carbonate de calcium et des additifs fibreux tels que les fibres cellulosiques et les fibres solubles dans l'acide.

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

Une réduction de la capacité naturelle d'un réservoir à produire ses fluides, telle qu'une diminution de la porosité ou de la perméabilité, ou les deux. Des dommages peuvent survenir près de la face du puits de forage (plus facile à réparer) ou profondément dans la roche (plus difficile à réparer). Les dommages sont causés par plusieurs mécanismes :

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

Les mécanismes d'endommagement mécanique sont directs sans interactions chimiques entre les équipements et le fluide de forage, de complétion ou de stimulation. [21,26,27]

Parmi ces effets on peut citer ;

##### **- Migration des fines :**

Ce comportement suggère le plus souvent une accumulation de fines dans la région proche du puits de forage sur une période donnée. Des études sur le terrain et des expériences en laboratoire ont montré que les fines causant la réduction de la perméabilité incluent les argiles, les feldspaths, les micas et le plagioclase.

**III.2.2. Endommagement chimiques : [28,29,30,31]****III.2.2.1. Gonflement des argiles :**

Les argiles gonflantes les plus courantes trouvées dans la roche réservoir sont les smectites et les illites. Ils réduisent la perméabilité de la formation en décollant les surfaces des pores et en bouchant les pores.

La présence d'argiles gonflantes est généralement associée à des problèmes de forage (c'est-à-dire la qualité des trous).

**III.2.2.2 Adsorption chimique :**

Des polymères ou des matériaux alourdisant 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.

**III.2.2.3. Formation d'émulsions :**

C'est le résultat d'un mélange entre deux fluides non-miscible.

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.

**III.2.2.4. Water block :**

De grands volumes de fluides de forage ou de complétion à base d'eau sont perdus dans un puits, une région de forte saturation en eau autour des formes de puits de forage. Dans cette région, la perméabilité relative aux phases d'hydrocarbures est diminuée, ce qui entraîne une perte nette de productivité.

Il existe trois méthodes principales utilisées pour éliminer les blocs d'eau: (a) la montée en pression des puits pour augmenter temporairement le nombre de capillaires; (b) réduire la tension superficielle par l'ajout d'agents de surface ou de solvants, ce qui a également pour effet d'augmenter le nombre de capillaires en réduisant la tension interfaciale entre les phases hydrocarbure et eau, de sorte que le bloc d'eau puisse être nettoyé lors du reflux, et (c) l'utilisation de solvants ou de solvants communs tels que les alcools pour solubiliser l'eau et l'éliminer par un changement de comportement de phase. Ces trois méthodes ont

été appliquées avec succès sur le terrain. L'avantage d'une méthode par rapport à une autre dépend des conditions spécifiques de perméabilité, et de température.

### **III.2.3. Endommagements résultant d'une altération de la mouillabilité :**

La conversion d'une roche mouillée d'eau en une mouillée d'huile entraîne une réduction de la perméabilité relative à la phase d'hydrocarbure et une augmentation de la perméabilité relative à l'eau. La modification de la mouillabilité dans des conditions moins humides est donc clairement indésirable. [32]

La perte de surfactants dans les fluides de forage et de complétion, d'inhibiteurs de corrosion et de dispersants dans les fluides de stimulation, ainsi que l'utilisation de résines pour le contrôle du sable peuvent entraîner des modifications de la mouillabilité dans la région du puits de forage. Il faut faire attention lorsque des agents tensioactifs mouillants pour l'huile sont utilisés dans le puits de forage pour s'assurer que ces fluides ne sont pas perdus dans la zone de production. La modification de la mouillabilité dans une région autour du puits de forage peut entraîner une perte de charge supplémentaire en raison de la réduction de la perméabilité à l'huile. Cette chute de pression supplémentaire ou peau est difficile à distinguer de la peau mécanique causée par l'obstruction physique des pores. En réalité, l'altération de la mouillabilité a le même résultat final que la modification de la perméabilité effective à la phase d'hydrocarbures dans une région située autour du puits de forage.

L'utilisation de solvants et de tensioactifs mouillants peut être recommandée dans les cas où de grands volumes de tensioactifs mouillants, tels que les boues à base d'huile ont été perdus.

### **III.2.4. Évaluation de l'endommagement :**

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 : [29]

- Pression capillaires, Perméabilité relative ; Saturation en fluide irréductible, Composition de la formation, la distribution et taille des pores, Tests de filtration.

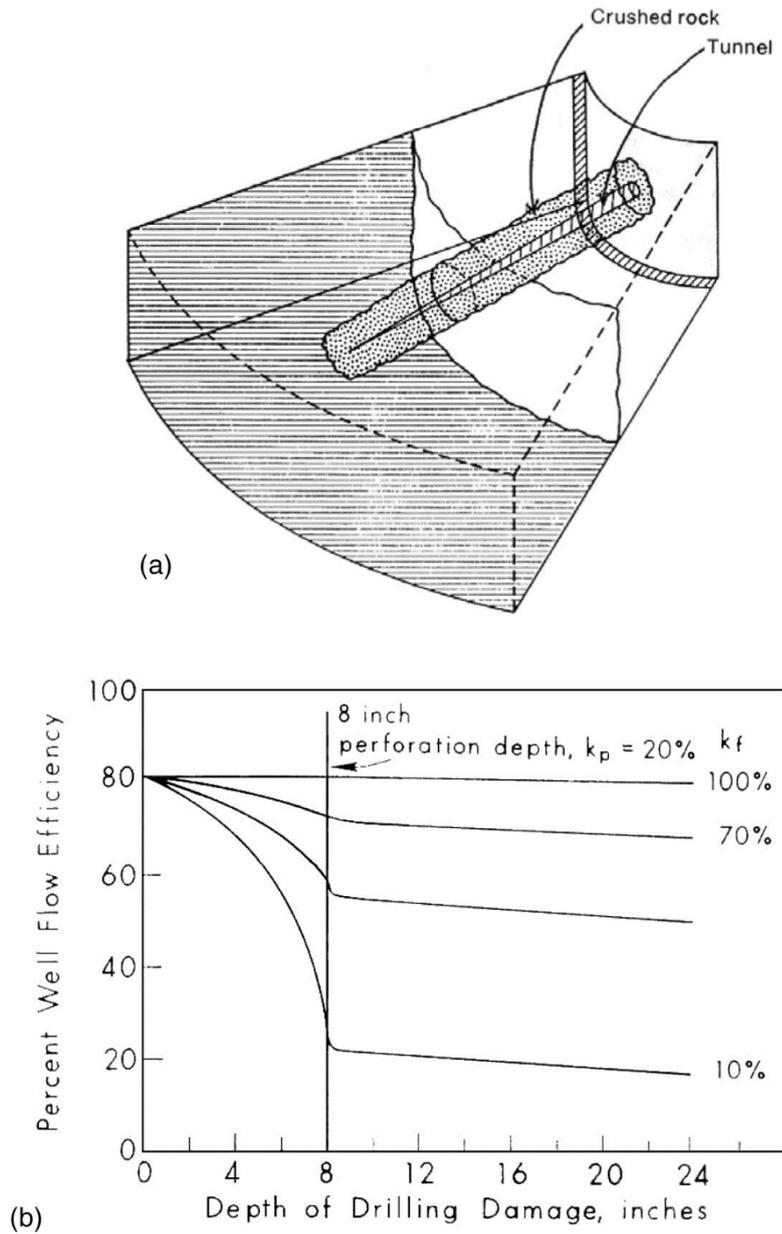


Figure (III.1) :Effet de l'endommagement par la boue sur la productivité du puits.[26]

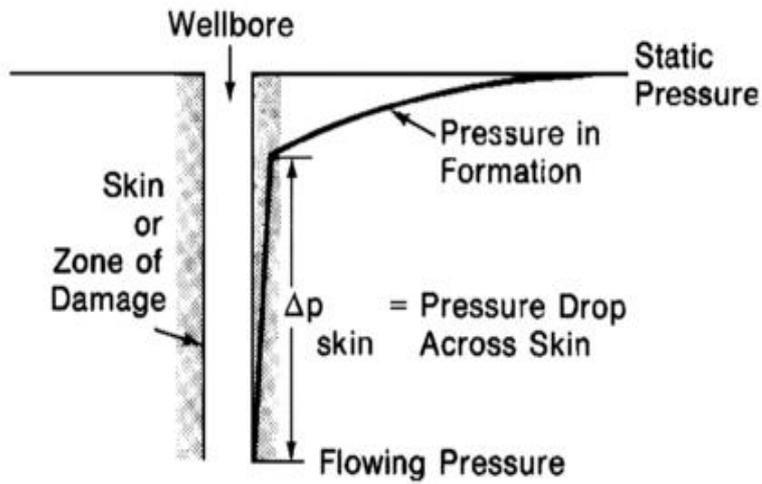
### III.2.5. Effet de Skin :

Un puits non endommagé aurait un skin de zéro. Un puits endommagé a un skin positif au-dessus de zéro. [29]

$$\Delta P_{skin} = \frac{QB\mu}{2\pi hk} S \text{ (III.1)}$$

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 de l'écoulement.



**Figure (III.2) :** Profil de pression dans la région proche du puits pour un puits de formation endommagée. [26]

### III.2.6. Taux d'endommagement :

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

$$DR = \frac{q - q_d}{q} = 1 - \frac{q_d}{q} \quad (\text{III.2})$$

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

---

# Partie pratique

---

---

# **Chapitre IV**

## **Partie Expérimentale**

---

## **Plan de recherche :**

- 1- Préparation et Caractérisation pétrophysique des échantillons.
- 2- Fabrication et caractérisation de la boue à émulsion inverse.
- 3- Mise au point du nouveau dispositif adapté aux granulats, grains et poudres
- 4- Test de mouillabilité (méthode Amott).
- 5- Cinétique de relargage de l'émulsifiant et restauration de la mouillabilité.

**IV.1. Caractérisation des échantillons :****IV.1.1. Gasoil :**

Le gasoil de densité 0.85 et de viscosité 7.8 cSt à 20 °C, est commercialisé par la compagnie NAFTAL.

**IV.1.2. Sel NaCl :**

Sel produit et commercialisé par la société ENASEL. Chlorure de sodium 98%, iodate de potassium 50.55 – 84.25 mg/kg.

**IV.1.3. Saumure :**

C'est un mélange de l'eau distillée avec du chlorure de sodium NaCl (34g de NaCl / 100 ml).

**IV.1.4. Additifs de la boue de forage à émulsion inverse :**

Produits mis en suspension dans la boue de forage :

**IV.1.4.1. Avabentoil HY :**

C'est une argile organophile, agent viscosifiant pour tout type de boue à base d'huile.

**IV.1.4.2. Avabentoil SA :**

C'est une argile organophile (agent viscosifiant) pour les boues à base d'huile et les boues à émulsion inverse, Cette additif augmente la yield value et la viscosité apparente du fluide. Ce produit contient de 1 à 2% d'eau maintenu par les mailles, ce qui offre de bonnes caractéristiques thixotropiques.

**IV.1.4.3. 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 d'une huile paraffinique avec une phase aqueuse qu'elle soit de préférence 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.

**IV.1.4.4. Emulsifiant secondaire (SE) :**

C'est un émulsifiant secondaire avec les mêmes caractéristiques que l'émulsifiant PE.

**IV.1.4.5. 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.

**IV.1.4.6. Chaux éteinte :**

Utilisée comme un agent activateur des tensioactifs.

**IV.1.4.7. Réducteur de filtrat (FC) :**

Le FC est utilisé pour les systèmes de boue à émulsion inverse, il agit également comme agent émulsionnant et augmente la stabilité électrique.

**IV.1.4.8. Le carbonate de calcium ( $\text{CaCO}_3$  / densité : 2,7) :**

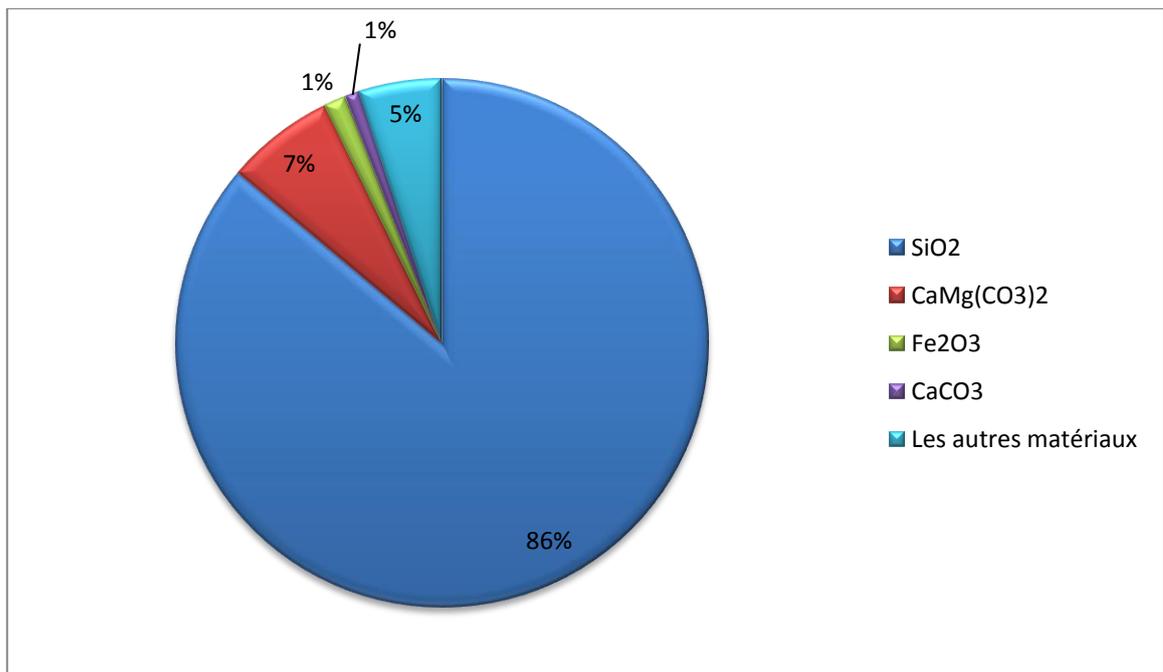
C'est un alourdissant avec une granulométrie de 40 à 60  $\mu\text{m}$  utilisé dans les boues de forage, de complétion et de workover. Il présente l'avantage de pouvoir être détruit par acidification. Ce produit est également utilisé comme agent de contrôle de la filtration pour les boues à base d'huile, à l'aide de  $\text{CaCO}_3$  on peut alourdir une boue jusqu'à une densité de 1,2-1,3.

**IV.1.4.9. Eau :**

Eau potable de la ville d'Ouargla.

**IV.1.5. Sable :**

Le choix s'est fait sur des échantillons de sable fragile (non consolidée) tiré de la surface de la région de Sidi khouiled-Ouargla, de couleur jaune doré, composé essentiellement des matériaux présentés sur la figure ci-dessous : **(voir l'annexe)**



**Figure (IV.1) :** Pourcentages de chaque constituant dans le sable.

**Tableau (IV.1) :** Les quantités et les pourcentages de sable de chaque tamisât par rapport au diamètre des tamis.

Maille des tamis en mm	Le poids de sable (kg)	Percentages (%)
0.125	0.940	17,175
0.250	4.452	81,346
0.500	0.08096	1,479
<b>Nombre des tamis : 3</b>	<b>Pois total : 5.47296</b>	<b>100 %</b>

**- Interprétation :**

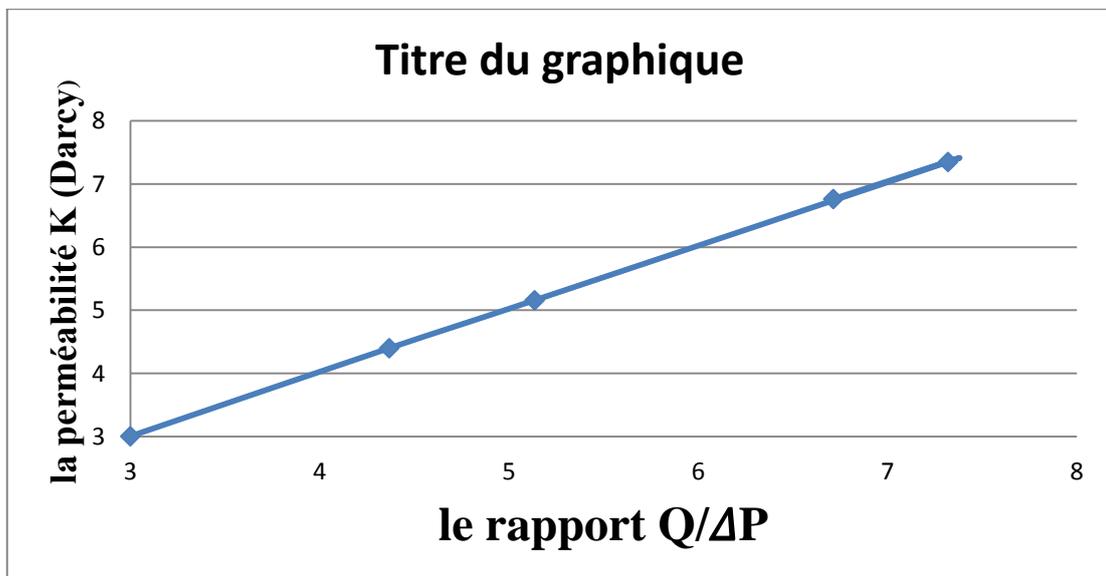
D’après les résultats obtenus, et la classification géologique des matériaux, on constate que le sable utilisé est un sable à majorité de grains fins.

**IV.1.5.1. Caractéristiques pétrophysiques du sable :**

**Tableau (IV.2) :** Les dimensions du porte-échantillon.

La longueur (cm)	Rayon (cm)	Section (cm <sup>2</sup> )
16.35	2.278	16.302

**IV.1.5.1.1. La perméabilité :**



**Figure (IV.2) :** Evolution de la perméabilité en fonction du rapport Q/ΔP à 25 °C.

**IV.1.5.1.2. La porosité :**

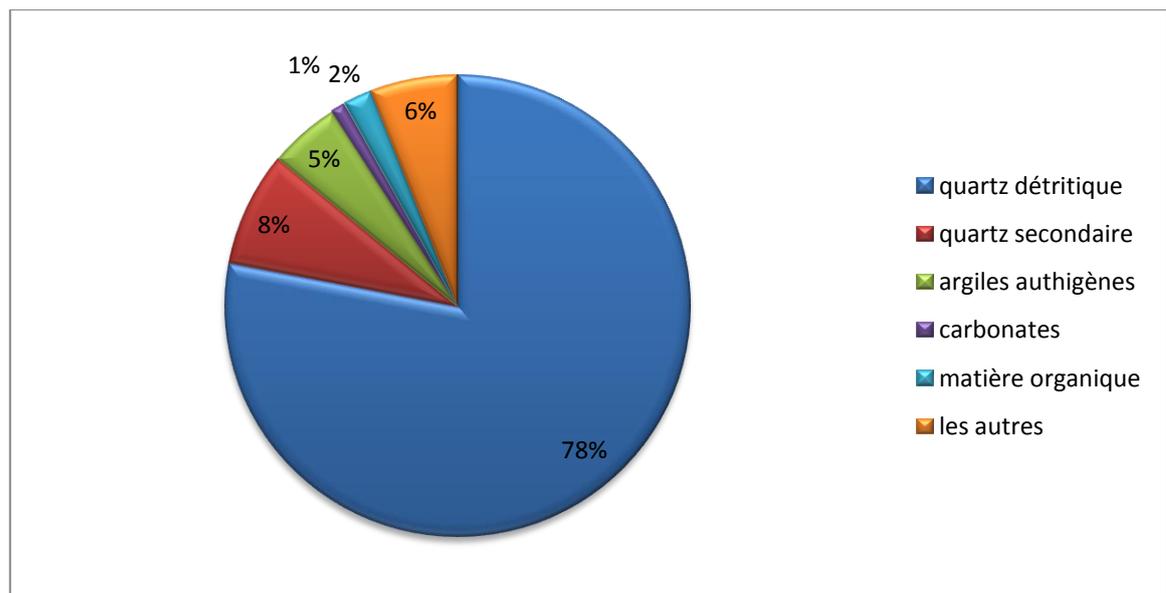
Pour mesurer la porosité moyenne, 3 échantillons de volume différent ont été utilisés. Le tableau ci-dessous représente les résultats du calcul :

**Tableau (IV.3) : La porosité des échantillons de sable.**

Echantillon	1	2	3
Poids de sable sec (g)	142.153	132.489	330.208
Poids de sable saturé en eau (g)	169.53	161.94	404.208
La masse d'eau contenue dans les pores (g)	27.377	29.46	74
Porosité	16.14	18.13	18.30
Porosité moyenne	17.543		

**IV.1.6. Cutting de forage :**

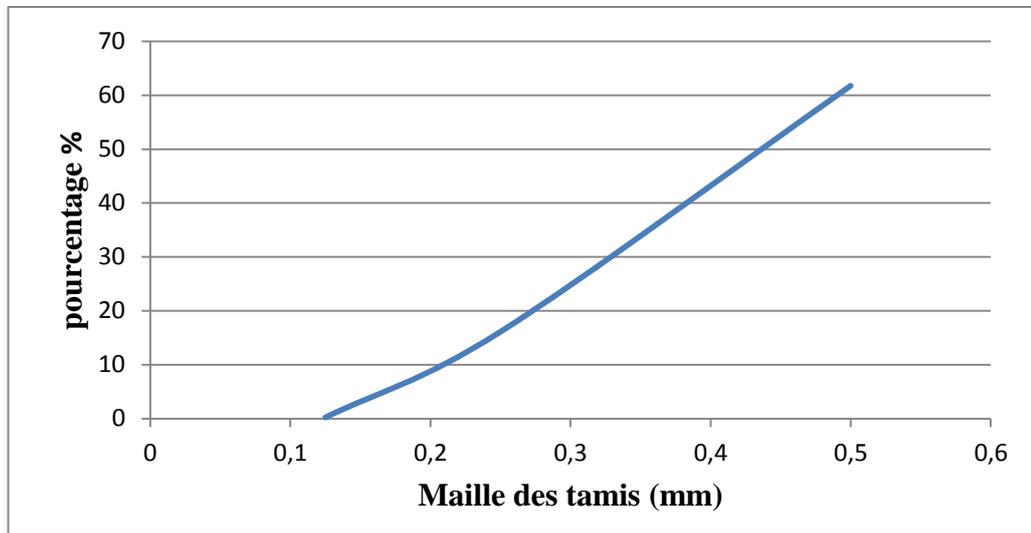
Le choix s'est fait sur des échantillons de cutting de forage fragile (non consolidée) tiré du puits de la région de Hassi Messaoud, composé essentiellement des matériaux présentés sur la figure ci-dessous :



**Figure (IV.3) : Pourcentages de chaque constituant dans le cutting de forage.[33]**

**Tableau (IV.4) :** Les quantités et les pourcentages decutting de foragedechaque tamisât par rapport au diamètre des tamis.

Maille des tamis en mm	Le poids de sable (kg)
0.125	0.01291
0.250	0.112
0.500	0.430
1	0.124
<b>Nombre des tamis : 4</b>	<b>Pois total :0.696</b>



**Figure (IV.4) :** Le pourcentage de chaque tamisât par rapport au diamètre des tamis.

**-Interprétation :**

D’après les résultats obtenus, et la classification géologique des matériaux, on constate que le cutting utilisé est un cutting à majorité des grains grossiers.

**Tableau (IV.5) :** Les dimensions du porte-échantillon.

La longueur (cm)	Rayon (cm)	Section (cm <sup>2</sup> )
6.4	1.04	3.396

**IV.1.6.1. Caractéristiques pétrophysiques des cuttings de forage du réservoir :**

**IV.1.6.1.1. Perméabilité :**

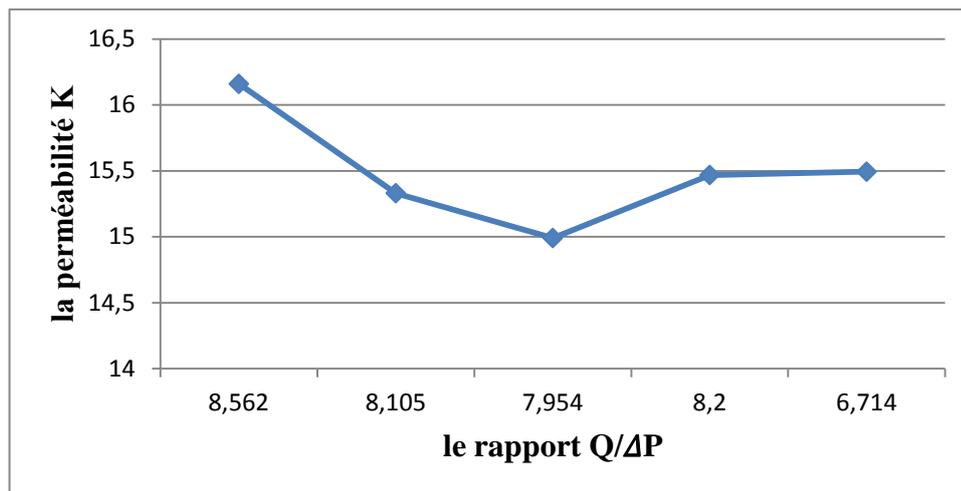


Figure (IV.5) : Evolution de la perméabilité en fonction de  $Q/\Delta P$  à 25 °C.

#### IV.1.6.1.2. La porosité :

Pour mesurer la porosité moyenne, on a utilisé 3 échantillons de volumes différents. Le tableau ci-dessous représente les résultats du calcul.

Tableau (IV.6) : La porosité des échantillons de cuttings de forage.

Echantillon	1	2	3
Poids de cutting sec (g)	41.360	89.113	108.78
Poids de cutting saturé en eau (g)	50.683	116.49	145.56
La masse d'eau contenue dans les pores (g)	9.323	27.377	36.78
Porosité	22.54	23.5	25.26
Porosité moyenne	23.76		

#### IV.2. Fabrication et caractérisation de la boue à émulsion inverse :

Une boue à huile émulsionnée inverse de rapport H/E = 88/12 préparée et testée.

##### - Mode opératoire :

- Mettre dans un mixeur une quantité de gasoil puis ajouter l'Avabentoil HY.
- Ajouter le viscosifiant Avabentoil SA.
- Ajouter l'émulsion primaire Avoil PE puis l'émulsion secondaire Avoil SE.
- Ajouter l'agent mouillant Avoil WA puis la chaux.
- Ajouter lentement le volume de saumure de NaCl.
- Ajouter le réducteur de filtrat Avoil FC.
- Dans les étapes précédentes, après l'ajout de chaque constituant par un temps recommandé comme indiqué dans le tableau ci-dessous, on met le mélange sous agitation pendant 5 minutes.

- Ajouter en dernier la quantité de l'alourdissant Avacarb  $\text{CaCO}_3$  et laisser le mélange sous agitation pendant 10 minutes.
- Mettre la boue dans une cellule fermée.
- Laisser la boue dans une étuve rotative pendant 16h.

Les quantités de la formulation de la boue à base d'huile sont illustrées dans le tableau suivant :

**Tableau (IV.7) :** Formulation de la boue à base d'huile densité 1.17.

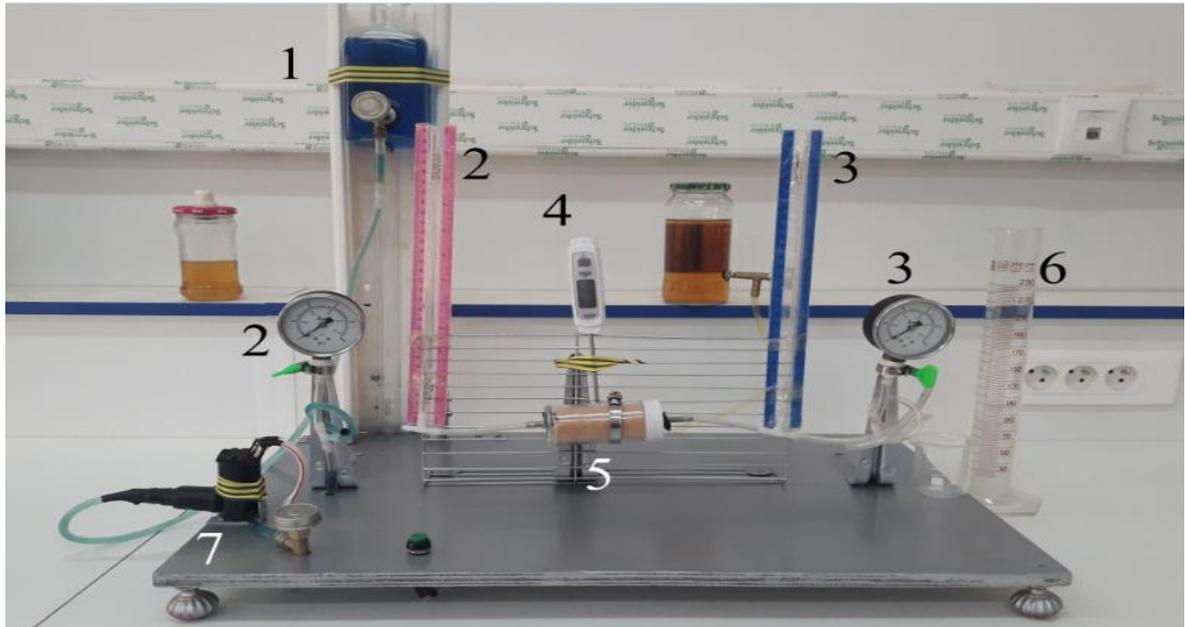
Constituant par l'ordre d'ajout	Quantité	Temps d'ajout (min)	Temps de mixage (min)
Gazoil (l)	0.654	/	5
HY (viscosifiant) (g)	10	2	5
SA (viscosifiant) (g)	15	3	5
PE (émulsifiant I) (g)	11	2	5
SE (émulsifiant II) (g)	11	2	5
WA (agent mouillant) (g)	1	1	5
Chaux (g)	20	4	5
Saumure NaCl (g)	0.088	2	5
FC (réducteur de filtrat) (g)	20	4	5
$\text{CaCO}_3$ (agent alourdissant) (g)	518	7	10

**Tableau (IV.8) :** Caractéristiques physico-chimique de la boue.

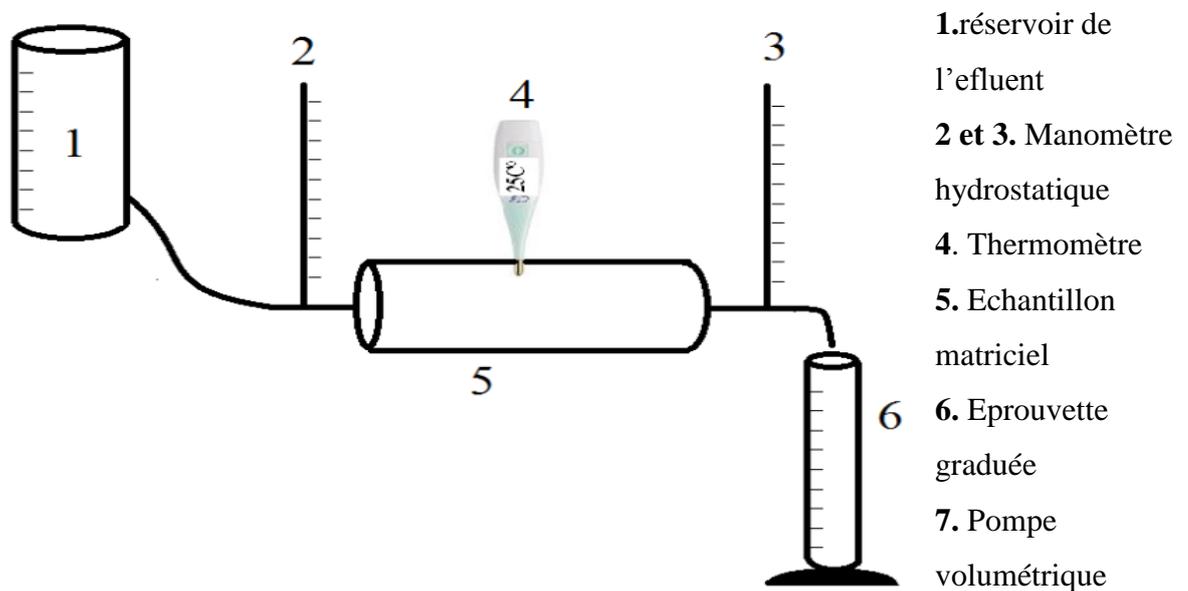
Caractéristique de la boue	Valeur mesuré
Densité	1.16
Taux de cisaillement (lb/100ft)	$L_{600}=74$ $L_{300}=43$
La viscosité apparente (cp)	32
La viscosité plastique (cp)	27.7
Yield value (lb/100ft <sup>2</sup> )	16.7
Gel 10 sec (lb/100ft <sup>2</sup> )	10
Gel 10 min (lb/100ft <sup>2</sup> )	11.5
Epaisseur de cake (mm)	1
Volume de filtrat (ml)	4.2
Rapport huile/eau	88/12
Tension interfaciale (eau/gasoil)	47
Tension interfaciale (filtrat/gasoil)	22

**IV.3. Les techniques instrumentales et modes opératoires :**

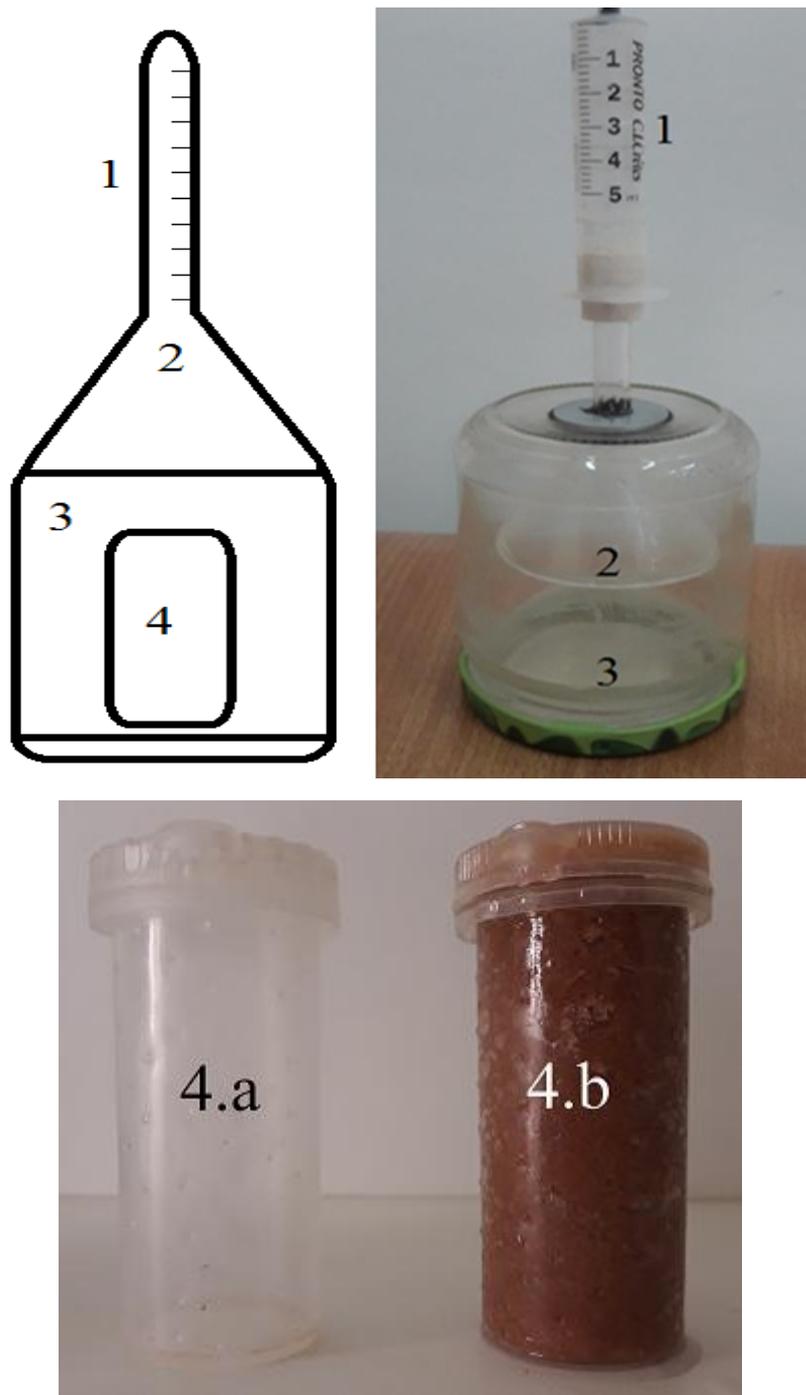
**IV.3.1. Les techniques instrumentales :**



**Figure (IV.6) :** Installation de déplacement de fluide dans un milieu poreux.



**Figure (IV.7) :** Schéma principal d'installation de déplacement de fluide dans un milieu poreux.



1. Eprouvette gradue      2. Antonine      3. Réservoir      4. Cellule en PVC  
 4. a. Cellule en PVC perforé vide      4. b. Cellule en PVC perforé rempli.

**Figure (IV.8) :** Dispositif expérimental pour mesurer l'indice globale de mouillabilité par le test Amott.

**- Montage et description d'installation de déplacement de fluide dans un milieu****poreux :**

L'installation de déplacement de fluide dans un milieu poreux est représentée sur la figure (IV.8). Elle est constituée :

- Porte échantillon cylindrique de section  $A=3.396 \text{ cm}^2$  et de longueur  $L= 6.4 \text{ cm}$ , contenant un milieu poreux.
- Un manomètre à eau permettant d'obtenir la différence de pression entre l'entrée et sortie du milieu poreux.
- Un réservoir d'alimentation
- Une éprouvette graduée permettant de mesurer le débit volumique à la sortie du milieu poreux à l'aide d'un chronomètre.

**IV.3.2. Les modes opératoires :****IV.3.2.1. Perméabilité :****- Principe :**

- Mettre une quantité de sable dans un porte échantillon ;
- Saturer l'échantillon par l'eau de bas en haut ;
- Poser le porte échantillon dans son emplacement ;
- Faire passer l'eau dans l'échantillon ;
- Mesurer le débit ;
- Calculer la perméabilité selon la loi de darcy;
- Recalculer la perméabilité avec des pressions et débits différents.

La Loi de Darcy permet de relier un débit d'écoulement à un gradient de pression appliqué au fluide grâce à un paramètre caractéristique du milieu traversé.

**- Condition de validité de la loi darcy :**

1. Ecoulement laminaire
2. continuité
3. Homogénéité
4. Isotropie

La loi de Darcy (Henry Darcy, 1856) s'exprime par :

$$Q = \frac{K.A}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{dl} \text{ (IV.1)}$$

$Q$  : Débit.

$A$  : Section du milieu poreux traversé.

$K$  : Perméabilité.

$\mu$  : Viscosité dynamique du fluide.

$\Delta P/dl$ : Gradient de pression.

La perméabilité  $k$  est donc :

$$k = \frac{Q \cdot \mu}{A} \cdot \frac{dl}{\Delta P} \text{(IV.2)}$$

Dans le SI :

$$Q(\text{m}^3/\text{s}) = K(\text{m}^2) \frac{A(\text{m}^2)}{\mu(\text{pa})} \cdot \frac{\Delta P(\text{pa})}{dl(\text{m})} \text{(IV.3)}$$

Dans le système pratique :

$$Q(\text{cm}^3/\text{s}) = K(\text{darcy}) \frac{A(\text{cm}^2)}{\mu(\text{pa})} \cdot \frac{dp(\text{atm})}{dl(\text{cm})} \text{(IV.4)}$$

L'unité usuelle est le milli darcy :

$$1\text{mD} = 0.987 \cdot 10^{-15} \text{ m}^2$$

En pratique :

$$1\text{mD} = 10^{-15} \text{ m}^2$$

$$1\text{darcy} = 1\mu\text{m}^2$$

#### IV.3.2.2. Porosité:

##### - Principe :

- Mettre une quantité de sable(ou bien de cutting de forage) dans un porte échantillon ;
- Peser le sable(ou cutting de forage) ;
- Saturer l'échantillon par l'eau de bas en haut ;
- Peser encore une autre fois l'échantillon ;
- Retirer la masse d'eau contenue dans les pores et la masse totale.
- Calculer la porosité en appliquant la loi suivante :

$$\Phi = \frac{m_p}{m_t} \text{(IV.5)}$$

**IV.3.2.3. Analyse granulométrique :**

**- Principe de l'essai :**

- Avant d'entamer l'essai, laver le sable (ou bien les cuttings de forage) à l'aide de l'eau distillée, puis laisser sécher.
- Après le séchage, fractionner le sable (ou cutting de forage) à l'aide d'une série de tamis superposés de tailles décroissantes(1mm/0.500mm/0.250mm/0.125 mm).
- Les tamis ne supportent que 200g de poids, pour cela, on fractionne à chaque fois cette quantité en une période de 2 minutes.
- Les masses de différents refus et tamisât sont reliées directement au temps.
- Les dimensions de mailles et le nombre de tamis sont choisis en fonction de la nature de l'échantillon et de la précision attendue.

**IV.3.2.4. Test Amott : (voir chapitre II La mouillabilité dans un milieu poreux)**

**IV.4. Résultats et interprétations :**

**IV.4.1. Mouillabilité avec matrice à base de sable :**

**Tableau (IV.9) :** Indice de mouillabilité dans l'eau.

L'échantillon	Saturé par	$V_{oim}$	$V_{od}$	$I_{dw}$
1	sans tensioactifs	11	11	0.5
2	PE	2	8	0.2
3	SE	2	8	0.2
4	PE+SE	1	9	0.1

**Tableau (IV.10) :** Indice de mouillabilité dans l'huile.

L'échantillon	Saturé par	$V_{eim}$	$V_{ed}$	$I_{do}$
1	sans tensioactifs	1	7	0.125
2	PE	2	5	0.285
3	SE	1	9	0.1
4	PE+SE	3	9	0.25

**Tableau (IV.11) :** Indice et type de mouillabilité.

L'échantillon	Saturé par	$I_w$	Type de la mouillabilité
1	sans tensioactifs	0.375	Mouillabilité intermédiaire légère à l'eau
2	PE	-0.085	Mouillabilité intermédiaire neutre
3	SE	0.1	Mouillabilité intermédiaire neutre
4	PE+SE	-0.15	Mouillabilité intermédiaire légère à l'huile

**IV.4.2. Mouillabilité avec matrice à base de Cutting de forage :**

**Tableau (IV.12) :** Indice de mouillabilité dans l'eau.

L'échantillon	Saturé par	$V_{oim}$	$V_{od}$	$I_{dw}$
1	sans tensioactifs	9.4	9	0.51
2	PE	5	11	0.312
3	SE	2	9	0.181
4	PE+SE	6.8	7	0.492

**Tableau (IV.13) :** Indice de mouillabilité dans l'huile.

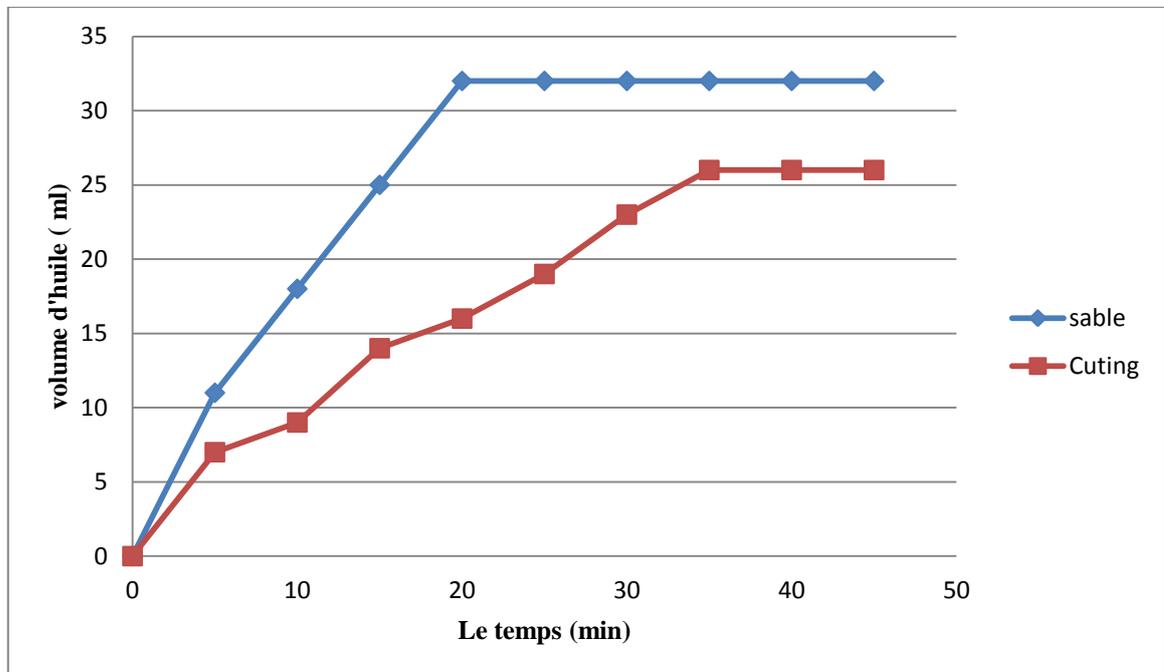
L'échantillon	Saturé par	$V_{eim}$	$V_{ed}$	$I_{do}$
1	sans tensioactifs	2	9	0.181
2	PE	2	8	0.2
3	SE	1	7	0.125
4	PE+SE	1	10	0.09

**Tableau (IV.14) :** Indice et type de mouillabilité.

L'échantillon	Saturé par	$I_w$	Type de la mouillabilité
1	Sans tensioactifs	0.329	Mouillabilité intermédiaire légère à l'eau.
2	PE	0.112	Mouillabilité intermédiaire neutre.
3	SE	0.056	Mouillabilité intermédiaire neutre.
4	PE+SE	-0.402	Mouillabilité franche à l'huile.

**IV.4.3. Test de relargage :**

- Saturer l'échantillon de bas en haut par une solution des deux tensioactifs.
- Laisser reposer pour permettre le contact entre la roche réservoir et le tensioactif pendant 1jour.
- Faire un test de déplacement.



**Figure (IV.9) :** Cinétique de restauration de la mouillabilité des sables et Cuttings.

**Tableau (IV.15) :** Comparaison entre les tests réalisés au laboratoire de pétrophysique de l'UKMO et au laboratoire de CRD SONATRACH.

	<b>UKMO</b>	<b>CRD Sonatrach</b>
<b>Echantillons</b>	- Cutting - Matrice reconstituée	- Carotte
<b>Conditions d'imbibition</b>	- Conditions ambiantes	- Conditions ambiantes
<b>Drainage forcée</b>	- Faible pression 3 PSI	- HP :400Kg/cm <sup>3</sup> - HT :120 °C
<b>Durée d'essais</b>	15 jours	6 mois
<b>Equipements</b>	Légers	Lourds
<b>Prix</b>	5000 DA	20000 \$

**IV.4.4. Etude économique :**

Les pertes subites par l'absence d'huile par les puits lors de l'exploitation du gisement à cause d'une altération de la mouillabilité peuvent être évaluées à :

- Durée de production d'eau 15 jours.
- Volume journalier perdu

$$10 \text{ m}^3/\text{h}$$

soit :

$$240 \text{ m}^3/\text{j}$$

$$15 * 240 = 3600 \text{ m}^3 = 3600 * 10^3 \text{ L}$$

Quantité de barils perdus

$$\frac{3600 * 10^3}{159} = 22641.5 \text{ barils}$$

- Prix de Baril : 80 dollars.

$$22641.5 * 80 = 1811320.7 \text{ dollars}$$

- Perte engendrée par 15 jours d'absence de production d'huile est de 1811320.7 dollars (non productive time).

---

# **Conclusion et Recommandations**

---

## Conclusion

La mouillabilité reconnue comme un mécanisme d'endommagements ayant une influence sur la production des hydrocarbures par une élévation significative du Water Cut provoquée par le (Water bypass). Cette altération est causée par la rétention des tensioactifs des fluides de forage à boue inverse utilisés dans les forages des réservoirs. Il existe donc une incompatibilité entre l'émulsifiant et la roche réservoir qui peut être mise en évidence par la méthode Amott. L'utilisation d'un dispositif Amott adaptée à l'étude des mouillabilités des granulats, grains et poudres a permis d'évaluer l'activité interfaciale des tensioactifs avec de remarquables performances : durée du test estimé à 15 jours, équipement simple, peu coûteux, rapide et efficace.

La nouvelle technique mise au point a permis d'obtenir des résultats similaires à ceux obtenus au centre de recherche et développement de SONATRACH à Boumerdès. En effet en 2016, des essais de compatibilité des mêmes tensioactifs ont été réalisés avec des carottes de grès de Berea. Ces essais ont nécessité l'utilisation d'un équipement lourd, coûteux pour l'obtention de résultats après une durée des analyses de 6 mois. Les tests réalisés au CRD SONATRACH à Boumerdès se distinguent par l'utilisation de carottes de grès Berea, soumise à un drainage forcé sous haute pression ( $400 \text{ kg/cm}^2$ ) et température ( $120 \text{ }^\circ\text{C}$ ). [33]

Le nouveau dispositif proposé permet l'utilisation de cellule contenant les grains de Cuttings de forage des réservoirs. Cette cellule est soumise à un drainage forcé sous faible pression et température ambiante. L'altération de la mouillabilité n'est pas prise en compte par les compagnies pétrolières. Cette négligence peut entraîner la fermeture des puits et des pertes de production considérables.

Il est indéniable que l'utilisation du nouveau dispositif contribuera à sélectionner un tensioactif performant et à faciliter les investigations en cas de water Cut élevé causé par un Water Bypass. Cette altération peut être évitée par un choix de tensioactif compatible avec la roche réservoir. Dans le cas d'une altération de la mouillabilité la mise en production du puits en faisant débiter l'eau de gisement aboutira dans un court terme de 7 à 15 jours, à une restauration de la mouillabilité initiale suite au relargage du tensioactif.

### **Recommandations**

1. Il est nécessaire de procéder aux tests de compatibilité (roche réservoir – émulsifiant) avant la sélection du tensioactif émulsifiant.
2. Réalisation des essais préliminaires de compatibilité (roche réservoir – émulsifiant) à l'aide de micro-modèle avec une matrice constituée de :
  - a- Cutting de forage.
  - b- Une matrice reconstituée de la roche réservoir.
  - c- Sable.
3. Forer en Under balance si possible.
4. Utiliser les sels de  $Zn^{++}$  ou  $Al^{+++}$  à la place de la chaux.
5. En cas d'une altération de la mouillabilité laisser débiter l'eau de gisement pour un temps déterminé permettant le relargage des tensioactifs et la restauration de la mouillabilité initiale.
6. Développer une installation de drainage équipé d'une cellule en acier inox pour des tests dans les conditions haute température et haute pression.

**Bibliographie**

- [1] NGUYEN J.P. « fluide de forage » technique d'exploitation pétrolière, le forage technip, 1993
- [2] Jacques Liboid, guides des unités de mesures : Un mémento pour l'étudiant De Boeck, Université 1999 150p. (ISBN 2-8041-4, lire en ligne) p. 59
- [3] pdf] Brochure se système international d'unités ,8<sup>e</sup> éd 2006 p.31
- [4] HCH George R Gray « composition and properties of drilling and completion fluid» fifth edition.
- [5] MILPARK-CKS (Service technique) «Manuel technique des fluids de forage » tome 1 édition 1990
- [6] 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>
- [7] [http://petrowiki.org/PEH:drilling\\_fluids](http://petrowiki.org/PEH:drilling_fluids) , 26 April 2017
- [8] C.M. Himelet E.G. Lee, «Drilling Fluids and Methods of Using Same», (1951).
- [9] Sabine HOST et Magali ROCHER « Tensioactifs et oléagineux Étude sur les matières premières oléagineuses disponibles sur le marché européen » édition Novembre 2001.
- [10] Huiling LU « contribution à l'études des relations structure-propriétés de molécules amphiphiles à tête sucre » édition 2 décembre 2016.
- [11] [www.futura-science.com/science](http://www.futura-science.com/science)
- [12] Alexandre Ragouilliaux « Etude rhéo-physique de systèmes émulsions inverses / argile organophile. Applications aux boues de forage pétrolier » édition 17 Septembre 2007.
- [13] DVeillon., la liaison couche-trou, école du pétrole et des moteurs, Edition technip, France, 557 p, 2001. Disponible sur : [https://books.google.dz/books?id=lnADvFhcT4UC&pg=PR9&hl=fr&source=gbs\\_selected\\_pages&cad=3#v=onepage&p&f=false](https://books.google.dz/books?id=lnADvFhcT4UC&pg=PR9&hl=fr&source=gbs_selected_pages&cad=3#v=onepage&p&f=false)
- [14] F Nono, «Caractérisation poly-phasique de la zone de transition dans un réservoir pétrolier carbonaté», thèse de doctorat, ENSAM de Bordeaux, 17-59, 2014. Disponible sur : <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01078317v1>

## BIBLIOGRAPHIE

---

- [15] C Cottin, «Drainage dans des micro-modèles de milieux poreux Application à la récupération assistée du pétrole», 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)
- [16]BPedrrera, «Influence de la mouillabilité sur les propriétés poly-phasiques d'un milieu poreux lors d'un drainage par gravité», thèse de doctorat, université de Bordeaux 1,14-29, 2002. Disponible sur : [https://grenet.drimm.u-bordeaux1.fr/pdf/2002/PEDRERA8\\_BEATRIZ\\_2002.pdf](https://grenet.drimm.u-bordeaux1.fr/pdf/2002/PEDRERA8_BEATRIZ_2002.pdf)
- [17]MckeeF, «Etude et mise à l'échelle des écoulements diphasiques en milieux poreux hétérogènes par une approche d'optimisation», 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)
- [18] E Dana,«Contribution à la caractérisation des écoulements biphasiques dans les matériaux poreux. Etude expérimentale sur trois grès», thèse de doctorat, université de Lille 1,14- 15, 1999. Disponible sur : <https://ori.univ-lille1.fr/notice/view/univ-lille1-ori-156520>
- [19]core analysis : a best practice guide, volume 64; 1<sup>st</sup> edition ,2015. Disponible sur : <https://www.elsevier.com/books/core-analulus-a-best-practice-guide/mcphee/978-0-444-63533-4>
- [20] MéthodeAmott , Ref : Earl AMOTT : ‘ ‘ Observations relating to the Wettability of Porous Rocks’ ’ Petroleum Transactions of AIME, Vol 216, page 156, 1959.
- [21][https://petrowiki.org/PEH:Formation\\_Damage](https://petrowiki.org/PEH:Formation_Damage)
- [22] [https://petrowiki.org/PEH:Formation\\_Damage#Formation\\_Damage\\_vs.\\_Pseudodamage](https://petrowiki.org/PEH:Formation_Damage#Formation_Damage_vs._Pseudodamage)
- [23] [https://petrowiki.org/PEH:Formation\\_Damage#Formation\\_Damage\\_Caused\\_by\\_Water-Based\\_Muds](https://petrowiki.org/PEH:Formation_Damage#Formation_Damage_Caused_by_Water-Based_Muds)
- [24] [https://petrowiki.org/PEH:Formation\\_Damage#Formation\\_Damage\\_Caused\\_by\\_Oil-Based\\_Muds](https://petrowiki.org/PEH:Formation_Damage#Formation_Damage_Caused_by_Oil-Based_Muds)
- [25] [https://petrowiki.org/PEH:Formation\\_Damage#Mud-Induced\\_Damage\\_in\\_Fractured\\_Reservoirs](https://petrowiki.org/PEH:Formation_Damage#Mud-Induced_Damage_in_Fractured_Reservoirs)
- [26][https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/f/formation\\_damage.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/f/formation_damage.aspx)

## BIBLIOGRAPHIE

---

[27]

[https://petrowiki.org/PEH:Formation\\_Damage#Formation\\_Damage\\_Caused\\_by\\_Fines\\_Migration](https://petrowiki.org/PEH:Formation_Damage#Formation_Damage_Caused_by_Fines_Migration)

[28]

[https://petrowiki.org/PEH:Formation\\_Damage#Formation\\_Damage\\_Caused\\_by\\_Swelling\\_Clays](https://petrowiki.org/PEH:Formation_Damage#Formation_Damage_Caused_by_Swelling_Clays)

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

[30]

[https://petrowiki.org/PEH:Formation\\_Damage#Formation\\_Damage\\_Resulting\\_From\\_Emulsion\\_and\\_Sludge\\_Formation](https://petrowiki.org/PEH:Formation_Damage#Formation_Damage_Resulting_From_Emulsion_and_Sludge_Formation)

[31]

[https://petrowiki.org/PEH:Formation\\_Damage#Formation\\_Damage\\_Caused\\_by\\_Water-Based Muds](https://petrowiki.org/PEH:Formation_Damage#Formation_Damage_Caused_by_Water-Based_Muds)

[32]

[https://petrowiki.org/PEH:Formation\\_Damage#Formation\\_Damage\\_Resulting\\_From Wettability Alteration](https://petrowiki.org/PEH:Formation_Damage#Formation_Damage_Resulting_From_Wettability_Alteration)

[33] DATA CRD Sonarach 2019.

Faire des mesures sur 4 côtés du porte échantillon pour obtenir des résultats précises.

**Sable :**

**Tableau (A.1) :** Les dimensions de la porte l'échantillon en verre.

Périmètre extérieur de l'échantillon (cm)	Le périmètre moyen (cm)	Epaisseur de l'échantillon (cm)	Rayon de l'échantillon (cm)	La longueur de chaque coté (cm)	La longueur moyenne (cm)
14.6	14.625	0.05	2.278	16.5	16.35
14.7				16.4	
14.6				16.2	
14.6				16.3	
<b>Section (cm<sup>2</sup>)</b>	$A = \pi r^2$			16.302	

**Tableau (A.2) :** Détermination de la perméabilité moyenne à pression (0.017 atm).

$\Delta h$	17				
$\Delta p$ (atm)	0.016				
Volume (cm <sup>3</sup> )	30	60	90	120	150
Temps (s)	580	1264	1867	2499	3220
Débit (cm <sup>3</sup> /s)	0.051	0.047	0.048	0.048	0.046
Débit moyen (cm <sup>3</sup> )	0.048				
Perméabilité (darcy)	3.196	2.946	3.008	3.008	2.883
Perméabilité moyenne (darcy)	3.008				

**Tableau (A.3) :** Détermination de la perméabilité moyenne à pression (0.019 atm).

$\Delta l$ (cm)	20				
$\Delta p$ (atm)	0.019				
Volume (cm <sup>3</sup> )	30	60	90	120	150
Temps (s)	338	710	1119	1455	1804
Débit (cm <sup>3</sup> /s)	0.088	0.084	0.080	0.082	0.083
Débit moyen (cm <sup>3</sup> )	0.083				
Perméabilité (darcy)	4.645	4.434	4.222	4.328	4.381
Perméabilité moyenne (darcy)	4.402				

**Tableau (A.4) : Détermination de la perméabilité moyenne à pression (0.022 atm).**

<b>Δh(cm)</b>	23				
<b>Δp (atm)</b>	0.022				
<b>Volume (cm<sup>2</sup>)</b>	30	60	90	120	150
<b>Temps (s)</b>	267	538	796	1047	1288
<b>Débit (cm<sup>3</sup>/s)</b>	0.112	0.111	0.113	0.114	0.116
<b>Débit moyen (cm<sup>3</sup>)</b>	0.113				
<b>Perméabilité (darcy)</b>	5.105	5.06	5.151	5.197	5.288
<b>Perméabilité moyenne (darcy)</b>	5.160				

**Tableau (A.5) : Détermination de la perméabilité moyenne à pression (0.025 atm).**

<b>Δl (cm)</b>	26				
<b>Δp (atm)</b>	0.025				
<b>Volume (cm<sup>3</sup>)</b>	30	60	90	120	150
<b>Temps (s)</b>	148	331	503	672	847
<b>Débit (cm<sup>3</sup>/s)</b>	0.202	0.181	0.178	0.178	0.177
<b>Débit moyen (cm<sup>3</sup>)</b>	0.183				
<b>Perméabilité (darcy)</b>	8.103	7.261	7.140	7.140	7.100
<b>Perméabilité moyenne (darcy)</b>	7.348				

**Tableau (A.6) : Détermination de la perméabilité moyenne à pression (0.028 atm).**

<b>Δl(cm)</b>	29				
<b>Δp (atm)</b>	0.028				
<b>Volume (cm<sup>3</sup>)</b>	30	60	90	120	150
<b>Temps (s)</b>	148	327	483	644	801
<b>Débit (cm<sup>3</sup>/s)</b>	0.202	0.183	0.186	0.186	0.187
<b>Débit moyen (cm<sup>3</sup>)</b>	0.188				
<b>Perméabilité (darcy)</b>	7.235	6.554	6.662	6.662	6.698
<b>Perméabilité moyenne (darcy)</b>	6.762				

**Tableau (A.7) :** l'évolution de la perméabilité en fonction du rapport  $\frac{Q}{dP}$ .

<b>Débit moyen (cm<sup>3</sup>/s)</b>	0.048	0.083	0.113	0.183	0.188
<b>ΔP (atm)</b>	0.016	0.019	0.022	0.025	0.028
<b>Le rapport <math>\frac{Q}{dP}</math></b>	3	4.368	5.136	7.32	6.714
<b>Perméabilité moyenne (darcy)</b>	3.008	4.402	5.160	7.348	6.762

**Cutting de forage :****Tableau (A.8) :** Les dimensions de la porte l'échantillon en PVC.

<b>Périmètre extérieur de l'échantillon (cm)</b>	<b>Le périmètre moyen (cm)</b>	<b>Epaisseur de l'échantillon (cm)</b>	<b>Rayon de l'échantillon (cm)</b>	<b>La longueur (cm)</b>	<b>La longueur moyenne (cm)</b>
8.5	8.425	0.3	1.04	6.4	6.4
8.3				6.3	
8.4				6.4	
8.5				6.5	
<b>Section (cm<sup>2</sup>)</b>	$A = \pi r^2$			3.396	

**Tableau (A.9) :** Détermination de la perméabilité moyenne à pression (0.016 atm).

<b>Δh (cm)</b>	17				
<b>Δp (atm)</b>	0.016				
<b>Volume (cm<sup>3</sup>)</b>	30	60	90	120	150
<b>Temps (s)</b>	187	430	672	934	1183
<b>Débit (cm<sup>3</sup>/s)</b>	0.16	0.139	0.133	0.128	0.126
<b>Débit moyen (cm<sup>3</sup>)</b>	0.137				
<b>Perméabilité (darcy)</b>	18.845	16.372	15.665	15.076	14.84
<b>Perméabilité moyenne (darcy)</b>	16.159				

**Tableau (A.10) : Détermination de la perméabilité moyenne à pression (0.017 atm).**

<b><math>\Delta l</math> (cm)</b>	20				
<b><math>\Delta p</math> (atm)</b>	0.019				
<b>Volume (cm<sup>3</sup>)</b>	30	60	90	120	150
<b>Temps (s)</b>	175	385	594	805	1019
<b>Débit (cm<sup>3</sup>/s)</b>	0.171	0.155	0.151	0.149	0.147
<b>Débit moyen (cm<sup>3</sup>)</b>	0.154				
<b>Perméabilité (darcy)</b>	16.96	15.373	14.977	14.778	14.58
<b>Perméabilité moyenne (darcy)</b>	15.33				

**Tableau (A.11) : Détermination de la perméabilité moyenne à pression (0.022 atm)**

<b><math>\Delta h</math> (cm)</b>	23				
<b><math>\Delta p</math> (atm)</b>	0.022				
<b>Volume (cm<sup>2</sup>)</b>	30	60	90	120	150
<b>Temps (s)</b>	154	340	521	715	903
<b>Débit (cm<sup>3</sup>/s)</b>	0.194	0.176	0.172	0.167	0.166
<b>Débit moyen (cm<sup>3</sup>)</b>	0.175				
<b>Perméabilité (darcy)</b>	16.618	15.076	14.733	14.305	14.219
<b>Perméabilité moyenne (darcy)</b>	14.99				

**Tableau (A.12) : Détermination de la perméabilité moyenne à pression (0.025 atm).**

<b><math>\Delta l</math>(cm)</b>	26				
<b><math>\Delta p</math> (atm)</b>	0.025				
<b>Volume (cm<sup>3</sup>)</b>	30	60	90	120	150
<b>Temps (s)</b>	129	290	444	618	780
<b>Débit (cm<sup>3</sup>/s)</b>	0.232	0.206	0.202	0.194	0.192
<b>Débit moyen (cm<sup>3</sup>)</b>	0.205				
<b>Perméabilité (darcy)</b>	17.488	15.528	15.227	14.624	14.473
<b>Perméabilité moyenne (darcy)</b>	15.468				

**Tableau (A.13) : Détermination de la perméabilité moyenne à pression (0.028 atm).**

<b>Δl (cm)</b>	29				
<b>Δp (atm)</b>	0.028				
<b>Volume (cm<sup>3</sup>)</b>	30	60	90	120	150
<b>Temps (s)</b>	109	256	410	560	716
<b>Débit (cm<sup>3</sup>/s)</b>	0.275	0.234	0.219	0.214	0.209
<b>Débit moyen (cm<sup>3</sup>)</b>	0.23				
<b>Perméabilité (darcy)</b>	18.509	15.749	14.74	14.403	14.066
<b>Perméabilité moyenne (darcy)</b>	15.493				

**Tableau (A.14) : l'évolution de la perméabilité en fonction du rapport  $\frac{Q}{dP}$ .**

<b>Débit moyen (cm<sup>3</sup>/s)</b>	0.137	0.154	0.175	0.205	0.23
<b>ΔP (atm)</b>	0.016	0.019	0.022	0.025	0.028
<b>Le rapport <math>\frac{Q}{dP}</math></b>	8.562	8.105	7.954	8.2	8.214
<b>Perméabilité moyenne (darcy)</b>	16.159	15.33	14.99	15.468	15.493

## ANALYSES MINÉRALOGIQUE D'UN ÉCHANTILLON DE SABLE

### Analyse par diffractométrie des rayons x (DRX)

#### - Principe d'analyse

Les échantillons solides finement broyés, sont montés sur des portes échantillons adéquats, puis soumis à un faisceau des rayons X pour être diffractés par les plans réticulaires des phases cristallines présentes ; En effet il existe une relation entre l'angle du faisceau diffracté et la distance réticulaire séparant les plans d'atomes au sein d'un réseau cristallin ; Celle-ci est régie par la loi de Bragg

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

Où  $\lambda$  =longueur d'onde en angströms,  $d$  = distance réticulaire en angströms et  $\theta$  = angle de diffraction en degrés).

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

#### - Conditions d'analyse

##### **Diffractomètre PANalytical:**

**EMPYREAN**, tube radiogène céramique à anticathode de cuivre, puissance du générateur à RX: 40 mA, 45 kV

Logiciel pour l'acquisition des données:**DataCollector de PANalytical**

Logiciel pour traitement des données:**HighScore Plus de PANalytical**

Longueur d'onde  $\text{CuK}\alpha$  [Å]: 1,5418

Angle de départ [ $^{\circ}2\text{Th.}$ ]: 2,0000

Angle final [ $^{\circ}2\text{Th.}$ ]: 70,0000

Taille du pas [ $^{\circ}2\text{Th.}$ ]: 0,0131

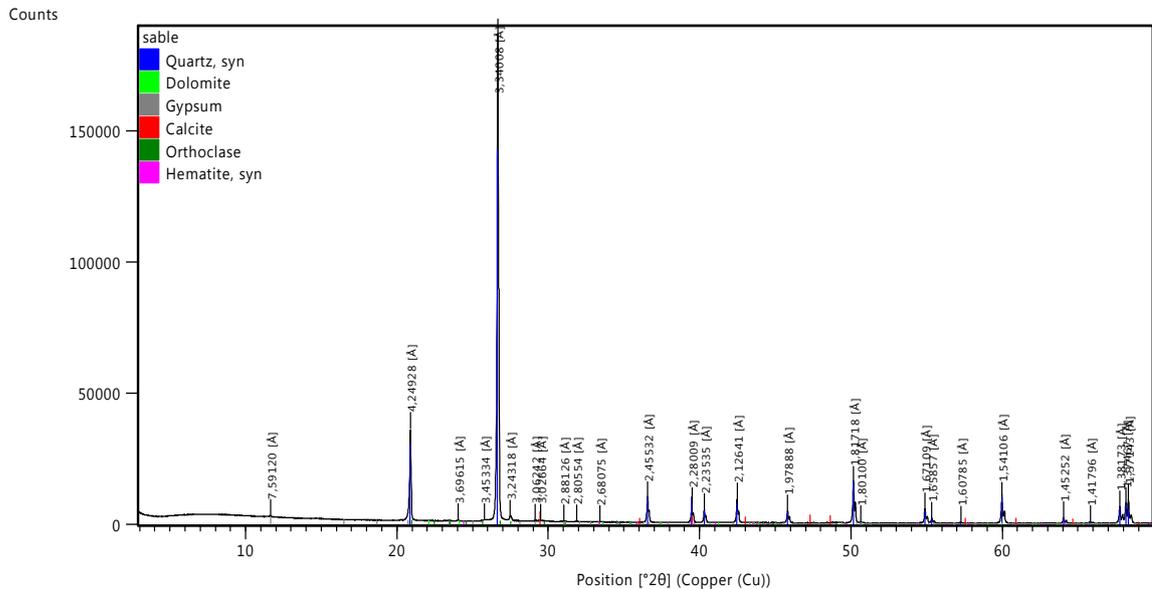
Temps du pas [s]: 122,145

#### - RESULTATS DE L'ANALYSE MINÉRALOGIQUE

Les résultats de l'analyse minéralogique par diffractométrie de rayons X de l'échantillon sont consignés dans la figure ci-après :

##### ➤ **Sable**

- Quartz  $\text{SiO}_2$
- Dolomite  $\text{Ca Mg} (\text{CO}_3)_2$
- Gypse  $\text{CaSO}_4 \cdot 2(\text{H}_2\text{O})$
- Calcite  $\text{Ca CO}_3$
- Orthoclase  $\text{K}(\text{Al,Fe})\text{Si}_2\text{O}_8$
- Hématite  $\text{Fe}_2\text{O}_3$



**Figure (A.1) :** Diffractogramme de l'échantillon Sable.

### Remarque

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

### Conclusion

A l'issue de l'analyse minéralogique par DRX on peut conclure que l'échantillon est principalement composé de quartz. On note la présence en trace de la dolomite, calcite, gypse, orthoclase (feldspath) et hématite.