

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**

**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**

**Université Kasdi Merbah Ouargla**



**Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la  
Terre et de l'Univers Département de Production des Hydrocarbures**

**MÉMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production Académique**

**Présenté par :**

**MAAROUF Anfal, BOUMAALI Nour elislam**

**-THÈME-**

**La récupération assistée par les micro-organismes  
(MEOR)**

**Soutenu Le : 16 /06 /2025 devant la commission d'examen**

**Jury :**

|              |                     |            |               |
|--------------|---------------------|------------|---------------|
| Président :  | GHALI Ahmed         | Professeur | univ. Ouargla |
| Rapporteur : | HAFSI Fadila        | Docteur    | univ. Ouargla |
| Examineur :  | KADRI Ahmed Yassine | Professeur | univ. ouargla |

**Année Universitaire :**

**2024/2025**

## ***Remerciement***

*Je voudrais dans un premier temps remercier tout d'abord mon Dieu qui m'a donnée la force, la patience pour terminer ce travail.*

*Je tiens à remercier en deuxième lieu mes directrices de recherche*

*Pr HAFSSI Fadila, Dr MACHOUAK Cilia : leurs rigueurs scientifiques, leurs disponibilités et leurs qualités humaines m'ont profondément touchée.*

*Je souhaite également remercier Monsieur BOURICHA Mhamed pour toute l'aide qu'il m'a apportée.*

*Mes remerciements vont aussi aux membres de jury M.GHali Ahmed et Pr. Kadri Ahmed Yassine.*

*Je tiens également à exprimer ma gratitude envers tous ceux qui m'ont offert leur appui moral et intellectuel tout au long de ma démarche.*

*Finalement, je tiens à remercier mes parents et ma sœur qui m'a soutenue et encouragée tout au long de cette recherche.*

***MAAROUF ANFAL***

## ***Dédicace***

*Ce travail est dédié à :*

*Mes chers parents, qu'ils trouvent en moi la source de leur fierté.*

*Ma sœur Nevin, celle qui a cru en moi et à qui je souhaite un avenir  
radieux plein de réussite.*

*Mon frère Mohamed Hassane et à ma sœur Ghoufrane Layane avec  
mes souhaits de bonheur.*

*Aux personnes qui m'a aidée dans ce travail et qui m'a encouragée,  
CHIKHI NADJOUA, MADANI Latifa.*

*À mes chéries AOUISSI Wafa et JDIAI Ismahane, merci de m'avoir  
soutenue tout au long de mon parcours universitaire et pendant mon  
séjour ici à Ouargla.*

*À tous ceux qu'ont contribués de près ou de loin pour que ce travail  
soit possible, je vous dis merci.*

***MAAROUF ANFAL***

***Dédicace***

***Je dédie ce travail à mes parents mon père (Mohammed) ma mère (Houria),ma sœur , mon frère...***

***BOUMAALI Nour elislam***

## ***Résumé :***

La plupart de l'énergie mondiale provient du pétrole brut, qui est souvent laissé de côté en raison des méthodes d'extraction conventionnelles. Pour répondre à la demande mondiale en énergie, des processus de récupération assistée du pétrole (EOR) sont en cours de développement pour surmonter des obstacles tels que la faible perméabilité des réservoirs, la haute viscosité du pétrole brut et les fortes tensions interfaciales huile-eau. La récupération assistée par micro-organismes (MEOR) est une technique qui utilise des bactéries et leurs sous-produits pour augmenter la récupération de pétrole dans les réservoirs. Dans notre travail, nous utilisons la souche bactérienne *Pseudomonas* pour synthétiser le biosurfactant, qui réduit la tension superficielle d'eau 68.1 mN/m jusqu'à 45 mN/m. Ensuite déterminer la CMC = 40 g/l. Puis nous testons l'effet de la salinité et PH qui trouver la croissance de *Pseudomonas* est obtenue a PH=8 et salinité 1% de NaCl.

**Mots clés :** pétrole brute, (MEOR), tensions interfaciales, *Pseudomonas*, CMC, PH, salinité.

## ***Abstract:***

Most of the world's energy comes from crude oil, which is often overlooked due to conventional extraction methods. To meet the global energy demand, enhanced oil recovery (EOR) processes are being developed to overcome obstacles such as the low permeability of reservoirs, the high viscosity of crude oil, and the high oil-water interfacial tensions. Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR) is a technique that uses bacteria and their by-products to increase oil recovery in reservoirs. In our work, we use the bacterial strain *Pseudomonas* to synthesize the biosurfactant, which reduces the surface tension of water from 68.1 mN/m to 45 mN/m. Next, determine the CMC = 40 g/l. Then we test the effect of salinity and pH, which finds that the growth of *Pseudomonas* is obtained at pH=8 and salinity of 1% NaCl.

**Keywords:** Crude oil, MEOR, *Pseudomonas*, interfacial tension, CMC, PH.

## ***المخلص :***

معظم الطاقة العالمية تأتي من النفط الخام، الذي غالبًا ما يتم تجاهله بسبب طرق الاستخراج التقليدية. لتلبية الطلب العالمي على الطاقة، يتم تطوير عمليات استرداد النفط المعززة (EOR) للتغلب على عقبات مثل النفذية المنخفضة للخرانات، واللزوجة العالية للنفط الخام، والتوترات السطحية العالية بين الزيت والماء. الاسترداد المعزز بالميكروبات (MEOR) هي تقنية تستخدم البكتيريا ومنتجاتها الثانوية لزيادة استرداد النفط في الخزانات. في عملنا، نستخدم السلالة البكتيرية *Pseudomonas* لتخليق المستحلب الحيوي، الذي يقلل التوتر السطحي للماء من 68.1 mN/m إلى 45 mN/m. ثم تحديد CMC = 40 جرام/لتر. ثم نختبر تأثير الملوحة ودرجة الحموضة حيث نجد أن نمو البكتيريا الزائفة يحدث عند درجة حموضة 8 وملوحة 1% من NaCl.

**الكلمات المفتاحية :** النفط الخام، التوترات السطحية، الاسترداد المعزز بواسطة البكتيريا، بكتيريا بسودومونا. درجة الحموضة. درجة الملوحة.

## ***Table des matières :***

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations

**Introduction général.....1**

Chapitre1 : Synthèse bibliographique

1 L'écoulement dans un milieu poreux :.....5

1.1 Le milieu poreux : .....5

1.2 L'écoulement dans le milieu poreux :.....5

2 Caractéristiques pétrophysiques :.....7

2.1 Statiques .....7

2.2 Dynamique : .....11

3 Mécanisme de drainage : .....13

4 Récupération par MEOR : .....14

Chapitre 2 : Matériels et Méthodes

1 Production de biosurfactant : .....22

2 Partie fluide : .....27

2.1 Les caractéristiques de fluide : .....27

2.1.1 Test 1 : Le biosurfactant ou dessous .....28

2.1.2 Test 2 : Microémulsion : .....30

2.1.3 Test 3 : L'effet de la salinité sur microémulsion : .....30

2.2 L'effet de PH sur microémulsion : .....31

Chapitre 3 : Résultats et discussion

1 La concentration micellaire critique : .....33

2 Etude de la stabilité des biosurfactants : .....34

**Conclusion .....37**

**bibliographiques.....39**

## *La liste des figures :*

|                                                                               |    |
|-------------------------------------------------------------------------------|----|
| FIGURE 1 I .1. ASPECT DE L'ESPACE POREUX. ....                                | 5  |
| FIGURE 2 I .2. DISPOSITIF EXPERIMENTAL ILLUSTRANT LA LOI DE DARCY. ....       | 6  |
| FIGURE 3 I ;3 : ILLUSTRATION DE MOUILLABILITÉ. ....                           | 9  |
| FIGURE 4 I ;4 : ILLUSTRATION DE LA TENSION SUPERFICIELLE. ....                | 10 |
| FIGURE 5 I .5 : SCHEMA D'UNE MOLECULE BIOSURFACTANT. ....                     | 19 |
| FIGURE 6. II ,1 : L'AGITATION DE MILIEU DE CULTURE. ....                      | 22 |
| FIGURE 7 II ,2 : BAIN MARINE. ....                                            | 23 |
| FIGURE 8. II ,3 : L'AUTOCLAVE. ....                                           | 23 |
| FIGURE 9 II ,4 : MILIEU APRÈS L'AUTOCLAVAGE. ....                             | 23 |
| FIGURE 10 II ,5 : LA SOUCHE BACTÉRIENNE. ....                                 | 24 |
| FIGURE 11 II ,6 : LE BIOPRODUIT DANS UN INCUBATEUR. ....                      | 24 |
| FIGURE 12 II ,7 : CENTRIFUGEUSE. ....                                         | 25 |
| FIGURE 13 II ,8 : SURNAGENT.....                                              | 25 |
| FIGURE 14 II ,9 : LES CELLULES. ....                                          | 25 |
| FIGURE 15 II ,10 : ÉVAPORATEUR ROTATIF. ....                                  | 26 |
| FIGURE 16 II ,11 : SURNAGENT AVEC ÉTHANOL. ....                               | 26 |
| FIGURE 17 II ,12 : BIOSURFACTANT BRUT.....                                    | 26 |
| FIGURE 18 II ,13 : VISCOMÈTRE. ....                                           | 27 |
| FIGURE 19 II ,14 : LE BIOSURFACTANT DESSOUS DANS LES DEUX FLUIDES. ....       | 28 |
| FIGURE 20 II ,15 : EAU+ BIOSURFACTANT. ....                                   | 29 |
| FIGURE 21 II ,16 : HUILE+ BIOSURFACTANT.....                                  | 29 |
| FIGURE 22 II ,17 : VORTEX. ....                                               | 29 |
| FIGURE 23 II ,18 : TENSIOMÈTRE. ....                                          | 30 |
| FIGURE 24 II ,19 : DEFERENTS CONCENTRATION DE NaCl.....                       | 30 |
| FIGURE 25 II ,20 : MELANGE AVEC DEFERENT PH.....                              | 31 |
| FIGURE 26 III,1 : DÉTERMINATION DE CMC. ....                                  | 33 |
| FIGURE 27 III,2 : DÉBUT D'ÉMULSION. ....                                      | 34 |
| FIGURE 28 III,3 : MICROEMULSION DANS DES DIFFERENTES GAMMES DE SALINITE. .... | 35 |
| FIGURE 29 III,4 : MICROEMULSION DANS DIFFERENTS PH.....                       | 35 |

## ***La liste des tableaux :***

|                                                                                                                                                                                  |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| TABLEAU 1 I ,1 : LES BACTERIES UTILISEES DANS LA MEOR ET LEURS PRODUITS (15). FACULTATIF SIGNIFIE QUE L'ORGANISME<br>PEUT SE DEVELOPPER AVEC OU SANS LA PRESENCE D'OXYGENE. .... | 15 |
| TABLEAU 2 II ,1 : CARACTÉRISTIQUES D'HUILE. ....                                                                                                                                 | 28 |
| TABLEAU 3 II ,2 : LES DEFERENTES MASSES ET CONCENTRATION DE BIOSURFACTANT. ....                                                                                                  | 29 |

### ***Liste des abréviations :***

EOR: Enhanced Oil Recovery.

CEOR: Chemical Enhanced Oil Recovery.

TEOR: Thermique Enhanced Oil Recovery.

MEOR: Microbial Enhanced Oil Recovery.

GOER: Gas Enhanced Oil Recovery.

Cp : centipoise.

D : Darcy.

IFT : Interfacial tension.

ST : Surface tension.

PH : Potentiel hydrogène.

CRAPC : Centre de recherche scientifique et technique en Analyse Physico-Chimique.

API : American Petroleum Institute.

CMC : Concentration Micellaire Critique.

HCl : chlorure d'hydrogène ou acide chlorhydrique.

NaOH : hydroxyde de sodium.

# *Introduction générale :*

## Introduction générale :

Le pétrole est une ressource naturelle cruciale, essentielle pour l'économie mondiale, utilisée comme carburant pour les transports, source de matières premières pour l'industrie (plastiques, cosmétiques, etc.) et pour la production d'électricité. Donc le pétrole, c'est la source la plus demandée mondialement. L'exploitation d'un gisement pétrolier comprend une phase primaire qui utilise la pression du réservoir comme moteur de production et une phase secondaire qui consiste à injecter des fluides pour améliorer la récupération de pétrole en maintenant la pression du réservoir. Ces méthodes conventionnelles permettent de ne récupérer qu'un tiers du brut présent dans les réservoirs pétroliers. (1). Ainsi, une grande quantité d'huile résiduelle reste piégée dans la roche réservoir.

Pour améliorer la récupération d'huile résiduelle et ainsi prolonger l'exploitation des réservoirs pétroliers, on a les méthodes non conventionnelles appelées EOR (Enhanced Oil Recovery). Ces méthodes physico-chimiques ont été couramment appliquées. Malgré leur coût élevé, ces technologies peuvent présenter des risques pour l'environnement.

Par conséquent, les chercheurs ont découvert les techniques envisageables pour une exploitation des hydrocarbures fossiles encore plus efficace et respectueuse de l'environnement, comme La MEOR.

La MEOR utilise les capacités métaboliques de certaines souches bactériennes pour récupérer les huiles des réservoirs. (2)

Permet les produits de ces bactéries le biosurfactant, qui produit par une souche *Pseudomonas*.

Les Biosurfactants sont des tensioactifs naturels. Ces tensioactifs sont capables de s'accumuler entre deux phases immiscibles et réduire la tension inter-faciale augmentant

ainsi la solubilisation des contaminants faiblement solubles dans l'eau et facilitant ainsi l'accès et la dégradation de ces substances par les bactéries.

Les biosurfactants dérivés des *Pseudomonas* applicables dans les domaines environnementaux, industriels et agronomiques, à cause de leurs propriétés et de leurs importantes activités biologiques.

L'objectif de ce travail est de produire le biosurfactant par la bactérie *Pseudomonas* et d'étudier son efficacité sur l'émulsion eau-huile.

Ce manuscrit est divisé en trois chapitres :

- ✓ **Le premier chapitre** : c'est une synthèse bibliographique qui décrit les propriétés pétrophysiques d'un milieu poreux, l'écoulement des fluides, les méthodes de récupération et les mécanismes de drainage qui représente la partie fluide. Et nous avant parler aussi sur MEOR en général, et le biosurfactant.
- ✓ **Deuxième chapitre** : détaille les procédures et les techniques expérimentales de la production de biosurfactant, et les tests accorder à l'activité de cet biosurfactant.
- ✓ **Troisième chapitre** : présente les résultats et leurs interprétations des tests applicables pour confirmer l'efficacité de biosurfactant.

Enfin, nous concluons le manuscrit avec une conclusion générale qui présentera les principaux résultats de méthode MEOR par le biosurfactant dans laboratoire pour l'étude l'efficacité de biosurfactant a des différentes conductions qui se trouver dans le réservoir pétrolier.



*Ch I :*  
*Synthèse bibliographique*

## Ch I : Synthèse bibliographique

### Introduction :

Ce chapitre rassemble des généralités sur le réservoir pétrolier, leur caractéristiques pétrophysiques, et le mouvement des fluides de réservoir. Nous parlons aussi sur les méthodes de récupération, et basé sur la méthode de MEOR.

## 1 L'écoulement dans un milieu poreux :

### 1.1 Le milieu poreux :

Un milieu poreux est structure solide qui comporte des vides microscopiques appelés pores ; ces derniers peuvent être de différentes tailles et formes, et ils peuvent être interconnectés ou isolés. Pour qu'une phase fluide puisse percoler dans un milieu poreux, qui peuvent être des liquides ou des gaz. Ces pores, dont les formes et les dimensions sont d'une grande diversité, constituent les réseaux poreux qui offrent un grand nombre de possibilités au cheminement d'un fluide. La porosité interconnectée est formée de deux portions principales : des cellules ou chambres poreuses (pore body) reliées par d'étroites canalisations appelées les gorges des pores ou canalicules (pore throat). (3)

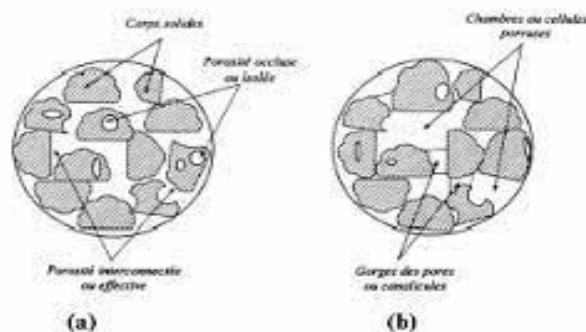


Figure 1 I.1. Aspect de l'espace poreux.

### 1.2 L'écoulement dans le milieu poreux :

**a. Ecoulement monophasique :**

L'étude des écoulements des fluides dans les milieux poreux a été réalisée par Darcy en 1856 ; il a établi une relation linéaire entre le débit et le gradient de pression appliqué entre l'entrée et la sortie de ce matériau. (4)

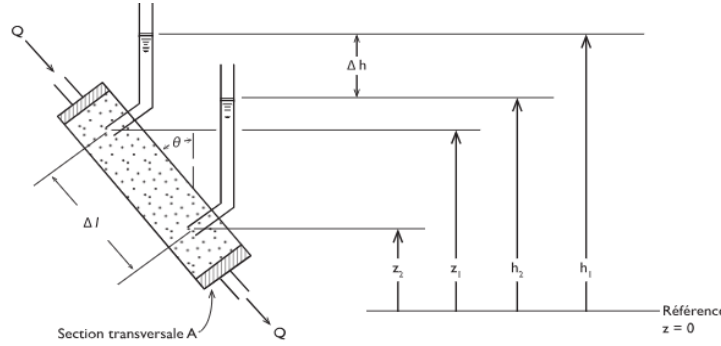


Figure 2 I.2. Dispositif expérimental illustrant la loi de Darcy.

À partir de cette expérience, une équation a été établie pour traduire l'expérience :

$$Q = \frac{K.A}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L} \quad (I.1)$$

$Q$  : est le débit en (cm<sup>3</sup> /s),  $A$  : l'aire spécifique du milieu poreux en (cm<sup>2</sup>),  $L$  : la longueur du milieu poreux en (cm),  $\mu$  : est la viscosité du fluide en (cp).  $k$  : est la perméabilité du matériau poreux en (D).

**b. Ecoulement diphasique :**

Dans un cas de déplacement de deux fluides non miscibles en milieu poreux, la notion de perméabilité relative est introduite. Dans le cas où un fluide en place est déplacé par un autre fluide injecté non miscible, il convient de prendre en compte le comportement de l'interface à l'échelle des pores. Il faut alors considérer les forces visqueuses dans les fluides non miscibles, ainsi que les forces capillaires qui s'exercent à l'interface entre les deux fluides. Il est donc impératif de considérer les variations locales significatives de pression causées par les interactions à la frontière des deux fluides pour représenter les flux diphasiques dans un milieu poreux. De plus, l'écoulement du fluide injecté à travers le milieu poreux est influencé par l'existence du fluide préexistant. On peut alors écrire une équation de Darcy pour chaque phase avec différents champs de pression pour les deux fluides  $\Delta P_i$ . (4)

$$\frac{Q_i}{A} = \frac{KK_{ri}}{\mu_i} \cdot \frac{\Delta P_i}{L} ; i \in \{1|2\} \quad (I;2)$$

Avec :  $Q_i$  : débit volumique de chaque phase,  $K_{ri}$  : perméabilité relative du milieu à chaque phase,  $\mu_i$  : viscosité dynamique de chaque fluide.

## 2 Caractéristiques pétrophysiques :

Il existe deux types de caractéristiques pétrophysiques (statique et dynamique). (5)

### 2.1 Statiques

#### a) Porosité :

La porosité d'une roche est une mesure de la capacité de stockage (volume des pores) capable de retenir des fluides. Quantitativement, la porosité est le rapport entre le volume des pores et le volume total (bulk volume). Cette propriété importante de la roche est déterminée mathématiquement par la relation généralisée suivante :

$$\phi = \frac{\text{volume des pores}}{\text{volume totale}} \quad (I.3)$$

Alors que les sédiments étaient déposés et que les roches se formaient au cours des époques géologiques passées, certains espaces vides qui se sont développés sont devenus isolés des autres espaces vides en raison d'une cimentation excessive.

La porosité peut être classée selon le mode d'origine comme originale induite.

La porosité originale est celle développée lors de la déposition du matériau, tandis que la porosité induite est celle développée par un processus géologique ultérieur à la déposition de la roche. Les roches ayant une porosité d'origine sont plus uniformes dans leurs caractéristiques que celles dans lesquelles une grande partie de la porosité est incluse. Pour la mesure quantitative directe de la porosité, il faut se fier aux échantillons de formation obtenus par carottage. Étant donné que la porosité effective est la valeur de porosité qui intéresse l'ingénieur pétrolier, une attention particulière doit être accordée aux méthodes utilisées pour déterminer la porosité. Une application importante de la porosité effective est son utilisation pour déterminer le volume original d'hydrocarbures en place. Considérez un réservoir avec une superficie de  $A$  acres et une épaisseur moyenne de  $h$  pieds. Le volume total en vrac du réservoir peut être déterminé à partir des expressions suivantes (5):

$$\text{Volume en Vrac} = 43.560 A.h ; \text{ft}^3 \quad (\text{I ;4})$$

Où :

$$\text{Volume en Vrac} = 7.758 Ah ; \text{bbl} \quad (\text{I ;5})$$

**A** : la section étendue, acres, **h** : épaisseur moyenne.

Le volume des pores du réservoir PV peut alors être déterminé en combinant les Équations (I ;4) et (I ;5) avec (I ;3). Exprimer le volume des pores du réservoir en pieds cubes donne (5) :

$$PV = 43.560.Ah\phi \quad (\text{I ;6})$$

Exprimer le volume des pores du réservoir en barils donne (5) :

$$PV = 7.758.Ah\phi \quad (\text{I ;7})$$

### b) Saturation :

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

$$\textbf{saturation de fluide} = \frac{\text{volume total de fluide}}{\text{volume des pores}} \quad (\text{I ;8})$$

Appliquer le concept mathématique ci-dessus de saturation à chaque fluide de réservoir donne :

$$S_o = \frac{\text{volume d'huile}}{\text{volume des pores}} \quad (\text{I ;9})$$

$$S_g = \frac{\text{volume de gaz}}{\text{volume des pores}} \quad (\text{I ;10})$$

$$S_w = \frac{\text{volume d'eau}}{\text{volume des pores}} \quad (\text{I ;11})$$

Où

**S<sub>o</sub>** : Saturation d'huile ; **S<sub>g</sub>** : saturation de gaz ; **S<sub>w</sub>** : Saturation d'eau.

Ainsi, toutes les valeurs de saturation sont basées sur le volume des pores et non sur le volume brut du réservoir.

La saturation de chaque phase individuelle varie entre zéro et 100%. Par définition, la somme des saturations est de 100%, donc (5)

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (\text{I ;12})$$

### c) Mouillabilité :

La mouillabilité est définie comme la tendance d'un fluide à se répandre ou à adhérer à une surface solide en présence d'autres fluides non miscibles. Le concept de mouillabilité est illustré dans la figure I ;3 :

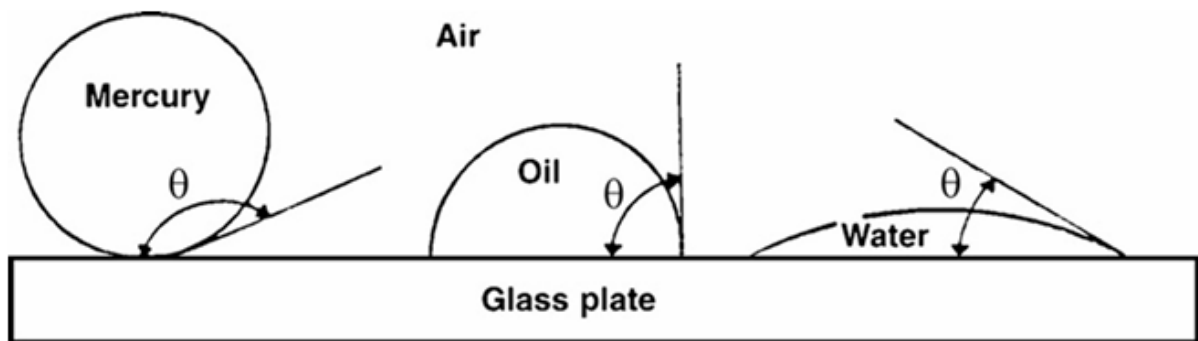


Figure 3 I ;3 : Illustration de mouillabilité.

De petites gouttes de trois liquides—mercure, huile et eau—sont placées sur une plaque de verre propre. Les trois gouttes sont ensuite observées d'un côté comme illustré dans la Figure I ;3. Il est noté que le mercure conserve une forme sphérique, la gouttelette d'huile développe une forme approximativement hémisphérique, mais l'eau tend à se répandre sur la surface du verre.

L'aptitude d'un liquide à s'étendre sur la surface d'un solide reflète les propriétés de mouillage du liquide par rapport au solide. Cette capacité à se propager peut-être plus aisément décrite en évaluant l'angle de contact à l'interface liquide-solide. On appelle l'angle de contact  $\theta$  cet angle qui est constamment évalué à travers le liquide jusqu'au solide.

Un angle de contact de  $180^\circ$  indiquerait une non-adhésion complète, tandis qu'un angle de contact de zéro indiquerait une adhésion complète. Bien que l'expression "mouillabilité intermédiaire" ait été définie de diverses manières, les angles de contact entre  $60^\circ$  et  $90^\circ$  sont généralement considérés comme résistants aux liquides.

La mouillabilité des roches réservoirs aux fluides est importante en ce sens que la distribution des fluides dans les milieux poreux est une fonction de la mouillabilité. En raison des forces attractives, la phase mouillante tend à occuper les plus petits pores de la roche et la phase non mouillante occupe les canaux plus ouverts (5).

#### d) Tension de surface et Tension interfaciale :

Lorsqu'on traite des systèmes multiphasés, il est nécessaire de prendre en compte l'effet des forces à l'interface lorsque deux fluides non miscibles sont en contact. Lorsque ces deux fluides sont un liquide et un gaz, le terme tension de surface est utilisé pour décrire les forces agissant à l'interface. Lorsque l'interface se trouve entre deux liquides, les forces agissantes sont appelées tension interfaciale (5).

Les surfaces des liquides sont généralement recouvertes de ce qui agit comme un mince film. Bien que ce film apparent possède peu de résistance, il agit néanmoins comme une fine membrane et résiste à être brisé.

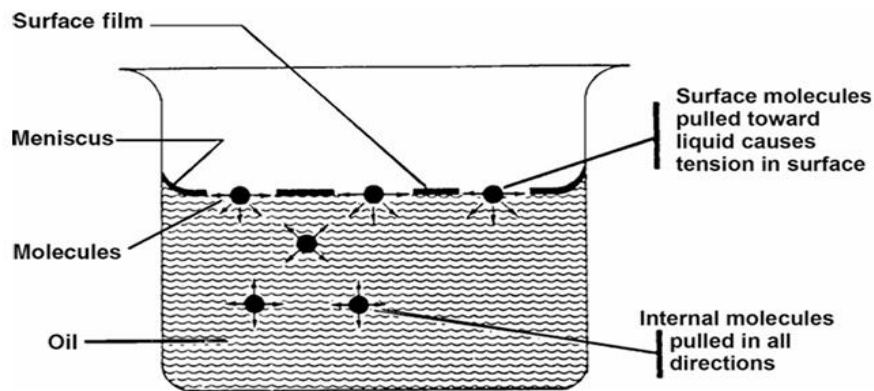


Figure 4 I ;4 : Illustration de la tension superficielle.

La tension de surface ou interfaciale a les unités de force par unité de longueur, par exemple, dynes/cm, et est généralement notée par le symbole  $\sigma$  (6).

#### Pression capillaire :

Les forces capillaires dans un réservoir pétrolier résultent de l'effet combiné des tensions de surface et interfaciales de la roche et des fluides, de la taille et de la géométrie des pores, ainsi que des caractéristiques de mouillage du système. Toute surface courbe entre deux fluides non miscibles a tendance à se contracter en une surface aussi petite que possible par unité de volume. Lorsque deux fluides non miscibles sont en contact, une discontinuité de pression existe entre les deux, qui dépend de la courbure de l'interface séparant les fluides. Nous appelons cette différence de pression la pression capillaire et elle est désignée par  $p_c$ . Le déplacement d'un fluide par un autre dans les pores d'un milieu poreux est soit favorisé, soit contrarié par les forces de surface de la pression capillaire. En conséquence, afin de

maintenir un milieu poreux partiellement saturé de fluide non mouillant tout en exposant également le milieu au fluide mouillant, il est nécessaire de maintenir la pression du fluide non mouillant à une valeur supérieure à celle du fluide mouillant. (5)

En désignant la pression dans le fluide mouillant par  $p_w$  et celle dans le fluide non mouillant par  $p_{nw}$ , la pression capillaire peut être exprimée comme suit (7):

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad (I ; 13)$$

L'équation de la pression capillaire peut être exprimée en termes de tension de surface et de tension interfaciale :

$$P_c = \frac{2\sigma_{gw}(\cos \theta)}{r} \quad (I ; 14)$$

$$h = \frac{2\sigma_{gw}(\cos \theta)}{r g (\rho_w - \rho_g)} \quad (I ; 15)$$

Où

$\sigma_{gw}$  : tension de surface gaz-eau, dynes/cm.  $\rho_w$  : densité de l'eau, gm/cm<sup>3</sup>.  $r$  : rayon capillaire, cm.  $\theta$  : angle de contact.  $h$  : la hauteur capillaire, cm.  $g$  : accélération due à la gravité, cm/sec<sup>2</sup>.

## 2.2 Dynamique :

### A. Perméabilité :

La perméabilité est une propriété du milieu poreux qui mesure la capacité et l'aptitude de la formation à transmettre des fluides. La perméabilité de la roche,  $k$ , est une propriété très importante car elle contrôle le mouvement directionnel et le débit des fluides du réservoir dans la formation. Cette caractérisation des roches a été d'abord définie mathématiquement par Henry Darcy en 1856. En fait, l'équation qui définit la perméabilité en termes de quantités mesurables est appelée la loi de Darcy.

Darcy a développé une équation d'écoulement des fluides qui est depuis devenue l'un des outils mathématiques standards de l'ingénieur pétrolier. Si un écoulement linéaire horizontal d'un fluide incompressible est établi à travers un échantillon de carotte de longueur  $L$  et de section transversale de surface  $A$ , alors l'équation régissant l'écoulement du fluide est définie comme

$$Q = \frac{K}{\mu} \frac{dP}{dL} \quad (I ; 16)$$

Où

$v$  : vitesse apparente d'écoulement du fluide, cm/sec.  $K$  : constante de proportionnalité, ou perméabilité, de Darcy.  $\mu$  : viscosité de fluide, cp.  $dP/dL$  : Gradient de pression dans la direction de l'écoulement, atm/cm.

La vitesse  $v$ , dans l'Équation (I ;16) n'est pas la vitesse réelle du fluide en écoulement mais est la vitesse apparente déterminée en divisant le débit par la section transversale à travers laquelle le fluide s'écoule. En substituant la relation  $q/A$ , à la place de  $v$  dans l'Équation (I ;16) et en résolvant pour  $q$ , on obtient :

$$q = -\frac{KA}{\mu} \frac{dP}{dL} \quad (I ;17)$$

Où

$q$  : débit à travers le milieu poreux, cm<sup>3</sup>/sec.  $A$  : section transversale à travers laquelle s'écoule le fluide, cm<sup>2</sup>.

Le signe négatif dans l'Équation (I ;17) est nécessaire car la pression augmente dans une direction tandis que la longueur augmente dans la direction opposée. L'équation (I ;17) peut être intégrée :

$$\begin{aligned} q \int_0^L dL &= -\frac{KA}{\mu} \int_{P_1}^{P_2} dP \\ qL &= -\frac{KA}{\mu} (P^2 - P^1) \\ q &= \frac{KA (P^1 - P^2)}{\mu L} \quad (I ;18) \end{aligned}$$

L'équation (I ;18) est l'équation de débit linéaire conventionnelle utilisée dans les calculs d'écoulement des fluides.

La perméabilité Absolue était supposée que l'ensemble du milieu poreux est entièrement saturé avec une seule phase, c'est-à-dire une saturation de 100%. Dans un réservoir d'hydrocarbures, cependant les roches sont généralement saturées de deux fluides ou plus. Par conséquent, le concept de perméabilité absolue doit être modifié pour décrire le comportement d'écoulement des fluides lorsque plus d'un fluide est présent dans le réservoir. La perméabilité mesurée est appelée perméabilité effective. Les perméabilités effectives sont normalement mesurées directement en laboratoire sur de petits échantillons de carottes (5).

### 3 Mécanisme de drainage :

Le drainage se réfère à tous les processus qui entraînent le mouvement des fluides de la roche réservoir vers le puits de forage. On distingue (8) :

#### a) Mécanisme de drainage naturel (drainage primaire) :

La récupération « naturelle » des hydrocarbures à partir de la roche réservoir met en œuvre plusieurs mécanismes, principalement (8) :

- Expansion de la roche et des fluides.
- Expansion du gaz dessous.
- Drainage par expansion de gas cap.
- Drainage par expansion de l'aquifère actif.
- Drainage par gravité.

Ces processus naturels exploitent la variation de pression entre le réservoir et le fond du puits producteur. Durant cette phase, le taux de récupération varie entre 5% et 10%. Ce taux est conditionné par les propriétés du réservoir et des fluides qu'il contient. (9)

#### b) Drainage assisté (secondaire et tertiaire) :

Pour améliorer le taux de récupération de l'huile, on met en œuvre des mécanismes de drainage assisté (8).

- **Pour les réservoirs de faible volume** : on utilise les mécanismes suivants pour améliorer le drainage de roche réservoir :
  - Drainage secondaire : injection d'eau réalisée dans la nappe aquifère située sous le gisement d'huile ou injection de gaz au-dessous du gisement
  - Drainage tertiaire : injection de vapeur d'eau réalisée dans la roche réservoir en particulier pour les réservoirs d'huile lourde. Injection de produits chimique diminuer pour la pression capillaire  $P_c$  et la saturation d'huile résiduelle en augmentant donc la production de pétrole.
- **Pour les réservoirs de grande étendue** : on injecte de l'eau et/ou du gaz par les puits injecteurs situés au centre de carrés constitués par les puits producteurs.

## 4 Récupération par MEOR :

### ❖ Historique de MEOR :

En 1926, J. W. Beckman a déterminé qu'il était indispensable d'élaborer des techniques additionnelles pour améliorer l'extraction du pétrole au-delà des méthodes de récupération primaire et secondaire. Il a donc suggéré l'emploi de microorganismes comme une des résolutions à la question de la récupération du pétrole. C. E. ZoBell a breveté l'utilisation de micro-organismes pour améliorer la récupération du pétrole en 1946. Depuis ce temps, le processus MEOR a gagné en validation grâce à une multitude d'études et de tests pratiques couronnés de succès, le premier étant mené en Arkansas, aux États-Unis, en 1954.

Depuis les années 1970, des efforts de recherche intensifs sur le MEOR ont été réalisés aux États-Unis, en URSS, en Tchécoslovaquie, en Hongrie et en Pologne. La crise pétrolière des années 1970 a encore suscité l'intérêt pour la recherche sur le MEOR dans plus de 15 pays. Par exemple, en 1976, le gouvernement soviétique a adopté un règlement spécial « ...concernant les mesures visant à atteindre les processus de récupération du pétrole les plus efficaces. » Ce règlement définissait les volumes cibles de récupération supplémentaire de pétrole nécessaires en utilisant des méthodes d'amélioration tertiaires et offrait des incitations économiques pour encourager les entreprises de production pétrolière.

Depuis l'année 1970 jusqu'aux années 2000, l'écologie microbienne et la caractérisation des dépôts étaient au centre des recherches sur le MEOR. En 1990, le MEOR a atteint un statut technologique interdisciplinaire. En 2007, une revue de 322 projets MEOR aux États-Unis a montré que 78 % du nombre total de projets avaient réussi à améliorer la récupération du pétrole ; tandis qu'aucun cas de diminution de la récupération du pétrole n'a été révélé. À l'heure actuelle, il y a un intérêt croissant pour l'application du MEOR afin d'améliorer la production de pétrole à partir de réservoirs épuisés, en raison de son faible coût en capital et de son respect de l'environnement.

Les mécanismes MEOR sont les mêmes que ceux obtenus par d'autres méthodes de récupération assistée par produits chimiques (EOR) ; cependant, le MEOR présente l'avantage que les métabolites microbiens sont directement produits dans la formation rocheuse du réservoir, ce qui les rend plus efficaces. De plus, les micro-organismes métabolisent différents hydrocarbures à des rythmes différents. (10)

### Définition de MEOR :

La MEOR est une procédure biologique exploitant les aptitudes métaboliques de certains microorganismes. Selon H. Volk et P. Hendry, ces métabolites bactériens pourraient libérer et déplacer l'huile emprisonnée dans les pores des roches de réservoirs matures, tout en améliorant la qualité du fluide. Ils modifient les interactions physico-chimiques entre le pétrole, l'eau et la roche, ce qui favorise une meilleure récupération du pétrole. (11)

#### a) Mécanisme de la MEOR :

L'amélioration de la récupération du pétrole par des actions microbiennes peut être réalisée par plusieurs mécanismes tels que la réduction de la tension interfaciale huile-eau et l'altération de l'humidité par la production de tensioactifs et la présence de bactéries, le colmatage sélectif par les microorganismes et leurs métabolites, la réduction de la viscosité du pétrole par la production de gaz ou la dégradation des hydrocarbures saturés à chaîne longue, et la production d'acides qui améliore la perméabilité absolue en dissolvant les minéraux dans la roche. Cependant, les deux premiers mécanismes sont considérés comme ayant le plus grand impact sur la récupération du pétrole (12). Ainsi, les micro-organismes peuvent produire de nombreux types de composés similaires à ceux utilisés dans les processus EOR conventionnels pour mobiliser le pétrole piégé dans les réservoirs, et la seule différence entre l'EOR et certaines des méthodes MEOR réside probablement dans les moyens par lesquels les substances sont introduites dans le réservoir (13) (11). Le tableau (I,1) résume différents consortiums microbiens, leurs métabolites associés et leurs applications en MEOR (14) (11).

*Tableau 1 I,1 : Les bactéries utilisées dans la MEOR et leurs produits (15). Facultatif signifie que l'organisme peut se développer avec ou sans la présence d'oxygène.*

| Produit microbien | Exemples de microbes                                  | Application dans MEOR                                        |
|-------------------|-------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|
| Biomasse          | Biomasse Bacillus, Leuconostoc,<br>Xanthomonas        | Bouchage sélectif et l'altération de mouillabilité.          |
| Surfactants       | Acinetobacter, Arthrobacter, Bacillus,<br>Pseudomonas | Émulsification et dé-émulsification par réduction de la TIF. |

|           |                                                    |                                                                                               |
|-----------|----------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|
| Polymères | Bacillus, Brevibacterium, Leuconostoc, Xanthomonas | Bouchage sélectif, Profil d'injectivité et modification de la viscosité.                      |
| Solvants  | Clostridium, Zymomonas, Klebsiella                 | Dissolution des roches pour une meilleure perméabilité, réduction de la viscosité du pétrole. |
| Acides    | Clostridium, Enterobacter, Mixed acidogens         | Augmentation de la perméabilité, émulsification.                                              |
| Gaz       | Clostridium, Enterobacter Methanobacterium         | Augmentation de la pression, gonflement de l'huile, réduction de viscosité et TIF.            |

### **Facteurs affectants MEOR :**

#### **1- Facteurs physiques :**

##### **❖ Température :**

Les réservoirs de pétrole sont des environnements difficiles pour les micro-organismes. La température du réservoir peut atteindre 150 °C. Les données suggèrent que les micro-organismes peuvent se développer à des températures inférieures à 82 °C, car les micro-organismes n'ont été isolés que dans des réservoirs à des températures inférieures à cette valeur (16) (12). Les microorganismes dépendent de leur fonction enzymatique. Les températures élevées peuvent perturber la fonction enzymatique en raison de la dénaturation ou de la disruption autour des sites catalytiques (17). L'effet obtenu à partir de la haute pression est plus indirect car des changements dans l'expression génique et la synthèse des protéines se produisent (17) et influencent ainsi l'état physiologique et métabolique (16). La taille des pores est une contrainte physique pour que les micro-organismes pénètrent dans le réservoir. Les bactéries sont principalement utilisées en raison de leur petite taille d'environ 2 µm (18). Par exemple, la taille d'une tige de souche spécifique de Bacillus est de 4 × 1,5 µm (19). Pour les réservoirs étroits, les bactéries pourraient être du même ordre de grandeur que les pores. La pénétration des bactéries est considérée comme possible dans les réservoirs avec des diamètres de pores minimums d'au moins 2 µm (17) et de préférence de 6 à 10 µm (estimé à partir de la théorie de la filtration). (19)

#### **2- Facteurs chimiques :**

❖ **Le PH :**

Le pH dans le réservoir est souvent aussi bas que 3–7 car la haute pression permet aux gaz de se dissoudre dans les fluides (16). L'acidité détermine la charge de surface microbienne affectant le transport des bactéries à travers le réservoir. Le taux de croissance bactérienne est réduit par l'acidité, où l'ionisation des protéines de transport membranaire peut altérer l'efficacité du transport (17).

Le transport des bactéries dépend de la physiologie. Si la surface bactérienne est uniquement hydrophobe, les bactéries ont tendance à s'agglomérer et seront transportées en floes. D'autre part, les bactéries hydrophiles circuleront plus souvent en tant que bactéries individuelles (20).

❖ **La salinité :**

L'eau présente dans le réservoir est une eau douce à saturée en sel, étant une combinaison d'eau connée du réservoir et d'eau de mer saline injectée. La salinité influence la croissance, où les microorganismes doivent maintenir la salinité optimale des fluides cellulaires pour conserver l'action enzymatique (18).

❖ **La présence d'oxygène :**

Un potentiel d'oxydation thermodynamiquement favorable est crucial pour la survie microbienne. Pour que la croissance bactérienne ait lieu, des donneurs et des accepteurs d'électrons doivent être présents, où ils sont respectivement oxydés et réduits dans les processus biochimiques. Dans la respiration aérobie, l'oxygène sous forme de  $O_2$  est l'accepteur terminal d'électrons, où de grandes quantités d'énergie sont obtenues et utilisées dans les processus de croissance et de maintenance. Lorsque l'oxygène n'est pas présent, seuls les processus anaérobies se produisent. Spécifique au réservoir pétrolier, le potentiel redox est très faible et des accepteurs d'électrons tels que l'ion ferrique, le nitrate et le sulfate sont utilisés. L'eau contient des sulfates et des carbonates à diverses concentrations, ce qui a conduit à supposer que les principaux processus métaboliques se produisant naturellement sont la réduction des sulfates, la méthanogenèse, l'acétogenèse et la fermentation (17) (16)

**3- Métabolites :**

Certaines conditions favoriseront un type de métabolites tandis que d'autres conditions favoriseront un tout autre ensemble de métabolites. Maintenir un certain état physiologique

des microorganismes dans les réservoirs de pétrole pourrait être difficile car de nombreux facteurs d'incertitude existent (21). Pour les microorganismes produisant un certain métabolite, la possibilité que le métabolite inhibe la croissance et sa propre production de métabolite se présente (11), de sorte qu'une concentration nécessaire de métabolite ne peut pas être atteinte.

Les métabolites comprennent des biosurfactants, des biopolymères, des solvants, des acides et des gaz comme indiqué dans le tableau I.1 (21).

### **b) Avantages de MEOR :**

- ✓ Les avantages les plus remarquables du MEOR par rapport aux autres technologies EOR sont énumérés ci-dessous (22):
- ✓ Les bactéries et les nutriments injectés sont peu coûteux et faciles à obtenir et à manipuler sur le terrain.
- ✓ Les processus MEOR sont économiquement attractifs pour les champs pétrolifères à production marginale et constituent des alternatives appropriées avant l'abandon des puits marginaux.
- ✓ Les usines cellulaires microbiennes nécessitent peu d'énergie pour produire les agents MEOR.
- ✓ Comparé à d'autres technologies EOR, moins de modifications des caractéristiques existantes du champ sont nécessaires pour mettre en œuvre le processus de récupération par les technologies MEOR, qui sont plus rentables à installer et plus facilement applicables.
- ✓ Comme les fluides injectés ne sont pas des produits pétrochimiques, leurs coûts ne dépendent pas du prix mondial du pétrole brut.
- ✓ Les processus MEOR sont particulièrement adaptés aux réservoirs pétroliers carbonatés où certaines technologies EOR ne peuvent pas être appliquées efficacement.
- ✓ Les effets de l'activité bactérienne dans le réservoir sont améliorés par leur croissance au fil du temps, tandis que dans les technologies EOR, les effets des additifs tendent à diminuer avec le temps et la distance par rapport au puits d'injection.
- ✓ Les produits MEOR sont tous biodégradables et ne s'accumuleront pas dans l'environnement, ils sont donc compatibles avec l'environnement.

- ✓ Comme les substances utilisées dans les méthodes EOR chimiques sont des pétrochimies obtenues à partir de matières premières pétrolières après traitement en aval, les méthodes MEOR, comparées aux méthodes EOR chimiques conventionnelles, dans lesquelles des produits commerciaux finis sont utilisés pour la récupération des matières premières, sont plus économiquement attractives.

Les Surfactants sont des substances amphiphiles ayant des propriétés tensioactives et qui sont capables de réduire la tension inter-faciale entre deux liquides ou un liquide et un solide ce qui augmente de plus en plus leur intérêt pour leurs applications dans des différents domaines industriels. Cependant les surfactants d'origine chimique, notamment issus de la pétrochimie présentent une limite de leur utilisation à cause de leur forte toxicité et leur faible biodégradabilité d'où le recours à l'utilisation de substances de nature biologique comme un alternatif plus bénéfique pour l'environnement appelés Biosurfactants. (23)

#### ❖ Le biosurfactant :

Les Biosurfactants sont des tensioactifs naturels produits par différents microorganismes notamment les bactéries, les champignons et les levures. Ces molécules sont généralement produites par des microorganismes isolés à partir des surfaces contaminées par les huiles organiques et les hydrocarbures et ayant la capacité d'utiliser ces substrats comme source de carbone.

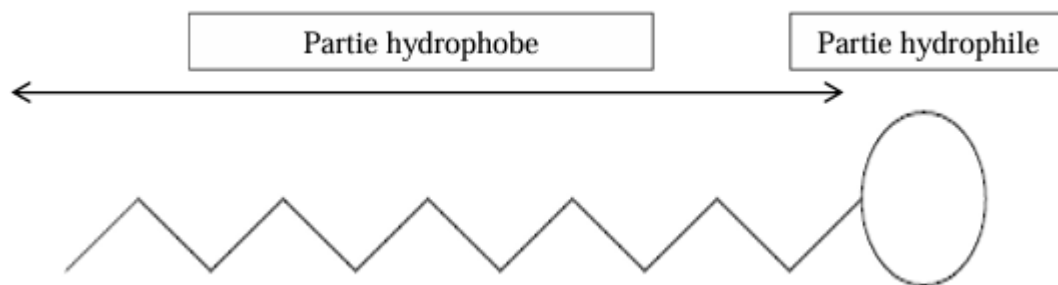


Figure 5 I .5 : Schéma d'une molécule biosurfactant.

#### ❖ Classification des biosurfactants selon leur nature chimique :

Les biosurfactants sont classés en se basant sur la diversité de leur structure qui est généralement dépendante du microorganisme qui la synthétise. Les biosurfactants se répartissent en deux groupes majeurs qui sont : **les substances à un petit poids moléculaire**

**subdivisés** en six groupes principaux qui sont : les lipopeptides, les glycolipides, les phospholipides, les tréhaloses et les acides gras, et **les substances avec un grand poids moléculaire** comme les polymères microbiens, et Biosurfactants en particules.

### ❖ **Applications des biosurfactants :**

Les biosurfactants ont une large gamme d'applications biotechnologiques dans le pétrole, les aliments, les boissons, les cosmétiques, les détergents, les textiles, les peintures, les mines, la cellulose, les produits pharmaceutiques et les nanotechnologies (24).

## **Conclusion :**

En conclusion, des études au laboratoires et sur des puits pilotes ont démontrées la faisabilité de modifier les activités de microorganismes résidant dans un réservoir pétrolier, afin de libérer le pétrole piégé dans les pores de la roche. La stimulation de l'activité des microorganismes indigènes de réservoirs est la stratégie de MEOR la plus prometteuse. Parmi les divers mécanismes biologiques de la MEOR qui ont été proposés, il semble que la réduction de l'IFT par production de biosurfactants et le colmatage sélectif par formation de biofilms seraient les plus efficaces. Cependant, les auteurs ne sont pas toujours d'accord sur les mécanismes qui sont les plus pertinents, efficaces et économiquement viables. Enfin, les technologies MEOR souffrent de lacunes dans la compréhension du fonctionnement des écosystèmes des réservoirs qui est requis pour la modification des activités d'un écosystème microbien. Cela peut être pleinement appréhendé, uniquement par une bonne connaissance de la physiologie des microorganismes de réservoirs pétroliers (11).



*Ch II :*  
*Matériels et Méthodes*

---

## Ch II : Matériels et Méthodes :

---

**Introduction :** Pour faire la récupération par les micro-organismes, on va synthétiser le bioproduit qui est utilisé. Dans ce travail, c'est le biosurfactant, et étudier leur capacité à réduire la tension superficielle de l'eau et à émulsifier le pétrole brut.

Ce travail a pour objectif l'étude de la production de biosurfactants par une souche bactérienne, en testant l'influence de ce biosurfactant sur les produits des hydrocarbures.

La partie expérimentale de cette étude a été réalisée au sein du Laboratoire de microbiologie rattaché au centre de recherche scientifique et technique en analyse physico-chimique (CRAPC).

### Méthodologie :

## 5 Production de biosurfactant :

### 1ère étape : milieu de culture :

Pour préparer un bouillon nutritif a glycérol, en introduisant 2,5 g de peptone avec 1,5 g de l'extrait de levure et 10 g de glycérine dans 250 ml d'eau distillée. Après l'agitation de la solution.



Figure 6. II,1 : l'agitation de milieu de culture.

Après, on fait la stérilisation de 5ml de glycérol au bain-marie à 100 °C pendant 10 min. ensuite laisse le glycérol refroidir dans réfrigérateur.



Figure 7 II,2 : Bain marine.

Ensuite l'autoclavage de milieu à 120°C pendant 20min.



Figure 8. II,3 : L'autoclave.

On met le bouillon nutritif au réfrigérateur et laissons-la refroidir complètement.



Figure 9 II,4 : Milieu après l'autoclavage.

## 2<sup>ème</sup> étape : L'activation de la souche bactérienne :

### ➤ La souche bactérienne :

Tout au long de ce travail, on a utilisé une souche de référence pure de *Pseudomonas aeruginosa*.



Figure 10 II,5 : La souche bactérienne.

Généralement, la souche de *Pseudomonas aeruginosa* est obtenue à partir d'un sol contaminé par les hydrocarbures. Cette souche a été conservée à froid dans un tube à essai contenant du bouillon nutritif.

Ensemencement de la souche *Pseudomonas aeruginosa* dans un milieu glycerolé. L'incubation est réalisée à 37 °C pendant 24 h.



Figure 11 II,6 : Le bioproduit dans un incubateur.

La centrifugation a 4000tr pendant 10 min, pour éliminer les cellules.

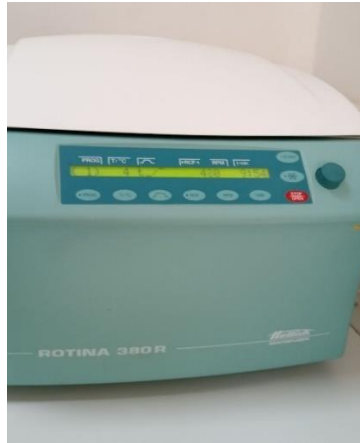


Figure 12 II,7 : Centrifugeuse.



Figure 13 II,8 : Surnagent.



Figure 14 II,9 : les cellules.

**3<sup>ème</sup> étape : L'extraction partielle de biosurfactant.**

➤ **Evaporation rotative :**

On met le surnagent dans un évaporateur rotatif pour concentrer le surnagent.



Figure 15 II,10 : évaporateur rotatif.

- On va mélanger un volume de surnagent avec trois volumes d'éthanol et laissons dans le réfrigérateur à 4 °C pendant une nuit.



Figure 16 II,11 : surnagent avec éthanol.

### ➤ Centrifugation :

On met le mélange dans la centrifugeuse a 4000tr pendant 20 min, pour obtenir un biosurfactant brut.



Figure 17 II,12 : biosurfactant brut.

On laisse le biosurfactant brut 24 h pour séchage complet de l'éthanol.

## 6 Partie fluide :

On va étudier dans cette partie les réactions entre les fluides et le biosurfactant produit, et nous mesurons les paramètres qui représentent physiquement ces réactions.

La partie expérimentale de cette étude a été réalisée au sein du Laboratoire d'électrochimie rattaché au centre de recherche scientifique et technique en analyse physico-chimique (CRAPC).

### 6.1 Les caractéristiques de fluide :

On utilise dans cette étude l'huile brute.

Pour déterminer les caractéristiques de cette huile, on utilise l'appareil de viscomètre.



Figure 18 II,13 : Viscomètre.

Le tableau suivant représente les caractéristiques d'huile donnée par viscomètre à 25°C.

Tableau 2 II,1 : Caractéristiques d'huile.

|                              |                          |                                    |                          |
|------------------------------|--------------------------|------------------------------------|--------------------------|
| <b>Viscosité dyn</b>         | 4.2537mPa.s              | <b>Masse volumique</b>             | 0.82665g/cm <sup>3</sup> |
| <b>Viscosité cin</b>         | 5.1457mm <sup>2</sup> /s | <b>° degré API 15°C</b>            | 38.65                    |
| <b>Taux de cisaillement</b>  | 773.5 1/s                | <b>Masse volumique API 15°C</b>    | 830.80Kg/m <sup>3</sup>  |
| <b>Force de cisaillement</b> | 3.290 Pa                 | <b>Densité spécifique API 15°C</b> | 0.8316                   |

## Les tests appliqués :

### 6.1.1 Test 1 : Le biosurfactant ou dessous

En pose dans le 1<sup>er</sup> tube à essai 5 ml d'eau et dans le 2<sup>ème</sup> tube 5 ml d'huile, puis on ajoute une quantité (1g) de biosurfactant dans chaque tube, ensuite on mélange.

#### Remarque :

**Tube 1** : eau + biosurfactant → une seule phase.

**Tube 2** : huile + biosurfactant → une seule phase.

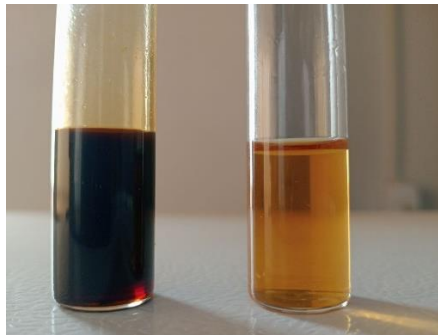


Figure 19 II,14 : Le biosurfactant dessous dans les deux fluides.

## 1. Détermination de CMC :

Pour déterminer la CMC, on suppose des différentes concentrations. Le tableau suivant représente les concentrations et leurs masses.

Tableau 3 II,2 : Les différentes masses et concentration de biosurfactant.

| Concentration(g/l)        | 10  | 20  | 30  | 40  | 50  | 70  | 80  | 100 |
|---------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Masse de biosurfactant(g) | 0.1 | 0.2 | 0.3 | 0.4 | 0.5 | 0.7 | 0.8 | 1   |

On ajoute chaque masse de biosurfactant dans des 8 tubes à essai qui contient 10ml d'eau distillée, et 8 tubes contient huile. Après mettre les tubes dans vortex a 830 rpm pendant 2 min.



Figure 20 II,15 : Eau+ biosurfactant.



Figure 21 II,16 : Huile+ biosurfactant.



Figure 22 II,17 : Vortex.

Puis laisser les tubes en ropot quelques heures, ensuite mesurer la tension superficielle par un tensiomètre.



Figure 23 II,18 : Tensiomètre.

Après avoir effectué la mesure, on a obtenu les résultats pour tracer la courbe de la tension superficielle en fonction de la concentration de biosurfactant.

### 6.1.2 Test 2 : Microémulsion :

A partir des caractéristiques de biosurfactant réduire la tension interfaciale entre l'eau et l'huile. Alors il y a une émulsion, pour confirmer cette émulsion, on prends deux tubes à essai, l'un contenant de 10ml l'eau distillée et de 10 ml l'huile seulement, et l'autre contenant de 10ml l'eau distillée et de 10ml l'huile et de biosurfactant (CMC). Puis on les laisse à la vortex 15min, après on remarque les changements.

### 6.1.3 Test 3 : L'effet de la salinité sur microémulsion :

L'effet de la salinité a également été étudié. En effet, le chlorure de sodium (NaCl) a été ajouté au mélange à différentes concentrations : 0.1g, 0.2g, 0.3g, 0.5g, 1g, 1.3g, 5g.

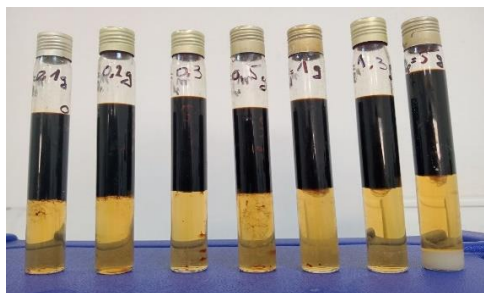


Figure 24 II,19 : Différentes concentration de NaCl.

## 6.2 L'effet de PH sur microémulsion :

Le biosurfactant produit par la souche *Pseudomonas aeruginosa*. Le PH est paramètre important car il a un impact significatif sur l'activité des microorganismes, les affectant à la fois dans leur croissance et leur métabolisme. Dans notre étude, nous concentrons sur l'effet de PH sur les métabolismes de cette bactérie.

Dans chaque tube contient 10ml d'eau distillée, nous ajoutons les solutions de HCl et NaOH (1M). Pour modifier le PH de chaque tube.

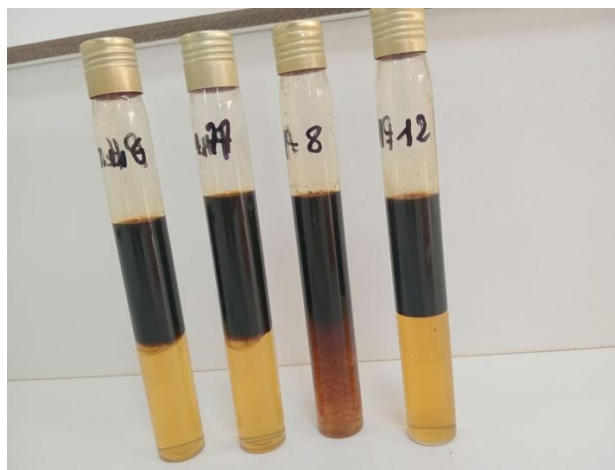


Figure 25 II,20 : Mélange avec différent PH.

La gamme du pH testée est la suivante : 1.77, 0.46, 8, 12.

**Conclusion :** Dans cette partie expérimentale, on va utiliser le biosurfactant brut. Ainsi, l'étape de purification qui obtient le biosurfactant pur n'est pas faite, à cause de ce que cette étape n'existe pas dans CRAPSI.



*Ch III :*  
*Résultats et Discussion*

## Ch III : Résultats et discussion :

**Introduction :** ce chapitre représente les résultats obtenus et leurs interprétations.

### 7 La concentration micellaire critique :

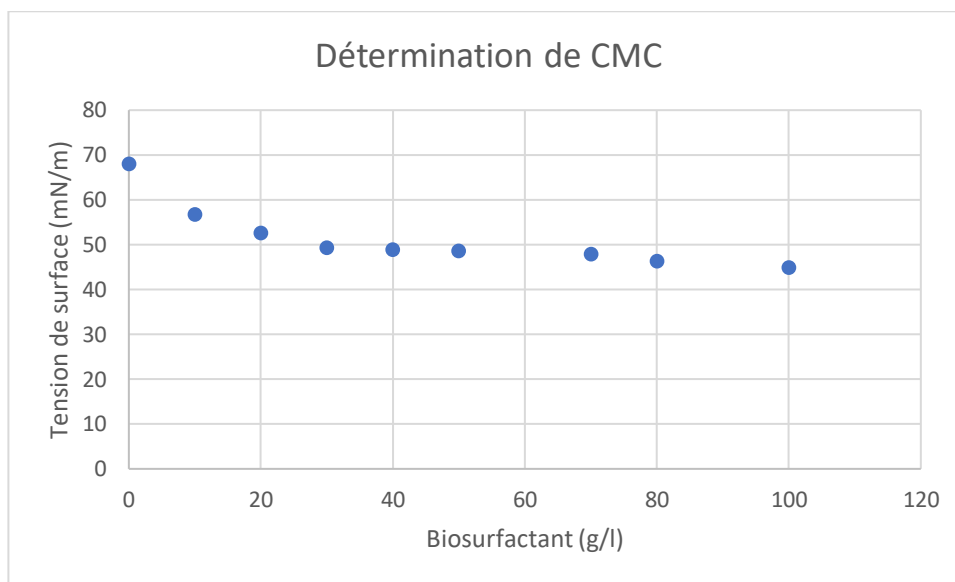


Figure 26 III,1 : Détermination de CMC.

L'une des variables permettant de déterminer la qualité d'un tensioactif ou d'un biosurfactant est sa CMC, qui correspond à la concentration la plus faible de tensioactif nécessaire pour obtenir une réduction maximale de la tension superficielle. Dans cette étude, le biosurfactant produit par *Pseudomonas aeruginosa* a permis de réduire la tension superficielle du surnageant à des valeurs significatives. Comme le montre la figure(III,1), la tension superficielle est passée de 68.1 à 45 mN/m.

La CMC du biosurfactant produit était de 40 g/L. En général, dans d'autres études, le biosurfactant produit par les souches de *Pseudomonas aeruginosa* est capable de réduire la tension superficielle de l'eau de 72 à 30 mN/m en considérant une CMC comprise entre 5 et

200 mg/L selon les composants présents, puisque ces bactéries sont capables de produire quatre homologues du composé. (25)

### 1. Microémulsion :

Après plusieurs heures de repos, une sorte de couche s'est formée, ce qui indique le début de l'émulsion.

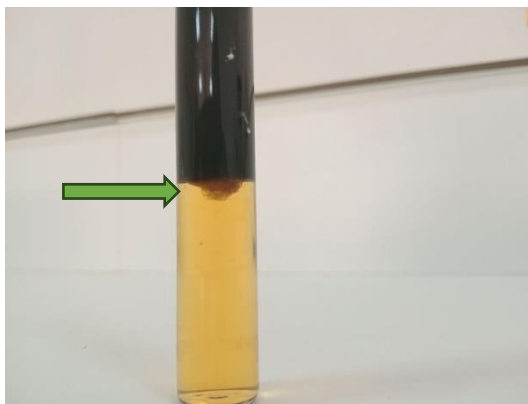


Figure 27 III,2 : Début d'émulsion.

## 8 Etude de la stabilité des biosurfactants :

La stabilité des biosurfactants vis-à-vis des différentes conditions environnementales comme le pH, la température et la salinité représente un facteur important à étudier pour leur caractérisation. Dans ce travail, la stabilité des biosurfactants produits par la souche de *Pseudomonas* a été étudiée en mesurant l'activité biosurfactant dans le mélange huile-eau par microémulsion entre les deux fluides à température ambiante et différentes gammes de PH et Salinité.

### ➤ L'effet de la salinité sur le biosurfactant :

Microémulsion est formée dans tous les tubes à différentes couches.



Figure 28 III,3 : Microémulsion dans des différentes gammes de salinité.

Dans le tube de 1g (1%) de NaCl, la couche de microémulsion former c'est bien que les autres tubes. Donc l'accroissement de la salinité fait la diminution du formation de microémulsion.

➤ **L'effet de PH sur le biosurfactant :**

Comme le montrent le figure (III,4), le résultat obtenu indique que l'activité optimale de le biosurfactant est obtenue à un pH =8.

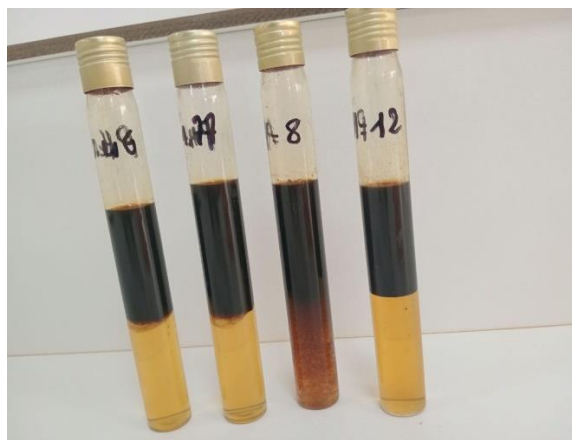


Figure 29 III,4 : Microémulsion dans différents PH.

Donc, l'activation de biosurfactant est obtenue à PH neutre-alcalin (7-8), et une salinité (NaCl) de 1,2%. (26)

## **Conclusion :**

Enfin dans cette étude, le biosurfactant produit par *Pseudomonas aeruginosa* a permis de réduire la tension superficielle du surnageant à des valeurs significatives. La tension superficielle est passée de 68.1 à 45 mN/m.



## *Conclusion*

## Conclusion :

Le travail présenté dans ce mémoire concerne la production de biosurfactants par une souche de *Pseudomonas aeruginosa*.

La souche cultivée a été utilisée pour produire les biosurfactants dans un bouillon nutritif à glycérol.

Les résultats obtenus d'après le suivi de la tension superficielle qui diminue de 68.1mn/m jusqu'à 45mn/m.

On va essayer de suivre l'efficacité de ce biosurfactant dans des conditions existant dans le réservoir pétrolier, comme l'effet de la salinité et du pH sur le biosurfactant. On se trouve là au milieu de l'activité de ce biosurfactant, qui est obtenue à un pH de 7-8 et à 1-2% de NaCl.

D'après notre étude expérimentale et les recherches passer, le biosurfactant qui produit par la souche *Pseudomonas* est réduire les tensions superficielle et interfacielle entre huile et l'eau, et l'altération de mouillabilité de la roche.

On peut conclure que nos résultats sont satisfaisants, car nous avons réussi à produire le biosurfactant et tester de sa capacité à réduire les tensions et fait l'émulsion entre l'eau et huile.

Enfin, la récupération assistée par les micro-organismes est une technique plus économique et sans risque sur l'environnement grâce à l'utilisation de produits biodégradables. Le plus important est l'augmentation du taux de récupération de l'huile, qui dépasse 50%.

## ***Bibliographie :***

1. **BIA, P.** *L'Exploitation des gisements d'hydrocarbures: domaines scientifiques et principes généraux.* s.l. : Editions Technip, 1974.
2. **BROWN, Lewis R.** *Microbial enhanced oil recovery (MEOR).* s.l. : Current opinion in Microbiology, 2010.
3. *Ecoulement diphasique en milieu poreux: modèle à non-équilibre local.* **PETIT, François, FICHOT, Florian, et QUINTARD, Michel.** 38, s.l. : International journal of thermal sciences, 1999, Vol. 3.
4. *Régimes d'écoulement en milieu poreux et limite de la loi de Darcy.* **CHAUVETEAU, G. et THIRRIOT, C. L.** s.l. : La Houille Blanche, 1967, Vol. 2.
5. **AHMED, Tarek.** *Reservoir engineering handbook.* s.l. : Gulf professional publishing, 2018.
6. *Elements of petroleum Reservoirs.* **Clark, N.J.** s.l. : SPE, 1969.
7. **Cole, F.** 1969.
8. **AKSOUR, Feriel, HATHAT, Feriel, et KARA, Fares.** *Simulation numérique sur l'effet d'injection CO2 avec CH4 dans le champ zarzaitin.* s.l. : Thèse de doctorat, 2023.
9. **COSSÉ, René.** *Techniques d'exploitation pétrolière: Le gisement.* 1988. Éditions Technip.
10. *Nicolas. Conférence introductive de la session 4: Ecotechnologie des procédés microbiens.* **BERNET, Nicolas.** 2015.
11. *aractérisation des interactions entre les bactéries de réservoirs pétroliers et les interfaces eau-hydrocarbures-roche.* **ARROUA, Boussad.** Thèse de doctorat. Université de Pau et des pays de l'Adour. : s.n., 2016.
12. *Synthèse bibliographique portant sur la récupération assistée du pétrole par les microorganismes.* **BELAID, Tinhinane et FRIHA, Khedidja.** Thèse de doctorat. Université Mouloud Mammeri. : s.n., 2020.

23. *Identification, caractérisation, production et application des biosurfactants lipopeptidiques de Pseudomonas spp.* **ZOUARI, Oumaima.** Paris, Tunisie : s.n., 2017.
24. *Etude de la production de biosurfactants par une souche de Pseudomonas aeruginosa dans un bioréacteur.* **Laieb, Roumaïssa.** El-Harrach, Algérie : s.n., 2018.
25. *Application d'un biosurfactant rhamnolipide produit par Pseudomonas aeruginosa à la récupération assistée du pétrole par microbiologie (REOP).* **Câmara, JMDA, Sousa, MASB, Barros Neto, EL et al.** s.l. : J Petrol Explor Prod Technol 9, 2019, Vol. 9.
26. **Kumari, B., S.N. Singh, and D.P. Singh.** Characterization of two biosurfactant . Process Biochemistry. 2012.
27. *Application de la technique de la récupération assistée tertiaire microbienne (MEOR) sur le puits OMO45–champ Hassi Messaoud.* **BOUCHOUAREB, Malak et CHIKHI, Nadjoua.** 2024.