

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 Professionnelle**

**Présenté par :**

**BOUCHOUAREB Malak, CHIKHI Nadjoua**

**-THÈME-**

---

**Application de la technique de la récupération assistée tertiaire  
microbienne (MEOR) sur le puits OMO45 – champ Hassi  
Messaoud**

---

**Soutenu publiquement Le : 26 / 06 /2024 devant la commission d'examen**

**Jury :**

Président	TOUAHRI Abdeldjebar	Docteur	Univ. Ouargla
Rapporteur	ARBAOUI Mohamed Ali	Professeur	Univ. Ouargla
Co-Rapporteur 1	BOURICHA M'hamed	Professeur	Univ. Ouargla
Co-Rapporteur 2	ADJOU Zakaria	Docteur	Univ. Ouargla
Examinatrice	BOUFADES Djamilia	Maitre de conférences	Univ. Ouargla

**2023/2024**

# Remerciements

*Les travaux présentés dans cette thèse de master ont été effectués à l'université Kasdi Merbah Ouargla, Faculté des Hydrocarbures, laboratoire de chimie, laboratoire de géologie et du Sahara rattaché au centre de recherche scientifique et laboratoire de microbiologie rattaché au centre de recherche scientifique et technique en analyse physico-chimique (CRAPC).*

*Je tiens tout d'abord à adresser mes sincères remerciements à mon professeur ARBAOUI Ali le directeur de ma thèse pour m'avoir donné l'opportunité de travailler avec-il sur un sujet qui n'était pas très évident au début et de m'avoir encadré durant ces mois de la thèse, sa constante disponibilité, ses judicieux conseils et ses précieuses orientations qui m'ont constamment accompagnés et éclairés.*

*Je tiens également à remercier le professeur BOURICHA Mhamed mon Co-Rapporteur pour m'avoir accueilli au sein de son laboratoire et sa disponibilité lors de mon apprentissage de la partie microbiologie.*

*Mes spéciaux remerciements vont aussi au docteur ADJOU Zakaria mon Co-Rapporteur. Merci pour votre aide et votre soutien, cela un plaisir de travailler avec vous et de découvrir vos compétences professionnelles magnifiques.*

*Mes remerciements vont aussi aux membres de jury M.TOUAHRI Abdeldjebar et Pr. BOUFADES Djamila.*

*Enfin, dans ces dernières lignes je tiens à remercier mes parents, mes sœurs, mon frère et mon amie, les conseils et les encouragements qu'ils m'ont toujours prodigués ainsi que pour leur soutien tant moral que financier. Sans eux, je ne serais pas où j'en suis et ce que je suis.*

**BOUCHOUAREB MALAK**

*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 remercie mon encadreur M.Arbaoui Ali Mohammed et mes Co-encadreurs M.Bouricha M'hamed et M.Adjou Zakaria qui m'ont orientée, aidée et conseillée pendant la réalisation de ce travail.*

*Je désire aussi remercier toute personne qui m'a apportée leur soutien moral et intellectuel tout au long de ma démarche.*

**CHIKHI NADJOUA**

## *Dédicace*

*Je dédie ce modeste travail ...*

*À mes chers parents, ma mère « MANSOURI Fouzia » et mon père*

*« Lakhdar » source de tendresse, de noblesse et d'affection...*

*À mes chers et sœurs, « Chourouk » « Douâa » et Mon frère*

*« Djoud », avec mes souhaits de bonheur...*

*À mon amie « Feryel », qui m'a encouragée...*

*À tous ceux qui m'ont aidée dans ce mémoire...*

**BOUCHOUAREB Malak**

*Je dédie du fond de mon cœur ce mémoire...*

*À ma chère mère « Tadj Rekia », Pour ton amour, pour tes sacrifices pour moi, tes prières tout au long de mes études...*

*À ma grand-mère maternelle « Tadj Fatima », que Dieu vous préserve santé et longue vie...*

*À mes chères sœurs, « Mayssa, Fatima, Maria, Walâa, Radjâa », pour leur encouragement, leur soutien, leur support, merci...*

*À mes chers frères, « Karim, Abdelmoudjib et Ibrahim », pour leur appui et leur motivation...*

*À la personne qui m'a aidée, « Assil Lydia Ramdani » ...*

*À madame Saida Ben Aissa ...*

*À mes amies Amina et Amel...*

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

**CHIKHI Nadjoua**

## Résumé

CEOR projets sont coûteux et une grande quantité du pétrole résiduel est emmagasinée par la matrice rocheuse. Ce travail, une simulation expérimentale de MEOR a été appliquée car c'est une alternative plus économique. La capacité d'isolats bactériens thermophile « Bacillus licheniformis » provenant du champ de Hassi Messaoud, en Algérie et les métabolismes ex-situ à augmenter la récupération du pétrole ont été étudiés. Le spectre FTIR a été réalisée pour caractériser l'huile, le biosurfactant et le biopolymère, le MEB et le dosage ont été utilisées pour caractériser le biofilm et le bio-acide. Le DRX et MEB ont été utilisées pour caractériser les déblais de forage. Le déplacement d'huile a été réalisé à travers un micromodèle poreux. Sor retenue dans la carotte du grès mouillée par de l'eau a été déterminée volumétriquement. La perméabilité relative a été évaluée en utilisant la méthode steady state. Les résultats de la récupération d'huile de l'in-situ, étaient de 68,18 % et l'ex-situ était de 62,85% dans l'état oil- wet, qui a été démontré que la formulation tensioactive augmente la récupération d'huile. L'adsorption des tensioactifs sur l'asphaltène diminue la tension interfaciale et restaure l'état de mouillage water-wet, 68,18 % dans l'état d'un balayage favorable par le biopolymère avec un facteur de mobilité 0,33, 82,02% dans l'état d'un colmatage sélectif des grands pores par le biofilm et 41,5% dans l'état de dissolution de dépôts de carbonate par le bio-acide acétique.

**Mots clés :** MEOR, isolats bactériens, biosurfactant, biopolymère, biomasse, bio-acide, in-situ, ex-situ, micromodèle, récupération d'huile, perméabilité relative.

## ملخص

إن مشاريع CEOR باهظة الثمن في حين يتم تخزين كمية كبيرة من الزيت المتبقي في المصفوفة الصخرية. في هذا العمل، تم تطبيق محاكاة تجريبية ل MEOR لأنها بديل أكثر اقتصادي. تم عزل ودراسة قدرة البكتيريا المحبة للحرارة Bacillus licheniformis من حقل حاسي مسعود في الجزائر وأيضاً دراسة الأيض البكتيري في زيادة استعادة النفط. تم إجراء طيف FTIR لتوصيف الزيت والخافض للتوتر السطحي الحيوي والبوليمر الحيوي، تم استخدام MEB والمعايرة لتوصيف الأغشية الحيوية والحمض الحيوي. تم استخدام DRX و MEB لتوصيف قصاصات الحفر. تم استخلاص الزيت من خلال النموذج المصغر دقيق المسامية. تم تحديد تشبع الزيت المحتفظ به في الحجر الرملي المتبلل بالماء حجمياً. تم تقييم النفاذية النسبية باستخدام طريقة الحالة المستقرة. وبلغت نتائج استخراج النفط في الموقع 68.18 في المائة، أما خارج الموقع 62.85 في المائة في الحالة الرطبة بالنفط، وهو ما ثبت أن تركيبة عامل التوتر السطحي الحيوي تزيد من استعادة النفط. إن امتصاص المواد الخافضة للتوتر السطحي على الأسفلتين يقلل من التوتر السطحي ويعيد حالة التبلل بالماء، و68.1 في المائة في حالة المسح المواتي بواسطة البوليمر الحيوي بعامل تنقل 0.33، و82.02 في المائة في حالة انسداد انتقائي للمسام الكبيرة عن طريق الترسيب الحيوي و41.5 في المائة في حالة انحلال رواسب الكربونات.

**الكلمات المفتاحية:** MEOR، العزلات البكتيرية، خافض التوتر البيولوجي، البوليمر الحيوي، الكتلة الحيوية، الحمض الحيوي، في الموقع، خارج الموقع، الموديل الدقيق، استعادة الزيت، Sor، النفاذية النسبية.

## Abstract

CEOR projects are expensive and a large amount of residual oil is stored by the rock matrix. This work, an experimental simulation of MEOR has been applied because is a more economical alternative. The ability of thermophilic bacterial isolates «*Bacillus licheniformis*» from the HMD field in Algeria and ex-situ metabolisms to increase oil recovery were studied. FTIR spectrum was performed to characterize oil, biosurfactant and biopolymer, SEM and assay were used to characterize biofilm and bio-acid. XRD and SEM were used to characterize drill cuttings. Oil displacement was performed through a porous micromodel. Sor retained in the core of the wet sandstone by water was determined volumetrically. Relative permeability was assessed using the steady state method. The results of in-situ oil recovery, were 68.18% and ex-situ was 62.85% in the oil-wet state, which has been shown that the surfactant formulation increases oil recovery. The adsorption of surfactants on asphaltene decreases the interfacial tension and restores the state of wetting water-wet, 68.18% in the state of favorable scanning by the biopolymer with a mobility factor 0,33, 82.02% in the state of selective clogging of large pores by biofilm and 41.5% in the state of dissolution of carbonate deposits by acetic bio-acid.

**Keywords:** MEOR, bacterial isolates, biosurfactant, biopolymer, biomass, bio-acid, in-situ, ex-situ, micromodel, oil recovery, Sor, relative permeability.

---

---

## Table des matières

<b>Remerciements</b>	
<b>Dédicaces</b>	
<b>Table des matières</b>	
<b>Liste des figures</b>	
<b>Liste des tableaux</b>	
<b>Liste des abréviations</b>	
<b>Introduction générale</b>	<b>1</b>
<b>Chapitre I : Etat de l'art : Ecoulements diphasiques, caractéristiques pétrophysiques et récupération tertiaire microbienne</b>	
I.1 Introduction	4
I.2 Les écoulements dans un milieu poreux	4
I.2.1 Milieu poreux	4
I.2.2 Ecoulement monophasique	4
I.2.3 Ecoulement diphasique	7
I.3 Caractéristiques pétrophysiques statiques	8
I.3.1 Porosité	8
I.3.1.1 Tortuosité - chemin d'écoulement préférentiel	9
I.3.1.2 Surface spécifique	9
I.3.2 Saturation	10
I.3.3 Pression capillaire	11
I.3.3.1 Loi de Laplace	12
I.3.3.2 Relation pression capillaire-saturation	13
I.3.4 La tension entre les surfaces	14
I.3.5 Mouillabilité	15
I.3.5.1 Types de mouillage	16
I.3.5.2 Altération de la mouillabilité	17
I.3.5.3 Effet de la déposition sur la mouillabilité de la roche	19
I.4 Caractéristiques pétrophysiques dynamiques	20
I.4.1 Perméabilité	20
I.4.1.1 Notion de la perméabilité à l'échelle de Darcy	20
I.4.1.2 Perméabilité absolue, perméabilités effectives et relatives	21
I.4.1.3 Hystérésis de la perméabilité relative	22
I.5 Forces à l'échelle du pore	23
I.5.1 Forces capillaires	24
I.5.2 Force interfaciale	24
I.5.3 Rapport de mobilité	25



---

I.6 Mécanismes de drainage	27
I.6.1 Récupération Primaire	27
I.6.2 Récupération secondaire	29
I.6.3 Récupération tertiaire	29
I.7 Récupération assistée du pétrole par des microorganismes	31
I.7.1 La microbiologie des réservoirs pétroliers	31
I.7.2 Définition de la MEOR	31
I.7.3 Facteurs affectant MEOR	32
I.7.4 Les deux approches de la MEOR	34
I.7.4.1 L'approche in-situ	34
I.7.4.2 La technique ex-situ	35
I.7.5 Mécanismes de la MEOR	36
I.7.5.1 Biosurfactant	36
I.7.5.2 Biopolymère	42
I.7.5.3 Biomasse et biofilms	43
I.7.5.4 Bio-acides	44
I.8 Etude économique	44
I.9 Conclusion	45
<b>Conclusion générale</b>	<b>46</b>
<b>Recommandations</b>	
<b>Bibliographies</b>	
<b>Annexes</b>	

---

## Liste des Figures

Figure I.1 : Volume élémentaire représentatif d'un milieu poreux	4
Figure I.2 : Loi de Darcy	5
Figure I.3 : Organigramme montrant les différents cas d'application de la loi de Darcy	6
Figure I.4 : Représentation de la porosité utile et résiduelle dans un milieu poreux	8
Figure I.5 : Schéma représentatif pour montrer la différence de tortuosité	9
Figure I.6 : Répartition détaillée des fluides dans la roche	11
Figure I.7 : Schéma montrant la pression capillaire au sein d'un tube capillaire	11
Figure I.8 : La différence de pression entre deux milieux dont la surface de séparation est incurvée	12
Figure I.9 : Illustration de la capillarité, tubes plongés dans un liquide	13
Figure I.10 : Courbe de pression capillaire en drainage et en imbibition	14
Figure I.11 : Schéma représentatif de la tension de surface	15
Figure I.12 : La Mouillabilité dans la roche réservoir	15
Figure I.13 : Effet de la pression sur le taux de floculation à 118°C condition du réservoir (Brut d'Hassi Messaoud CRD -SONATRACH)	18
Figure I.14 : Effet de la pression et de la température sur la déposition	19
Figure I.15 : formation du film hydrophobes sur les tubes capillaires	19
Figure I.16 : Adsorption des asphaltènes sur la surface des grains de roche causant le changement de mouillabilité	20
Figure I.17 : Experience de Darcy	21
Figure I.18 : Hystérésis des perméabilités relatives	22
Figure I.19 : Saturation d'eau - pression capillaire	23
Figure I.20: La mobilité d'un fluide	26
Figure I.21 : Fronts de déplacement lors de drainage pour différents rapports de mobilité et volumes de pores injectés jusqu'à percer	26
Figure I.22 : a. Réservoir régit par le mécanisme d'expansion de la roche et des liquides	27
Figure I.23 : b. Réservoir à drainage par gaz dissous	28
Figure I.24 : c. Réservoir par mécanisme à expansion de chapeau de gaz	28
Figure I.25 : d. Réservoir associé à un aquifère	28
Figure I.26 : e. Distribution des fluides dans le réservoir (Drainage par gravité)	28
Figure I.27 : Zone à écoulement polyphasique en récupération assistée	29

---

Figure I.28 : Techniques de récupération assistée du pétrole	30
Figure I.29 : Illustration schématique des procédés microbiens de récupération assistée du pétrole	32
Figure I.30 : Principes de la récupération assistée du pétrole par des microorganismes par la méthode in-situ	34
Figure I.31 : Récupération d'huile médiée par les biosurfactants.	35
Figure I.32 : Principes de la récupération assistée du pétrole par des microorganismes par la méthode ex-situ, cas d'injection de biosurfactant	35
Figure I.33: Schéma d'une molécule tensioactif amphiphile	37
Figure I.34 : Types d'agents tensioactifs en fonction de la charge du groupe de tête	37
Figure I.35 : Caractéristiques des agents de surface en fonction de HLB	38
Figure I.36 : Dispersion des surfactants avant (a) et après (b) la CMC	38
Figure I.37 : Représentation de la tension de surface en fonction de la concentration en tensioactif. A partir de la CMC, les tensioactifs s'assemblent en micelles	39
Figure I.38 : Types de microémulsions selon la salinité de la phase aqueuses (Sheng 2011)	40
Figure I.39 : Structure de biosurfactant surfactine	41
Figure I.40 : Structure de biosurfactant rhamnolipide	41
Figure I.41 : Structure de Lichenysines	42
Figure I.42 : Comparaison du coût du MEOR avec d'autres techniques de RAH	45

---

## **Liste des tableaux**

Tableau I.1 : Présentation des différentes configurations d'étalement d'un liquide (en bleu) sur un substrat (en gris)	<b>16</b>
Tableau I.2 : Mécanismes et performances des régimes de drainage primaire	<b>27</b>
Tableau I.3 : Facteurs affectant MEOR	<b>33</b>
Tableau I.4 : Les produits microbiens et leur rôle dans la récupération assistée du pétrole	<b>36</b>
Tableau I.5 : Type de biopolymère	<b>43</b>

---

---

## Liste des abréviations :

A	Aire de passage $\text{cm}^2$
A	Section de passage de fluide ( $\text{m}^2$ )
$A_c$	Surface de la section transversale de la roche en $\text{cm}^2$
API	American Petroleum institut (densité API)
CMC	Concentration micellaire critique
D	Diamètre en cm
$d_l$	Densité de liquide
$d_p$	Différence de pression (Pascal)
$d_x$	Longueur de l'échantillon (m)
$d_p/d_l$	Gradient de pression en atm/cm.
DRX	Diffraction des rayons X
MEB	Microscopie électronique a balayage
FTIR	Spectroscopie infrarouge a transformée de Fourier
EOR	Enhanced Oil Recovery
MEOR	Microbial enhanced oil recovery
CEOR	Chemical enhanced oil recovery
GEOR	Gas enhanced oil recovery
TEOR	Thermal enhanced oil recovery
h	Hauteur de la colonne de fluide en m
HLB	Hydrophile lipophile balance
K	Rapport des viscosités
k	Perméabilité ( $\text{m}^2$ ou mD)
$K_o$	Perméabilité effective du l'huile
$K_g$	Perméabilité effective de gaz
$k_r$	Perméabilité relative
$K_{ro}$	Perméabilité relative à l'huile
$K_a$	Perméabilité absolue de la phase en écoulement (D)
$K_{aw}$	Perméabilité absolue de l'eau (D)
$K_{ao}$	Perméabilité absolue de l'huile (D)
$P_\alpha$	Pression en Pa

---

$\rho_\alpha$	Masse volumique
$g$	Pesanteur en $m/s^2$
$\mu_\alpha$	Viscosité dynamique en Pa.s
$V_p$	Volume des pores
$V$	Volume
$Q_\alpha$	Débit volumique injecté de fluide $\alpha$
$\Delta P_\alpha$	Perte des charges du fluide $\alpha$
$L$	Longueur de l'échantillon en m
$R^n$	Réseau poreux régulier infini
$\delta P$	Différence de pression sur un pore
$P_c$	Pression capillaire
$S$	Saturation
$Q_n$	Ensemble de pores appartenant au voisinage du cluster
$\phi_T$	Porosité totale
$\phi_E$	Porosité effective
$V_s$	Volume du solide
$V_P$	Volume poreux
$\Phi$	Porosité
$V_W$	Volume d'eau
$V_O$	Volume d'huile
$V_G$	Volume de gaz
$S_W$	Saturation d'eau en (%)
$S_G$	Saturation de gaz en (%)
$S_{hc}$	Saturation en hydrocarbures en (%)
$S_{oc}$	Saturation critique d'huile en (%)
$S_{or}$	Saturation résiduelle en hydrocarbures (%)
$P_{ext}$	Pression extérieure
$P_{int}$	Pression intérieure
$\sigma$	Tension superficielle

---

R	Rayon de capillaire en m
$P_{nm}$	Pression de fluide non mouillant
$P_m$	Pression de fluide mouillant
$\Delta G$	Energie libre de Gibbs
T	Température (°C)
U	Vitesse du fluide en cm/s
Q	Débit
$\mu$	Viscosité du fluide en cP
$\Delta P$	Différence de pression
$Q_i$	flux par unité de temps (m/s)
$\Phi$	Porosité
$Q_{vi}$	Quantité de l'eau injectée
$Q_{vo}$	Débit de la phase organique
$Q_{vw}$	Débit de la phase aqueuse
N	Vitesse du fluide
$\Gamma$	Tension interfaciale (N.m)
IFT	Interfacial tension
Re	Nombre de Reynolds
$\Delta\rho$	Contraste des masses volumiques
M	Rapport de mobilité
$U_w$	Viscosité d'eau
$U_o$	Viscosité d'huile
$\Delta P_{oil/wate}$	Différence de pression au niveau de la goutte d'huile piégée et de la phase aqueuse environnante en Pa
$S_1$	Longueur du côté du tube capillaire carré
$R_t$	Rayon de la section transversale circulaire
RAH	Récupération assistée des hydrocarbures
WOR	Rapport eau-huile
PVC	Chlorure de polyvinyle
$\mu XRF$	Micro fluorescence à rayons X
SDBS	Sodium Dodécyl Benzène Sulfonate
pmm	Particule par million
R	Rendement de récupération d'huile (%) Volume d'huile récupéré (ml)

---

$S_T$	Saturation totale d'huile (%)
$m_{sat}$	Masse de l'échantillon complètement saturé par la saumure (g)
$m_{sec}$	Masse de l'échantillon sec (g)
$Q_o$	Débit volumétrique d'huile (cm <sup>3</sup> /s)
$Q_w$	Débit volumétrique de la saumure (cm <sup>3</sup> /s)
$\mu_o$	Viscosité de l'huile (cP)
$\mu_w$	Viscosité de l'eau (cP)
$\Delta P_o$	Pression différentielle d'huile (atm)
$\Delta P_w$	Pression différentielle d'eau (atm)
$V_1, V_2$	Volumes de la saumure (ml)
$V_3, V_4$	Volumes de l'huile (ml)
WI	Indice de mouillabilité Amott-Harvey global
$\mu$	Viscosité dynamique (Pa.s)



### Introduction Générale

L'exploitation optimale d'un gisement pétrolier, nécessite le maintien des taux élevés de la production d'huile. Dans les réservoirs conventionnels, la récupération pétrolière 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 du 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, deux tiers du pétrole restent toujours piégés dans le réservoir grâce à une déplétion naturelle.

Par conséquent, En Algérie, les grands champs pétroliers se rapprochent de plus en plus de leurs limites de production. Néanmoins, les projets EOR chimique donnent des résultats insatisfaisants malgré leur coût élevé et n'ont été lancés que depuis une décennie comme ceux de Tin Fouyé Tabankort (TFT), Hassi Messaoud (HMD) et Rhourde El Baguel (REB) et demeurent toujours en phase de recherche. C'est dans ce contexte actuel que s'inscrit cette thèse qui constitue une contribution à l'étude et à l'application de l'EOR dans les champs pétroliers algériens et tout particulièrement l'application de la récupération tertiaire microbienne (MEOR) [2], [3]. Cependant, les opérations MEOR impliquent des mécanismes complexes [4] qui nécessitent une bonne compréhension technique pour leur application. Par conséquent, le coût ne devrait pas être le seul facteur pris en compte pour l'adoption du MEOR sur le terrain.

La production des tensioactifs, Cooper et al., [5], Horowitz et Currie, [6], Syldatk et al., [7] ont examinés la capacité de « *Bacillus subtilis* », « *Bacillus licheniformis* » et « *Pseudomonas Spp* » respectivement et ils ont montrés qu'ils produisaient des grandes quantités des biosurfactants qui sont utilisées pour abaisser la tension interfaciale (IFT) huile-eau, modifier la mouillabilité de la roche réservoir, faciliter la mobilité d'huile et éliminer la déposition des asphaltènes qui conduisant à la formation des films hydrophobes au sein de milieu poreux en présence d'eau connexe et augmentant le water cut.

La production du biopolymère, Hussain et al., [8] ont suggéré l'utilisation de biopolymère produit par « *Pseudomonas Spp* » permet d'augmenter la viscosité de la phase aqueuse seule, pourrait réduire le débit volumétrique et la production globale de l'eau ainsi améliorer la mobilité uniforme d'huile.

La formation de biomasse et biofilms, Youssef et al., [9] ont montrés que la biomasse provoque la dégradation partielle d'huile en diminuant leur viscosité et améliorant de leur mobilité ainsi colmatant sélectif les zones à hautes perméabilités.

La production de bio-acide, Blackhurst et al., [10] rejettent la possibilité des acides organique d'augmenter la perméabilité par la dissolution des carbonates ainsi la libération de l'huile piégée.

Dans ce contexte, ce travail de thèse est focalisé sur l'étude expérimentale de la mobilisation et la récupération de l'huile résiduelle dans un milieu poreux en deçà de la saturation en huile résiduelle, aussi la récupération optimale avec un coût d'exploitation très bas par deux approches différentes de microflooding des formulations MEOR, La première correspond à la co-injection statique à température 90°C et dynamique pendant 07 jours dans la carotte des isolats bactériens thermophiles « *Bacillus licheniformis* » provenant du champ d'Hassi Messaoud, en Algérie. La seconde correspond à la stimulation en surface des microorganismes indigènes « *Bacillus subtilis*», « *Pseudomonas Spp* » et « *acétobacter* » vont produire du biosurfactant, du biopolymère, de biomasse et de bio-acide puis l'injection de ces métabolites séparément dans la carotte. Les enjeux résident dans la compréhension de l'influence des bactéries et leurs métabolites pour altérer les propriétés physico-chimiques de la roche réservoir et du pétrole brut [11] dans un écoulement diphasique eau-huile. La réalisation au laboratoire du micromodèle capillaire mouillable à l'eau permet d'étudier et modifier les paramètres pétrophysiques et celles de mouillage grâce à la formulation des bactéries thermophiles, la formulation de la microémulsion à base du biosurfactant anionique (surfactine), la formulation des biopolymères, la formation du biofilm et la stimulation par l'acide acétique.

Ce manuscrit est divisé en trois chapitres :

**Le premier chapitre** : décrit l'état de l'art sur les propriétés pétrophysiques d'un milieu poreux, l'écoulement des fluides, les techniques de la récupération du pétrole en général. Par la suite, nous nous intéresserons aux techniques de récupération tertiaire microbienne, les approches et les mécanismes proposés de la MEOR.

**Le deuxième chapitre** : détaille les procédures et les techniques expérimentales de la microbiologie, du réservoir, de pétrophysique et de microscopie à l'aide des carottes flooding.

## Introduction générale

---

**Le troisième chapitre** : présente les résultats et leurs interprétations de la caractérisation des activités métaboliques d'intérêt pour la MEOR, l'altération des paramètres pétrophysiques après l'injection des formulations de MEOR.

Enfin, nous concluons le manuscrit avec une conclusion générale qui présentera les principaux résultats pour améliorer la récupération tertiaire microbienne des simulations expérimentales pour l'étude des phénomènes microscopiques de l'échelle des pores à l'échelle des matrices reconstituées.

***Chapitre I : Etat de l'art :  
Ecoulements diphasiques,  
caractéristiques pétrophysiques et  
récupération tertiaire microbienne***

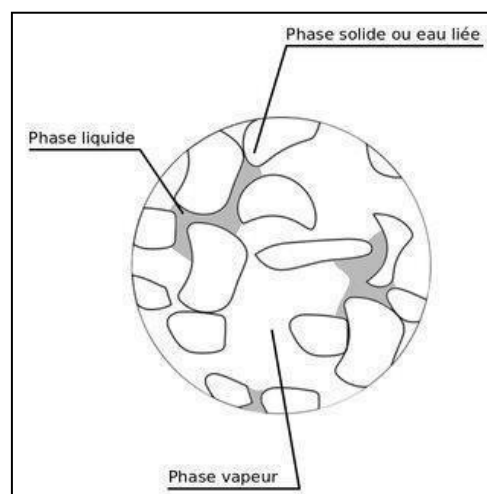
## **I.1 Introduction**

Ce chapitre est focalisé sur l'étude théorique des écoulements en milieu poreux, en déterminant les caractéristiques pétrophysiques statiques et dynamiques de matrice poreuse. Puis nous allons nous étudier la récupération assistée microbienne du pétrole, la microbiologie des réservoirs pétroliers, le principe de la MEOR, les approches et les mécanismes biologiques proposés de la MEOR. À la fin de ce chapitre, nous étudions la situation économique de MEOR sur les marchés pétroliers mondiaux.

## **I.2 Les écoulements dans un milieu poreux**

### **I.2.1 Milieux poreux**

À l'échelle des pores, un milieu poreux est une structure solide qui comporte des vides microscopiques appelés pores. Ces pores peuvent être de différentes tailles et formes, et ils peuvent être interconnectés ou isolés. Les pores sont remplis par des fluides, qui peuvent être des liquides ou des gaz. Cette configuration triphasique comprend la phase solide (la matrice), la phase liquide, et la phase gazeuse (figure I.1). Les caractéristiques des pores, telles que leur taille, leur forme et leur distribution, influencent significativement les propriétés morphologiques et physico-chimiques porale qui régissent la résistance à l'écoulement du fluide [12].

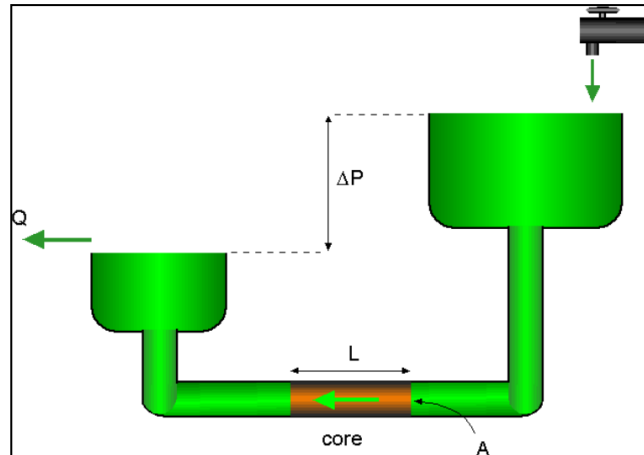


**Figure I.1 : Volume élémentaire représentatif d'un milieu poreux [13]**

### **I.2.2 Ecoulement monophasique**

L'écoulement monophasique dans un milieu poreux est souvent décrit par la loi de filtration linéaire, Henri Darcy a mis en évidence en 1856 une loi linéaire entre le débit  $Q$  d'écoulement

d'un fluide dans le matériau poreux et le gradient de pression appliqué entre l'entrée et la sortie de ce matériau.



**Figure I.2 : Loi de Darcy [14]**

L'équation pour l'écoulement monophasique d'un fluide à travers un milieu poreux a été établie par l'équation (I. 1) :

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

Où  $Q$  est le débit en (cm<sup>3</sup>/s),  $A$  et  $L$  sont respectivement l'aire spécifique et la longueur du milieu poreux en (cm<sup>2</sup>) et (cm),  $\mu$  est la viscosité du fluide en (cp).  $k$  est la perméabilité du matériau poreux en (D). Sous forme différentielle, il relie le débit ( $Q$ ) sur une surface au gradient de pression  $\frac{\partial p}{\partial x}$  sur toute sa section. Pour l'écoulement linéaire la loi de Darcy est donnée par l'équation (1.2)

$$-\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{q\mu}{kA} \quad (I.2)$$

Si l'on considère l'écoulement dans une section cylindrique d'un milieu isotrope et si l'on suppose que le débit est positif dans le sens du puits de production, donc pour l'écoulement cylindrique la loi de Darcy est donnée par l'équation (1.3)

$$r \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \quad (I.3)$$

La loi de Darcy stipule que la chute de pression entre 2 points, assez proche pour considérer tous les paramètres être constant, sera

- Proportionnelle à la densité du débit ( $q$ ).
- Proportionnelle à la viscosité du fluide ( $\mu$ ).
- Inversement proportionnelle à la perméabilité du réservoir ( $k$ ) [14].

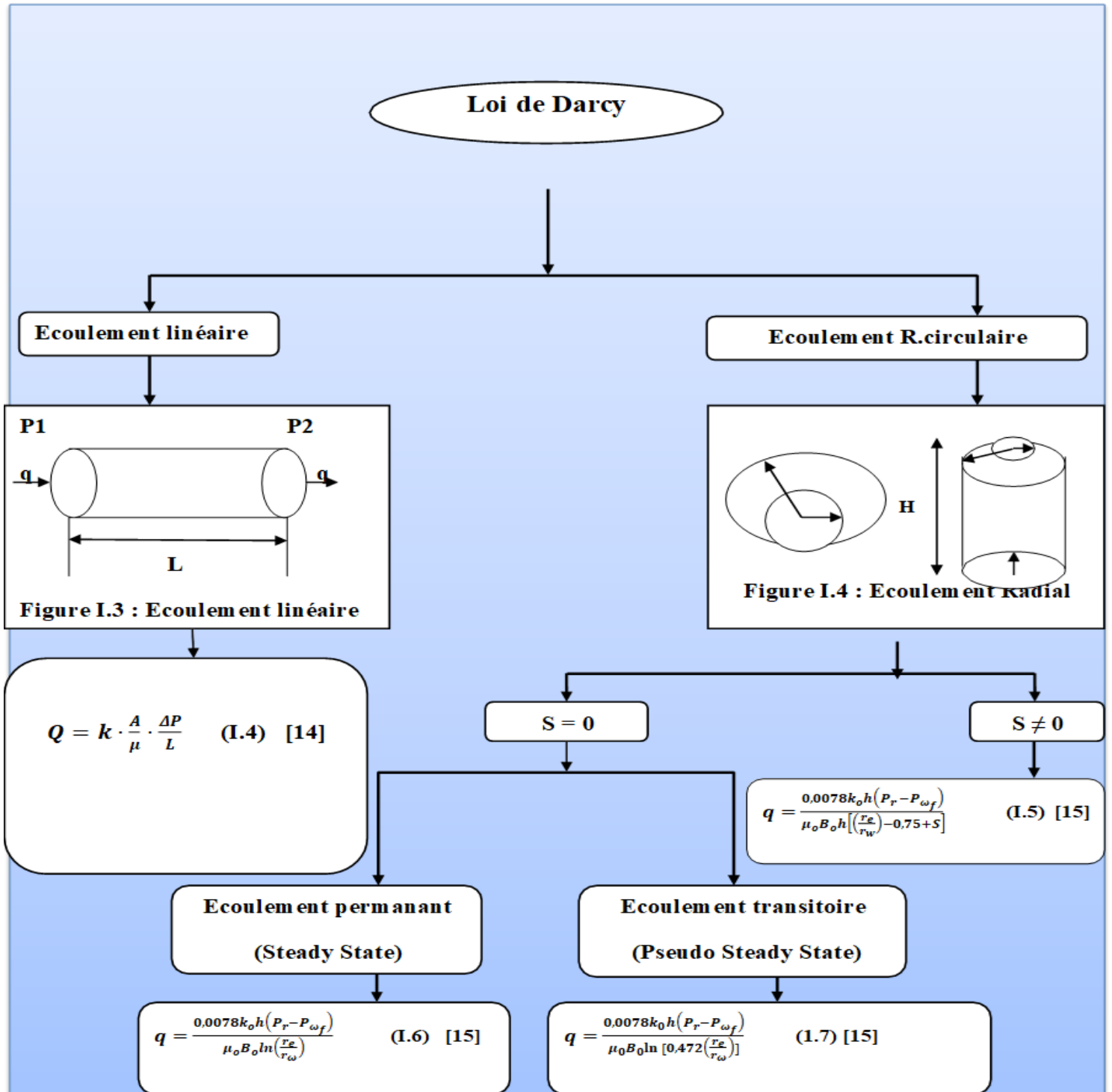


Figure I.3 : Organigramme montrant les différents cas d'application de la loi de Darcy

Avec

$q$  : Débit entrant, (STB/Day) ;

$H$  : L'épaisseur du réservoir, (ft) ;

$p_r$  : Pression du réservoir, (Psi) ;

$\mu_o$  : Viscosité de l'huile, (Cp) ;

$B_o$  : Facteur volumétrique de formation, (Bbl/STB) ;

$r_e$  : Rayon de drainage du puits, (ft) ;

$r_w$  : Rayon du puits, (ft) ;

$k_o$  : La perméabilité effective de l'huile, (md).

### **I.2.3 Ecoulement diphasique**

Lorsqu'on considère un écoulement Diphasique en milieu poreux, dans le cas où un fluide en place (par exemple de l'huile) est déplacé par un autre fluide injecté non miscible (solution aqueuse), il convient de prendre en compte le comportement de l'interface à l'échelle des pores (échelle microscopique). Il faut alors considérer les forces visqueuses dans le fluide injecté et dans le fluide déplacé, ainsi que les forces capillaires qui s'exercent à l'interface entre les deux fluides. Par conséquent, pour pouvoir décrire les écoulements diphasiques en milieu poreux, il est nécessaire de tenir compte des fluctuations locales de pression importantes engendrées par les interactions à l'interface entre les deux fluides. En outre, la capacité du fluide injecté (ici de l'eau) à s'écouler dans le milieu poreux est affectée par la présence du fluide déjà en place (huile) [16]. On peut alors écrire une équation de Darcy pour chaque phase en introduisant des perméabilités relatives et des champs de pression différents pour les deux fluides. Des équations de mouvement (I.8) et (I.9) représentent l'écoulement diphasique (loi de Darcy généralisée)

$$\frac{Q_{eau}}{A} = \frac{kkr_{eau}}{\mu_{eau}} \cdot \frac{\Delta P}{L} \quad (I.8)$$

$$\frac{Q_{huile}}{A} = \frac{kkr_{huile}}{\mu_{huile}} \cdot \frac{\Delta P}{L} \quad (I.9)$$

Avec

$Q_{eau}, Q_{huile}$  : Respectivement les débits volumiques de la phase aqueuse et de la phase huileuse.

$\mu_{eau}, \mu_{huile}$  : Les viscosités dynamiques des deux phases respectivement.



$K_{r_{eau}}, K_{r_{huile}}$  : respectivement les perméabilités relatives du milieu à l'eau et à l'huile [17].

### I.3 Caractéristiques pétrophysiques statiques

#### I.3.1 Porosité

La porosité est définie comme une certaine capacité de stockage. Cossé R [18] considère un échantillon de roche qui a un volume total (volume apparent)  $V_T$ , est formé d'un volume solide  $V_s$  et d'un volume de pores  $V_p$ .

$$\phi = \frac{v_p}{v_T} = \frac{v_T - v_s}{v_T} \quad (I.10)$$

Tel que :

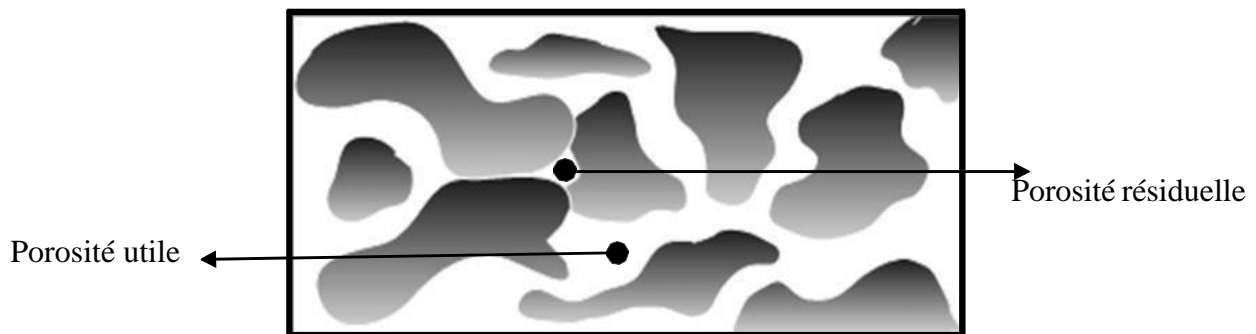
$\phi$  : la porosité exprimée en % ;

$v_p$  : volume de pores ;

$v_T$  : volume total de roche ;

$v_s$  : volume de solide.

Dans le système poral, il y a une distinction entre la porosité résiduelle, qui provient de pores isolés, et la porosité effective ou utile, qui provient de pores interconnectés selon la Figure (I.6) ci-dessous.



**Figure I.4 : Représentation de la porosité utile et résiduelle dans un milieu poreux [19]**

La porosité totale (équation I.11) est donc la somme de la porosité utile  $\phi_u$  et de la porosité résiduelle  $\phi_r$ .

$$\phi_T = \phi_u + \phi_r \quad (I.11)$$

Selon Corey les valeurs habituelles de porosité sont influencées par le système poral pour les grès consolidés, la porosité se situe entre 0,1 et 0,3 [19].

### I.3.1.1 Tortuosité - chemin d'écoulement préférentiel

Les roches réservoirs poreuses sont des structures désordonnées avec plusieurs tailles de pores et différentes formes de grains. Les écoulements dans ces milieux poreux ne suivent pas un parcours rectiligne, et une particule parcourt une distance qui dépasse la longueur de l'échantillon. Donc la tortuosité est un concept qui sert à caractériser la structure des milieux poreux en fonction de la conductivité hydraulique et de la dispersivité.

Scheidegger [20] et Clennell [21] définissent la tortuosité comme est une fonction du rapport de la longueur du cheminement réel parcouru entre deux points  $L_g$  à la distance rectiligne qui les sépare  $L_s$ . Etant donné que  $L_g > L_s$ , le facteur de tortuosité  $\Gamma$  est supérieur à 1.

$$\Gamma = \left(\frac{L_g}{L_s}\right)^2 \quad (\text{I.12})$$

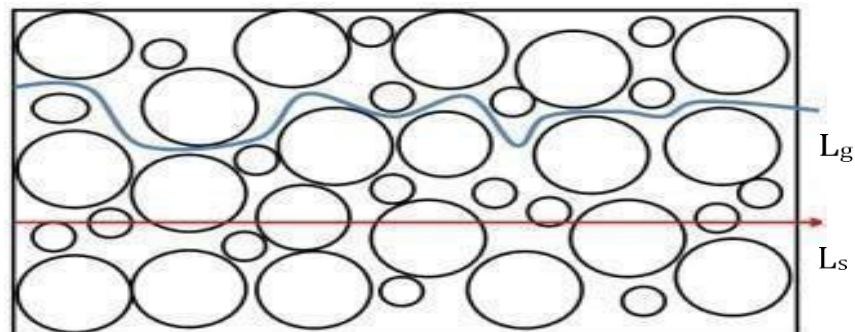


Figure I.5 : Schéma représentatif pour montrer la différence de tortuosité [21].

### I.3.1.2 Surface spécifique

En termes simples, la surface spécifique est l'aire superficielle totale par gramme de solide ( $\frac{m^2}{g}$ ), cette propriété permet d'étudier les phénomènes d'adsorption, tels que le polymère et le surfactant. Dans un système poral cubique de volume  $V$ , où des  $\tilde{n}$  sphères ont un rayon  $r$  et une masse volumique  $\rho$ , on peut associer un volume  $H^3$  à chaque sphère.

Bear exprime la surface spécifique pour les grès est comprise entre 0,5- 5m<sup>2</sup>/g [22].

### I.3.2 Saturation

La saturation est définie comme étant le rapport du volume occupé par un fluide (huile, eau ou gaz) au volume total des pores de la roche, elle permet la quantification du pourcentage de ce fluide dans la roche. La saturation est désignée :

$$S(\%) = \frac{v_F}{v_p} \quad (\text{I.15})$$

$S$  : La saturation exprimée en pourcentage (%) ;

$v_F$  : Volume de fluide, (m<sup>3</sup>) ;

$v_p$  : Volume des pores, (m<sup>3</sup>).

Il existe plusieurs types de saturation selon le fluide.

- La saturation en eau de la zone vierge : c'est le volume de l'eau dans la zone vierge sur le volume des pores.

$$S_w = \frac{v_w}{v_p} \quad (\text{I.16})$$

- La saturation en huile : c'est le volume de l'huile sur le volume des pores.

$$S_o = \frac{v_o}{v_p} \quad (\text{I.17})$$

- La saturation en gaz : c'est le volume du gaz sur le volume des pores.

$$S_g = \frac{v_g}{v_p} \quad (\text{I.18})$$

Avec

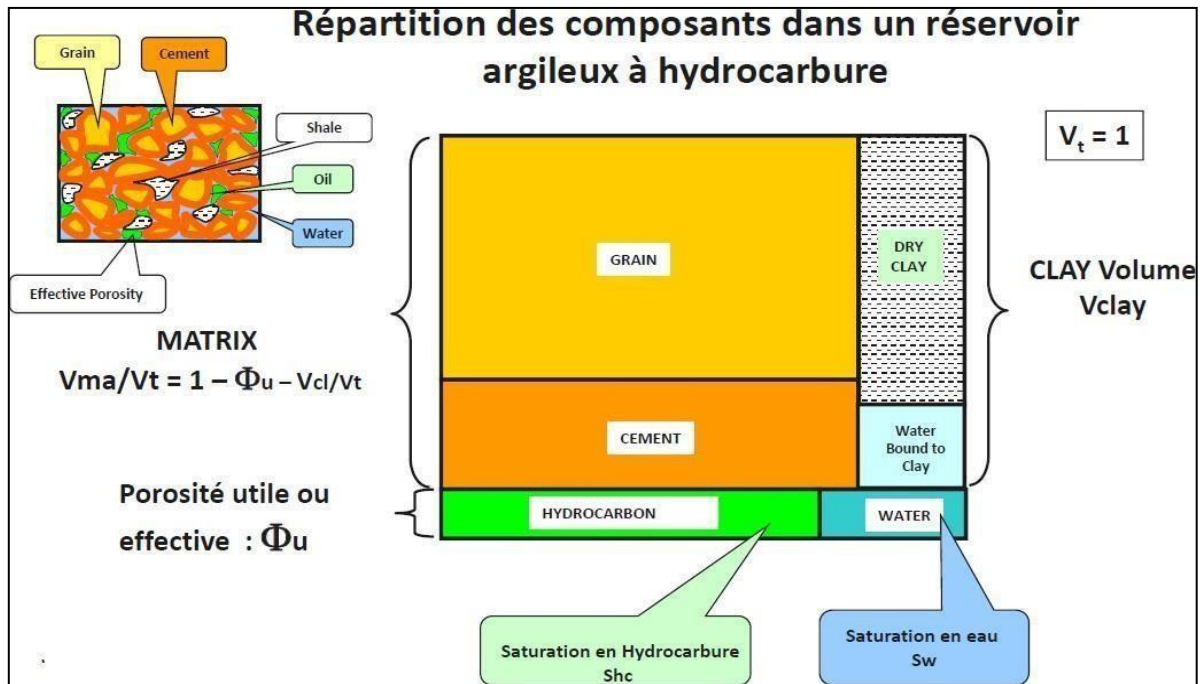
$$S_w + S_o + S_g = 100\% \quad (\text{I.19})$$

Et  $V_w + V_o + V_g = V_{pores}$  (I.20)

La saturation en hydrocarbures est donnée par la formule

$$S_{HC} = 1 - S_W \quad (I.21)$$

Avec,  $S_{HC}$  est la saturation en hydrocarbures en (%) [23].

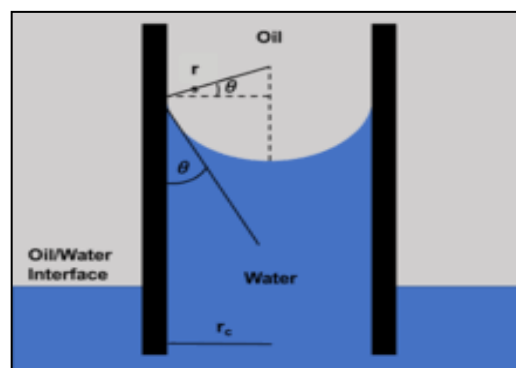


**Figure I.6 : Répartition détaillée des fluides dans la roche [23]**

### I.3.3 Pression capillaire

La pression capillaire  $P_c$  est définie comme la différence de pression à travers la discontinuité de l'interface courbe séparant deux fluides non miscibles où l'un est mouillant et l'autre est non mouillant [24].

Considérons un tube capillaire de rayon  $r$  avec deux liquides incompatibles mouillant et non mouillant séparés par une interface par exemple l'eau et l'huile.



**Figure I.7 : Schéma montrant la pression capillaire au sein d'un tube capillaire [25]**

### I.3.3.1 Loi de Laplace

La loi de Laplace (équation I.22) est une loi donnant la différence de pression entre deux milieux dont la surface de séparation est incurvée

$$P_i - P_o = 2\gamma / R \quad (I.22)$$

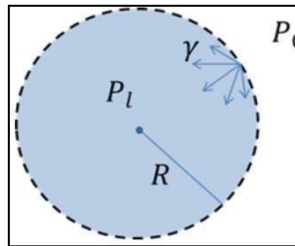
Avec

$P_i$  : pression à l'intérieur de la gouttelette

$P_o$  : pression à l'extérieur de la gouttelette

$\gamma$  : la tension superficielle du liquide

$R$  : rayon de la gouttelette



**Figure I.8 : La différence de pression entre deux milieux dont la surface de séparation est incurvée**

La pression capillaire est exprimée par l'équation (I.23) de Young Laplace [26]. Par convention, elle est exprimée en fonction de la saturation du fluide mouillant  $S_w$ .

$$P_c(S_w) = P_{nm}(S_w) - P_m(S_w) = \frac{2\delta \cos\theta}{r} \quad (I.23)$$

Avec

$P_c$ : Pression capillaire, (dynes /cm<sup>2</sup>).

$\delta$  : Tension interfaciale huile-eau, (dynes/cm).

$\cos\theta$ : Angle de contact huile-eau, (degree).

$r$ : Rayon du tube capillaire, (cm).

$P_{nm}$  : Pression de fluide non mouillant, (dynes /cm<sup>2</sup>).

$P_m$  : Pression de fluide mouillant, (dynes /cm<sup>2</sup>).

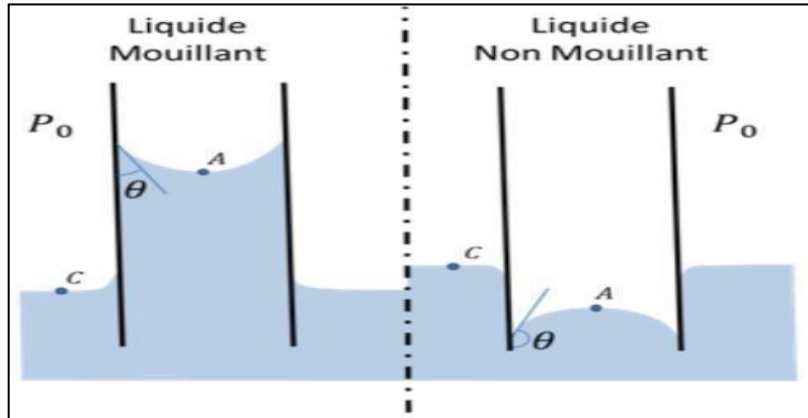


Figure I.9 : Illustration de la capillarité, tubes plongés dans un liquide [27]

### I.3.3.2 Relation pression capillaire-saturation

Pour un milieu poreux, on distingue plusieurs courbes de pression capillaire selon le type d'écoulement : drainage ou imbibition

Un exemple de mise en place de la courbe de pression capillaire est celle de Zinszner et Pellerin. La construction de la courbe suit les grandes étapes du remplissage d'un réservoir par de l'huile : drainage de l'huile expulsée par la roche mère et remplissant le réservoir. Imbibition de l'eau lors de la production. Pour obtenir la courbe de pression capillaire, on effectue dans un premier temps un premier drainage, c'est-à-dire le déplacement du fluide mouillant (phase aqueuse) par le fluide non mouillant (phase huileuse). La courbe du premier drainage est représentée sur la Figure 5. Elle montre une diminution de la saturation en eau à partir d'une certaine valeur de pression capillaire appelée « pression d'accès ». La pression capillaire atteint ensuite son maximum à une valeur caractéristique de la saturation en eau appelée saturation irréductible en eau ( $S_{wi}$ ).

On réalise ensuite une imbibition spontanée, c'est-à-dire le déplacement du fluide non mouillant par le fluide mouillant. Lorsque l'échantillon est initialement à  $S_{wi}$ , la pression capillaire est maximale et diminue avec l'augmentation de la saturation en eau. On observe que la pression capillaire en imbibition est plus faible que la pression capillaire en drainage pour une saturation en eau donnée, il s'agit de l'hystérésis capillaire. Lorsque cette pression devient nulle, autrement dit, lorsque la pression d'eau est égale à la pression d'huile, le milieu poreux est à saturation en huile résiduelle. C'est-à-dire que pour augmenter la saturation en eau dans le milieu il est nécessaire de forcer l'écoulement d'eau. La dernière étape consiste à réaliser un

deuxième drainage, identique au premier mais à partir de la saturation en huile résiduelle et non 100% en eau. La pression capillaire augmente avec l'augmentation de la saturation en huile. Cette augmentation est généralement plus importante que la pression capillaire en imbibition spontanée pour une même valeur de saturation en raison de l'hystérésis capillaire. La pression capillaire tend vers l'infini lorsque la saturation irréductible en eau est atteinte [28].

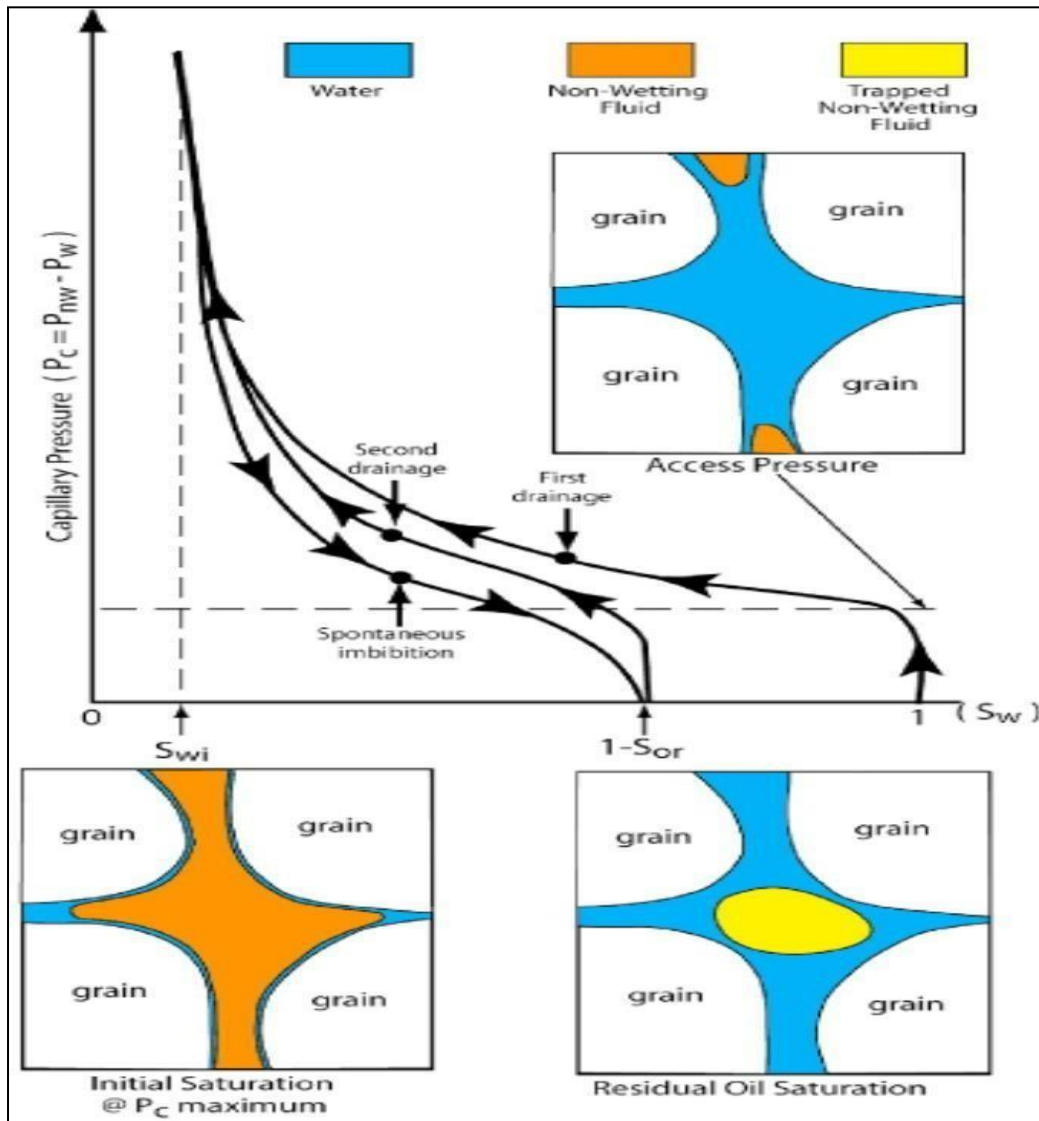


Figure I.10 : Courbe de pression capillaire en drainage et en imbibition [28]

### I.3.4 La tension entre les surfaces

Résulte des forces d'attraction et de répulsion entre les molécules à l'interface de deux phases immiscibles. Ces forces sont généralement dues aux interactions électrostatiques, aux interactions de Van Der Waals et à d'autres interactions intermoléculaires

[29]. Elle peut être aussi définie comme une force par unité de longueur [30].

Considérons par exemple, un liquide en contact avec de l'air (Figure I.12) où A, B et C sont des molécules du liquide. A l'intérieur du liquide (Point A) chaque molécule subit l'attraction de ses voisines proches. La résultante de ces forces est nulle. Mais si cette molécule est située proche de la surface du liquide (point B et C), la résultante des forces n'est pas nulle mais une force dirigée vers l'intérieur du liquide. Cette force par unité de longueur est la tension de surface  $\gamma$ .

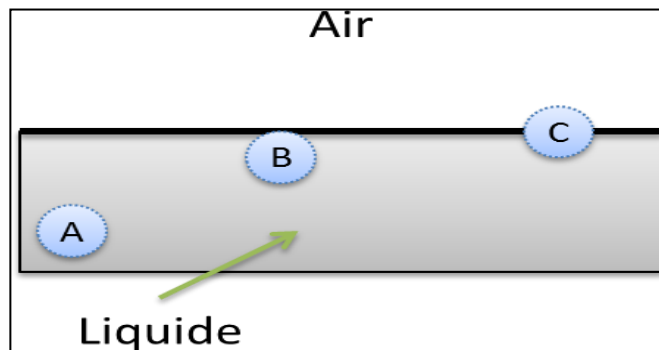


Figure I.11 : Schéma représentatif de la tension de surface [31].

### I.3.5 Mouillabilité

La mouillabilité est la tendance d'un fluide à s'étaler sur une surface en présence d'un autre fluide déterminant de ce fait un angle de contact, on dit qu'un fluide est mouillant quand son angle de contact  $\theta < 90^\circ$ .

Dans le système roche /eau/huile, la mouillabilité mesure la préférence de la roche pour l'huile ou l'eau (Figure ...), la mouillabilité à l'huile est due aux composants polaires présents dans l'huile ou aux produits adsorbés à la surface de la roche [32].

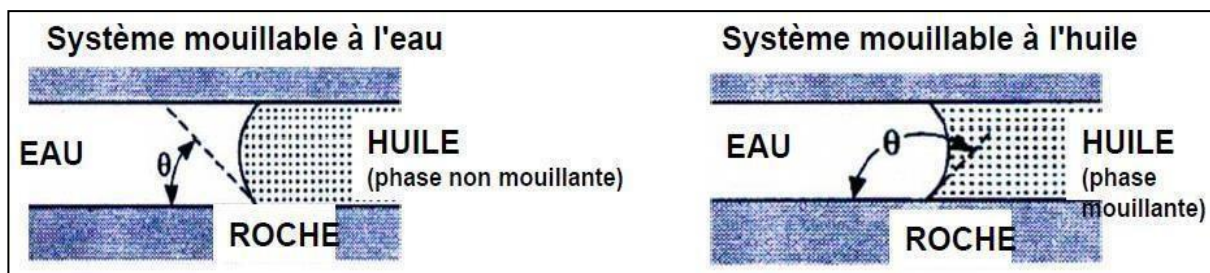


Figure I.12 : La Mouillabilité dans la roche réservoir [33]



### I.3.5.1 Types de mouillage

La mouillabilité détermine quel fluide est en contact avec la roche, Ce comportement est décrit par une grandeur appelée paramètre d'étalement  $S$ , qui mesure la différence entre l'énergie du substrat mouillé et l'énergie du substrat sec.

$$S = \gamma_{SG} - (\gamma_{SL} + \gamma) \quad (I.24)$$

Avec,

$S$  : Grandeur d'étalement ;


$\gamma_{SG}$  : Tension de surface solide/air ;

$\gamma_{SL}$  : Tension de surface solide/liquide ;

$\gamma$  : Tension de surface liquide/air.

Le système liquide/substrat adopte la configuration qui permet de minimiser l'énergie. On distingue ainsi deux types de mouillage en fonction du signe du paramètre d'étalement  $S$ , comme montre le tableau (I.1) [34].

**Tableau I.1 : Présentation des différentes configurations d'étalement d'un liquide (en bleu) sur un substrat (en gris) [34]**

Coefficient d'étalement $S$	La configuration
$S > 0$	<p>Mouillage total : le liquide forme un film qui s'étale complètement sur le substrat, l'angle de contact <math>\theta_E = 0</math>.</p>  <p align="center"><b>Figure I.14 : Mouillage totale</b></p>

$S < 0$

Mouillage partiel : le liquide forme une goutte sur le substrat, caractérisé par un angle de contact  $\theta_E$  fini.

- Lorsque  $\theta_E < 90^\circ$  on dit que le liquide est mouillant : le liquide est de l'eau, la surface est hydrophile.

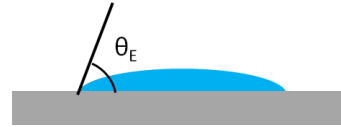


Figure I.15 : Mouillage partiel, fluide mouillant

- lorsque  $\theta_E > 90^\circ$  on dit que le liquide est non mouillant : si de plus ce liquide est de l'eau, on dit que la surface est hydrophobe.

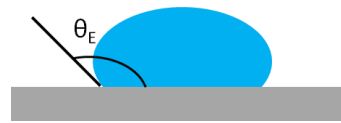


Figure I.16: Mouillage partiel : fluide non mouillant

$S > 0$

L'angle de contact  $\theta_E$  est obtenu en équilibrant les forces capillaires agissant sur la ligne triple : c'est la loi de Young-Dupré, Thomas Young (1805) [35].

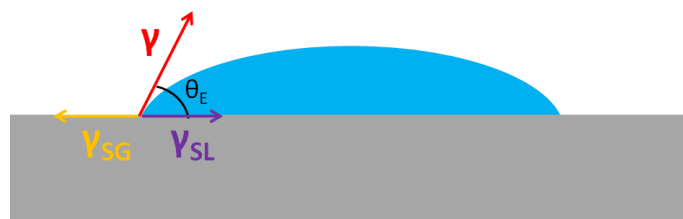
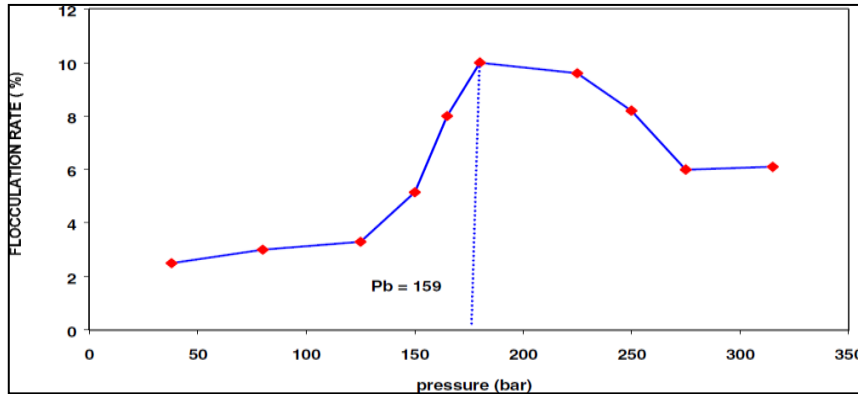


Figure I.17 : Équilibre statique et loi de Young-Dupré

### I.3.5.2 Altération de la mouillabilité

Les résultats des expériences effectués pour définir le comportement des asphaltènes avec le changement de pression et température sur différents bruts de HMD. Il a été observé qu'au-dessus du point de bulle, la baisse de pression provoque l'augmentation du taux de déposition. La diminution de la pression peut déstabiliser l'huile et provoquer la floculation des asphaltènes. Lorsque la pression chute, la masse volumique de l'huile diminue à cause de

l'expansion du volume d'huile ce qui entraîne la baisse de concentration de résine dans le milieu. On aura par la suite, une migration des molécules de résine de la surface des particules d'asphaltène vers la solution créant de fortes forces d'interactions entre les particules chargés ce qui cause la floculation et l'agrégation des particules pour former le dépôt.



**Figure I.13 : Effet de la pression sur le taux de floculation à 118°C condition du réservoir(Brut Hassi Messaoud CRD -SONATRACH) [36]**

Lorsque la pression diminue au-dessous du point de bulle, les composants légers du brut se séparent de l'huile pour former la phase gazeuse. Durant cette phase, on a observé une diminution du taux de déposition qui explique une résolution du dépôt d'asphaltène dans l'huile. Les figures montrent que le maximum de quantité de dépôt est observé à une pression près du point de bulle. Certains bruts peuvent ne pas avoir ce comportement. Si les particules sont très bien stabilisées dans l'huile soit par une quantité de résine ou aromatique suffisante, la diminution de la pression n'aurait aucun effet sur la déposition.

Un autre effet qui a été remarqué dans ces expériences, c'est l'effet de la température sur la précipitation. Dans notre cas la stabilité du brut augmente en fonction de la température, car cette dernière provoque la désorganisation de l'arrangement des particules de base, d'où une diminution de la taille des agrégats. Ceci peut être expliqué par le changement du volume molaire des composants du brut qui mènent au changement de la solubilité de l'huile

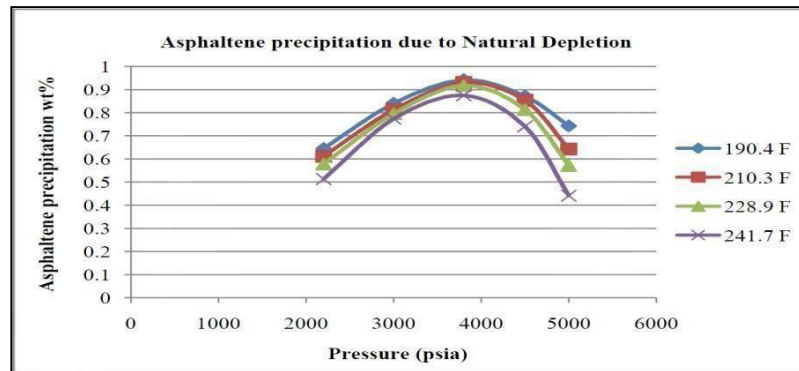


Figure I.14 : Effet de la pression et de la température sur la déposition [36]

L'endommagement provoqué par les asphaltènes se manifestent en deux étapes :

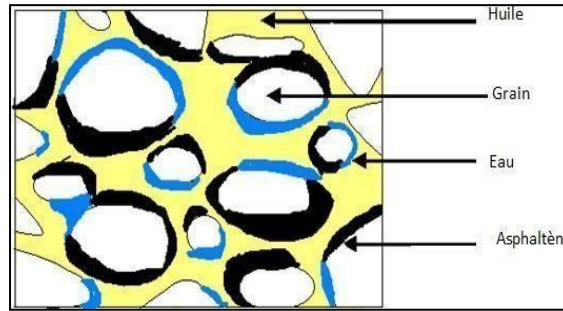
- La floculation puis l'adsorption des asphaltènes entraînent la formation de films hydrophobe sur les parois des capillaires. Ce film provoque un Water by Pass des capillaires hydrophobes contenant de l'huile, aggravé par l'effet Jamin. Une élévation du Water Cut et une diminution de la perméabilité relative à l'huile Kro seront observées. Les films étant minces n'entraînent pas une diminution des débits de production.
- Un processus d'adsorption sélective selon la règle de Panetta et Faïence conduit à une croissance de l'épaisseur des dépôts et à une réduction des débits de production



Figure I.15 : formation du film hydrophobes sur les tubes capillaires

### I.3.5.3 Effet de la déposition sur la mouillabilité de la roche

La déposition des asphaltènes sur la surface des pores provoque le changement des propriétés de la roche réservoir. Ces changements sont principalement dus à l'adsorption des particules sur la surface des grains constituant la matrice ce qui cause la modification de la porosité, la perméabilité et la mouillabilité de la roche (une roche mouillable à l'eau devient après adsorption mouillable à l'huile).



**Figure I.16 : Adsorption des asphaltènes sur la surface des grains de roche causant le changement de mouillabilité [37]**

## I.4 Caractéristiques pétrophysiques dynamiques

### I.4.1 Perméabilité

L'écoulement des fluides à travers un milieu poreux est influencé par plusieurs paramètres (propriétés du milieu poreux : granulométrie, forme des grains, répartition et forme des pores) [38]. Nos travaux se restreignent à l'étude d'un écoulement diphasique dans un milieu poreux.

#### I.4.1.1 Notion de la perméabilité à l'échelle de Darcy

Le paramètre qui contrôle le transport de fluides dans des milieux poreux est représentée par la perméabilité, Henri Darcy a mesuré la perméabilité intrinsèque  $k$  d'une colonne homogène de sable de hauteur  $\Delta x$  et de section  $S$  en  $y$  faisant circuler un liquide de propriétés connues (densité  $\rho$  et viscosité  $\mu$ ) ; distance entre les points d'injection  $\Delta H$  [39]. Il en a déduit la relation (I.25) suivante

$$Q = \frac{s \cdot k \cdot \rho \cdot g}{\mu} \cdot \left( \frac{\Delta H}{\Delta x} \right) \quad (I.25)$$

Cette formule peut également s'écrire sous une autre forme (I,26) ; on définit la vitesse de Darcy  $q$  (flux) et on utilise la perte de charge (différentiel de pression entre les extrémités du système)  $\Delta P_p$

$$q = \frac{Q}{s} = \frac{k}{\mu} \cdot \left( \frac{\Delta p_p}{\Delta x} + \rho g \right) \quad (I.26)$$

Dans le cas où l'effet de la gravité peut être négligé par rapport au forçage extérieur, la relation devient

$$q = \frac{Q}{s} = \frac{k}{\mu} \left( \frac{\Delta p_p}{\Delta x} \right) \quad (I.27)$$

Avec

$q$ : Vitesse du fluide, (cm/s).

$Q$ : Débit, (cm<sup>3</sup> /s).

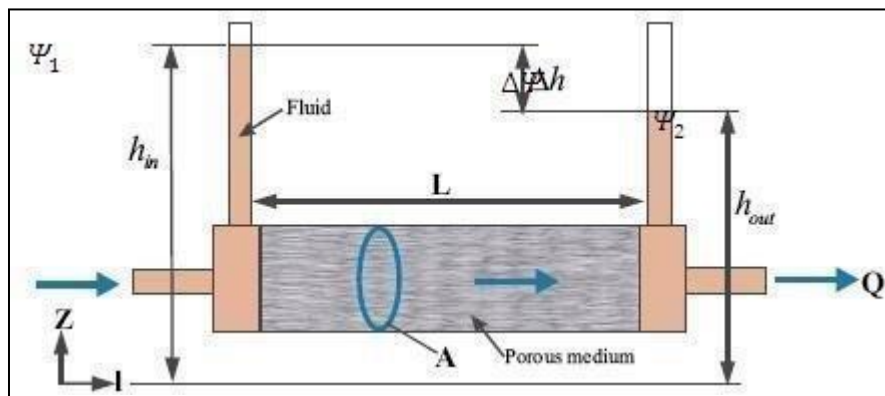
$k$ : Perméabilité de la roche poreuse, Darcy (0,986923 μm<sup>2</sup> ).

$s$ : Surface de la section transversale de la roche, (cm<sup>2</sup>).

$\mu$ : Viscosité du fluide, centipoises (cP).

$\Delta x$ : Longueur de l'échantillon de roche, (cm).

$\frac{\Delta p_p}{\Delta x}$ : Gradient de pression dans la direction de l'écoulement, (atm/cm).



**Figure I.17 : Expérience de Darcy [39]**

#### **I.4.1.2 Perméabilité absolue, perméabilités effectives et relatives**

La perméabilité absolue (équation I.27) d'une roche est une fonction de la direction considérée car les roches ne sont pas isotropes, elle a mesuré si la roche est saturée à 100 % par un seul fluide (ou phase), tel que le pétrole, le gaz ou l'eau.

Dans les gisements d'hydrocarbures, il y a toujours au moins deux fluides présents (eau + hydrocarbures), les fluides du réservoir interfèrent les uns avec les autres au cours de leur déplacement dans les canaux poreux de la roche. La loi de Darcy donne par les équations (I.28) et (I.29) pour chacun des fluides une perméabilité effective.

Avec

$$Q_{\text{eau}} = A \cdot \frac{k_{\text{eau}}}{\mu_{\text{eau}}} \cdot \frac{dp_{\text{eau}}}{dx} \quad (\text{I.28})$$

$$Q_{\text{huile}} = A \cdot \frac{k_{\text{huile}}}{\mu_{\text{huile}}} \cdot \frac{dp_{\text{huile}}}{dx} \quad (\text{I.29})$$

En présence de plus d'un fluide dans la roche, le rapport entre la perméabilité effective de chaque phase et la perméabilité absolue appelé perméabilité "relative" de cette phase (équation I.30), et on utilise la notion de perméabilité relative [40].

$$k_{\text{relative}} = \frac{k_{\text{effective}}}{k_{\text{absolue}}} \quad (\text{I.30})$$

Ces perméabilités relatives dépendent de l'élément de la roche considéré et les propriétés des fluides en présence.

#### I.4.1.3 Hystérésis de la perméabilité relative

La perméabilité relative d'un fluide est fonction de la saturation. Dans les milieux poreux complexes, ce n'est pas une fonction unique mais elle dépend de la structure capillaire de la roche et des caractéristiques de mouillage ainsi que de l'historique de la saturation [41].

Un ensemble typique de courbes de perméabilité relative huile/eau est présenté avec les relations de pression capillaire correspondantes

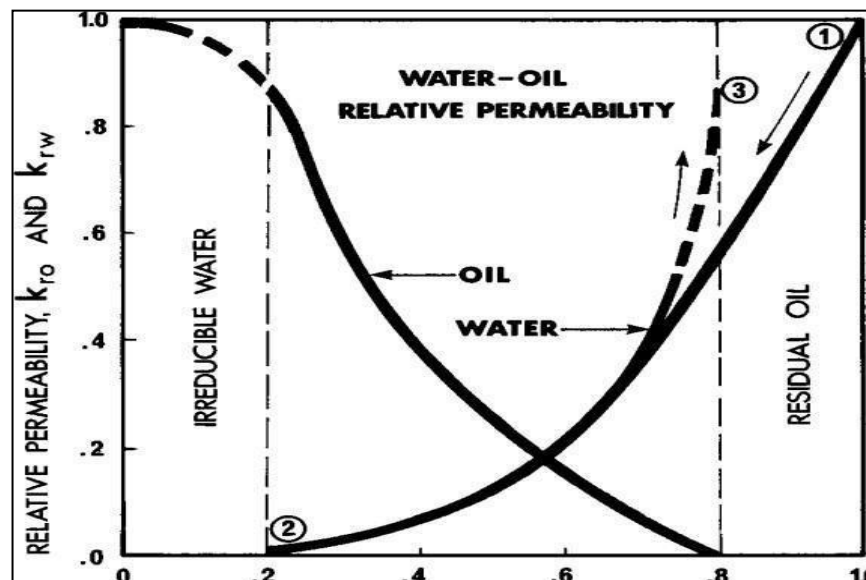


Figure I.18 : Hystérésis des perméabilités relatives [41]

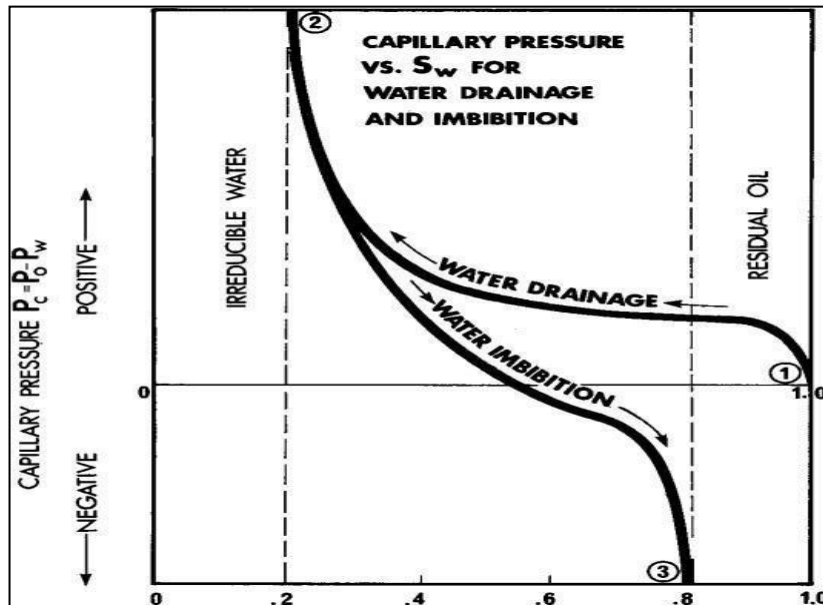


Figure I.19 : Saturation d'eau - pression capillaire [41]

Les deux sont représentés par rapport à la saturation en eau pour illustrer leur relation. En commençant par une carotte saturée à 100 % d'eau au point (1), le fluide non mouillant (huile) déplace le fluide de phase mouillant, l'eau de la matrice. À des pressions de déplacement plus élevées, des quantités croissantes d'eau sont évacuées du carotte jusqu'au point (2) où la saturation en eau irréductible est atteinte. Au point (2), la perméabilité relative à l'eau devient nulle. Noter que la perméabilité relative à l'huile au point (2) ne peut pas atteindre 1,0 car l'eau irréductible réduit la quantité du volume des pores au débit d'huile. Lorsque l'eau est imbibée dans la carotte qui contient maintenant de l'huile et de l'eau, la saturation de l'eau augmente jusqu'au point (3) où la saturation en huile résiduelle est atteinte. La perméabilité relative à l'eau ne peut pas atteindre une valeur de 1,0 en raison de l'huile résiduelle restant dans les pores [42].

### I.5 Forces à l'échelle du pore

Pour étudier un écoulement diphasique en milieu poreux, il faut prendre en compte quatre types de forces à l'échelle des pores.

- ✓ Forces visqueuses liées au fluide d'injection.
- ✓ Forces visqueuses liées au fluide en place.
- ✓ Forces capillaires liées à l'interface entre les deux fluides.
- ✓ Pesanteur



Pour mobiliser l'huile, il est essentiel de prendre en compte la viscosité, la vitesse d'injection et la tension interfaciale. On définit à partir de ces forces le nombre capillaire, le nombre de Bond, le nombre de Reynolds et le rapport des viscosités entre les deux fluides.

### **I.5.1 Forces capillaires**

Durant la récupération tertiaire, lors du déplacement de l'huile d'une roche réservoir vers un puits de production, les forces capillaires réduisent la tension interfaciale entre l'huile piégée dans les pores et l'eau injectée. Ces forces peuvent être atténuées soit par la diminution de la tension interfaciale, soit par l'augmentation des forces de viscosité [43]. L'impact des forces capillaires sur la rétention de l'huile est souvent caractérisé par un nombre sans dimension appelé le nombre capillaire ( $N_c$ ), qui représente le rapport entre les forces de viscosité et les forces capillaires [44].

Le nombre capillaire est exprimé par l'équation

$$N_c = \frac{\text{les forces de viscosité}}{\text{les forces capillaires}} = \frac{\mu v}{\gamma} \quad (\text{I.31})$$

Avec

$N_c$ : Nombre capillaire ;

$\gamma$  : Tension interfaciale entre l'huile et l'eau, (mN/m) ;

$\mu$  : Viscosité de la phase aqueuse, (Pa.s) ;

$v$ : Vitesse d'injection (le flux volumétrique) de la phase aqueuse (m/s).

### **I.5.2 Force interfaciale**

Le comportement des différentes phases dispersées (particules solides, gouttelettes liquides, bulles gazeuses) dans les composites, les mousses et les émulsions aux interfaces ou à proximité de celles-ci sont principalement déterminées par Les forces interfaciales. Ces forces interviennent lorsque toutes les énergies interfaciales (ou toutes les phases interfaciales) dans le système sont nulles. Elles ont été classées en fonction du nombre de phases impliquées et de la direction de la force par rapport à l'interface principale [45].

On suppose deux phases A et B, la force interfaciale est exprimée par la relation (I.32)

$$\sigma_{AB} = \frac{\Delta G_{AB}}{W_{AB}} \quad (\text{I.32})$$

Avec

$\sigma_{AB}$  : Force interfaciale entre les deux phases A/B (J/m<sup>2</sup>)

$\Delta G_{AB}$  : variation de l'énergie de Gibbs (J/mol)

$W_{AB}$  : Surface molaire interfaciale (m<sup>2</sup>/mol)

### **I.5.3 Rapport de mobilité**

L'étude des forces en présence dans le milieu poreux à l'échelle du front montrent que les interfaces et les fronts vont se déformer, c'est le phénomène de langue, mais à une échelle plus petite (métrique ou décimétrique) c'est le phénomène de digitation à proximité d'un puits producteur, on parlera donc de cône [18].

La mobilité d'une seule phase  $M_i$  donnée par l'équation (I.33) est définie comme la relation entre la perméabilité relative et la viscosité du fluide ; elle représente la fluidité d'une phase dans un milieu poreux particulier, c'est-à-dire sa facilité à s'écouler dans ce milieu

$$M_i = \frac{k_{r_i}}{\mu_i} \quad (\text{I.33})$$

La relation (I.29) apparaît quand deux (ou plusieurs) fluides s'écoulent, dans les processus de récupération, elles caractérisés en fonction du ratio de mobilité  $M$  qui est la relation de mobilité entre le fluide qui déplace (fluide aqueux) et celui qui est déplacé (huile).

$$M = \frac{(k_{rw}/\mu_w)}{(k_{ro}/\mu_o)} \quad (\text{I.34})$$

Avec :

$M$  : la mobilité ;

$k_{rw}$  : la perméabilité relative d'eau ;

$\mu_w$  : la viscosité d'eau ;

$k_{ro}$  : la perméabilité relative d'huile ;

$\mu_o$  : la viscosité d'huile.

La stabilité du déplacement, qui est d'une importance clé pour l'efficacité du déplacement macroscopique est finalement déterminée par le ratio de mobilité ( $M$ ).

Si  $M \leq 1$ , il est considéré comme favorable, et l'efficacité du déplacement augmente.

Toutefois, si  $M > 1$ , le flux est défavorable et le pétrole résiduel sera déplacé de manière inefficace et le phénomène de digitation visqueuse « Viscous Fingering » apparaît, [46].

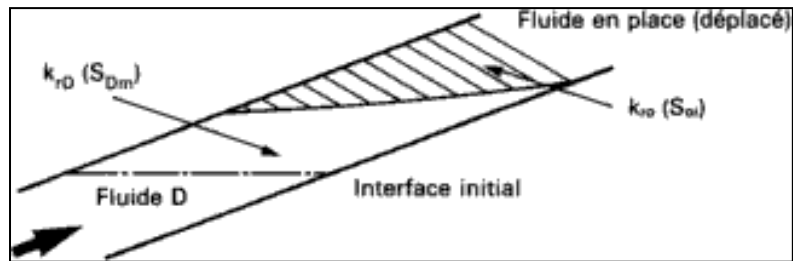


Figure I.20: La mobilité d'un fluide [18]

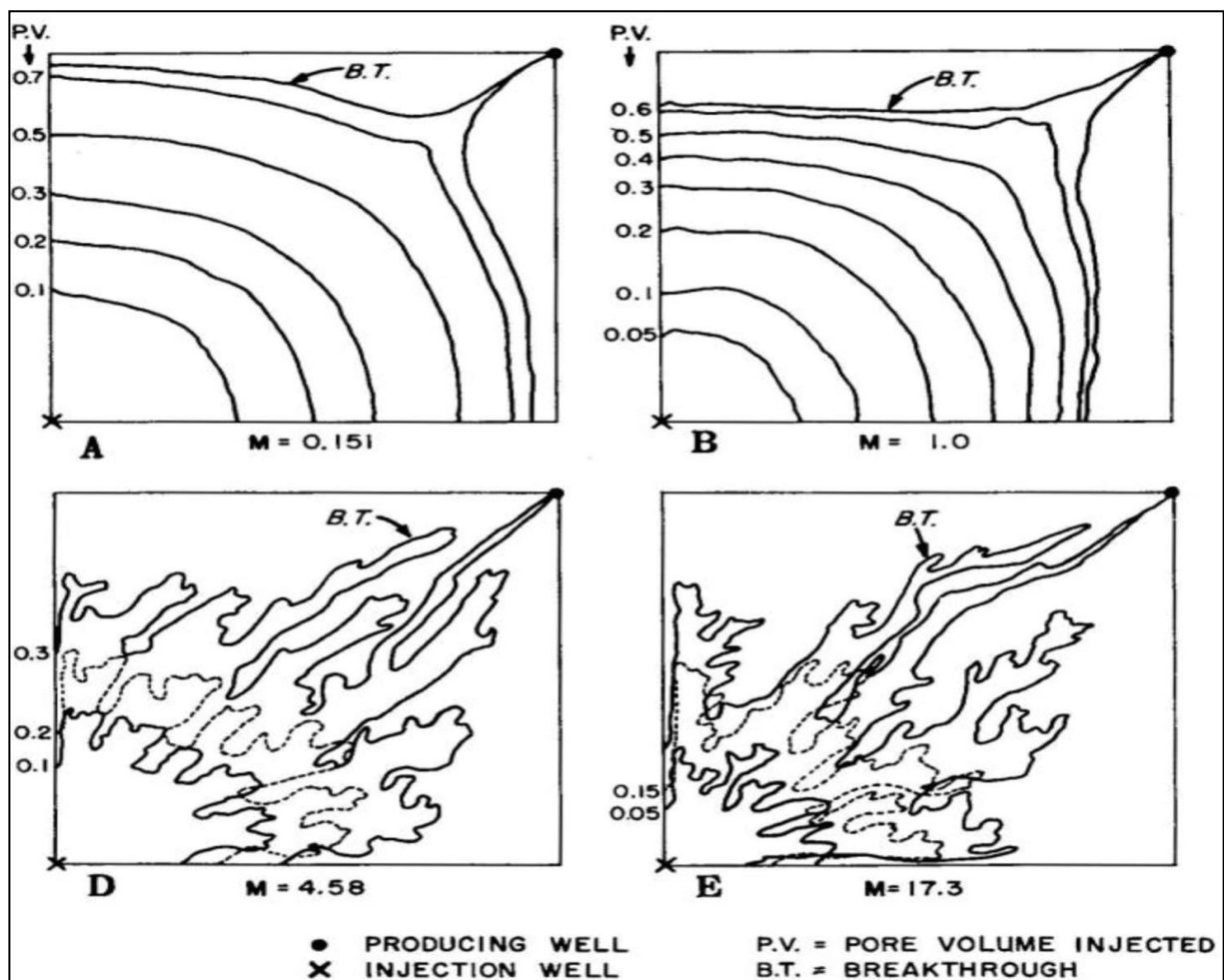


Figure I.21 : Fronts de déplacement lors de drainage pour différents rapports de mobilité et volumes de pores injectés jusqu'à percer [47]

## I.6 Mécanismes de drainage

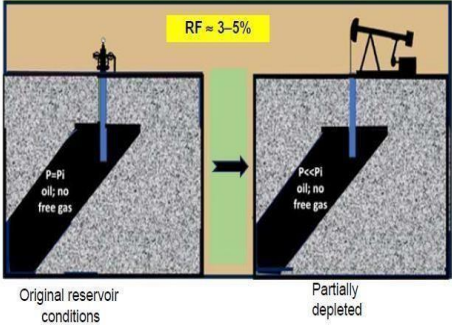
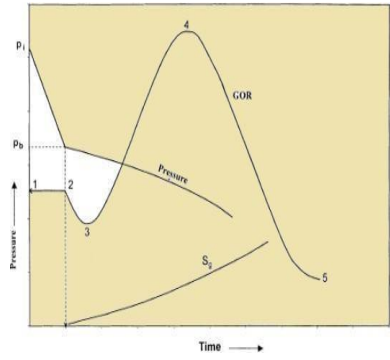
### I.6.1 Récupération Primaire

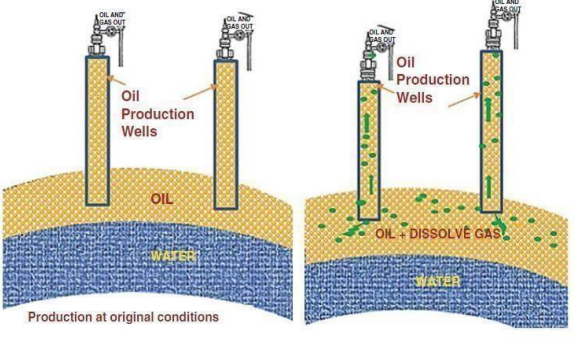
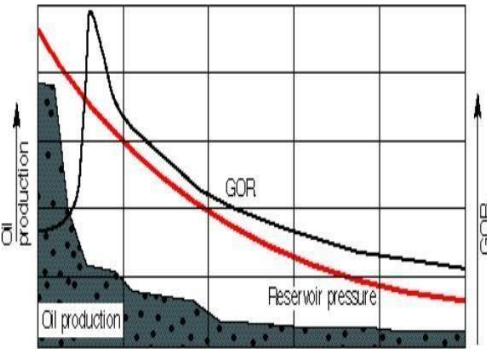
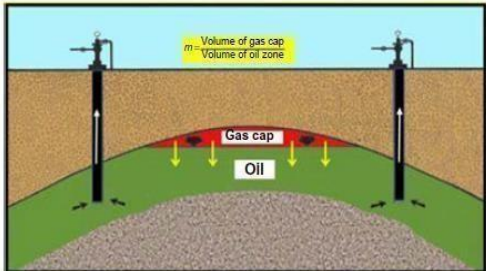
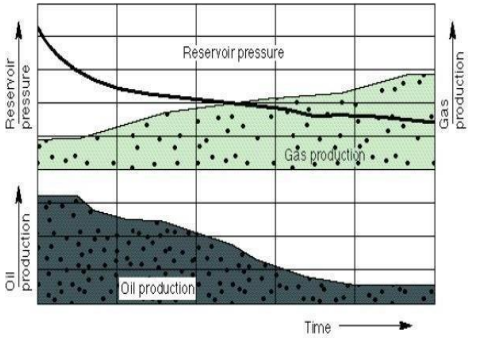
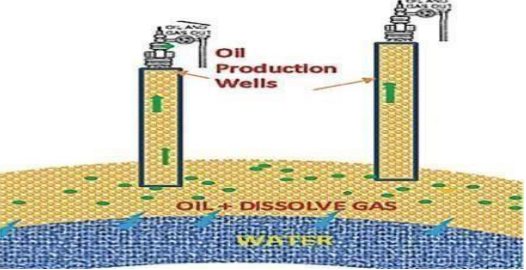
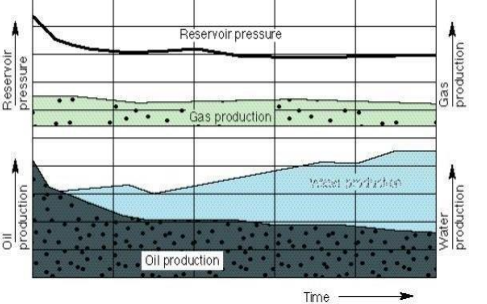
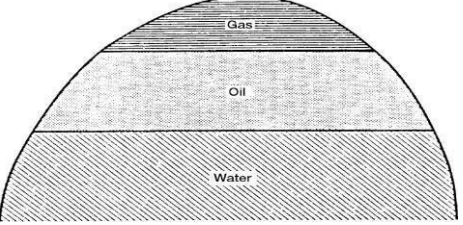
C'est la récupération obtenue grâce à l'énergie naturelle du système réservoir utilise la pression naturelle du gisement comme moteur de la production. Cette énergie se manifeste sous plusieurs formes de mécanismes dits mécanismes de récupération primaire, on distingue 6 mécanismes :

- a- Expansion de la roche et des fluides « Rock and fluids expansion drive/ Compressibility drive »
- b- Expansion du gaz dessous « Solution gas drive/ Depletion drive/Dissolved gas drive/ Internal gas drive »
- c- Drainage par expansion de chapeau de gaz « Gas cap drive »
- d- Drainage par expansion de l'aquifère « Water drive » : le réservoir est en contact avec un aquifère actif étendu assurant le maintien en pression
- e- Drainage par gravité « Gravity drive »

Ces mécanismes naturels utilisent la différence de pression entre le réservoir et le fond du puits producteur. Le taux de récupération lors de cette étape varie entre 5% et 10%. Ce taux dépend des caractéristiques du réservoir et des fluides présents [48].

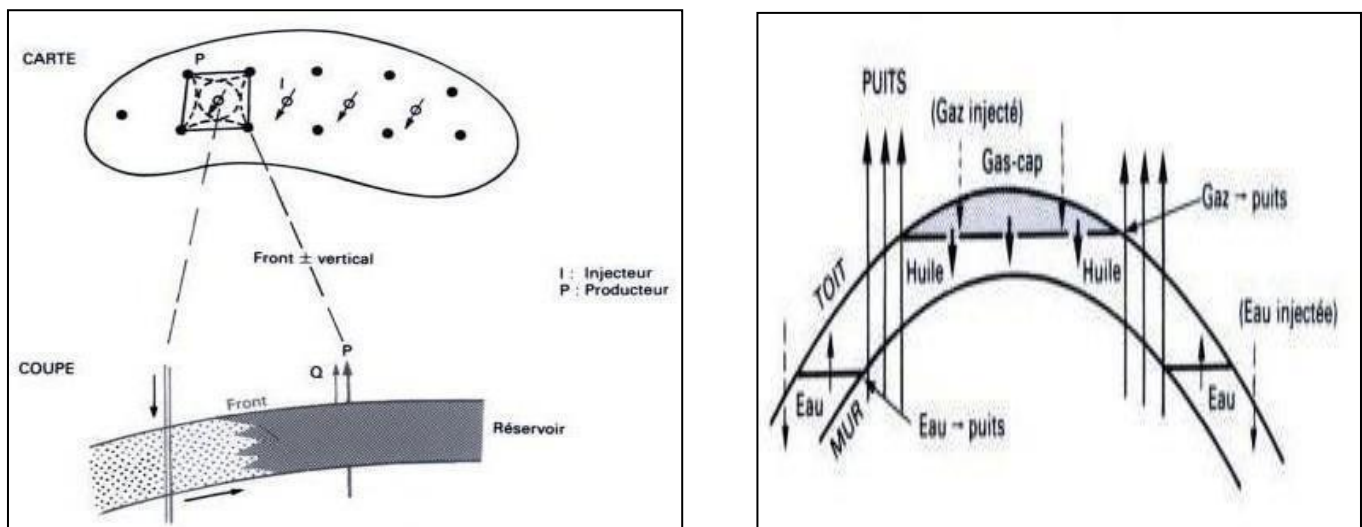
**Tableau I.2 : Mécanismes et performances des régimes de drainage primaire [49]**

Mécanisme de drainage	Origine de l'énergie	Schéma représentatif	Performance du réservoir
<b>Expansion de la roche et des fluides</b>	Compressibilité de la roche et de l'eau interstitielle	 <p align="center"><b>Figure I.22 : a. Réservoir régit par le mécanisme d'expansion de la roche et des liquides.</b></p>	

<p><b>Solution gas drive</b></p>	<p>Compressibilité du gaz dissous dans l'huile</p>	 <p align="center"><b>Figure I.23 : b. Réservoir à drainage par gaz dissous</b></p>	
<p><b>Gas cap drive</b></p>	<p>Expansion du gaz libre (chapeau de gaz)</p>	 <p align="center"><b>Figure I.24 : c. Réservoir par mécanisme à expansion de chapeau de gaz</b></p>	
<p><b>Water drive</b></p>	<p>Aquifère actif</p>	 <p align="center"><b>Figure I.25 : d. Réservoir associé à un aquifère</b></p>	
<p><b>Drainage par gravitation</b></p>	<p>Différence de densité des fluides en place</p>	 <p align="center"><b>Figure I.26 : e. Distribution des fluides dans le réservoir (Drainage par gravité)</b></p>	<p align="center">-</p>

**I.6.2 Récupération secondaire**

Des techniques de récupération secondaires sont appliquées lorsque le réservoir naturel est épuisé de manière efficace et inadéquate pour augmenter la production. Cette technique consiste à injecter du gaz naturel ou de l'eau pour stimuler les puits du pétrole et maintenir la pression du réservoir dans les puits d'injection. Les fluides injectés agissent comme un entraînement artificiel pour compléter l'énergie du réservoir. Ces fluides stimulent le flux d'hydrocarbures vers la tête de puits [31] et jouent le rôle d'un fluide déplaçant balayant l'huile vers les puits producteurs. Si le fluide injecté est de l'eau, le processus est généralement appelé waterflooding ; si le gaz injecté, le processus implique généralement des opérations de maintenance sous pression. Les rendements de récupération au stade secondaire varient de 10% à 40 % d'OOIP [50].



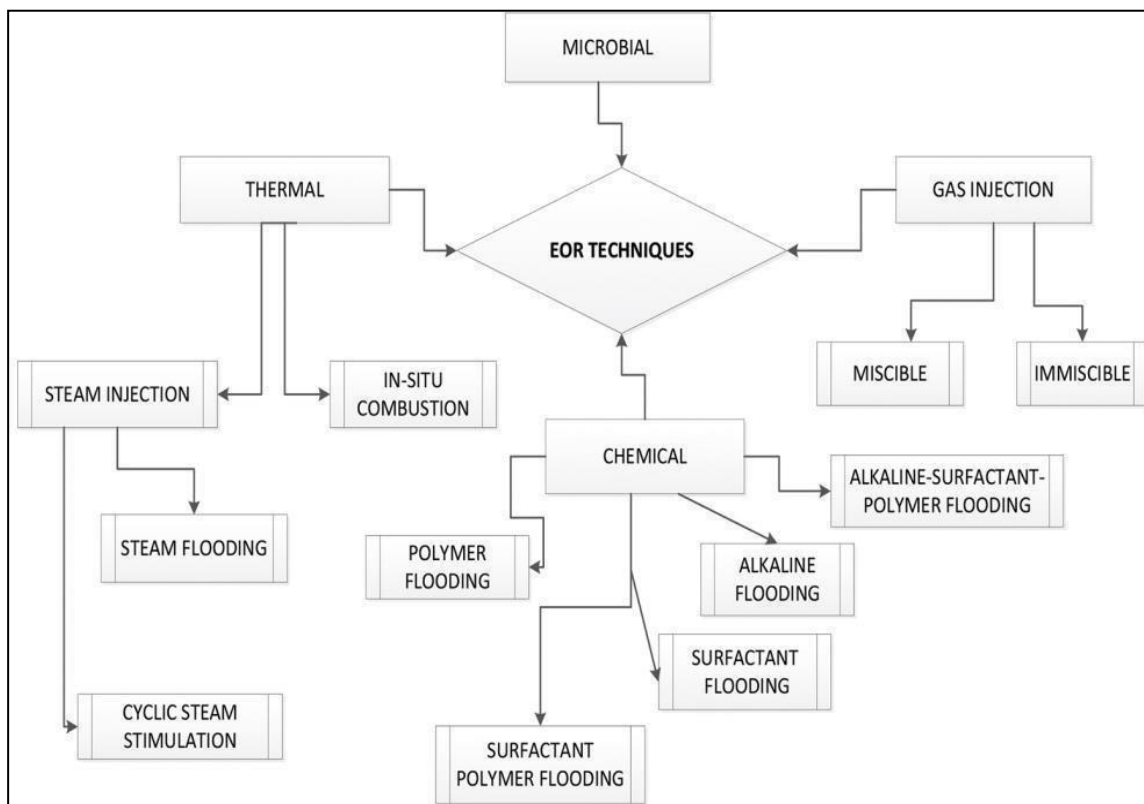
**Figure I.27 : Zone à écoulement polyphasique en récupération assistée [18]**

### **I.6.3 Récupération tertiaire**

La récupération tertiaire consiste à extraire le pétrole résiduel après les stratégies classiques (récupération primaire et secondaire). À ce stade, des méthodes modernes et techniquement avancées sont utilisées pour modifier les propriétés des fluides du réservoir ou les caractéristiques de la roche du réservoir, dans le but d'obtenir des rendements de récupération plus élevés que ceux obtenus par les méthodes de récupération conventionnelles. Ceci peut être réalisé sur la base de différents mécanismes tels que réduire la tension interfaciale entre l'huile et l'eau, réduire la viscosité de l'huile, créer un déplacement miscible et augmenter la viscosité du fluide de déplacement pour être plus visqueux que l'huile. La méthode d'EOR appliquée pour chaque réservoir dépend de ses spécifications et nécessite un grand nombre d'échantillons

de roches et de fluides ainsi que des études en laboratoire [51] ont classé les méthodes d'EOR en quatre catégories, à savoir : produits chimiques, miscibles, thermiques et autres, qui comprennent l'EOR microbienne. Actuellement, une augmentation de 1% du taux de récupération actuel représente l'équivalent de deux années de consommation mondiale [52]. L'objectif de ces techniques est de modifier les propriétés des fluides et/ou des roches, en particulier :

- Réduire la viscosité de l'huile (injection de gaz miscibles ou EOR thermique) ;
- Réduire la tension interfaciale entre l'huile et l'eau (injection de tensioactifs) ;
- Augmenter la viscosité de l'eau et la stabilité du déplacement (injection de polymères) ;
- Maintenir la pression à un niveau constant suffisant pour soulever le pétrole dans les puits de production ;
- Déplacer mécaniquement l'huile des injecteurs vers les producteurs



**Figure I.28 : Techniques de récupération assistée du pétrole [53]**

## **I.7 Récupération assistée du pétrole par des microorganismes**

### **I.7.1 La microbiologie des réservoirs pétroliers**

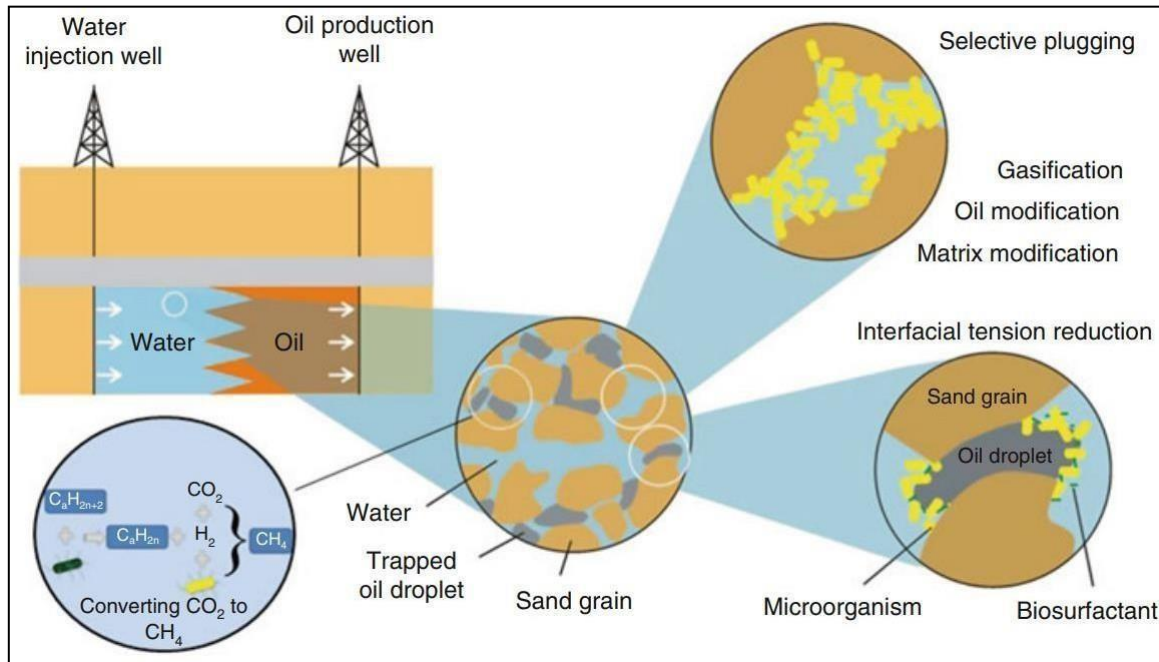
La première observation de microorganismes viables dans les eaux de production d'un réservoir pétrolier a été rapportée par Bastin et ses collaborateurs [54]. Il existe des données suggérant la présence d'un microbiote indigène typique de réservoirs pétroliers [55] ainsi, les souches isolées de réservoirs pétroliers sont remarquablement bien adaptées aux conditions de réservoir (condition anoxique, température, salinité, pression) [56]. La collecte des échantillons représentatifs est la principale difficulté pour étudier la communauté microbienne des réservoirs pétroliers [57]. En effet, il y a différents problèmes qui sont associés à la récupération des échantillons de réservoirs pétroliers, [58]. Deux types d'échantillons différents peuvent être collectés à partir des réservoirs : les échantillons d'eau de production et les échantillons de carottes de forage. Pour des raisons économiques, l'échantillonnage a souvent été limité à l'eau de production directement obtenue au niveau des têtes de puits ou des pipelines qui sont beaucoup plus accessibles que les gisements eux-mêmes [59]. Ainsi, deux catégories de microorganismes peuvent être retrouvées dans les réservoirs pétroliers : les microorganismes autochtones et allochtones. Les premiers sont les microorganismes qui sont supposés avoir été présents dans le réservoir avant toute activité humaine. Ce sont des bactéries ou archées anaérobies strictes. Les groupes microbiens anaérobies les plus fréquents et les plus étudiés sont les BSR, les archées méthanogènes et les bactéries fermentaires. Les microorganismes allochtones sont introduits dans le réservoir lors des opérations de forage ou d'exploitation, notamment lorsque de l'eau est injectée au cours du procédé secondaire de récupération du pétrole. Les bactéries allochtones sont par conséquent plus diversifiées, incluant par exemple des bactéries aérobies, anaérobies facultatifs et des microorganismes micro-aérophiles [60].

### **I.7.2 Définition de la MEOR**

La MEOR est un processus biologique qui utilise les capacités métaboliques de certains microorganismes. Ces métabolites bactériens pouvaient mobiliser et déplacer l'huile piégé dans les pores des roches de réservoirs matures aussi améliorer la qualité de fluide [61], [62] en modifiant les interactions physico-chimiques du pétrole-eau- roche qui améliorent la récupération du pétrole selon H. Volk et P. Hendry [63]. La MEOR pourrait être utilisée avec un coût d'exploitation très bas et produirait jusqu'à 50% de l'huile résiduelle [64].



Le procédé MEOR fournit des produits similaires à ceux utilisés dans les méthodes chimiques en utilisant des micro-organismes qui métabolisent des substrats à faible coût dérivés de sources renouvelables [65].



**Figure I.29 : Illustration schématique des procédés microbiens de récupération assistée du pétrole [66]**

### I.7.3 Facteurs affectant MEOR

Les facteurs importants qui affectent la MEOR sont la température, la pression, le pH, la salinité et la taille des pores de gisement.

**Tableau I.3 : Facteurs affectant MEOR [67]**

Facteur	L'effet sur MEOR
<b>La température</b>	<p>-<b>Bactéries mésophiles</b> : La température de croissance proche de celle du corps humain 37°C.</p> <p>-<b>Bactéries thermophiles</b> : La température de croissance comprises entre 45°C et 90°C.</p> <p>-<b>Bactéries hyperthermophiles</b> : La température de croissance supérieurs à 80°C.</p> <p>Dans notre étude, la bactérie thermophile « Bacillus licheniformis » a été utilisée dans l'approche in-situ et les bactéries mésophiles « Bacillus subtilis » et « Pseudomonas spp » ont été utilisées dans l'approche in-situ car le taux de croissance maximal a été observé à des températures inférieures à 80 °C. Cependant, on sait que certains micro-organismes peuvent se développer à températures jusqu'à 120 °C.</p>
<b>La salinité</b>	La cultivation des microorganismes dans la formation hypersaline est impossible.
<b>La pression</b>	Un réservoir à haute pression permet aux gaz de se mélanger avec des fluides pour lesquels le réservoir peut avoir des composants acides forts. À des pressions élevées, l'ADN devient plus dense et par conséquent, l'expression des gènes et la synthèse des protéines sont également affectées, ce qui augmente la pression augmente la solubilité des gaz.
<b>Le PH</b>	Une faible valeur de pH empêche les microbes de Les protéines cellulaires intégrées (activité enzymatique) jouent un rôle fondamental dans le transport des produits chimiques à travers la membrane cellulaire.
<b>La taille et la géométrie des pores</b>	La pénétration des bactéries dans le réservoir est considérée comme possible avec un diamètre minimal des pores d'au moins 2 $\mu$ 2 et idéalement entre 6-10 $\mu$ 2

## I.7.4 Les deux approches de la MEOR

La technologie MEOR appliquée de deux manières possibles : in-situ et ex-situ.

### I.7.4.1 L'approche in-situ

#### • La co-injection d'un inoculum bactérien

Les microbes potentiels adaptés aux conditions physico-chimiques de réservoirs avec des nutriments sont injectés via les puits d'injection, suivis d'une phase d'arrêt et d'une injection d'eau par la suite. Plusieurs nutriments sont signalés tels que la mélasse, le glucose, le saccharose [68]. Au cours de la phase d'arrêt, les bactéries sont supposées se multiplier exponentiellement dans le réservoir en utilisant les nutriments injectés et produire les métabolites d'intérêt ainsi que de la biomasse qui mènent à l'EOR [69].

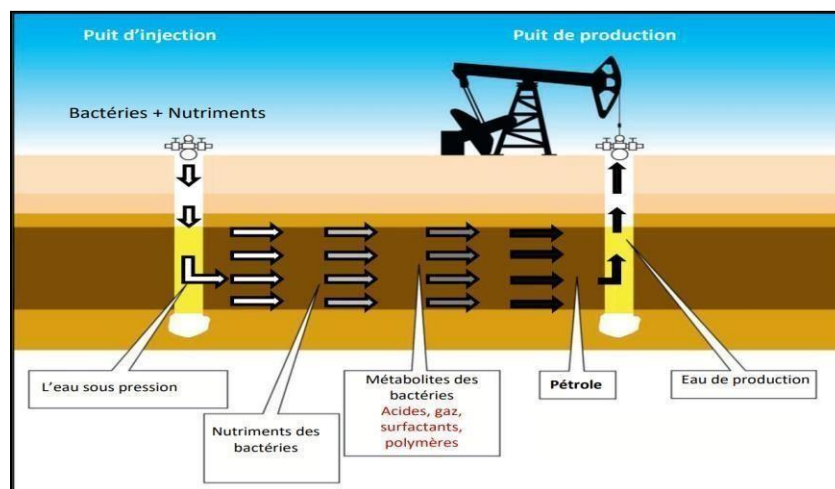


Figure I.30 : Principes de la récupération assistée du pétrole par des microorganismes par la méthode in-situ [70].

#### • La stimulation des microorganismes indigènes

Les nutriments sélectionnés sont injectés seuls dans le puits du pétrole qui contenant une population microbienne cible pour stimuler leurs croissance et/ou leurs activité métabolique. Cette approche semble être la plus prometteuse pour des stratégies à l'échelle de gisements entiers puisqu'elle met en jeu des microorganismes déjà présents dans le réservoir [71]. Cette méthode supprime ainsi les problèmes liés à la fois à la propagation des cellules sur de longues distances dans des milieux microporeux mais également à leur survie dans des conditions souvent extrêmes. De plus, cette approche est moins coûteuse car elle ne nécessite pas de mise en place de vastes installations en surface pour la culture de microorganismes. Les éléments nutritifs utilisés se répartissent en deux grandes catégories ; la source de carbone et le nitrate.

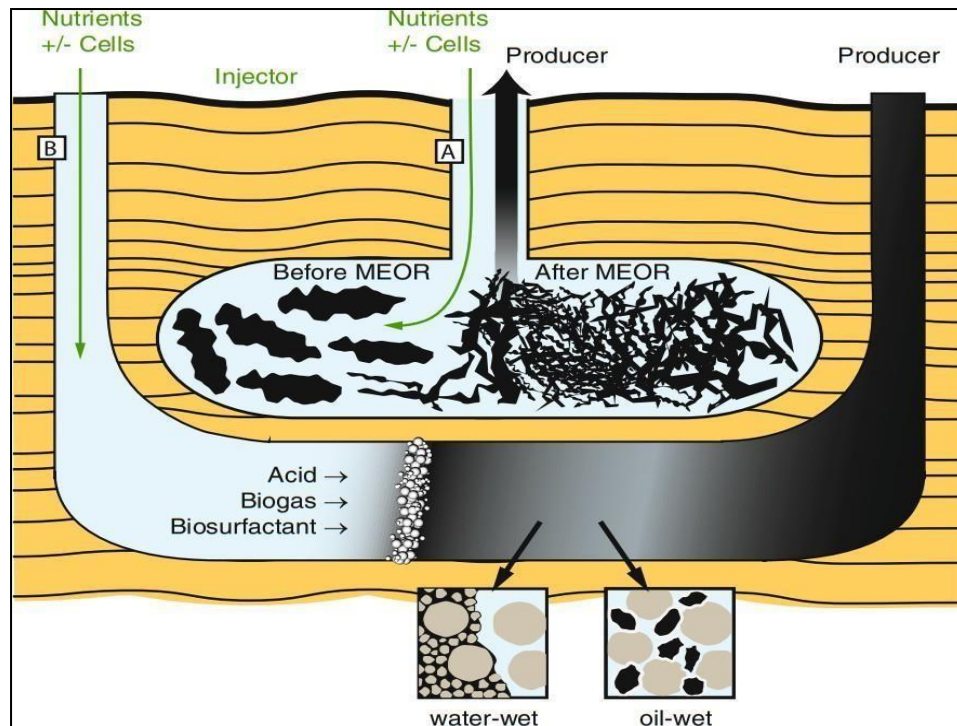


Figure I.31 : Récupération d'huile médiée par les biosurfactants.

- (a) La modification de la mouillabilité par les biosurfactants près du puits de production permet de reconnecter les ganglions de pétrole et d'augmenter le drainage du pétrole.
- (b) La production de biosurfactants pendant les drainages mobilise le pétrole piégé [72].

#### I.7.4.2 La technique ex-situ

Ces microorganismes vont produire des métabolites tels que des biosolvants organiques, des bio-acides, des biogaz, des biosurfactants, des biopolymères ou la formation de la biomasse [73]. Les métabolites sont produits à l'extérieur du puits en surface et injectés directement dans les puits de pétrole [74].

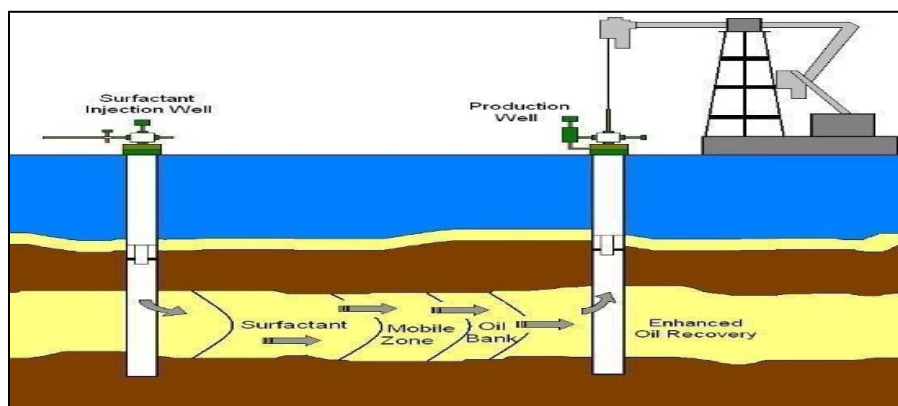


Figure I.32 : Principes de la récupération assistée du pétrole par des microorganismes par la méthode ex-situ, cas d'injection de biosurfactant [73]

### **I.7.5 Mécanismes de la MEOR**

Les microorganismes produisent une variété de métabolites qui sont potentiellement utiles pour la récupération assistée du pétrole (Tableau I.4). Les processus de la MEOR qui facilitent la récupération de l'huile sont complexe et peuvent impliquer plusieurs processus biochimiques[75].

**Tableau I.4 : Les produits microbiens et leur rôle dans la récupération assistée du pétrole [76]**

<b>Produits microbiens</b>	<b>Microorganismes</b>	<b>Application dans la MEOR</b>
<b>Gaz</b> (H <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> , CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> )	<i>Clostridium</i> spp., <i>Enterobacter</i> spp., <i>Methanobacterium</i> spp.	-Réduction de la viscosité de l'huile. -Gonflement de l'huile -Augmentation de la pression du réservoir.
<b>Acides</b> (formate, acétate, propionate, butyrate, H <sub>2</sub> S, H <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , acides gras, etc.)	<i>Clostridium</i> spp., <i>Enterobacter</i> spp.	-Augmentation de la perméabilité par la dissolution des carbonates.
<b>Solvants</b> (acétone, éthanol, butanol, 2-propanol)	<i>Clostridium</i> spp., <i>Zymomonas</i> spp.	-Réduction de la viscosité de l'huile. -Diminution de l'IFT. -Action de co-surfactants. -Altération de la mouillabilité.
<b>Biosurfactants</b>	<i>Acinetobacter</i> spp., <i>Bacillus</i> spp., <i>Arthrobacter</i> spp., <i>Clostridium</i> spp., <i>Rhodococcus</i> spp., <i>Pseudomonas</i> spp.	-Diminution de l'IFT entre l'huile et l'eau. -Emulsification. -Altération de la mouillabilité.
<b>Biopolymères</b>	<i>Bacillus</i> spp., <i>Leuconostoc</i> spp., <i>Brevibacterium</i> spp., <i>Xanthomonas</i> spp.	-Amélioration de l'efficacité du balayage par le colmatage sélectif des zones à hautes perméabilités. -Augmentation de la viscosité de l'eau. -Contrôle la mobilité de l'eau.
<b>Biomasse et biofilms</b>	<i>Bacillus</i> spp., <i>Leuconostoc</i> spp., <i>Xanthomonas</i> spp.	-Dégradation partielle du pétrole brut. -Altération de la mouillabilité de la roche. -Colmatage sélectif des zones à hautes perméabilités. -Adhésion à l'huile causant ou stabilisant les émulsions.

#### **I.7.5.1 Biosurfactant**

Les biosurfactants sont produits par de nombreux microorganismes [77].

##### **a. Définition des agents tensions actifs**

Les tensioactifs sont des composés organiques amphiphiles constitués d'une partie polaire et d'une partie non polaire. Ils ont les deux propriétés de baisser la tension interfaciale et la modification de la mouillabilité de la roche, Ces deux mécanismes sont réalisés grâce à la capacité des tensioactifs de s'adsorber aux interfaces. Ces propriétés sont conservées même à des températures élevées et à de larges plages de pH et de salinité [78].

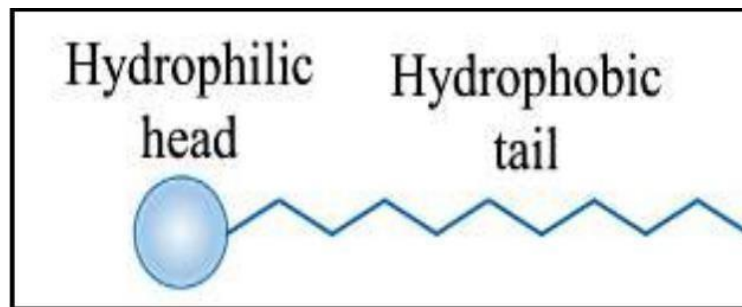


Figure I.33: Schéma d'une molécule tensioactif amphiphile [79].

#### b. Classification des tensioactifs

On distingue quatre types de composés tensioactifs organiques, regroupés selon la nature de la partie hydrophile

**Tensioactifs anioniques** : leur partie hydrophile est chargée négativement, dans un tensioactif anionique le groupe de la tête polaire porte une charge négative qui peut être fournie par un certain nombre de groupes fonctionnels. Les tensioactifs anioniques ne sont pas compatibles avec les tensioactifs cationiques

**Tensioactifs cationiques** : leur partie hydrophile est chargée positivement ; Les tensioactifs cationiques se dissocient en cation organique et un anion.

**Tensioactifs zwitterioniques ou amphotères** : leur partie hydrophile comporte une charge positive et une charge négative, la charge globale est nulle ; La combinaison dans une même molécule, des deux caractères anionique et cationique produit un tensioactif appelé zwitterionique ou amphotère. Ils sont compatibles avec les autres tensioactifs.

**Tensioactifs non ioniques** : Leur molécule ne comporte aucune charge nette (ne s'ionise pas dans l'eau). Ils peuvent être classés en fonction de la nature de la liaison entre les parties hydrophile et hydrophobe de la molécule. Les tensioactifs non ioniques sont généralement compatibles avec les autres tensioactifs. Ils sont actifs dans les milieux salés [80].

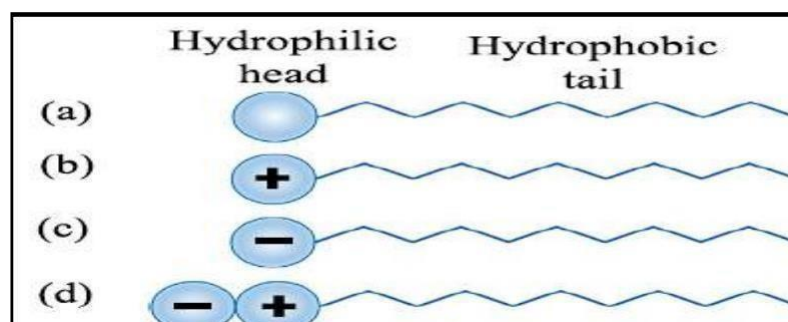


Figure I.34 : Types d'agents tensioactifs en fonction de la charge du groupe de tête : (a) non ioniques, (b) cationiques, (c) anioniques et (d) zwitterioniques (amphotères) [81]

**c. Comportement des biosurfactants**

**L'équilibre hydrophile et lipophile**

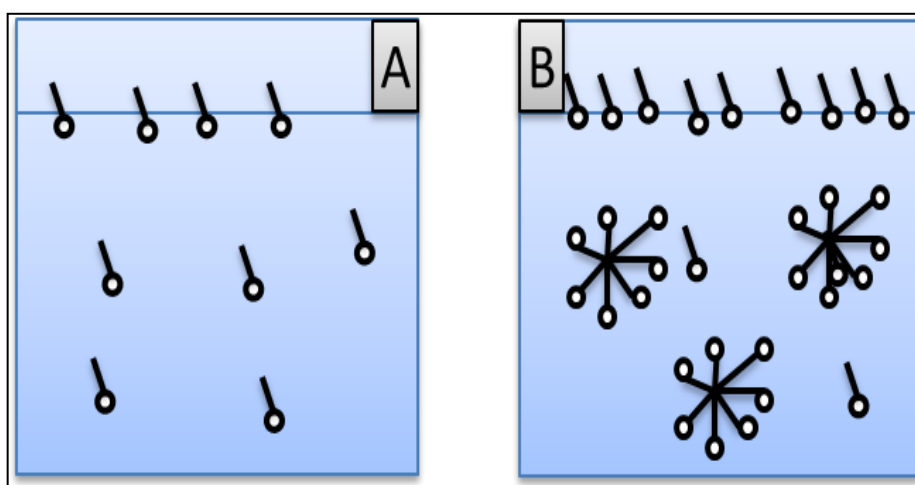
Ce nombre indique la tendance préférentielle du tensioactif pour se solubiliser dans l'huile ou dans l'eau et ainsi former plutôt des émulsions eau dans huile ou huile dans eau. Une faible valeur de la HLB est assignée aux surfactants plus solubles dans l'huile. Lorsque la salinité de l'eau est faible, l'utilisation d'un tensioactif présentant une faible HLB (lipophile) est plus judicieuse. A l'inverse, on utilisera un tensioactif à fort HLB lorsque la salinité de la phase aqueuse est élevée.

Propriétés	Valeur du HLB	Solution dans l'eau	
Emulsions eau dans huile	2	insoluble	
	3		
	4	se disperse grossièrement	
	5		
	6		
	7		
Emulsionnant huile dans eau	8	dispersion laiteuse	
	9		
	10	dispersion translucide	
	11		
	12		
	13		
	détergents	14	soluble
		15	
		16	
		17	
18			
19			
20			

**Figure I.35 : Caractéristiques des agents de surface en fonction de HLB [82].**

**La concentration critique des micelles**

La CMC caractérise la concentration critique de tensioactif critique pour laquelle on observe l'agrégat des molécules de tensioactifs en solution et non à l'interface, n'ayant alors plus d'effet sur la tension interfaciale. C'est une grandeur importante puisqu'elle permet de déterminer la concentration en surfactant optimale



**Figure I.36 : Dispersion des surfactants avant (a) et après (b) la CMC [83]**

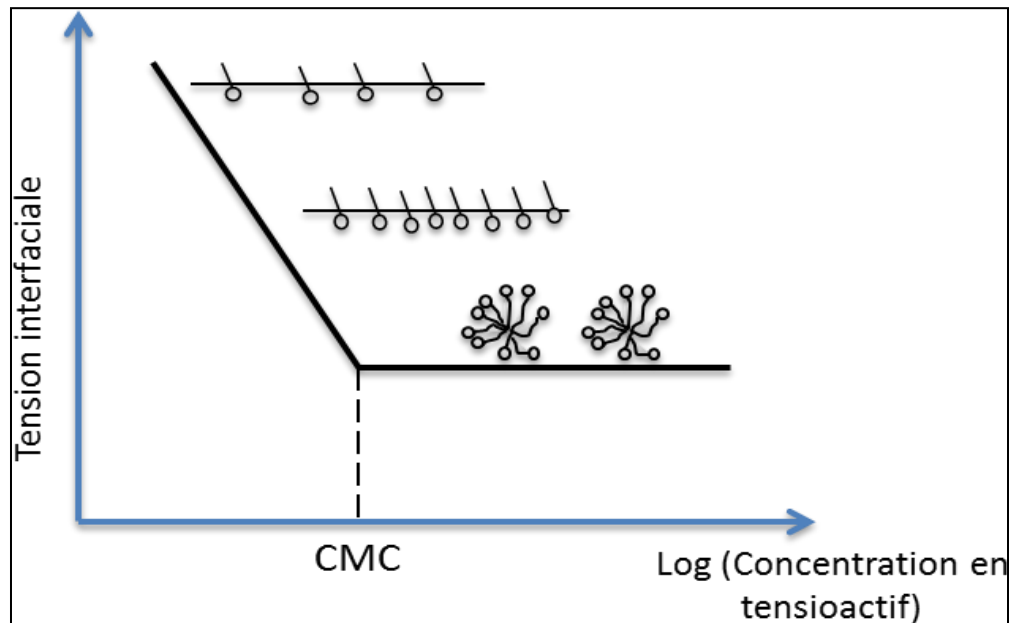


Figure I.37 : Représentation de la tension de surface en fonction de la concentration en tensioactif. A partir de la CMC, les tensioactifs s'assemblent en micelles [83].

#### d. Formulation des solutions tensioactives

##### Etude des microémulsions

Les tensioactifs en agissant à l'interface entre l'huile et l'eau permettent l'abaissement de la tension interfaciale. Dans des conditions bien définies (concentration, salinité, température), l'équilibre entre la phase aqueuse et la phase huile entraîne l'apparition d'une troisième phase dite de microémulsion. Les microémulsions sont thermodynamiquement stables, et sont constituées par un mélange d'huile de saumure et de tensioactif, obtenues généralement par combinaison avec un co-surfactant (généralement un alcool). Dans ces conditions, la tension interfaciale entre l'eau et l'huile est la plus basse.

Le comportement d'une solution tensioactive est fortement affecté par la salinité de la phase aqueuse. En augmentant la salinité on observe une diminution de la solubilité du surfactant anionique dans la solution. Winsor dans ses travaux en 1948 (Winsor 1948) distingue trois types émulsions.



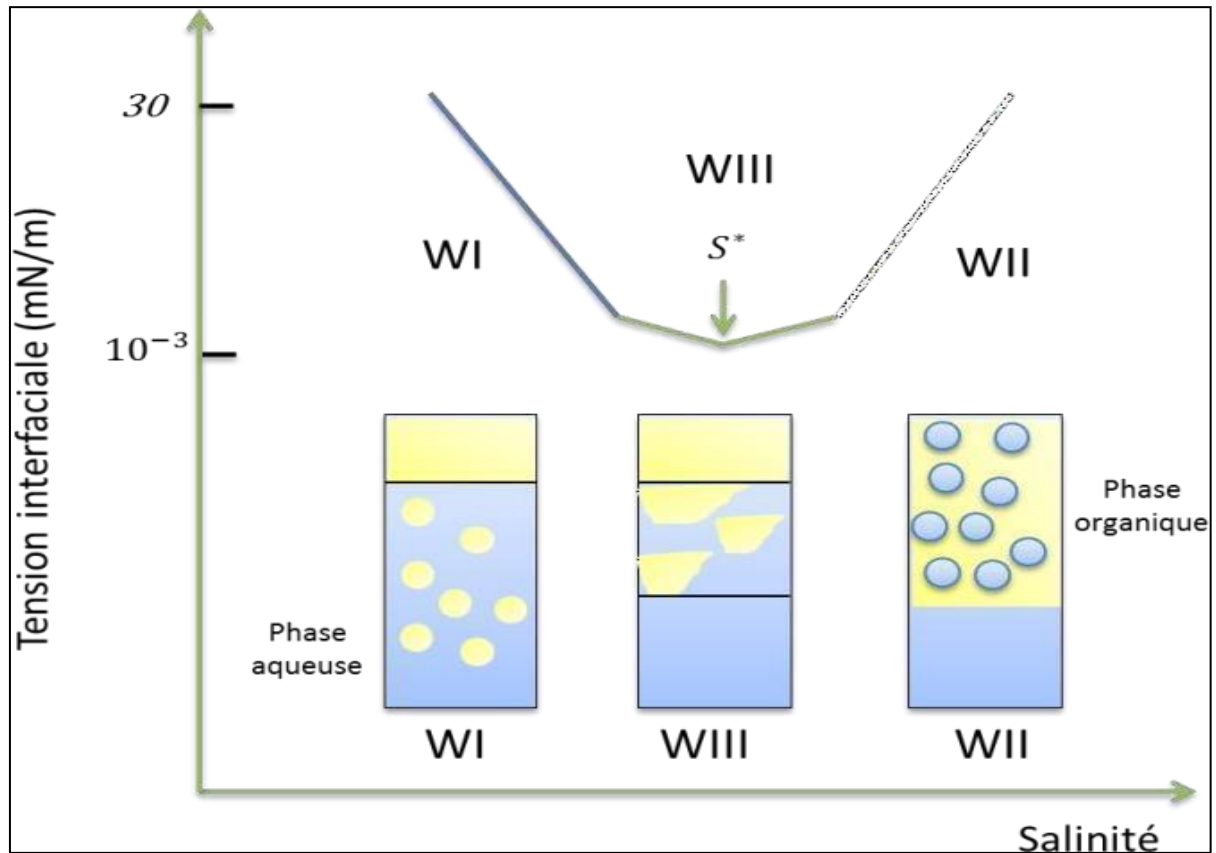


Figure I.38 : Types de microémulsions selon la salinité de la phase aqueuses [84].

Des diagrammes de phases simplifiés, des mélanges Eau/Huile/Tensioactif ont été proposés par Winsor (cité en [37]). Trois types d'équilibres de phases sont possibles suivant les solubilités des tensioactifs dans la saumure ou dans l'huile.

**Winsor I (WI)** : système diphasique constitué d'une microémulsion huile dans eau (O/W) contenant majoritairement le tensioactif, en équilibre avec un excès de phase organique.

**Winsor II (WII)** : système diphasique constitué d'une microémulsion eau dans huile (W/O) contenant majoritairement le tensioactif, en équilibre avec un excès de phase aqueuse.

**Winsor III (WIII)** : système triphasique constitué d'une microémulsion (type bicontinue ou phase éponge) contenant majoritairement le tensioactif, en équilibre avec un excès de phase aqueuse et de phase organique.

Les microémulsions de type « Winsor III » permettent d'obtenir des tensions de surface très basses, généralement inférieures à  $10^{-3}$  mN/m [figure 20].

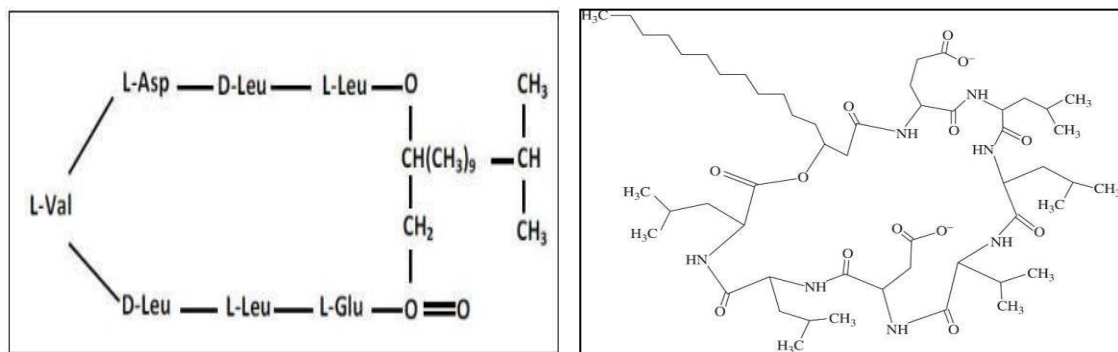
Dans le cas des tensioactifs anioniques, une augmentation progressive de la salinité de la phase aqueuse conduit à une diminution de la solubilité du tensioactif dans cette phase. Celui-ci devient alors progressivement majoritairement soluble dans la phase organique [85]

### e. Les biosurfactants utilisés dans la MEOR

Les biosurfactants produits par de nombreux microorganismes [86]. Elles possèdent les mêmes propriétés tensio-actives que leurs homologues chimiques, mais ont l'avantage d'être biodégradables et peu toxiques. Ils ont une plus grande sélectivité et ils peuvent également être efficaces à des températures, pH et salinité extrêmes [87]. Les biosurfactants couramment utilisés dans la MEOR et utilisés dans notre étude sont :

#### a. Surfactine

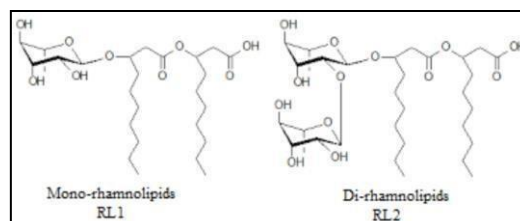
Est un biosurfactant microbien de nature lipopeptidiques produit par « *Bacillus Spp* » [88].



**Figure I.39 : Structure de biosurfactant surfactine**

#### b. Rhamnolipidique

Est un biosurfactant microbien de nature glycolipids produit par « *Pseudomonas spp* » [89].



**Figure I.40 : Structure de biosurfactant rhamnolipide**

### c. Lichenysin

Le biosurfactant microbien de nature lipopeptidique produit par « *Baacillus licheniformis* » [90].

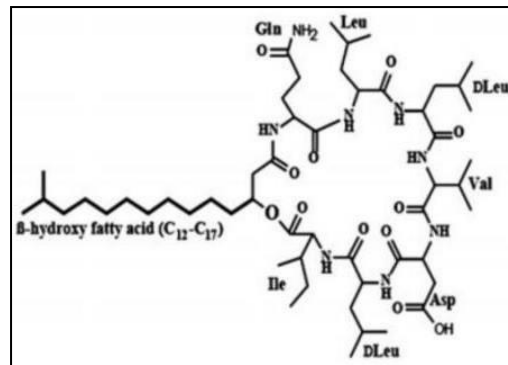


Figure I.41 : Structure de Lichenysines

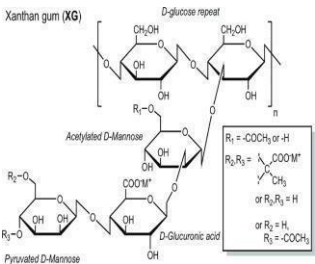
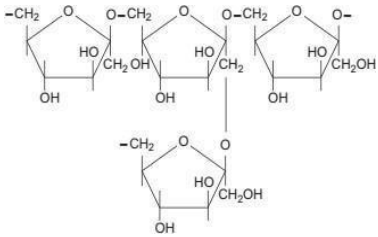
#### I.7.5.2 Biopolymère

##### Définition

Les biopolymères sont des polymères d'origine biologiques naturelles renouvelables qui sont souvent biodégradables et peuvent être produits par des systèmes biologiques tels que les micro-organismes. Les polymères sont des composés chimiques composés d'unités répétitives appelées monomères. Les biopolymères et les polymères synthétiques sont les deux familles de polymères généralement considérées par l'industrie pétrolière lorsqu'elle tente d'augmenter la viscosité de l'eau et d'améliorer l'efficacité de balayage du réservoir.

Toutefois, un accent particulier sera mis sur les biopolymères, qui sont les plus couramment utilisés par l'industrie pétrolière, principalement en raison de leur disponibilité et favorable coûts. Les procédés proposés de biopolymères sont principalement le colmatage sélectif des zones à haute perméabilité et donc la modification de la perméabilité du réservoir pour rediriger le drainage vers les capillaires riches en pétrole. Un autre processus important des biopolymères est leur potentiel en tant qu'agents de contrôle de la mobilité en augmentant la viscosité de l'eau de déplacement, améliorant ainsi le rapport de mobilité et l'efficacité du balayage.

**Tableau I.5 : Type de biopolymère [91]**

Biopolymère	Structure de biopolymère	Description de biopolymère	EOR application
<p><b>Xanthan gum</b></p>	 <p align="center"><b>Structure chimique de l'Xanthan gum</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Biopolymère produit par la bactérie « Xanthomonas sp », par fermentation du glucose ou du fructose</li> <li>• Avoir une dégradation hydrolytique importante supérieure à 70 °C</li> <li>• Rigide avec une bonne résistivité à la dégradation mécanique</li> <li>• Xanthan gum pour l'EOR est souvent en bouillon ou sous forme concentrée, ce qui facilite la dilution à des concentrations appropriées.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Efficace pour une utilisation dans la saumure à haute salinité</li> <li>• Assez compatible avec les tensioactifs lorsque utilisé pour l'EOR</li> </ul>
<p><b>Levan</b></p>	 <p align="center"><b>Structure chimique de levan</b></p>	<p>Biopolymère produit par la bactérie « Bacillus subtilis », par fermentation du saccharose</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Levan a une grande solubilité dans l'eau et l'huile en raison de la présence de la liaison b-2,6. Cependant, il est insoluble dans la plupart des solvants organiques</li> </ul>

### I.7.5.3 Biomasse et biofilms

On sait que les bactéries se développent très rapidement, car certaines se multiplient toutes les 20 minutes dans des conditions aérobies. Le mécanisme de la biomasse microbienne dans le MEOR implique le colmatage sélectif des zones de haute perméabilité où les cellules microbiennes se développeront aux gorges de pores plus grandes limitant le flux d'eau

indésirable à travers eux. Cela forcera l'eau déplacée à dévier son chemin vers les pores plus petits et donc à déplacer l'huile non analysée et à augmenter la récupération d'huile.

Plusieurs essais en laboratoire et sur le terrain ont été réalisés pour tester la faisabilité de ce mécanisme. Jenneman a montré que l'ajout de nutriments (carbone, azote et phosphate) en concentrations suffisantes dans les carottes de grès de Berea a entraîné une réduction de la perméabilité de 60 à 80%. L'avantage du procédé de modification du profil de perméabilité microbienne est qu'il n'interfère pas avec le fonctionnement normal de drainage. Il est également respectueux de l'environnement et est considéré comme le mécanisme MEOR le moins cher [92].

#### **I.7.5.4 Bio-acides**

Certaines bactéries qui reçoivent certains nutriments peuvent produire des acides tels que l'acide lactique, l'acide acétique et l'acide butyrique. Ces acides peuvent être utiles dans les réservoirs carbonatés ou les formations de grès cimentés par des carbonates, car ils peuvent provoquer la dissolution de la roche carbonatée et ainsi améliorer sa porosité et sa perméabilité. La production d'acides organiques par les bactéries est une phase normale de fermentation anaérobie des sucres. *Clostridium* sp., par exemple, peut produire 0,0034 moles d'acide par kilogramme de mélasse [93].

#### **I.8 Etude économique**

MEOR est une alternative beaucoup moins chère en raison des faibles besoins énergétiques contrairement aux CEOR, TEOR et GEOR. L'application du MEOR dépend du prix du pétrole, et est donc considérée comme économique. Les avantages à long terme incluent une augmentation significative des taux de récupération de pétrole, une réduction des impacts environnementaux comparée à d'autres méthodes de récupération tertiaire, et une meilleure rentabilité globale des projets pétroliers. Par exemple, une étude [94] met en évidence que la MEOR peut augmenter la récupération de pétrole de 10 à 15 %.

Les coûts initiaux comprennent la sélection et la production de microorganismes efficaces, l'ingénierie des formulations microbiennes, ainsi que l'injection et la surveillance des activités microbiennes dans le réservoir. Une étude de Lysne et al., [95] estime que ces coûts peuvent varier considérablement en fonction des caractéristiques spécifiques du réservoir et des conditions opérationnelles, mais les coûts opérationnels à long terme sont souvent compensés par l'augmentation de la production de pétrole. En outre, les innovations technologiques et les

améliorations dans la compréhension des interactions microbiologiques ont permis de réduire les coûts liés à la MEOR, rendant cette méthode de plus en plus compétitive par rapport aux techniques de récupération tertiaire traditionnelles comme l'injection de polymères ou de surfactant.

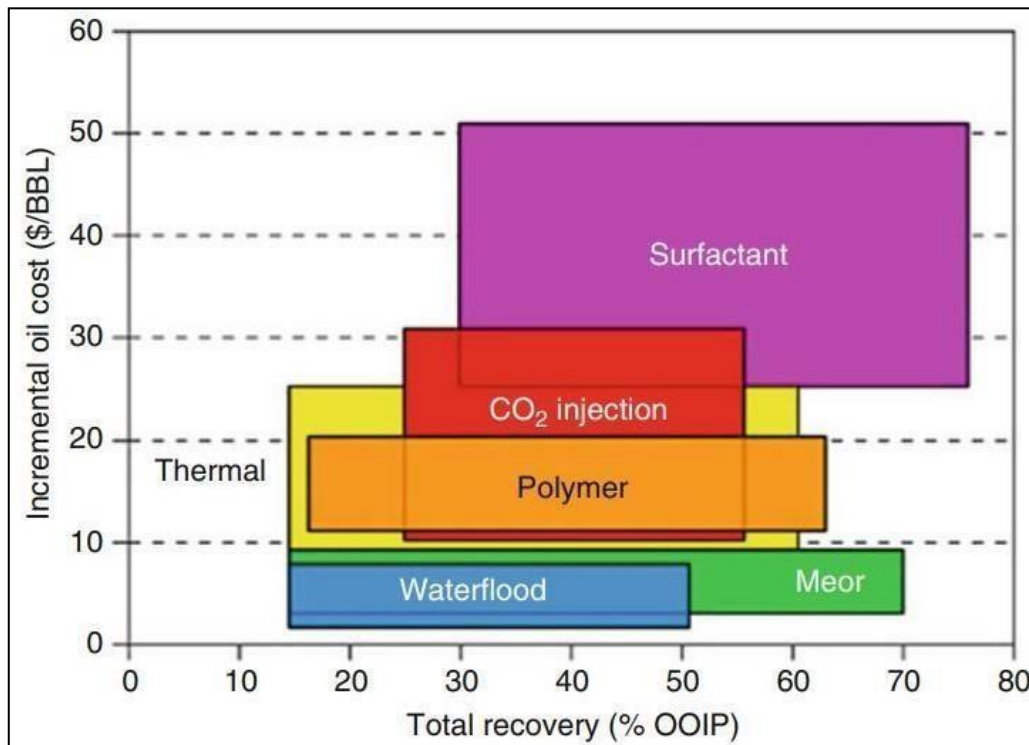


Figure I.42 : Comparaison du coût du MEOR avec d'autres techniques de RAH [95].

## I.9 Conclusion

Ce chapitre comprend une recherche bibliographique sur les écoulements dans un milieu poreux, les caractéristiques pétro physiques statiques et dynamiques, les phénomènes de surface tels que la mouillabilité et la tension interfaciale qui sont peu utilisés comme une source des données micro et macroscopiques de milieu poreux au cours de son exploitation. Le chapitre inclut aussi les mécanismes de drainages en basant sur la récupération assistée du pétrole par des microorganismes qui implique l'utilisation des métabolites pour l'extraction de l'huile résiduelle.

L'état de l'art sur lequel on a mis l'appui dans pour initier un fort chemin dans le but de stimuler, étudier et remédier le processus de récupération de pétrole par des métabolites synthétisés par des microorganismes par l'application de MEOR.

### Conclusion générale

Ce travail s'est articulé autour des axes suivants : premièrement la synthèse des métabolites par des processus microbiens et la caractérisation de chaque métabolite par une technique précise ; puis l'élaboration d'un micromodèle constitué d'une carotte en grès simulant l'état de réservoir d'huile légère dans différentes conditions de température on a tenté de simuler expérimentalement la récupération d'huile par procédé microbien.

En deuxième axe, la mise au point de cinq micromodèles : les trois premiers micromodèles sont normaux et constitués uniquement de grès, destinés à évaluer le potentiel ex situ des biopolymères synthétisés par *Bacillus* dans l'amélioration de la mobilité de l'huile et le biofilm aussi de *Bacillus* dans le colmatage sélectif des zones de haute perméabilité, augmentant ainsi le taux de récupération de l'huile. Le troisième micromodèle est destiné à étudier le potentiel in situ du *Bacillus thermophile* pour l'extraction d'huile résiduelle.

Le quatrième micro modèle est constitué de grès et de dépôt de carbonate destiné à évaluer l'efficacité d'acide acétique (bioacide) dans la dissolution de ce dépôt et l'augmentation de débit de production.

On a mené sur la préparation d'une nouvelle formulation tensioactive par surfactine visant la création d'une phase intermédiaire WINSOR III. L'objectif est de créer cette phase au sein de milieu poreux du dernier micromodèle endommagé par le dépôt d'asphaltène et altéré afin d'assurer la diminution de la tension interfaciale huile/eau et l'altération de la mouillabilité. De côté économique, nous avons mis l'accent sur la salinité optimale de formation de Winsor III tout en basant sur des concentrations références de surfactine.

L'évaluation de taux de récupération tertiaire a été basée sur la détermination de volume d'huile résiduelle récupéré pour chaque métabolite, l'allure des courbes des perméabilités, la saturation d'huile résiduelle, la vitesse d'écoulement et le nombre capillaire.

On peut conclure que nos résultats sont satisfaisants, car nous avons réussi à déterminer le potentiel de la récupération tertiaire microbienne dans l'extraction d'huile résiduelle. De plus, notre travail répond aux besoins d'un public général et spécifique en appliquant cette méthode de récupération, qui est moins coûteuse et ne présente pas un danger pour 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%.

## **Conclusion générale**

---

Bien que le MEOR présente une méthode de récupération pour augmenter la récupération de pétrole, son adoption future dépendra premièrement aux avancées technologiques continues comme la compréhension des bactéries associées aux réservoirs pétroliers, de nouvelles souches de micro-organismes adaptés à des conditions spécifiques pourraient être développées, augmentant ainsi l'application du MEOR dans divers types de réservoirs.

Ensuite, la rentabilité économique car des prix du pétrole plus élevés peuvent développer des techniques telles que le MEOR pour augmenter la récupération de pétrole.

Enfin, la réglementation environnementale doit être favorable à l'utilisation de micro-organismes qui synthétisent des produits dégradables dans les opérations pétrolières donc les préoccupations environnementales doivent être prises en compte.



### Recommandations

D'après le travail ci-dessus on recommande ce qui suit :

- Les microorganismes « bacillus subtilis » et « bacillus licheniformis » sont deux souches appropriées qui ont démontré une capacité efficace à produire de biosurfactant, biopolymère et biofilm par les deux méthodes in situ et ex situ pour la récupération d'huile.
- Chaque métabolite a un mécanisme d'interaction précis avec les fluides de réservoir (huile et saumure), la roche ou fluide /roche.
- Biopolymère améliore la mobilité de l'huile en augmentant le taux de récupération.
- Le colmatage sélectif des zones de haute perméabilité par le biofilm est représenté par l'augmentation de la perméabilité relative de l'huile.
- Efficacité de bio-acide acétique dans la dissolution de dépôt de carbonate et l'amélioration de l'indice de productivité.
- La salinité et la température affectent le comportement de surfactine envers les deux phases huile et saumure.
- L'efficacité de surfactine à réduire la tension interfaciale huile/eau jusqu'au 0.00015mN/m à 90°C.
- Une étude à l'échelle des pores pourrait aider à maîtriser les mécanismes de déplacement diphasique. La disposition des micro- modèles poreux, de géométrie et de constitution bien contrôlées permettrait probablement de mieux cerner les problèmes d'adsorption et d'interactions des asphaltènes avec les roches réservoirs.
- Procéder à l'injection des systèmes de surfactine micellaire pour les puits et les réservoirs altérés.
- La perte de tensioactif et de biopolymère injectés due à leurs adsorptions sur les surfaces des roches réservoirs peut entraîner une diminution de la récupération du pétrole. Cette perte dépend de La composition minérale de la roche, la salinité, la structure des pores, la structure chimique de tensioactif et le pH.
- Les bactéries sont aussi capables de produire des biogaz tel que : H<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> qui jouent un rôle pendant le processus de MEOR par la réduction de la viscosité de l'huile et l'augmentation de la pression de réservoir et des solvants tel que : butanol qui peut être joué le rôle d'un cosolvant dans les formulations de la microémulsion
- Les produits de MEOR sont biodégradables donc il est possible de rendre ce processus de récupération rendre le MEOR plus respectueux de l'environnement, tout en améliorant l'efficacité de la récupération du pétrole.
- MEOR est moins couteuse car elle utilise des microorganismes naturels ou génétiquement

## **Recommandations**

modifiés pour stimuler la récupération du pétrole, réduisant ainsi la dépendance à des méthodes coûteuses telles que l'injection d'eau ou de produits chimiques.

## Bibliographie

### Bibliographie

- [1] Sen ,R .Biotechnology in petroleum recovery : the microbial EOR , Progress in Energy and Combustion science **34** , 714-724 ,2008
- [2] Lazar ,I ,Petrisor ,I and Yen ,T Microbial enhanced oil recovery (MEOR).Pet Sci Technol **25**,1353-1366,2007
- [3] Brown ,L R ,Microbial enhanced oil recovery (MEOR) Curr Opin Microbial **13**;316-320 , 2010
- [4] Ollivier ,B.and Cayol ,J .L The fermentative , iron -reducing and nitrate -reducing microorganisms .In Petroleum Microbiology,pp2262-2268.Edited by Timmis, k.N.Heidelberg Berlin :Spring -Verlag,2005
- [5] Cooper ,D.G Macdonald ,C.R ,S.J.B , and Korasic ,N .Duff Enhanced Production of surfactin from Bacillus subtilis by continuous Product removal and metal cation additions .APPL Environ Microbial **42**,408-412,1981
- [6] Horowitz ,S .and Currie ,J. K .Novel dispersants of silicon carbide and aluminum nitride J Dispers Sci Technol **11**,637-659
- [7] Syldatk, C , Lang ,S, Wagner ,F Wray ,V.and Witte I Production of four interracial active rhamnolipids from n-alkanes or glycerol by resting cells of Pseudomonas species DSM 2874. Zeitschrift für Naturforschung **40c**, 61-67,1985
- [8] Husssein, C., Schwark, L. and Grice, K. Community dynamics of anaerobic bacteria in deep petroleum reservoirs. Nat Geosci **1**, 588-591.
- [9] Youssef ,N, Elshahed ,M.S and MC INERNEY MJ Blackhurst ,R,I ,Genge ,M,J Kearsley ,A.T and Grady ,M.mYoussef ,N ,ELShahed ,M.S and McInerney ,M, j Microbial Processes in Oil Fields: Culprits, Problems, and Opportunities. In Adv Appl Microbiol, Vol. 66, edited by Allen I. Laskin S. S and Geoffrey M. G. pp. 141-251. Academic Press,2009
- [10] Blakhurst R I Genge M J Kearsley A,T and GRADY , M.M. Cryptoendolithic alteration of Antarctic sandstones: Pioneers or opportunists? J Geophys Res **110**: E12S24,2005
- [11] Hitzman, D.O Microbial enhanced oil recovery: the time is now. In Microbial Enhancement of Oil Recovery - Recent Advances. Development in Petroleum Science **31**, 11-20. Edited by Donaldson, E. C. Amsterdam: Elsevier;1991
- [12] Domairry Ganji, D., Goshayeshi, H. R., & Sheikholeslami, M. Heat transfer analysis in a porous medium cavity with internal heat generation using Lattice Boltzmann Method. *International Journal of Heat and Mass Transfer* **90**, 1133-1141,2015
- [13] Gauvin, Cécilia. "Etude expérimentale et numérique du comportement hygromécanique d'un panneau de bois: application à la conservation des tableaux peints sur bois du patrimoine." PhD diss., Université Montpellier, 2015.

## Bibliographie

- [14] Henry Darcy. Les fontaines publiques de la ville de Dijon. Exposition et application des principes à suivre et des formules à employer dans les questions de distribution d'eau : ouvrage terminé par un appendice relatif aux fournitures d'eau de plusieurs villes au filtrage des eaux et à la fabrication des tuyaux de fonte, de plomb, de tôle et de bitume. Dalmont, 1856.
- [15] Souriea ,P. Etude de déplacement des fluides dans les milieux poreux à l'aide de modèle physique .La houille blanche **8** :897-908 ;1963
- [16] P. SOTJKIEAU. Etude de déplacement de fluides dans les milieux poreux à l'aide de modèles physiques The use of physical models to study fluid movement in porous media.1963
- [17] COSSÉ, René. Techniques d'exploitation pétrolière: Le gisement. Éditions Technip, 1988.
- [18] Corey A.T., Mechanics of immiscible fluids in porous media. Water Resources, Highlands Ranch. 1994
- [19] COSSÉ, René. Techniques d'exploitation pétrolière : Le gisement. Éditions Technip, 1988.
- [20] Scheidegger A.E., The physics of flow through porous media, 3rd ed. Univ. of Toronto Press, Toronto,1974.
- [21] Clennell M.B.,. Tortuosity: A guide through the maze, In: M.A. Lovell and P.K. Harvey, editors, Developments in petrophysics. Geol. Soc., London. p. 299–344.1997
- [22] ROTTY, Jeremy D., WU, Congying, et BEAR, James E. New insights into the regulation and cellular functions of the ARP2/3 complex. *Nature reviews Molecular cell biology*, , vol. 14, no 1, p. 7-12.1972
- Bear J., Dynamics of fluids in porous media, Elsevier, New York. 1972
- [24] (fractal models in exploration geophysics V.P. Dimri, ... Nimisha Vedanti, in Handbook of Geophysical Exploration: Seismic Exploration, 2012).
- [25] (Tiab, Donaldson, Djebbar, Erle C. (2004). *Petrophysics - Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties* (2nd ed.).
- [26] Boucher , E.A.Capillary phenomena : properties of system with fluid/fluid interfaces .Reports on progress in physics **43**,no.4(1980):497
- [27] DHOMBRES, Jean. La théorie de la capillarité selon Laplace : mathématisations superficielle ou étendue?. *Revue d'histoire des sciences*, p. 43-77. 1989
- [28] Zinszner, B., Pellerin, F.M. 2007. A Geoscientist's Guide to Petrophysics. paris: Editions Technip
- [29] Courard, Luc. "Evaluation of thermodynamic properties of concrete substrates and cement slurries modified with admixtures." *Materials and structures* 35 : 149-155 ,2002
- [30] Neyt, Jean-Claude. "Calcul de la tension interfaciale de mélanges gaz/eau, gaz/huile et huile/eau par simulation moléculaire." PhD diss., Université Blaise Pascal-Clermont-Ferrand

## Bibliographie

- [31] Kaushik, Avantika, Dinesh Joshi, Rohit Kumar Saw, Kiran Bala Rathi, Sujit Mitra, and Ajay Mandal. "Formation and characterization of nanoparticle assisted surfactant stabilized oil-in-water nanoemulsions for application in enhanced oil recovery." *Fuel* 359 :130500,2024
- [32] Sen, R. (2008). Biotechnology in petroleum recovery: the microbial EOR. *Progress in Energy and Combustion Science* 34, 714-724
- [33] THOMAS, Sara H., WAGNER, Ryan D., ARAKAKI, Adrian K., *et al.* The mosaic genome of *Anaeromyxobacter dehalogenans* strain 2CP-C suggests an aerobic common ancestor to the delta-proteobacteria. *PloS one*, vol. 3, no 5, p. e2103.2008
- [34] McInerney, M. J., Nagle, D. P. and Knapp, R. M. (2005). Microbially enhanced oil recovery: past, present, and future. In *Petroleum Microbiology*. Edited by Ollivier, B. and Magot, M. pp. 215–238. Washington: ASM
- [35] Sen, R. Biotechnology in petroleum recovery: the microbial EOR. *Progress in Energy and Combustion Science* 34, 714-724,2008
- [36] COMEAU, Philip G. et KIMMINS, James P. Above-and below-ground biomass and production of lodgepole pine on sites with differing soil moisture regimes. *Canadian Journal of Forest Research*, 1989, vol. 19, no 4, p. 447-454.
- [37] CACERES, Rubén Chumpitaz et VANHAMME, Joëlle. Les processus modérateurs et médiateurs : distinction conceptuelle, aspects analytiques et illustrations. *Recherche et Applications en Marketing (French Edition)*, 2003, vol. 18, no 2, p. 67-100.
- [38] Green, D.W. and G.P. Willhite, Enhanced oil recovery. Vol. 6. : Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers ,1998
- [39] Veld K. V., Philips O. R. (2010). The economics of enhanced oil recovery: Estimating incremental oil supply and CO2 demand in the powder river basin. *The Energy Journal*, 31(4)31–55
- [40] COTTIN, Christophe. *Drainage dans des micromodèles de milieux poreux Application à la récupération assistée du pétrole*. Thèse de doctorat. Bordeaux 1.2010
- [41] Bastin ,E.S .The problem of the natural reduction of sulphates.Bull Am Assoc Petrol ceol

## Bibliographie

[42] Massinissa HAMOUMA. Compréhension et maîtrise des phénomènes d'interaction surfactant-polymère. Application à la stratégie d'injection de formulation en EOR chimique. 2020

[43] Pierre Gilles de Gennes, Françoise Brochard-Wyart, and David Quéré. Gouttes, bulles, perles et ondes. Belin, 2002

[44] "Reservoir and Production Fundamentals" - Schlumberger 1980

[45] Aurélien Duboin. Écoulements de fluides complexes en présence d'interfaces dans des systèmes microfluidiques. 2013

[46] Thomas Young. An essay on the cohesion of fluids. Philosophical Transactions of the Royal Society of London, 95 :65–87, 1805\

[47] CRD hassi massoud

[48] Darcy, H. J. "Les Fontaines Publiques de la Vue de Dijon." Librairie de Corps Imp&iaux des Pontset Chausdes et des Mines, Paris, 1856, pp. 590-594

[49] Modélisation numérique des écoulements granulaires denses immergés dans un fluide." PhD diss., Institut National Polytechnique de Toulouse-INPT, 2014

[50] IZARD, Edouard. Modélisation numérique des écoulements

[51] URGELLI, Benoît. Réforme 2000 des sciences de la Terre: l'effet de serre en classe de seconde: pour une éducation scientifique des citoyens. 2000

[52] LIU, Jian. Etude expérimentale de la perméabilité relative des matériaux cimentaires et simulation numérique du transfert d'eau dans le béton. . Thèse de doctorat. Ecole centrale de Lille.2011

[53] TLIBA, Louey et DJAMAI, Ahcene. Etude du drainage d'huile résiduelle dans un micromodel par l'injection du tensioactif et polymère/ Application SWCTT au champ HMD. . Thèse de doctorat.2017

[54] CHATAIN, Dominique, MARTIN-GARIN, Lionel, et EUSTAPHOPOULOS, N. Etude expérimentale de la tension interfaciale liquide-liquide du système GA-PB entre les températures monotectique et critique. Journal de chimie physique, , vol. 79, p. 569-577.1982

## Bibliographie

- [59] SLOBODKIN, Alexander I., JEANTHON, Christian, L'HARIDON, Stéphane, et al. Dissimilatory reduction of Fe (III) by thermophilic bacteria and archaea in deep subsurface petroleum reservoirs of Western Siberia. *Current microbiology*, , vol. 39, p. 99-102.1999
- [60] NAZINA, T. N., IVANOVA, A. E., MITYUSHINA, L. L., et al. Thermophilic hydrocarbon-oxidizing bacteria from oil strata. *Microbiology-New York*, , vol. 62, no 3, p. 359.1993
- [61] YEN, Chi et YANG, Jun-Liang. *Kengyilia gobicola*, a new taxon from west China. *Canadian Journal of Botany*, 1990, vol. 68, no 9, p. 1894-1897.
- [62] YUAN, Guangxiang, ZHANG, Xiang, WANG, Wenbo, et al. Carrier aggregation for LTE-advanced mobile communication systems. *IEEE communications Magazine*, , vol. 48, no 2, p. 88-93.2010
- [63] HENDRY, Andrew P., GOTANDA, Kiyoko M., et SVENSSON, Erik I. Human influences on evolution, and the ecological and societal consequences. *Philosophical Transactions of the Royal Society B: Biological Sciences*, 2017, vol. 372, no 1712, p. 20160028.
- [64] NIKITIN, Pavel V., RAO, K. V. S., et LAZAR, Steve. An overview of near field UHF RFID. In : *IEEE international conference on RFID*. IEEE, 2007. p. 167-174.2007
- [65] Akerke Mukhamediyarova. *Microbiological Enhanced Oil Recovery: Model of Kinematic Waves and Asymptotic Analysis*.2

## Les annexes

---

### Annexe A

Les produits

#### **Glucose monohydrate**

Nombre de catalogue : 16301

Synonyme : dextrose monohydrate, Glucose

Formule empirique :  $C_6H_{12}O_6.H_2O$

Poids moléculaire : 198.17

Solubilité : H<sub>2</sub>O: 10g/5ml, clear, colorless

Forme : poudre

Gamme de PH utile : 6-7 (20°C, 100g/l)

#### **Soy peptone**

Soy peptone with low endotoxin content. GMO free Animal –free

Nombre de catalogue : 1608.00

Application : ingrédient de milieu de culture

Composition : peptides, vitamines, carbohydrates

Gamme de PH utile : 7.3

Les éléments principaux :

- 1- Les minéraux : calcium ; magnésium, potassium, sodium
- 2- Les acides aminés : glutamiques, aspartique, leucine, alanine

Extrait de levure

Select yeast extract for use in microbial growth medium

Nombre de catalogue : 8013-01-2

Forme : poudre

Solubilité : 100mg/ml.H<sub>2</sub>O

PH (10% dans H<sub>2</sub>O) : 6.5-7.5

### Annexe B

Représentation picturale des microémulsions et des micelles directes et inverses.





## Les annexes

---

Water: Fully miscible.

### **Stability and Reactivity**

10.1 Reactivity: Stable under recommended conditions.

10.2 Chemical stability :

Thermal decomposition / conditions to be avoided: No decomposition if used according to specifications.

10.3 Possibility of hazardous reactions: No dangerous reactions known.

10.4 Conditions to avoid: No further relevant information available.

10.5 Incompatible materials: No further relevant information available.

10.6 Hazardous decomposition products: No dangerous decomposition products known.