

N° Série : .../2022

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers

Département de **Production des Hydrocarbures**

Mémoire de fin d'étude

Pour Obtenir le diplôme de :

Master

Option : Production Académique

Présente par :

Aounallah Maroua, Djendouci Nour El Houda

-Thème-

*Récupération assistée du pétrole par L'injection de
biosurfactant et de biopolymère.*

*Application sur micro-modèle à base de déblais de
forage*

Soutenue le : 13/06/2022

Devant les jurés :

Président :Dr.Dobbi Abdelmadjid	Pr	UKMO
Examineur : Dr.Boufades Djamil	MCB	UKMO
Rapporteur : Dr.Lebtahi Hamid	MCB	UKMO
Co-Rapporteur : Dr. Bouricha M'hamed	MCB	UKMO
Co-Rapporteur :Dr.Henni Abdallah	MCA	UKMO

Remerciements

Nous remercions tout d'abord notre Dieu qui nous a donné la force et la puissance pour terminer ce modeste travail.

Tous nos remerciements à notre encadreur Mr : Lebtahi Hamide et notre co-encadreur Mr : Bouricha m'hamed et Mr. Henni Adballah qui nous a guidé à réaliser ce travail pour leur suivi et leur orientation disponibilité et leur conseils judicieux.

À Mme. Ghehaz Karima et Mme. Bouziane Ghania et l'équipe de CRAPC sans exception.


Nous n'oublierons pas de remercier nos enseignants du département des Hydrocarbures, pour les efforts qu'ils ont fournis durant notre année universitaire afin de nous amener jusqu'au bout de la formation.

Nous tenons à exprimer nos vifs remerciements à tous nos collègues, tous les membres de la promotion de Master production 2022

Aounallah Maroua, Djendouci Nour El Houda



Dédicace



Avec un énorme plaisir, un cœur grand et une immense joie je dédie ce modeste Travail qui est le fruit de ma profonde reconnaissance particulièrement à mes cher parents qui ont consacré leur existence à bâtir la mienne pour leur soutien et patience et l'affection pour tout ce qui ils ont fait pour que je puisse arriver à ce stade ; que dieu les gardes et les protèges .

A ma très chère mère, tu as toujours été a mes coté pour me soutenir et m'encourager ,ton affection me couvre ,ta bienveillance me guide ; Et ta présence elle me donné le gout a l'effort qu'il a suscité en moi de par sa rigueur.

A mon cher père , tu as ma source de force pour affronter les différents obstacles .

A Mon frère (Zoubir) , qui toujours disponible pour moi et pour m'aider je lui confirme mon attachement et mon profond respect.

A mes sœurs Fouzia et Fadila et ma belle nièce Amani.

A mon fiancé et mes belles sœurs (Hanane ; Amina et Aya).

Et à tous les membres de famille et tout personne qui porte le nom Aounallah et Boukhamla.

A tout mes amis de promotion et tout les autres sans exception.

Et a tout ce qui je connu durant mon cycle d'étude.

Aounallah Maroua



Dédicace

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

*A ma très chère mère, qui ma donne toujours l'espoir de vivre et d'encouragement
et qui
n'a jamais cessé de prier pour nous*

*A mon très cher père, pour son encouragement, leur soutien, surtout
pour leur amour et leur sacrifice afin que rien n'entrave le
déroulement de mes études.*

A tous mes sœurs Ahlem, Hadjer, Nesrine et Maroua

A ma grand'mère et à ma tante et mon oncle

A mes meilleurs amis.

A Tous ceux que m'aime et me respecte

Djendouci Nour El Houda

Résumé

La complexité de la technique de récupération assistée du pétrole (EOR) et son coût élevé nécessitent une nouvelle approche dans le choix et l'utilisation de produits moins coûteux et plus efficaces tout en respectant l'environnement. La production de biopolymères et de biosurfactants par voie biologique à partir d'une bactérie appelée *Bacillus subtilis*. Et les groupes fonctionnels des bio-surfactants et des bio-polymères ont été identifiés par spectroscopie infrarouge et par résonance magnétique nucléaire RMN qui précise les groupes fonctionnels des bio-surfactants et des biopolymères. Le surfactant (surfactine) réduit la tension interfaciale (o/w) et la tension de surface. Le biopolymère (levan) augmente la viscosité puis la présence des deux paramètres consiste en l'augmentation du nombre capillaire.

La formation de la microémulsion par des solutions contenant des biopolymères et des biosurfactants, les co-solvants comme le 2-butanol, le n-propanol, l'éthylène glycol, le co-surfactant comme le dodécylbenzène sulfonate de sodium pour obtenir le winsor III pour représenter les résultats dans un diagramme triangulaire de la microémulsion. La tension interfaciale de la microémulsion est inférieure à 10^{-3} mN/m ; Ensuite, j'ai été injecté dans la récupération assistée du pétrole (méthode ex-situ) et leur taux de récupération a été obtenu et l'injection de la solution contient le bio surfactant, le bio polymère, le co-solvant, le co surfactant (microémulsion in situ) et leur taux de récupération à différentes températures 70-80°C ; Avec l'utilisation des débris de forage dans toutes les expériences.

Mot clé : Débris de forage. Bactéries. EOR. Microémulsion. Biopolymère. Biosurfactant

ملخص

يتطلب تعقيد تقنية الاستخلاص المعزز للنفط (EOR) وارتفاع تكلفتها نهجًا جديدًا في اختيار واستخدام منتجات أقل تكلفة وأكثر فاعلية مع احترام البيئة. إنتاج البوليمرات الحيوية والمواد الخافضة للتوتر السطحي بالطريقة البيولوجية من بكتيريا تسمى *Bacillus subtilis*، وقد تم تحديد المجموعات الوظيفية من المواد الخافضة للتوتر السطحي والبوليمرات الحيوية عن طريق التحليل الطيفي بالأشعة تحت الحمراء والرنين المغناطيسي النووي الذي يحدد المجموعات الوظيفية للمواد الخافضة للتوتر السطحي والبوليمرات الحيوية. يقلل الفاعل بالسطح (سطحي) من التوتر السطحي (o/w) والتوتر السطحي. يزيد البوليمر الحيوي (ليفان) من اللزوجة، ثم يتألف وجود المعلمتين من زيادة عدد الشعيرات الدموية. يحتوي تكوين المستحلب الدقيق بواسطة المحاليل على بوليمرات حيوية وخافض للتوتر السطحي، والمذيبات المشتركة مثل 2-بيوتانول، و n-propanol، و ethylene glycol، وخافض التوتر السطحي المشترك مثل sodium dodecylbenzene sulfonate للحصول على winsor III لتمثيل النتائج في مخطط مثلث من مستحلب دقيق. التوتر البيئي للمستحلب الدقيق أقل من 10^{-3} mN/m؛ ثم تم حقني في الاستخلاص المعزز للزيت (طريقة خارج الموقع) وتم الحصول على معدل استعادتها وحقن المحلول يحتوي على عامل خافض للتوتر السطحي الحيوي البوليمر المشترك المذيبات (في الموقع مستحلب دقيق) ومعدل استعادتها عند درجات حرارة مختلفة 70-80°C؛ مع استخدام عقل الحفر في جميع التجارب.

الكلمة الأساسية: قصاصات الحفر. بكتيريا. EOR. مستحلب دقيق. البوليمر الحيوي. عامل حيوي

Summary

The complexity of the enhanced oil recovery (EOR) technique and its high cost requires a new approach in the choice and use of less expensive and more effective products while respecting the environment. The production of biopolymers and biosurfactants with biological way from a bacterium called *Bacillus subtilis*. and the functional groups of bio-surfactants and bio-polymers have been identified by infrared spectroscopy and nuclear magnetic resonance NMR which specifies the functional groups of bio-surfactants and biopolymers. The surfactant (surfactin) reduces the interfacial tension (o/w) and surface tension. The biopolymer (levan) increases the viscosity then the presence of the two parameters consists in the increase in capillary number. The formation of the microemulsion by solutions contains biopolymers and biosurfactant , the co-solvents like 2-butanol, n-propanol ,ethylene glycol , the co-surfactant like sodium dodecylbenzene sulfonate to get Winsor III To represent the results in a triangular diagram of the microemulsion .The interfacial tension of microemulsion less than 10^{-3}mN / m ; Then I was injected in enhanced oil recovery (ex-situ method) and their recovery rate obtained and the solution injection contains bio surfactant bio polymer co-solvent co surfactant (in situ microemulsion) and their recovery rate at different temperatures $70-80^{\circ}\text{C}$; With the use of drilling cuttings in all experiments.

Key word: Drilling cuttings. Bacteria. EOR. Microemulsion. Biopolymer. Biosurfactant

Table des matières

Résumé	I
ملخص.....	I
Summary	II
Liste de figure	VI
Liste des tableaux	VIII
Liste des abréviations.....	IX
Introduction Générale.....	1
Chapitre I : Mécanisme de Drainage.....	3
I.1 Mécanisme de drainage	4
I.1.1 Récupération primaire	4
I.1.2 Récupération secondaire	5
I.1.3 Récupération tertiaire	6
Chapitre II : Les écoulements polyphasiques dans un milieu poreux	15
II.1 Introduction	16
II.2 Perméabilité	17
II.2.1 Écoulement Radial Circulaire	18
II.2.2 Pour un puits foré loin des limites d'une couche	18
II.2.3 Ecoulement du fluide près du puits de forage	18
II.3 Le Skin.....	19
II.4 La Saturation.....	20
II.5 Déplacement des fluides dans le réservoir	21
II.5.1 Le concept de la perméabilité relative.....	21
II.5.2 La Mobilité	22
II.6 Mécanisme capillaire	22
II.6.1 La tension interfaciale IFT	23
II.6.2 La mouillabilité	23
II.6.3 Pression Capillaire.....	24
II.7 Drainage et imbibition	25
II.8 Nombre capillaire (Nc).....	26
II.9 Mécanisme de piégeage du pétrole dans les milieux poreux.....	27
II.10 Alteration de la mouillabilité Cas des dépôts d'asphaltènes.....	28

Chapitre III : Synthèse des Biosurfactants et Biopolymères	30
III.1 Tensioactifs	31
III.2 Tensioactifs synthétiques	32
III.3 Biosurfactants	33
III.3.1 Classification des biosurfactants	34
III.3.2 Propriétés et avantages	35
III.3.3 Production de biosurfactants	37
III.3.4 Utilisation des biosurfactants	38
III.3.5 Marché des Tensioactifs :	39
III.4 Polymères.....	40
III.4.1 Définition	40
III.4.2 Structure des polymères	40
III.4.3 Types des polymères	40
III.5 Biopolymères :	41
III.5.1 Formation de biopolymères.....	42
III.5.2 Levan produit par Bacillus spp.....	43
III.6 Rôle des biopolymères	44
Chapitre IV : Formation de la Microémulsion	45
IV.1 Introduction.....	46
IV.2 Tension interfaciale et émulsion	46
IV.3 Types d'émulsions	46
IV.3.1 Macro-émulsion	47
IV.3.2 Microémulsions	47
IV.4 Diagramme WINSOR et Comportement de phase (huile / saumure / tensioactif)	47
IV.5 Différents types de la microémulsion	48
IV.6 Tests de balayage de la salinité de la microémulsion	50
IV.7 Formulation des systèmes de microémulsions.....	51
Conclusion.....	90
Recommandation.....	91
Références	92
Annexes	96

Liste de figure

Figure I.1: Drainage naturel dû à la pression de gaz et d'eau de gisement.[1].....	4
Figure I.2: Récupération secondaire du pétrole.[1]	5
Figure I.3 : Diagramme de méthodes de EOR [3]	6
Figure I.4: Récupération tertiaire de pétrole par injection de vapeur.[1].....	8
Figure I.5: Mécanisme d'injection eau chaude.[5]	9
Figure I.6: Schéma de l'interaction entre l'acide alcalin et l'acide de pétrole.[3].....	11
Figure I.7: Tension interfacial entre le pétrole brut et la solution de surfactant à une salinité différente [3].....	11
Figure I.8: Injection de CO ₂ . [13]	14
Figure II.1: Milieu Poreux [15]	17
Figure II.2: Système d'écoulement Radial circulaire [15]	18
Figure II.3: Distribution de la pression autour du puits de forage [17]	18
Figure II.4: Exemple de Déplacement stable et instable dans le plan horizontal [17]	22
Figure II.5: Angle de contacts entre une surface avec deux fluides[19]	24
Figure II.6: Hystérésis capillaire [22]	26
Figure II.7: mécanisme de piégeage d'huile par bypass et snap off [5].....	28
Figure II.8: Schémas de la précipitation des asphaltènes [23].....	28
Figure II.9: La disposition des asphaltènes dans de tubing de production [23].	29
Figure II.10: Formation de dépôt des Asphaltènes [23].	29
Figure III.1: les Types de tensioactifs basés sur le caractère ionique et les micelles formées par la suite dans la solution [25].....	31
Figure III.2 : Structures de certains des biosurfactants les plus étudiés appartenant aux types glycolipides (a, b, c), lipopeptides (d), biosurfactants polymères (e), acides gras (f) et phospholipides (g). [28]	33
Figure III.3: Structure Chimique de la surfactin [31].....	35
Figure III.4: Classification des biosurfactants et des micro-organismes producteurs respectifs [33]	38
Figure III.5: Mécanisme de récupération du pétrole par les biosurfactants [31].....	39
Figure IV.1: les différents types de la microémulsion [45]	49
Figure IV.2: schéma explicatif des types de la microémulsion [44].....	49

Figure IV.3: schéma représentatif diagramme eau-huile-surfactant [43] 50

Figure IV.4 : effet de la température et la salinité sur la formation de la microémulsion [44]
..... 50

Liste des tableaux

Tableau II-1: Exemples des tension Interfaciale [6].....	23
Tableau II-2: Condition de mouillage et l'angle de contact [6].....	24
Tableau III-1: Comparaison de la réduction de la tension superficielle et interfaciale entre les Biosurfactants et surfactants chimiques et leur concentration micellaire critique [9].....	36

Liste des abréviations

CEOR	Chemical enhanced oil recovery.
EOR	Enhanced oil recovery
IFT	Tension interfacial en [mN/m]
ST	Tension superficielle en [mN/m]
K_{ro}	Perméabilité relative d'huile en [mDarcy]
K_a	Perméabilité absolue en [mDarcy]
N_c	Nombre capillaire
N	Huile originelle en place
N_p	Huile accumulée récupérée
OOIP	Huile original en place
o/w	Huile dans eau
μ_w	Viscosité d'eau en [cp]
μ_o	Viscosité d'huile en [cp]
\emptyset	Porosité en [%]
HMD	Hassi messaoud
CO ₂	Dioxyde de carbone
MEOR	Microbial enhanced oil recovery
RAH	Récupération assisté des hydrocarbures
B.S	Bacillus subtilis
N ₂	Azote
V_b	Volume apparent de la roche en [ml]
V_s	Volume occupé par les solides (également appelé volume des grains) en [ml]
V_p	Volume des pores en [ml]

r_w	Rayon du puits en [cm]
R	Rayon de drainage en [cm]
P_i	Pression initiale du réservoir en [Bar]
S_o	Saturation d'huile
S_g	Saturation du gaz
S_w	Saturation d'eau
σ_{wo}	Tension interfaciale entre eau et huile en mN/m
BS	Biosurfactant
BP	Biopolymères
MM	Micro modèle
DDBS	Dodecylbénzine sulfonate de sodium
PA	Polyamide
PCL	Polycaprolactone
PHB	Polyhydroxybutyrate
PLA	Acide polylactique
PVC	Chlorure de polyvinyle

Introduction Générale

La production d'un gisement pétrolier comprend généralement plusieurs étapes. la récupération (qui utilise la pression du gisement comme moteur de la production) et la récupération secondaire (qui utilise l'injection d'eau ou de gaz pour maintenir la pression dans le gisement), la récupération améliorée du pétrole ou récupération tertiaire comprend tous les différents procédés qui peuvent être employés pour modifier la mobilité et/ou la saturation des hydrocarbures dans le gisement. Ces procédés permettent d'extraire entre 5 et 20 % supplémentaires de l'huile en place dans le gisement, en plus des 30 % obtenus en moyenne après les étapes de récupération conventionnelles [1].

Avec la récupération primaire, on induit un écoulement réussi ou simultané d'huile, de gaz et d'eau salée du gisement vers les producteurs de puits et la surface. Mais dès que la pression du gisement devient insuffisante, la production diminue et le pétrole résiduel reste piégé dans le gisement. Des méthodes de récupération secondaire entrent alors en jeu, comme l'injection d'eau ou de gaz pour maintenir la pression et déplacer l'huile, ce qui permet d'augmenter la production et donc de diminuer la fraction d'huile restante dans le gisement. Cependant, à un moment donné, cette deuxième étape atteindra un palier et une quantité d'huile résiduelle restera piégée dans le puits. Outre le pétrole, des quantités importantes d'eau et même de gaz restent piégées [1].

La nature de la roche-réservoir peut avoir une affinité avec le pétrole (dite hydrophobe) ou avec l'eau qui l'accompagne (dite hydrophile) ; cette affinité est plus ou moins marquée selon la composition de la roche. Dans ces conditions, la rétention du pétrole dans la roche est liée aux forces capillaires ; la mobilisation de cette huile résiduelle, implique généralement l'injection de fluides complexes pour vaincre les forces capillaires et donc la récupération tertiaire entre en jeu et nous avons intéressé sur la méthode d'injection les biopolymère et les bion-surfactant d'une source microbienne puis la préparation de la microémulsion pour que EOR aboutisse [1].

Tout d'abord dans le 1^{er} chapitre qui parle sur les mécanismes de drainage utilisée dans la récupération assistées du pétrole RAH ,puis dans le 2^{ème} chapitre qui représente des généralités sur les écoulements polyphasiques et le mécanisme de piégeage des hydrocarbures dans l'espace poreux .en suit dans le 3^{ème} chapitre qui représente la synthèse des biosurfactant

de des biopolymères leur rôle, le microorganisme producteur et leur caractéristiques, le 4^{ème} chapitre parle sur la formation de la microémulsion les types et les paramètres affectant sa formation et enfin le dernier chapitre il aborde par partie expérimentale qui a été présenté les résultats expérimentales pour : la production ,caractérisation ,formation ,performance des biosurfactant et biopolymère la solution de microémulsion et l'utilisation dans le déplacement d'huile sur le micro-modèle à base de déblais de forage .

CHAPITRE I

Mécanisme de drainage

I.1 Mécanisme de drainage

Le drainage c'est l'ensemble des méthodes et des techniques qui provoquent le déplacement des fluides depuis la roche réservoir vers le puits de production

On distingue deux types de drainage :

- Drainage naturel.
- Drainage assisté [1].

I.1.1 Récupération primaire

La pression naturelle du réservoir remonte le pétrole à la surface et assurer la production dite primaire, qui dépend de l'énergie intérieure et les caractéristiques des roches réservoirs et les propriétés des fluides hydrocarbonés. Dans certains réservoirs, ils font partie d'un système aquifère global plus vaste où l'écoulement naturel des eaux souterraines peut être la force motrice (aquifère entraîné) pousser et déplacer l'huile ; Dans d'autres réservoirs, d'autres mécanismes peuvent exister récupération, telle que l'expansion du gaz dissous lors de la chute de pression ; Lorsque la pression du réservoir chute en dessous du point de bulle pendant la production, certains composants plus volatils sont libérés .[2]

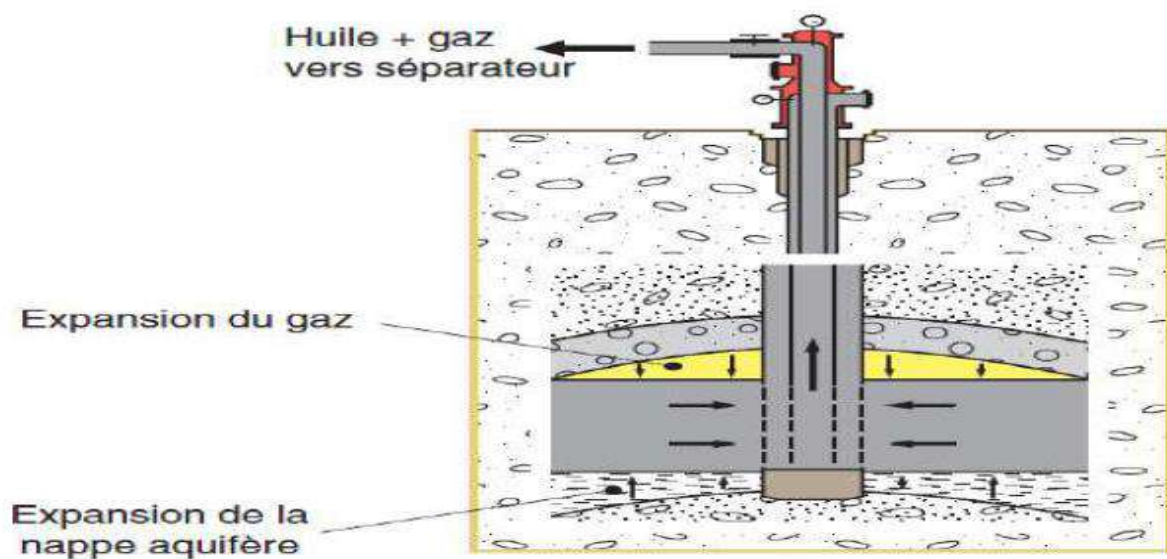


Figure I.1: Drainage naturel dû à la pression de gaz et d'eau de gisement.[1]

I.1.2 Récupération secondaire

L'Injection d'eau réalisée dans la nappe aquifère située sous le gisement d'huile ou injection de gaz avec un mécanisme de déplacement efficace comme la figure au-dessous : on provoque un drainage vertical du réservoir, c'est L'une des méthodes les plus courantes de récupération de pétrole aujourd'hui.

Après plusieurs années de fonctionnement dans un domaine, du fait de l'hétérogénéité du domaine réservoir, le fluide injecté (eau ou gaz) s'écoule préférentiellement le long de la couche, très cela amène ces fluides à contourner les régions saturées d'huile du réservoir. donc un De plus en plus d'eau (ou de gaz) monte avec l'huile, et en diminuant le rapport pétrole/eau, il devient finalement non rentable de poursuivre le processus et le champ doit abandonner.

Dans ce cas, comme la production de pétrole est Les stades primaire et secondaire (environ 30%), l'attention sera portée sur le troisième stade La récupération du pétrole, dite récupération tertiaire du pétrole ou récupération assistée du pétrole (EOR), avec un facteur de récupération supérieur à Pétrole provenant de champs existants et abandonnés.[2]

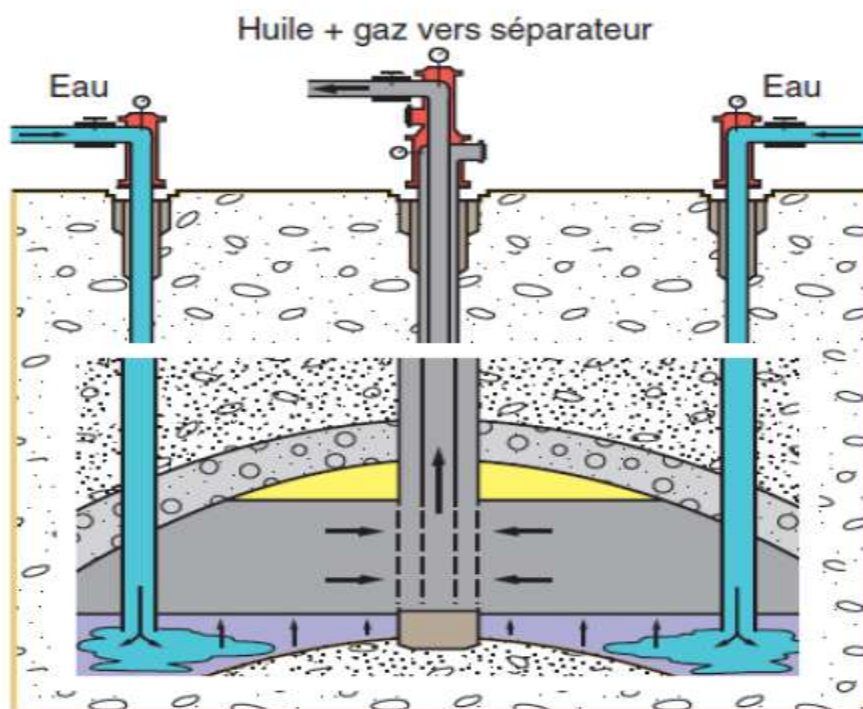


Figure I.2: Récupération secondaire du pétrole.[1]

I.1.3 Récupération tertiaire

Généralement, la récupération tertiaire du pétrole ou la récupération assistée du pétrole implique l'extraction du pétrole résiduel après étapes de production primaires et secondaires. À ce stade, des méthodes modernes et technologiquement avancées utilisées pour modifier les propriétés des fluides du réservoir ou les propriétés des roches réservoir, le but est d'obtenir un rendement de récupération supérieur à celui obtenu par ces méthodes processus de récupération (phases de récupération primaire et secondaire). Les méthodes de RAH sont souvent classées comme le montre la figure ci-dessous. Le diagramme schématisé est une description simplifiée des méthodes de récupération assistées tertiaires.[2]

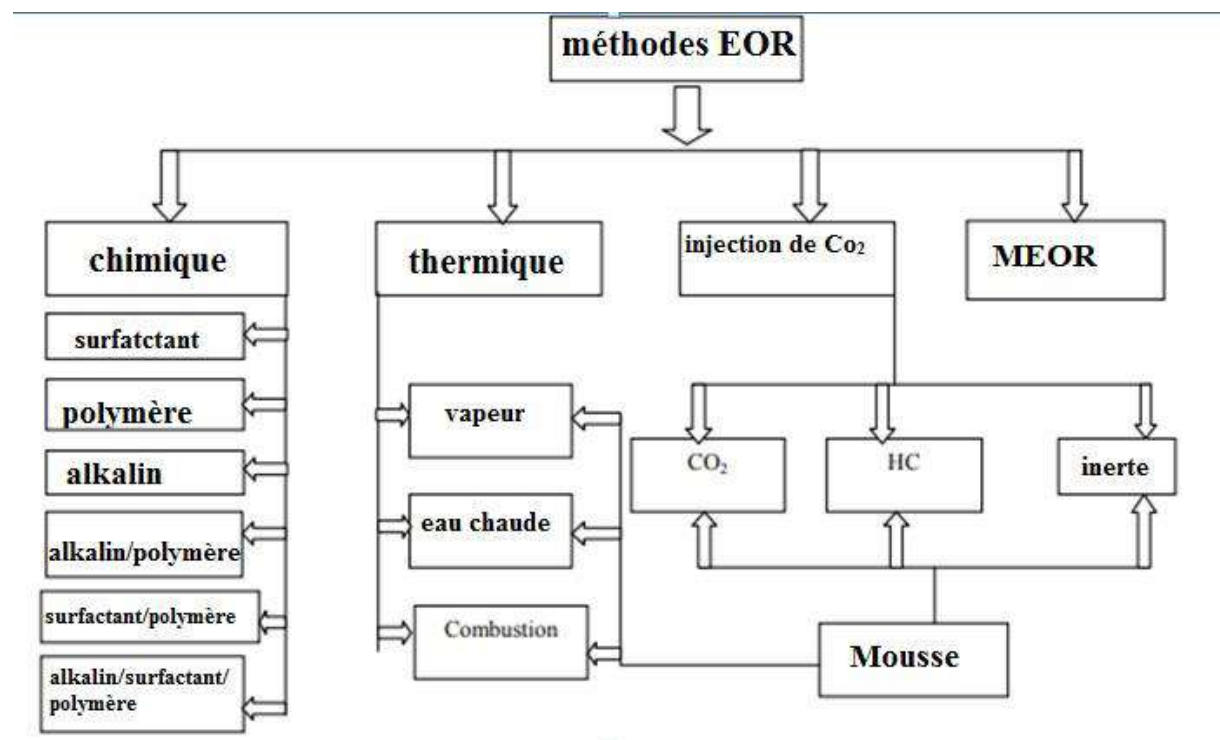


Figure I.3: Diagramme de méthodes de EOR [3]

I.1.3.1 Procédés thermiques

Le principe général des procédés thermiques qui sont principalement utilisés pour la récupération des huiles lourdes ou visqueuses est d'alimenter le réservoir en énergie thermique afin d'augmenter la température du pétrole et de réduire sa viscosité augmentant la mobilité du pétrole vers les puits de production. Les processus thermiques peuvent être réalisés par deux méthodes différentes : l'injection de vapeur et la combustion in situ. En cas d'inondation de vapeur, de la vapeur d'environ 80 % de qualité est injectée dans une huile réservoir, dans lequel, en condensant la vapeur, son énergie thermique se transmet aux roches et aux fluides du réservoir. Cela conduit à l'expansion thermique de l'huile et la réduction de sa viscosité, et la libération de gaz dissous.

L'inondation à la vapeur est la méthode de récupération assistée tertiaire des hydrocarbures (RAH) la plus utilisée et probablement la plus rentable d'un point de vue économique. Dans la méthode de combustion in situ (inondation par le feu), qui est théoriquement plus efficace que l'inondation par la vapeur, la combustion d'une partie du pétrole du réservoir entraîne le chauffage du réservoir et le déplacement du pétrole restant vers les puits de production. Mais généralement, en raison des problèmes opérationnels complexes de cette méthode, elle n'est pas largement appliquée.[3]

A) Injection de vapeur

L'injection de vapeur est la méthode la plus utilisée dans la RAH thermique. L'injection de vapeur est principalement utilisée dans les réservoirs peu profonds qui contiennent du pétrole brut à haute viscosité. C'est une méthode de RAH très bien incluse.

L'injection de vapeur permet de chauffer le pétrole brut dans la Formation réduisant ainsi sa viscosité et vaporisant une partie de l'huile pour augmenter sa mobilité. [4]

La diminution de la viscosité permet de réduire la tension superficielle, d'augmenter la perméabilité de l'huile et d'améliorer les conditions d'infiltration du réservoir. La vaporisation d'huile permet à l'huile de circuler plus librement dans le réservoir et de former une meilleure huile une fois qu'elle s'est condensée, mais L'injection de vapeur ne présente pas autant de risques pour l'environnement que les autres méthodes de RAH.

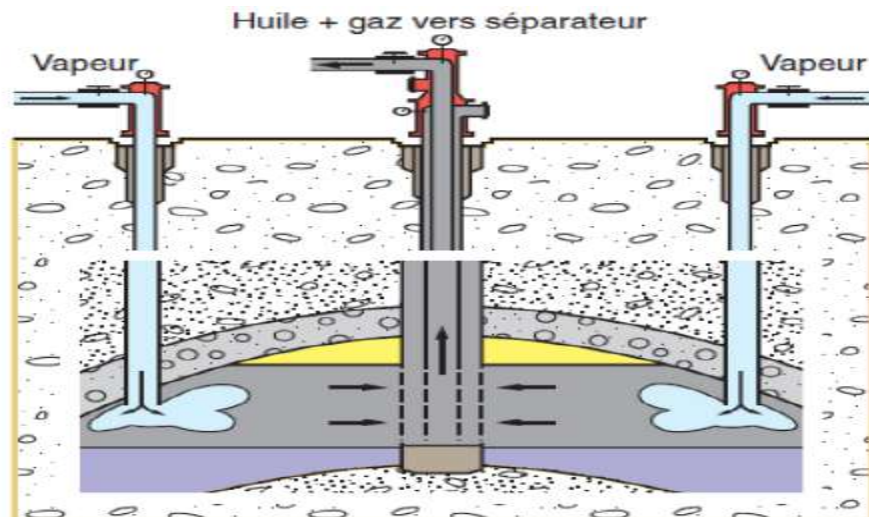


Figure I.4: Récupération tertiaire de pétrole par injection de vapeur.[1]

B) Drainage par d'eau chaude

L'inondation d'eau chaude est une technique d'augmentation de la production de pétrole brut à partir d'un puits de production en injectant de l'eau chaude dans le réservoir. Comme vous pouvez le voir sur la figure I-6, un puits d'injection est foré parallèlement au puits de production primaire par lequel de l'eau chaude est injectée de force dans le réservoir en direction du puits de production. [5]

La chaleur de l'eau chaude agit comme un moyen de réduire la viscosité du pétrole brut, le faisant couler vers le puits de production avec facilité. Avec cette technique, le facteur de

récupération du pétrole peut être augmenté et le taux de production du puits peut être maintenu plus longtemps.

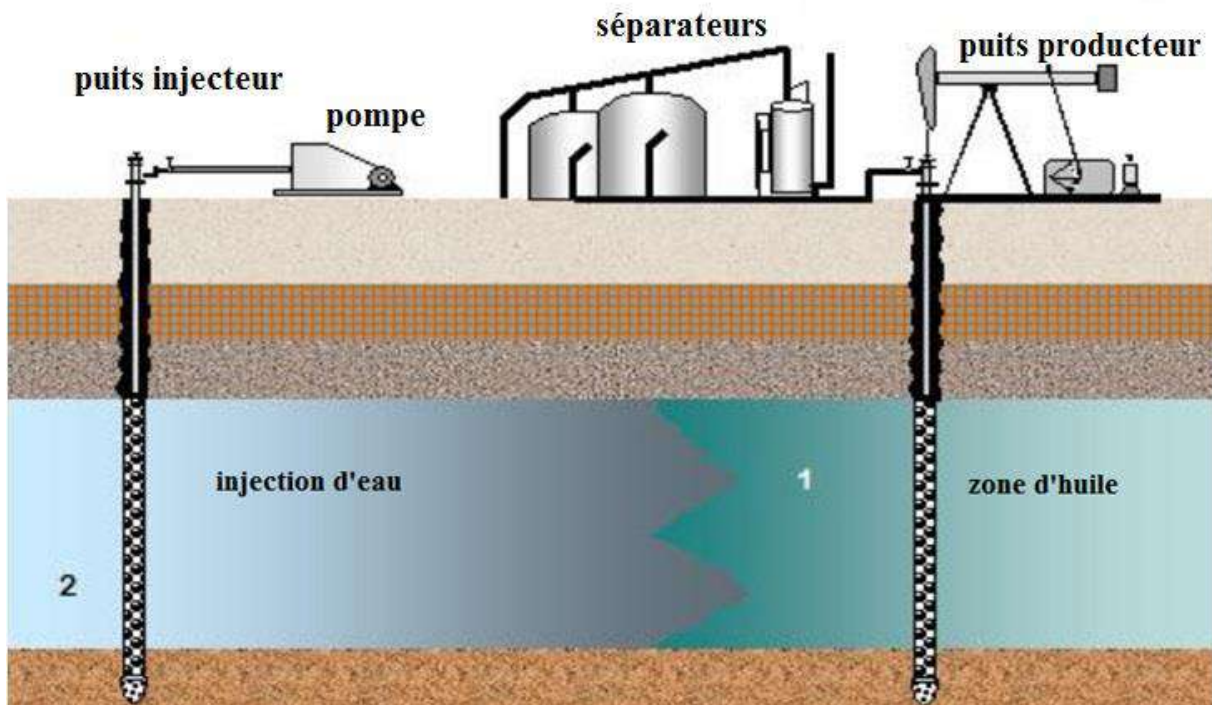


Figure I.5: Mécanisme d'injection eau chaude.[5]

C) Combustion in situ

La combustion in situ est la plus ancienne technique de récupération thermique. Elle est utilisée depuis plus de neuf décennies avec de nombreux projets économiquement réussis. [6] La combustion in situ est un processus de déplacement par lequel un gaz contenant de l'oxygène est injecté dans un réservoir où il réagit avec du pétrole brut pour créer une zone de combustion à haute température qui génère des gaz de combustion et crée un front chauffé qui se propage dans le réservoir.

I.1.3.2 Méthodes chimiques

Les méthodes chimiques (inondation chimique) sont censées avoir un potentiel important si l'on se fonde sur des essais en laboratoire réussis, mais les résultats des essais sur le terrain n'ont pas été encourageants. [1]

De plus, ces méthodes ne sont pas encore rentables. Dans ces procédés, des produits chimiques tels que les surfactants, les solutions alcalines et les polymères sont ajoutés à l'eau de déplacement afin de modifier les propriétés physicochimiques de l'eau et de l'huile en contact, rendant le processus de déplacement plus efficace.

En cas d'inondation par surfactant, en réduisant la tension interfaciale entre l'huile et l'eau de déplacement et aussi la tension interfaciale entre l'huile et les interfaces rocheuses, l'huile résiduelle peut être déplacée et récupérée. En outre, dans l'inondation caustique, la réaction des composés alcalins avec les acides organiques dans les formes d'huile insitu les tensioactifs naturels qui réduisent la tension interfaciale huile-eau. En plus du surfactant et l'inondation alcaline, les polymères sont utilisés pour augmenter la viscosité de l'eau de déplacement pour améliorer l'efficacité de l'huile balayée [1].

A) Drainage par les alcalines

Plusieurs mécanismes sont proposés pour les mécanismes de récupération par injections alcalines [7]. Cela comprend l'émulsification avec coalescence, les gradients de mouillabilité, le gonflement en phase huileuse, la perturbation des films rigides et les ITF faibles. L'existence de différents mécanismes devrait être attribuée au caractère chimique du pétrole brut et de la roche-réservoir.

Différents pétroles bruts dans différentes roches réservoirs peuvent conduire à un comportement très disparate lorsqu'ils entrent en contact avec des environnements différents tels que la température, la salinité, la concentration de dureté et le pH. L'effet de la solution alcaline sur la récupération du pétrole est en partie dû aux réactions chimiques entre les acides alcalins et organiques qui existent dans le pétrole brut.

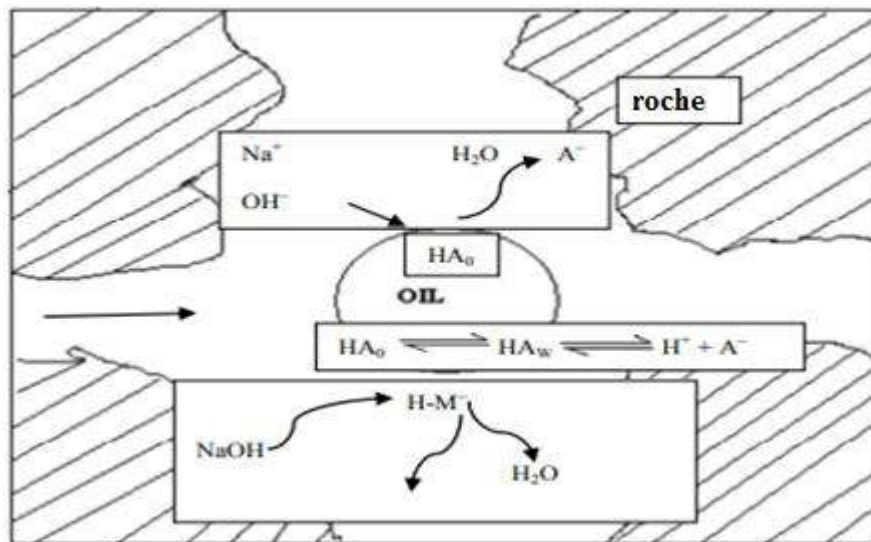


Figure I.6: Schéma de l'interaction entre l'acide alcalin et l'acide de pétrole.[3]

B) Drainage par les surfactants

Les agents de surface actifs, généralement appelés surfactants, ils peuvent réduire considérablement les ITF entre le pétrole brut et la saumure en étant adsorbés sur l'interface liquide-liquide et en modifiant les propriétés de mouillage de la roche-réservoir et du fluide. Le coût du surfactant est le principal facteur limitant la mise en œuvre réussie de la RAH par le processus d'inondation des surfactants. Le mécanisme fondamental pour abaisser IFT entre le pétrole brut est très important lors de la conception d'un projet d'injection de surfactant.[3]

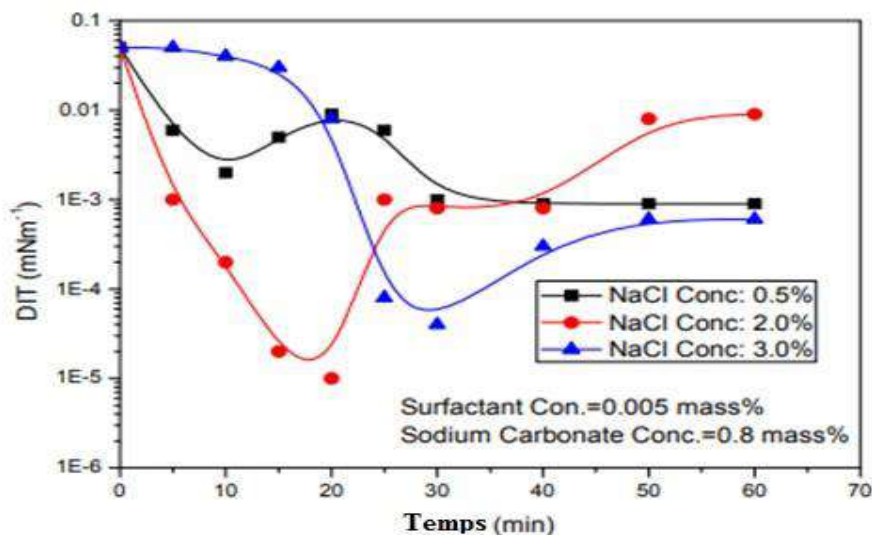


Figure I.7: Tension interfaciale entre le pétrole brut et la solution de surfactant à une salinité différente [3].

C) Drainage par des polymères

La méthode chimique la plus utilisée est l'inondation de polymères. Le polymère augmente la viscosité de l'eau injectée et réduit la perméabilité du milieu poreux, ce qui permet une augmentation de l'efficacité de balayage vertical et aréal et, par conséquent, une plus grande récupération d'huile [8]. L'objectif principal de l'injection de polymère est de contrôler la mobilité, en réduisant le rapport de mobilité entre l'eau et l'huile. La réduction du rapport de mobilité est obtenue en augmentant la viscosité de la phase aqueuse.

D) Récupération améliorée des polymères alcalin-surfactants

Actuellement, l'ASP est considérée comme la méthode chimique la plus prometteuse dans la RAH parce qu'elle intègre les avantages de l'alcali, du surfactant et du polymère. Dans le procédé ASP, une très faible concentration de surfactant est utilisée pour obtenir une IFT très faible entre l'huile piégée et le fluide d'injection/l'eau de formation. L'alcali réagit également simultanément avec les composants acides du pétrole brut pour former un surfactant additionnel in situ, fournissant ainsi en permanence une IFT très faible et libérant l'huile piégée. Dans le procédé ASP, le polymère est utilisé pour augmenter la viscosité du fluide d'injection, pour minimiser la canalisation et pour contrôler la mobilité.[6]

E) Inondation par microémulsion

Les microémulsions sont des dispersions isotropes thermodynamiques stables d'huile et d'eau autrement non miscibles stabilisées par des surfactants (et/ou Co-surfactants) [9,10]; La RAH par inondation par microémulsion est devenue plus attrayante ces dernières années en raison de son haut niveau d'efficacité d'extraction[11], L'inondation par microémulsion est préférable à l'inondation par alcali, surfactant ou polymère en raison des propriétés physico-chimiques uniques des microémulsions comme la production d'IFT ultra-faible, une viscosité modérée, une bonne capacité de solubilisation de l'eau et des gouttelettes de taille nanométrique[6], Ils sont capables de réduire l'IFT jusqu'à une magnitude de 10mN/m alors que d'autres agents actifs de surface ne le peuvent pas. Il est également avantageux d'injecter de la limace de microémulsion comme liquide de déplacement en raison de sa viscosité plus élevée que l'eau.

I.1.3.3 Processus de déplacement miscible

L'injection de gaz est le procédé de RAH le plus couramment utilisé pour les huiles légères. Les taux de récupération du pétrole pour les procédés d'injection de gaz sont généralement les plus élevés lorsque le procédé est utilisé dans des conditions où le gaz peut devenir miscible avec le pétrole du réservoir.

Le principal objectif de l'injection de gaz miscible est d'améliorer l'efficacité du déplacement local et de réduire la saturation en huile résiduelle sous les niveaux généralement obtenus par les chutes d'eau. Les exemples d'injection de gaz miscible sont le CO₂ ou le N₂ à une pression suffisamment élevée.[13]

A) Injection de CO₂

L'injection de CO₂ a été utilisée avec succès dans tout le bassin permien de l'ouest du Texas et de l'est du Nouveau-Mexique, et est maintenant en cours de réalisation. Jusqu'à récemment, la majeure partie du CO₂ utilisé pour la RAH provenait de réservoirs naturels. Lorsque nous injectons du CO₂ dans un réservoir de pétrole, il devient mutuellement soluble avec le pétrole brut résiduel, car les hydrocarbures légers du pétrole se dissolvent dans le CO₂ et le CO₂ se dissout dans le pétrole. [13]

Lorsque le CO₂ injecté et l'huile résiduelle sont miscibles, les forces physiques 04 qui maintiennent les deux phases séparées (tension interfaciale) disparaissent effectivement. Cela

permet au CO_2 de déplacer l'huile des pores de la roche, la poussant vers un puits de production tout comme un solvant de nettoyage retirerait l'huile des roches du réservoir.[3]

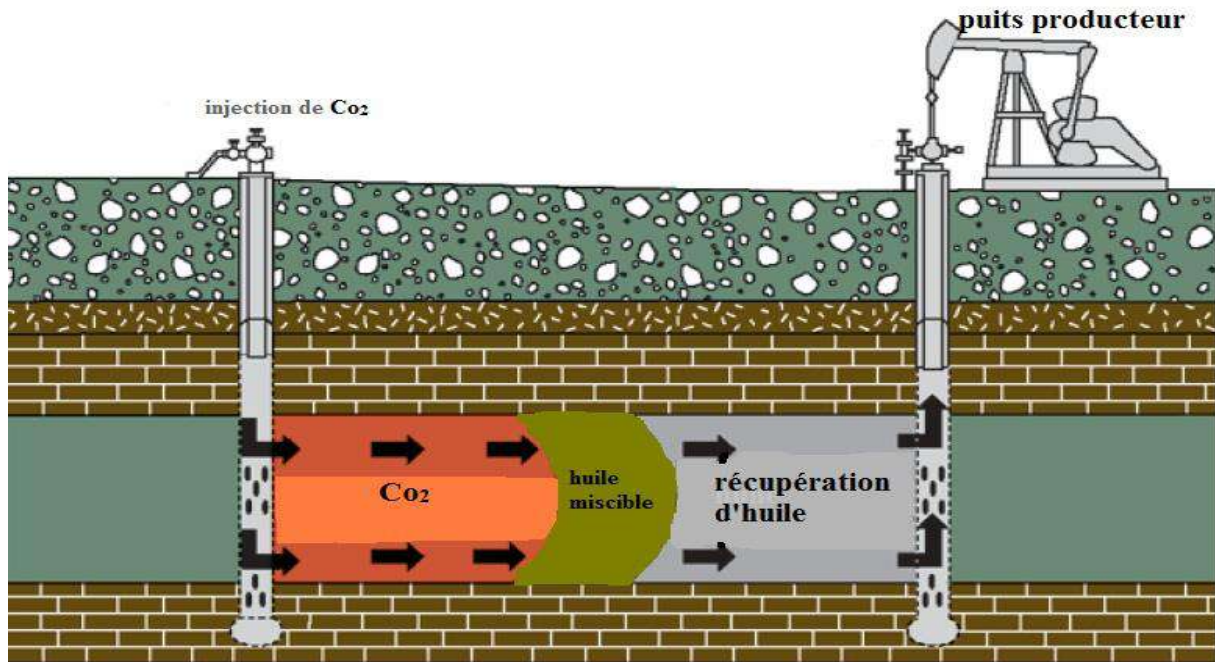


Figure I.8: Injection de CO_2 . [13]

B) Injection d'azote et de gaz :

L'air comprimé, l'azote et les gaz produits sont les gaz les moins chers. La combinaison de ces gaz peut également être injectée, parce que la pression miscible minimale de ces gaz est proche les uns des autres afin qu'ils puissent être utilisés en permanence pour la récupération d'huile.

En outre, la corrosion était un problème qui a donné lieu à une meilleure préférence de l'injection d'azote que d'autres gaz produits. [13]

Chapitre II

Les écoulements polyphasiques dans un milieu poreux

II.1 Introduction

L'écoulement monophasique désigne l'écoulement d'une seule phase fluide dans la roche. D'autres phases peuvent être présentes mais sont immobiles. Par exemple, le pétrole monophasé s'écoule dans les réservoirs de pétrole sous-saturés même si l'eau est présente à une saturation d'eau interstitiel. L'écoulement multiphasique désigne l'écoulement simultané de deux phases ou plus dans la roche. La présence de deux ou plusieurs phases en écoulement dans un espace poreux affecte l'écoulement de chaque phase et également l'interaction entre le fluide et la roche.[14]

Dans ce chapitre on va aborder les propriétés qui représentent l'interaction et les propriétés roche – fluides et leur application dans les écoulements polyphasiques dans le milieu poreux.

La Porosité

La porosité est une mesure de l'espace vide au sein d'une roche, qui est exprimée en tant que fraction (ou pourcentage) du volume global de cette roche.

L'expression générale de la porosité ϕ est :[15]

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} = \frac{V_b - V_s}{V_b} \quad \text{II-1}$$

Où :

- V_b est le volume apparent de la roche,
- V_s est le volume occupé par les solides (également appelé volume des grains),
- V_p est le volume des pores.

Du point de vue de l'ingénierie, la porosité est classée comme suit :

- **Porosité absolue** porosité totale d'une roche, indépendamment du fait que les vides individuels soient connectés.
- **Porosité effective** uniquement la porosité due aux vides qui sont interconnectés.

C'est la porosité effective qui présente un intérêt. Toute discussion ultérieure sur la porosité portera sur la porosité effective.[15]

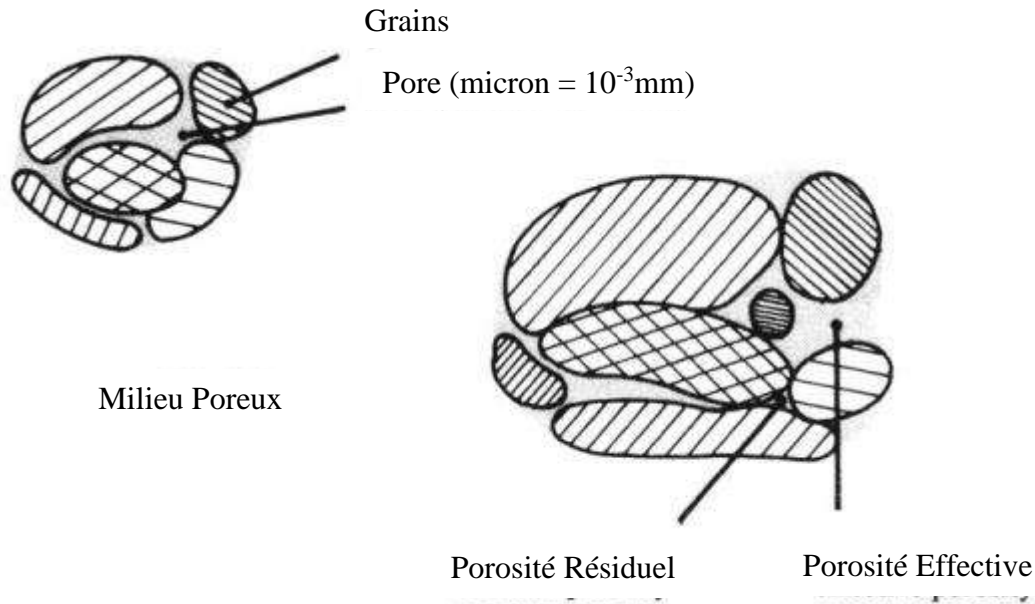


Figure II.1: Milieu Poreux [15]

II.2 Perméabilité

La perméabilité est une propriété du milieu poreux qui mesure la capacité et l'aptitude de la formation à transmettre les fluides. La perméabilité de la roche, k , est une propriété très importante de la roche car elle contrôle le mouvement directionnel et le débit des fluides du réservoir dans la formation Q . Cette caractérisation de la roche a été définie pour la première fois mathématiquement par Henry Darcy en 1856. [16]

Si un écoulement linéaire horizontal d'un fluide incompressible est établi à travers un échantillon de carotte de longueur X et une section transversale de surface A , la différence de pression (dP) et la viscosité de fluide μ , l'équation de l'écoulement du fluide est définie comme suit : [16]

(a) Système International (SI)

$$Q_{\left(\frac{m^3}{s}\right)} = K_{(m^2)} \cdot \frac{A_{(m^2)}}{\mu_{(Pa.s)}} \cdot \frac{dP_{(Pa)}}{dX_{(m)}} \quad \text{II-2}$$

(b) Système pratique

$$Q_{\left(\frac{cm^3}{s}\right)} = K_{(Darcy)} \cdot \frac{A_{(cm^2)}}{\mu_{(cP)}} \cdot \frac{dP_{(atm)}}{dX_{(cm)}} \quad \text{II-3}$$

II.2.1 Écoulement Radial Circulaire

$$Q = \frac{2\pi hk}{\mu} \cdot \frac{P_1 - P_2}{\ln \frac{r_1}{r_2}} \quad \text{II-4}$$

Où h est l'épaisseur de roche supposée constante dans laquelle circule le fluide, et r_1 et r_2 sont les distances à l'axe du cylindre où prévalent P_1 , et P_2 , [15]



Figure II.2: Système d'écoulement Radial circulaire [15]

II.2.2 Pour un puits foré loin des limites d'une couche

❖ On a en particulier

$$Q = \frac{2\pi hk}{\mu} \frac{P_i - P_{wf}}{\ln \frac{R}{r_w}} \quad \text{II-5}$$

Où

r_w = rayon du puits

R = rayon de drainage,

P_i = pression initiale du réservoir.

P_{wf} = pression du fond de puits [15]

II.2.3 Écoulement du fluide près du puits de forage

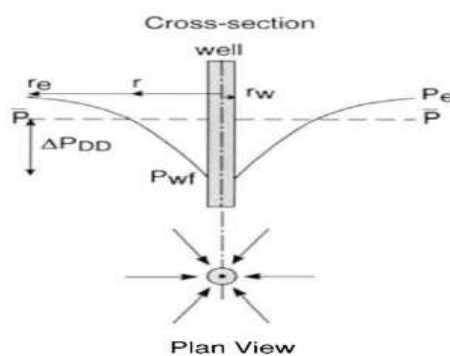


Figure II.3: Distribution de la pression autour du puits de forage [17]

- ❖ La différence entre la pression du puits d'écoulement (P_{wf}) et la pression moyenne du réservoir (\bar{P}) est le rabattement de pression (the pressure drawdown) [17]

$$\text{Pressure Drawdown } \Delta P_{DD} = \bar{P} - P_{wf} \quad [Psi] \text{ ou } [Bar] \quad \text{II-6}$$

- ❖ La relation entre le débit (Q) vers le puits et le rabattement de pression est approximativement linéaire, et est définie par l'indice de productivité (PI)

$$\text{Indice de productivité } PI = \frac{Q}{\Delta P_{DD}} \left[\frac{bbl}{day} \right] \text{ ou } \left[\frac{m^3}{day} \right] \quad \text{II-7}$$

- ❖ Le débit dans le puits est également influencé par les propriétés du réservoir, à savoir la perméabilité (k) et l'épaisseur du réservoir (h), par les propriétés du pétrole, à savoir la viscosité (μ) et le facteur de volume de la formation (B_o), ainsi que par toute modification de la résistance à l'écoulement à proximité du puits de forage, représentée par le skin (S). [17]

Pour un comportement d'écoulement semi-statique le débit est représentée par l'équation suivante :

$$Q = \frac{\Delta P_{DD} \cdot k \cdot h}{141.2 \mu B_o \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right]} \quad \left[\frac{stb}{d} \right] \quad \text{II-8}$$

II.3 Le Skin

Le terme skin représente une chute de pression qui survient le plus souvent en raison de l'endommagement de la formation autour du puits de forage. Les dommages sont causés par l'invasion de solides provenant de la boue de forage ...ect. Les particules solides bloquent partiellement l'espace interstitiel et provoquent une résistance à l'écoulement, donnant lieu à une chute de pression indésirable à proximité du puits de forage. Cette "peau endommagée" peut être éliminée par un rinçage à contre-courant du puits à des débits élevés, ou par le pompage d'une quantité limitée d'acide dans le puits (acidification) pour dissoudre les solides. [17]

II.4 La Saturation

La saturation est définie comme la fraction, ou le pourcentage, du volume des pores occupé par un fluide particulier (pétrole, gaz ou eau). Elle peut être exprimée par la relation suivante [16]

$$\text{saturation} = \frac{\text{le volume total d'un fluide (huile, gaz ou eau)}}{\text{volume des pores}} \quad \text{II-9}$$

❖ En appliquant le concept à chaque fluide du réservoir, on obtient

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad \text{II-10}$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad \text{II-11}$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad \text{II-12}$$

Tel que :

S_o = la saturation d'huile

S_g = la saturation du gaz

S_w = la saturation d'eau

La saturation de chaque phase individuelle varie entre zéro et 100 %. Par définition, la somme des saturations est donc égale à 100 % : [16]

$$S_o + S_g + S_w = 100 \quad \text{II-13}$$

II.5 Déplacement des fluides dans le réservoir

II.5.1 Le concept de la perméabilité relative

Dans les réservoirs d'hydrocarbures, il y a généralement deux fluides sont en compétition pour le même espace poreux (par exemple, O/W). La loi de Darcy permet de déterminer une perméabilité effective pour chacun des fluides.[18]

$$Q_1 = \frac{k_1}{\mu_1} A \frac{\Delta P_1}{L} \quad \text{II-14}$$

et

$$Q_2 = \frac{k_2}{\mu_2} A \frac{\Delta P_2}{L} \quad \text{II-15}$$

La perméabilité de l'un des fluides est alors décrite par sa perméabilité relative (k_r), qui est fonction de la saturation du fluide. Les perméabilités relatives sont mesurées en laboratoire sur des échantillons de roches réservoirs à l'aide de fluides réservoirs.[18]

$$\text{Permeabilité Relative} = \frac{\text{Permeabilité effective}}{\text{Permeabilité absolue}} \quad \text{II-16}$$

❖ On introduit généralement les perméabilités relatives de chaque fluide en place :

$$\text{Eau : } K_{rw} = \frac{K_w}{K} \quad \text{Huile : } K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad \text{Gaz : } K_{rg} = \frac{K_g}{K}$$

✓ La perméabilité relative se varie entre 0 et 1

II.5.2 La Mobilité

La mobilité d'un fluide est définie comme le rapport entre sa perméabilité (k) et sa viscosité (μ). [17]

$$\text{Mobilité } \lambda = \frac{\text{Perméabilité effective}}{\text{viscosité}} = \frac{k}{\mu} = \frac{k_{abs} \cdot k_{rf}}{\mu_f} \quad \text{II-17}$$

Le rapport de mobilité lorsque on a deux fluides en place :

$$M = \frac{\text{Mobilité du fluide de déplacement}}{\text{Mobilité du fluide déplacé}} = \frac{\lambda_1}{\lambda_2} \quad \text{II-18}$$

Si le rapport de mobilité est supérieur à 1,0, l'eau aura tendance à se déplacer de manière préférentielle dans le réservoir, ce qui donnera lieu à un front de déplacement défavorable, décrit comme un doigté visqueux. Si le rapport de mobilité est inférieur à l'unité, on peut s'attendre à un déplacement stable. [17]

Le rapport de mobilité peut être influencé en modifiant les viscosités des fluides. [17]

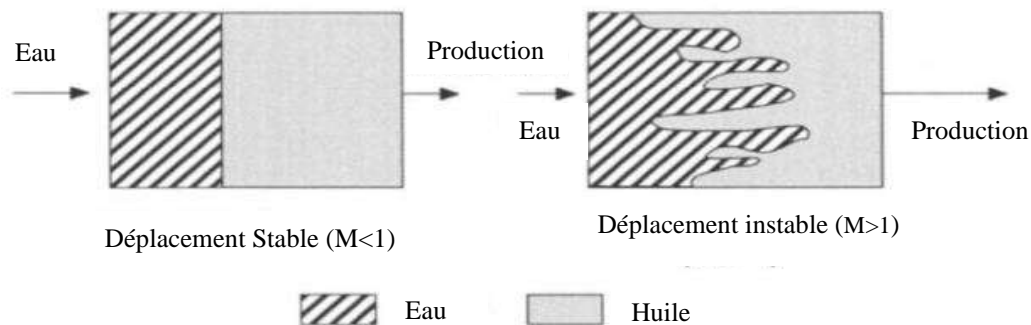


Figure II.4:Exemple de Déplacement stable et instable dans le plan horizontal [17]

II.6 Mécanisme capillaire

Deux propriétés de surface affectent la distribution des phases fluides dans un réservoir : la tension interfaciale (IFT) et la mouillabilité. [19]

II.6.1 La tension interfaciale IFT

La IFT a pour unité la force par unité de longueur, ce qui équivaut à l'énergie par unité de surface. La IFT peut faire référence à la force agissant à la limite de l'interface entre deux phases ou à l'énergie nécessaire pour former la zone à l'intérieur de la limite. La FIT est due aux différences d'attraction moléculaire subies par les molécules à l'interface entre les deux phases. Considérons, par exemple, Une molécule d'eau à l'interface ressentira de fortes forces d'attraction envers les autres molécules d'eau de la phase aqueuse, mais pas envers les molécules de la phase huileuse. [19]

$$\sigma_{ow} = \frac{r h g (\rho_w - \rho_o)}{2 \cos \theta} \quad \text{II-19}$$

Où :

ρ_o = masse volumique de l'huile en mg/cm^3

σ_{ow} = interfacial tension entre huile et l'eau, dynes/cm

Tableau II-1: Exemples des tension Interfaciale [19]

Les paires de fluide	Gamme IFT (mN/m ou dyne/cm)
Air-saumure	72-100
Huile – Saumure	15-40
Gaz – Huile	35-65

II.6.2 La mouillabilité

La mouillabilité est le résultat des interactions entre une surface solide et deux phases fluides adjacentes, comme le montre la figure. L'angle de contact est la mesure la plus fondamentale de la mouillabilité. La surface est dite mouillée par l'eau car l'angle de contact est inférieur à 90° . Dans cette compétition pour le contact avec le solide, l'eau s'étale sur le solide. L'eau est la phase mouillante et l'huile est la phase non mouillante. [19]

La mouillabilité peut être modifiée par plusieurs facteurs, notamment le contact avec les fluides de forage, les fluides présents sur le sol de la plate-forme et le contact de la carotte avec l'oxygène ou l'eau de l'atmosphère. [19]

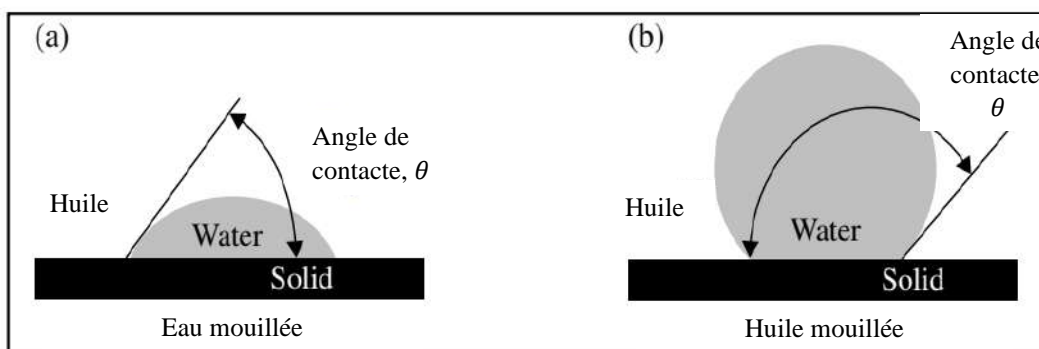


Figure II.5: Angle de contacts entre une surface avec deux fluides[19]

Tableau II-2: Condition de mouillage et l'angle de contact [19]

Condition de mouillage	Angle de contact (°)
Fortement mouillé	0-30
Modérément mouillé	30-75
Neutralement mouillé	75-105
Modérément mouillé a huile	105-150
Fortement mouillé à l'huile	150-180

II.6.3 Pression Capillaire

Les forces capillaires dans un réservoir de pétrole sont le résultat de l'effet combiné des tensions superficielles et interfaciales de la roche et des fluides, de la taille et de la géométrie des pores, et des caractéristiques de mouillage du système. Lorsque deux fluides non miscibles sont en contact, il existe une discontinuité de pression entre les deux fluides, qui dépend de la courbure de l'interface séparant les fluides. On appelle cette différence de pression la pression capillaire et elle est désignée par p_c . [20]

En désignant la pression dans le fluide mouillant par P_w et celle dans le fluide non mouillant par P_{nw} , la pression capillaire peut être exprimée comme suit

$$\begin{aligned} \text{Pression Capillaire} \\ &= (\text{Pression de phase non mouillante}) \\ &- (\text{pression de la phase mouillante}) \end{aligned}$$

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad \text{II-20}$$

✓ Les trois types de pression capillaire peuvent s'écrire comme suit s'écrire comme suit :

$$P_{cwo} = P_o - P_w \quad \text{II-21}$$

$$P_{cgo} = P_g - P_o \quad \text{II-22}$$

$$P_{cgw} = P_g - P_w \quad \text{II-23}$$

On note que :

- P_{cwo} : La pression capillaire eau-pétrole.

- P_{cgo} : La pression capillaire gaz-pétrole.

- P_{cgw} : La pression capillaire gaz-eau.

- ✓ L'équation de la pression capillaire peut être exprimée en termes de tension superficielle et interfaciale comme suite [21]

$$P_c = \frac{2\sigma_{ow}(\cos \theta)}{r} \quad \text{II-24}$$

Et

$$h = \frac{2\sigma_{wo}(\cos \theta)}{rg(\rho_w - \rho_o)} \quad \text{II-25}$$

ou : σ_{wo} : tension interfaciale entre eau et huile .

II.7 Drainage et imbibition

Le processus de génération de la courbe de pression capillaire en déplaçant la phase mouillante, c'est-à-dire l'eau, avec la phase non mouillante (comme le gaz ou le pétrole) est appelé processus de drainage.[22]

Ce processus de drainage établit les saturations des fluides trouvées lors de la découverte du réservoir. L'autre processus d'écoulement principal consiste à inverser le processus de drainage en déplaçant la phase non mouillante (comme le pétrole) avec la phase mouillante (par exemple, l'eau). Ce processus de déplacement est appelé processus d'imbibition et la courbe qui en résulte est appelée courbe d'imbibition de la pression capillaire. Le processus de saturation et de désaturation d'un noyau avec la phase non mouillante est appelé hystérésis capillaire. La figure montre des courbes typiques de pression capillaire de drainage et d'imbibition. Les deux courbes de pression capillaire-saturation ne sont pas les mêmes.[22]

Cette différence dans la saturation et la désaturation des courbes de pression capillaire est étroitement liée au fait que les angles de contact d'avancée et de recul des interfaces fluides sur les solides sont différents.[22]

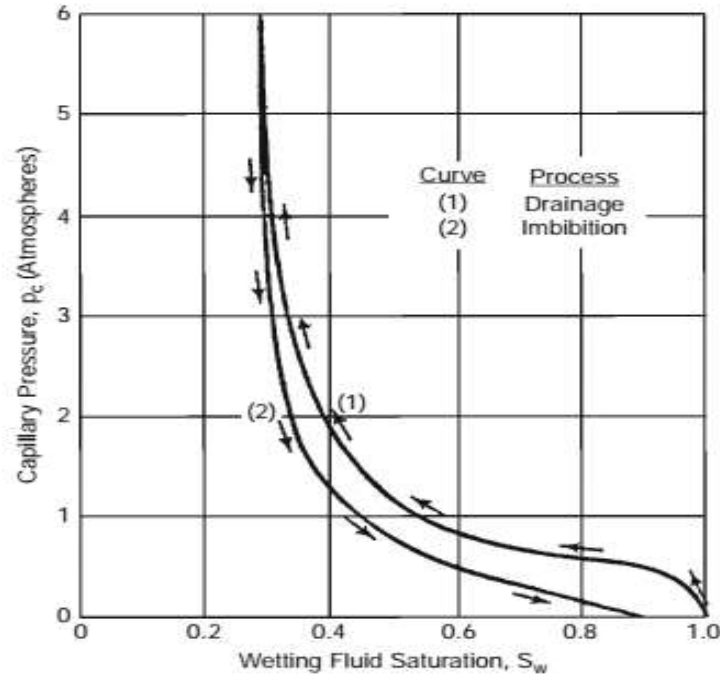


Figure II.6: Hystérésis capillaire [22]

II.8 Nombre capillaire (N_c)

La récupération du pétrole dans le réservoir après l'achèvement du processus d'injection d'eau est régie par le rapport des deux forces. Ces forces sont les forces visqueuses, qui tentent de mobiliser le pétrole, et les forces capillaires qui maintiennent le pétrole piégé dans les pores. La relation entre ces deux forces est très importante et est définie par le nombre capillaire (N_c). Il s'agit d'une quantité sans dimension, définie par : [18]

$$N_c = \frac{F_v}{F_c} = \frac{v\mu_w}{\sigma_{ow}} \quad \text{II-26}$$

Où F_v est la force visqueuse, F_c est la force capillaire, μ_w est la viscosité de l'eau (qui est le fluide de déplacement), σ_{ow} est l'IFT huile-eau, v est la vitesse. [18]

II.9 Mécanisme de piégeage du pétrole dans les milieux poreux

Le pétrole peut être piégé dans les capillaires fins sous forme de gouttelettes déconnectés, le piégeage capillaire peut être de deux types, à savoir le processus de snap-off et le processus de bypass. Les deux processus sont illustrés à la figure.[18]

- ❖ Dans le processus de Snap off, l'huile est piégée dans les parties les plus larges d'un pore, qui possèdent un rapport plus important entre le corps du pore et la gorge du pore.

Lorsque la phase mouillante est l'eau, elle forme une couche autour de la phase non mouillante, l'huile. La fine couche d'eau s'épaissit progressivement dans la gorge et force les filaments d'huile à se rompre près des gorges des pores, ce qui fait que les gouttes d'huile sont séparées des autres gouttelettes, l'eau entourant les gouttelettes d'huile.[18]

- ❖ Le processus de dérivation (water bypass) est causé par la compétition relative entre le flux d'huile et d'eau dans les pores de différentes tailles. L'écoulement est plus rapide dans les canaux plus grands. Les forces capillaires attirent la phase de déplacement (l'eau) dans les pores plus petits et étroits en raison de l'interaction plus forte de l'eau avec les capillaires que l'huile.[18]

Par conséquent, l'eau est poussée dans les pores plus petits et, à des taux d'injection faibles, en raison d'une viscosité inférieure à celle de l'huile, l'eau se loge dans les pores plus petits par action capillaire. L'huile, quant à elle, est piégée dans les pores plus larges, et l'eau continue à contourner l'huile en s'écoulant à travers les capillaires plus petits.[18]

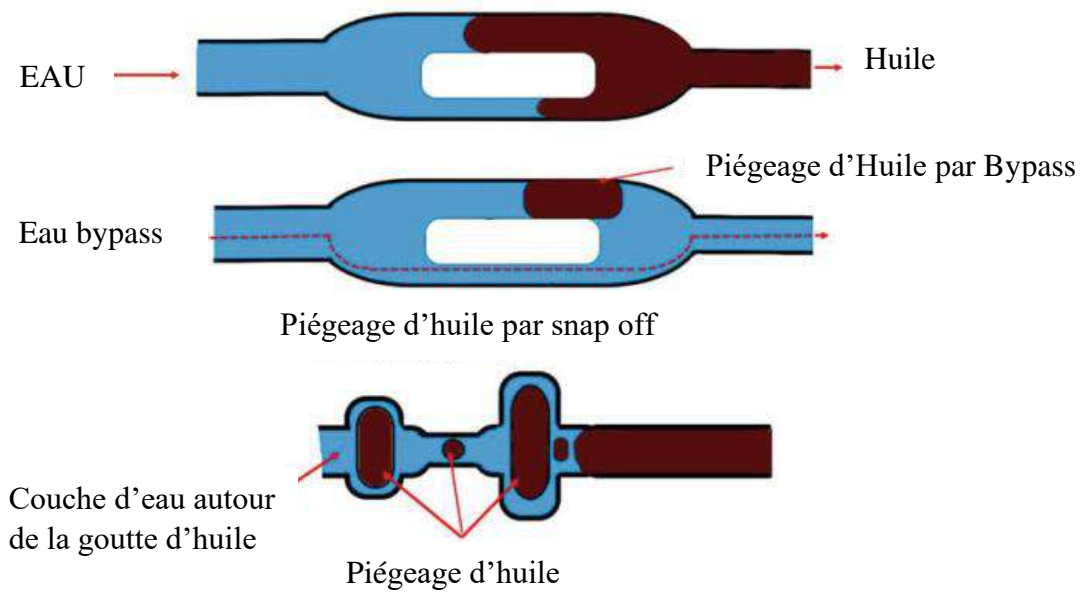


Figure II.7: mécanisme de piégeage d'huile par bypass et snap off [5]

II.10 Alteration de la mouillabilité Cas des dépôts d'asphaltènes

À l'approche du point de bulle (entre 220 et 180 bar), les dispersions des asphaltènes, paraffines, résines et les cires sont déstabilisées entraînant une floculation puis une adsorption.

Au fur et à mesure que l'huile s'écoule du point A au point B de la figure 1.5, davantage d'asphaltènes précipitent en raison de la plus grande expansion des composants légers à huile. Au point B, qui est le point de bulle d'huile (BP), les hydrocarbures légers commencent à s'évaporer, laissant la phase liquide. Par conséquent, l'huile restante devient un meilleur solvant pour les asphaltènes et, par conséquent, certains des asphaltènes se dissolvent à nouveau dans la phase huileuse.

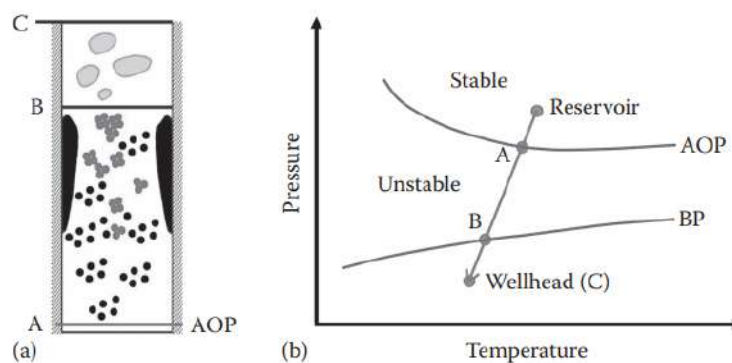


Figure II.8: Schémas de la précipitation des asphaltènes [23]

Les dommages provoqués 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.[23]

À cette étape, les films étant minces n'entraînent pas une diminution des débits de production.[23]

- ✚ Un processus d'adsorption sélective selon la règle de Panetta et Faience conduit à une croissance de l'épaisseur des dépôts et à une réduction des débits de production.[23]



Figure II.9: La disposition des asphaltènes dans de tubing de production [23].

- Pression de gisement 220 bar, Température de gisement 118 °C

Formation de film hydrophobe sur les parois des capillaires

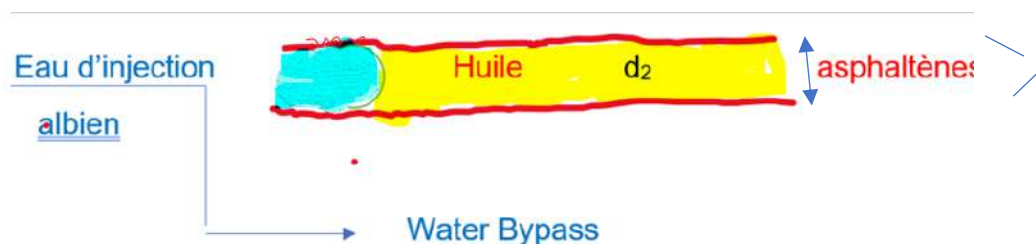


Figure II.10: Formation de dépôt des Asphaltènes [23].

- Pression de gisement 220 bar, Température de gisement 118 °C

Formation de film hydrophobe sur les parois des capillaires

CHAPITRE III

Synthèse des Biosurfactants et Biopolymères

III.1 Tensioactifs

Les tensioactifs sont des composés amphiphiles comprenant à la fois une partie hydrophile et une partie hydrophobe. Leur structure leur confère la capacité de s'accumuler à l'interface entre deux fluides non miscibles, réduisant les forces répulsives entre deux phases différentes et permettant à ces phases de se mélanger et d'interagir plus efficacement, diminuant ainsi la tension superficielle (liquide-air) et interfaciale (liquide-liquide) [24]

En raison de leurs doubles propriétés structurales, les monomères tensioactifs peuvent développer des micelles en solution, ce qui leur donne la capacité de solubiliser les métaux et les composés du sol qui sont autrement insolubles. En fonction de la charge nette du groupe de tête hydrophile, les agents de surface peuvent être non ioniques, cationiques, anioniques ou liposomales [25]

De même, en fonction de leur caractère ionique et de la polarité de la solution dans laquelle ils se trouvent, les agents de surface peuvent former quatre types fondamentaux de micelles.

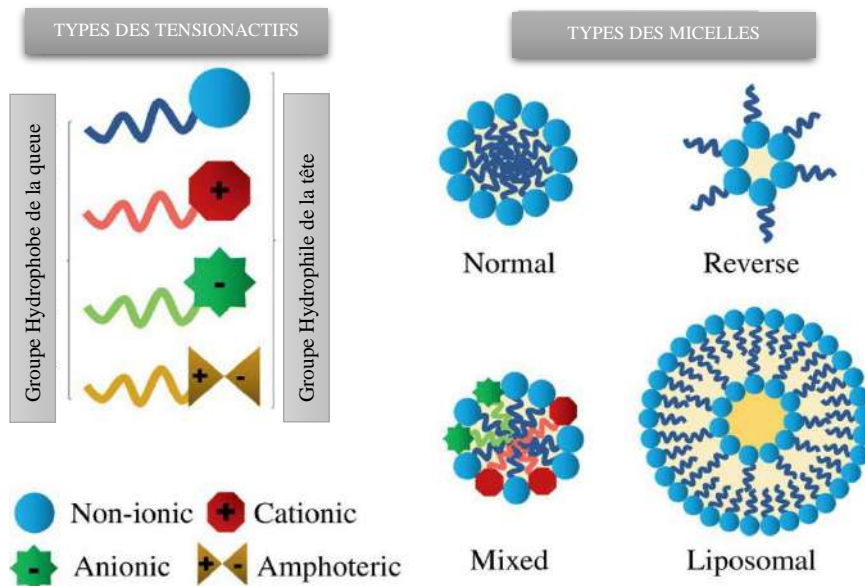


Figure III.1: les Types de tensioactifs basés sur le caractère ionique et les micelles formées par la suite dans la solution [25]

En fonction de leur source d'origine, les tensioactifs sont de deux types : les **tensioactifs synthétiques** (ou chimiques) et les **tensioactifs naturels** (ou biologiques).

III.2 Tensioactifs synthétiques

Malgré une structure amphiphile similaire, les tensioactifs synthétiques sont assez différents des bio-tensioactifs en ce qui concerne la composition individuelle des parties hydrophiles et hydrophobes. Les groupes hydrophobes couramment observés dans les tensioactifs synthétiques sont les alcools, les alkyl-phénols, les oléfines et les paraffines [26]. Les groupes de tête hydrophiles présentent un degré de variation plus élevé [27].

Les diverses compositions structurelles des agents de surface ont trouvé des applications dans une grande variété d'industries impliquant l'utilisation d'émulsifiants, d'agents moussants, de détergents, d'agents mouillants, de dispersants ou de solubilisant. Malgré leur utilisation répandue, la majorité des agents de surface synthétiques ont été jugés dangereux pour l'environnement et les organismes [28]

Les tensioactifs synthétiques les plus couramment utilisés pour la solubilisation des métaux et des oligo-éléments dans le sol sont le P.tertiary.octylphenoxy polyethyl alcohol (Triton X 100), le Polyoxyethylene sorbitan monooleate (Tween 80), le dodécylsulfate de sodium (SDS) et le bromure de cetyltriméthylammonium (CTAB). [28]

L'écotoxicité des agents de surface synthétiques est principalement associée à leur propension à s'accumuler dans l'environnement. En raison de leur récalcitrance à la dégradation, ils entraînent souvent de graves ramifications pour le biote aquatique et terrestre. Cette situation a suscité un intérêt croissant à l'échelle mondiale pour la recherche d'alternatives biologiques écologiques et durables aux tensioactifs synthétiques.

III.3 Biosurfactants

Les biosurfactants sont un groupe hétérogène de molécules tensioactives et amphiphiles produits généralement par des organismes vivants à savoir les bactéries, les champignons et les levures. La plupart des biosurfactants sont des agents extracellulaires. Ils sont excrétés par les microorganismes en croissance dans le milieu de culture à la suite de leur biosynthèse. Par ailleurs, on peut trouver des biosurfactants intracellulaires. Dans d'autres cas, les biosurfactants peuvent rester adhérents à la membrane cellulaire suite à leur synthèse et la cellule, elle-même, peut jouer le rôle de biosurfactant. [29]

La partie hydrophile d'une molécule de biosurfactant est constituée de mono-, oligo- ou polysaccharides, de peptides ou de protéines, d'un groupe phosphate, d'un acide carboxylique, d'un alcool ou de certains autres composés. Le groupe hydrophobe comprend une chaîne hydrocarbonée insaturée ou saturée ou une longue chaîne d'acides gras, d'hydroxyacides gras ou d' α -alkyl β -hydroxyacides gras [28]

Ces structures confèrent une large gamme de propriétés, en plus de leur capacité à réduire la tension superficielle et interfaciale des liquides et à former des micelles et des microémulsions entre deux phases différentes [28]

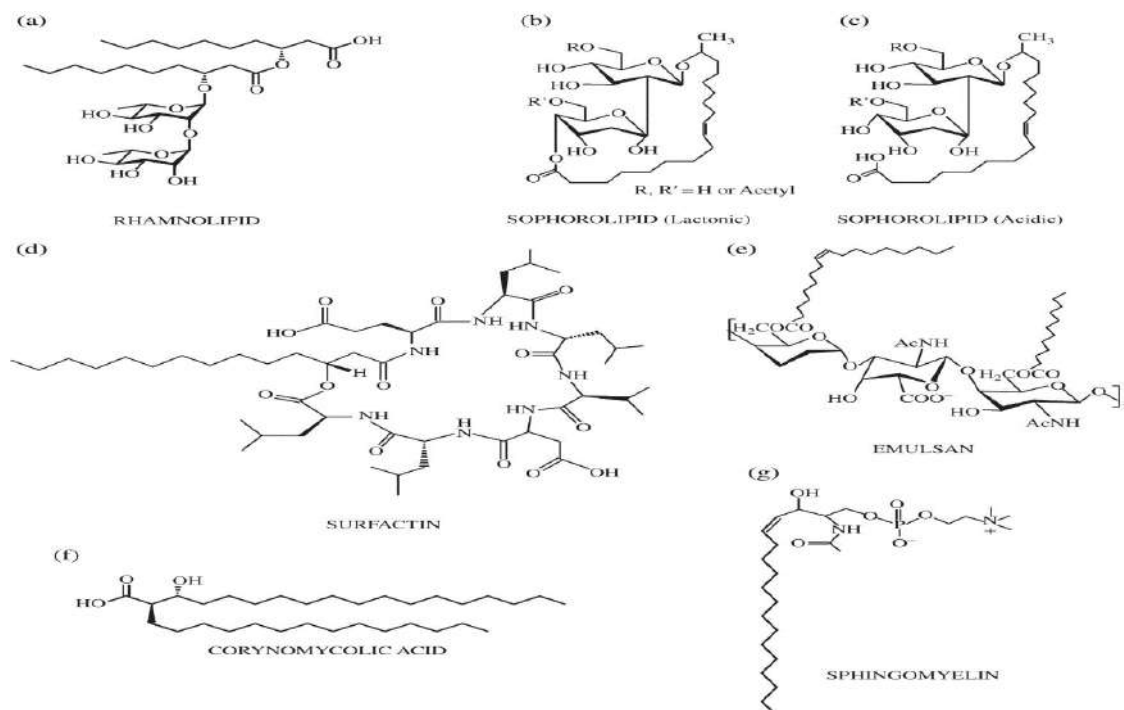


Figure III.2 : Structures de certains des biosurfactants les plus étudiés appartenant aux types glycolipides (a, b, c), lipopeptides (d), biosurfactants polymères (e), acides gras (f) et phospholipides (g). [28]

III.3.1 Classification des biosurfactants

Rosenberg et Ron (2002) ont suggéré que les biosurfactants (BSs) pouvaient être divisés en molécules de faible poids moléculaire et en polymères de poids moléculaire élevé. Les BS de faible poids moléculaire, qui comprennent les glycolipides, les lipopeptides, les flavolipides, les acides corynomycoliques et les phospholipides, abaissent efficacement les tensions superficielles et interfaciales (IFT) aux interfaces air/eau. Les polymères de haut poids moléculaire également connus sous le nom de bioémulsifiants, qui comprennent l'émulsan, l'alsan, le liposan, les polysaccharides et les complexes protéiques, sont des émulsifiants très efficaces qui fonctionnent à de faibles concentrations, présentent une spécificité de substrat considérable et sont plus efficaces pour stabiliser les émulsions huile dans l'eau [30].

Cependant, la classification générale des BS est basée sur la structure chimique parentale et leurs propriétés de surface et les principales classes de BS sont :

- ❖ Glycolipides
- ❖ Phospholipides et les acides gras
- ❖ Lipopeptides/lipoprotéines
- ❖ Agents de surface particuliers
- ❖ Agents de surface polymères. [30]

Dans notre étude en va aborder les Lipopeptides /Lipoprotéines :

III.3.1.1 Lipopeptides et lipoprotéines

Lipopeptides et Lipoprotéines consistent en un lipide attaché à une chaîne polypeptidique, Ils ont des rôles très diversifiés pour la croissance des bactéries et qui dépendent de la niche écologique dans laquelle elles se trouvent. Les lipopeptides sont des structures cycliques généralement produites par les espèces de *Bacillus* et de *Pseudomonas*. Ils sont principalement constitués de peptides hydrophiles, généralement de 7 à 10 acides aminés, liés à une structure d'acide gras hydrophobe. [31]

Les lipopeptides cycliques de *Bacillus* sont constitués de trois groupes principaux connus sous le nom de familles de surfactine, d'iturine et de fengycine. *Bacillus subtilis* produit un lipopeptide cyclique appelé surfactine. C'est l'un des biosurfactants les plus puissants, *B. subtilis* produit un lipopeptide cyclique BS connu sous le nom de surfactine qui a diverses applications potentielles. Elle est composée de sept cycles d'acides aminés reliés à une

chaîne d'acides gras par une liaison lactone. Elle réduit la tension superficielle de 72 à 27,9 mNm⁻¹ à une concentration aussi faible que 0,005 % et présente une IFT minimale contre l'hexadécane jusqu'à 1 mNm⁻¹. [30]

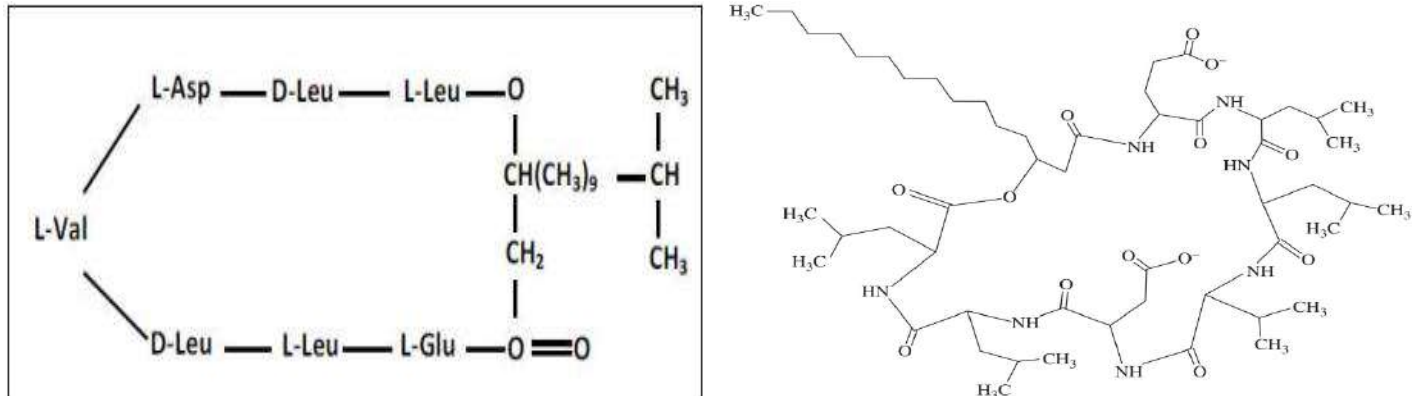


Figure III.3: Structure Chimique de la surfactin [31]

III.3.2 Propriétés et avantages

Les principales caractéristiques des surfactants dérivés des microorganismes sont discutées ci-dessous

➤ Activité de surface et d'interface

Le tensioactif aide à réduire la tension superficielle et la tension interfaciale. Des biosurfactants sont plus efficaces que les tensioactifs chimiques en raison de leur faible CMC. [29]

➤ Tolérance aux changements de pH, de température et de force ionique

Les biosurfactants conservent leur activité de surface sur une large gamme de pH, de température et de force ionique, comme cela a été démontré avec plusieurs biosurfactants. Par exemple, un lipopeptide de *Bacillus subtilis* LB5a a conservé son activité malgré des variations de pH (5-11), de concentrations de NaCl (jusqu'à 20 %) et de température (121 °C pendant 20 minutes et -18 °C pendant six mois). [28]

➤ Biodégradabilité

Ils sont facilement dégradés par les bactéries et autres organismes microscopiques, par conséquent, ils ne posent pas beaucoup de menace pour l'environnement. [29]

➤ **Faible toxicité**

Bien que peu de recherches soient disponibles dans le sujet de la toxicité des biosurfactants, ces biomolécules sont généralement considérées comme des produits non ou faiblement toxiques et sont appropriées pour les utilisations pharmaceutiques, cosmétiques et alimentaires. [29]

➤ **Disponibilité des matières premières**

Les biosurfactants peuvent être produits à partir de déchets renouvelables et des sous-produits utilisés comme sources de carbone. Cette caractéristique rend la production de biosurfactants économique et permet l'utilisation des déchets en les valorisant et en réduisant leur effet polluant en même temps permettant une diminution significative du coût de la production. [29]

➤ **Autres avantages**

Les biosurfactants sont caractérisés par leur biocompatibilité et leur digestibilité, ce qui garantit leur application dans des produits alimentaires et des produits cosmétiques (Santos *et al.*, 2016)

Tableau III-1: Comparaison de la réduction de la tension superficielle et interfaciale entre les Biosurfactants et surfactants chimiques et leur concentration micellaire critique [33]

	Tension superficielle(mN/m)	Tension interfaciale avec pétrole brute (mN/m)	Concentration micellaire critique (mg/l)
Biosurfactants			
Surfactine (produite par <i>Bacillus spp</i>)	30	4.5	20
Rhamnolipide (produite par <i>Pseudomonas spp</i>)	35	1	200
Surfactants chimique			
Sodium dodecyl sulfate	37	0.02	2120
Cetyltriméthylammonium bromide	30	5	1300

III.3.3 Production de biosurfactants

Le succès de l'utilisation et la production des biosurfactants passe par une diminution des coûts de production. Cette diminution pourra être atteinte grâce à la valorisation de substrats de croissance de produits à faible coût. [29]

III.3.3.1 Importance de la production de biosurfactants à partir de produits industriels

Le principal obstacle à la production de tensioactifs biologiques est le coût du processus de production. Il a été démontré que le principal obstacle à l'application à grande échelle des biosurfactants est lié à leur coût de production plus élevé (10-30%) que celui des surfactants chimiques. En particulier, les sources de carbone et d'énergie utilisées pendant le processus de fermentation représentent 50 % du coût total de production des biosurfactants [33]

Cependant, l'utilisation de sources de nutriments alternatives, facilement disponibles et bon marché, peut réduire considérablement ce coût. L'utilisation de déchets ou de sous-produits industriels comme source d'énergie pour la production de biosurfactants peut être un moyen efficace de réduire les coûts de production et la durabilité du processus de production pour les industries. Il a été rapporté que les déchets agro-industriels, avec une composante plus élevée de protéines, de graisses et d'hydrates de carbone, sont souhaitables comme composant du milieu de production pour la production de biosurfactants [28]

De même, les sous-produits industriels, c'est-à-dire le glycérol, les boues de pétrole, la bagasse de canne à sucre et les déchets de poisson, peuvent être utilisés comme source de carbone pour le processus de fermentation et la croissance microbienne. Plusieurs microorganismes, comme *Bacillus*, *Corynebacterium*, *Pseudomonas* et *Rhodococcus*, sont capables de produire des biosurfactants à partir de divers sous-produits industriels [28]

III.3.3.2 Substrats utilisés pour la production de biosurfactants

Les micro-organismes sont identifiés comme la source la plus importante pour la production de biosurfactants. Willumsen et Karlson ont constaté dans leur étude que de nombreux micro-organismes produisant des biosurfactants sont des dégradateurs

d'hydrocarbures. L'efficacité des biosurfactants microbiens dans la biorémédiation ainsi que dans la récupération assistée du pétrole a fait l'objet de recherches approfondies [28]. La diversité des substrats utilisés pour la production de biosurfactants courants est représentée dans la figure III.4 si dessous.

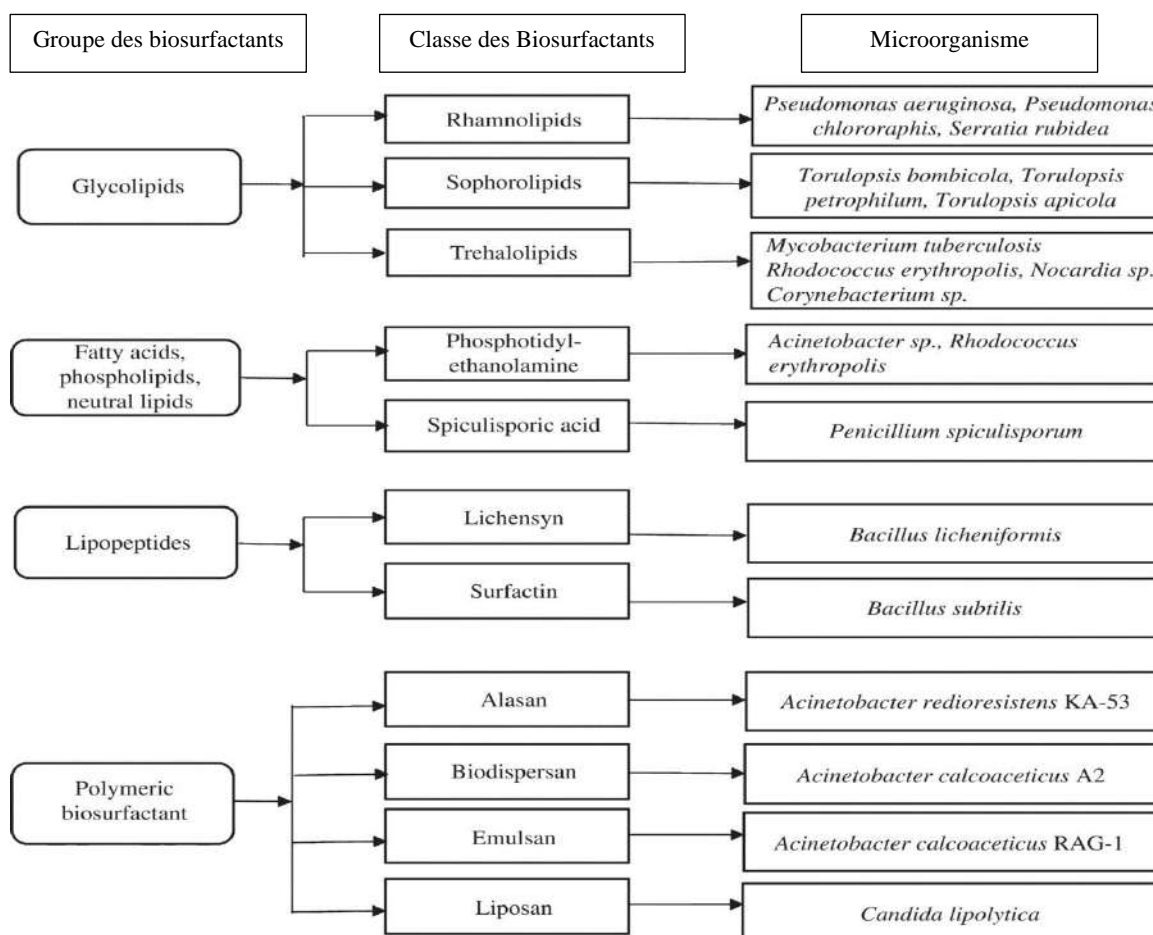


Figure III.4: Classification des biosurfactants et des micro-organismes producteurs respectifs [33]

III.3.4 Utilisation des biosurfactants

Les biosurfactants ont une large gamme d'applications biotechnologiques dans le pétrole, les aliments, les boissons, les cosmétiques, les détergents, les textiles, les peintures, les mines, la cellulose, les produits pharmaceutiques et les nanotechnologies. Actuellement, le marché principal est l'industrie pétrolière, qui se situe dans le domaine de la récupération et du traitement du pétrole. Puisque les technologies traditionnelles de récupération du pétrole ne peuvent récupérer qu'environ 40-45% du pétrole présent dans le réservoir. [31]

Dans MEOR (récupération microbienne améliorée du pétrole), les microorganismes dans les réservoirs sont stimulés pour produire des polymères et des tensioactifs, ce qui aide MEOR en abaissant la tension interfaciale à l'interface huile-roche. Cela réduit les forces capillaires empêchant le pétrole de se déplacer à travers les pores de la roche [31]

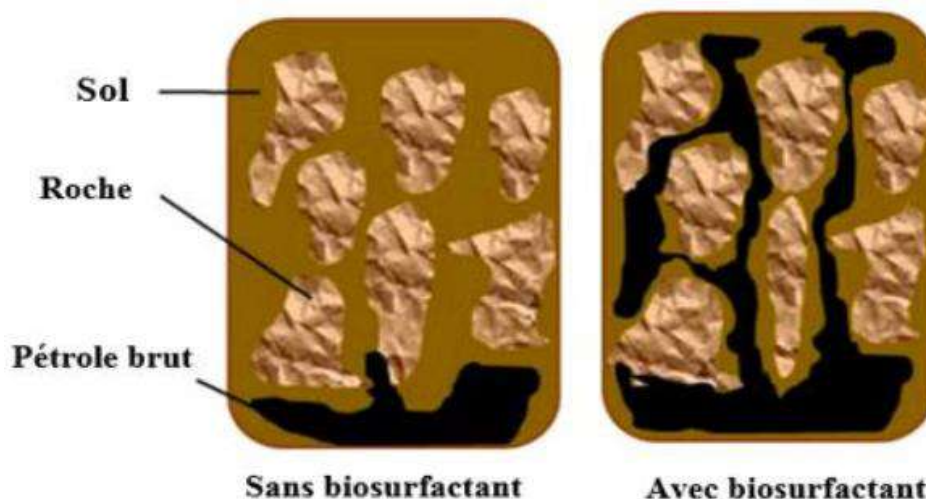


Figure III.5: Mécanisme de récupération du pétrole par les biosurfactants [31]

III.3.5 Marché des Tensioactifs :

Les surfactants sont utilisés dans les détergents et les nettoyants (54 %) ; comme auxiliaires pour les textiles, le cuir et le papier (13 %) ; dans les procédés chimiques (10 %) ; dans les cosmétiques et les produits pharmaceutiques (10 %) ; dans l'industrie alimentaire (3 %) ; dans l'agriculture (2 %) et dans d'autres secteurs (8 %) .

La production mondiale de surfactants est estimée à 15 millions de tonnes par an, dont environ la moitié sont des savons. Les autres surfactants produits à grande échelle sont les sulfonates linéaires d'alkylbenzène (1700 k t par an), les sulfonates de lignine (600 k t par an), les éthoxylates d'alcool gras (700 k t par an), les éthoxylates d'alkylphénol (500 k t par an). La production totale du surfactant a dépassé les 10 millions de tonnes en 2007 pour leurs demandes croissantes dans diverses industries telles que les polymères, les lubrifiants et les solvants.

Le marché devrait croître de plus de 41 milliards de dollars américains en 2018, avec une croissance annuelle moyenne de 4,5 %. Une telle augmentation du taux de croissance est liée à la demande mondiale de détergents puisque ce secteur utilise plus de 50 % de la production de surfactant. Sur la production totale de surfactants, environ 54 % sont consommés comme détergents ménagers ou à lessive, et seulement 32 % sont destinés à un usage industriel.[32]

III.4 Polymères

III.4.1 Définition

Les polymères sont des macromolécules formées de l'association d'unités élémentaires, La plupart des polymères communs se constituent de répétitions régulières d'un petit nombre, voire d'une seule de ces unités individuelles que l'on nomme monomère (figure III.6). [38]

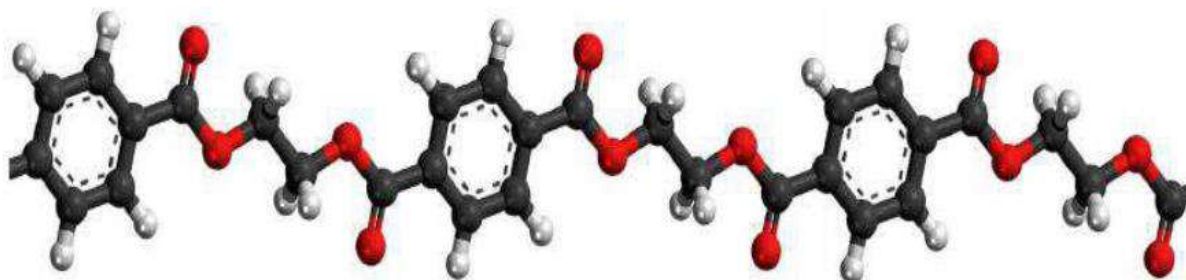


Figure III.6 : Schéma d'un polymère [38]

III.4.2 Structure des polymères

Dans une molécule de polymères linéaire, les monomères sont enchainés en ligne. En réalité, la molécule est rarement parfaitement linéaire. Elle peut être branchue ou **ramifiée**. Enfin, les chaines moléculaires peuvent être **interconnectées en réseau** (réticulées) et constituent alors une seule supère molécule [38]

III.4.3 Types des polymères

Les polymères communément utilisés pour augmenter la viscosité de la phase aqueuse sont les **polyacrylamides** (-CH₂CHCONH₂-) (figure 2.11) et les **polysaccharides** de formule (C₆H₁₀O₅)_n. Les polyacrylamides sont des polymères synthétiques (polymérisation de l'acrylamide) solubles en phase aqueuse, qui peuvent être linéaires ou réticulés. [38]

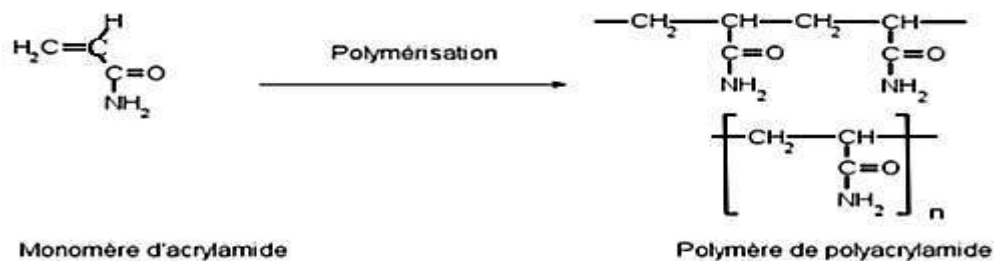


Figure III.7 : Monomère d'acrylamide et molécule de polyacrylamide [38]

III.4.3.1 Polysaccharides

Sont des biopolymères susceptibles de former des gels en solution aqueuse ; le plus utilisé en EOR est le **xanthane**, puisqu'il est très résistant à la dégradation mécanique, et lui permet de maintenir une viscosité élevée dans des gisements à haute salinité. Leur coût important a limité leur utilisation par rapport aux polyacrylamides. Le xanthane est aussi résistant aux températures modérées ; il commence à être dégradé autour de 90°C. [38,37]

III.4.3.2 Polyacrylamides

En solution aqueuse sont susceptibles de voir leurs caractéristiques rhéologiques modifiées si les concentrations de sel sont élevées (plus de 1 % de sel, comme c'est le cas dans les saumures). Par ailleurs, les polyacrylamides de haute masse moléculaire donnent des solutions plus visqueuses et plus résistantes par effet du sel, de pH et de la température. Les polyacrylamides sont aussi résistants aux températures modérées bien qu'ils puissent commencer à précipiter dans des eaux salées à près de 80°C. Enfin, les polyacrylamides sont souvent plus sensibles aux problèmes d'adsorption sur la paroi du gisement. [39]

III.5 Biopolymères :

Les biopolymères sont les polymères d'origine biologiques naturelles renouvelables qui sont souvent biodégradables et peuvent être produits par des systèmes biologiques tels que les plantes, les micro-organismes comme les champignons, les animaux comme les crustacés, etc. Ils peuvent être des combinaisons linéaires ou réticulées de leurs unités monomères.

Les biopolymères sont classés dans les catégories suivantes en fonction de plusieurs facteurs tels que (a) la dégradabilité (b) le squelette du polymère (c) les monomères. [40]

Les polymères biodégradables sont le type typique de polymères qui se dégradent ou se décomposent après leur utilisation prévue et forment des sous-produits tels que des gaz environnementaux (CO₂, N₂), de l'eau, de la biomasse et des sels inorganiques et organiques tels que PGA, PLA, PDS, PCL, PHB et PPF. Les polymères non biodégradables sont les substances qui ne se décomposent pas en un état naturel et sans danger pour l'environnement au fil du temps par des processus biologiques, par exemple, PP, PA, PVC, PC, PMMC et PTFE. Les biopolymères peuvent être du type suivant, en fonction de leur squelette, par exemple les polyesters, les polysaccharides, les polycarbonates, les polyamides et les polymères vinyliques. Selon les unités monomères comme les monosaccharides, les acides aminés, les nucléotides,

les biopolymères naturels sont des types suivants, par exemple, polysaccharides, protéines, acides nucléiques. La classification générale des biopolymères peut être représentée dans le schéma 1.[40]

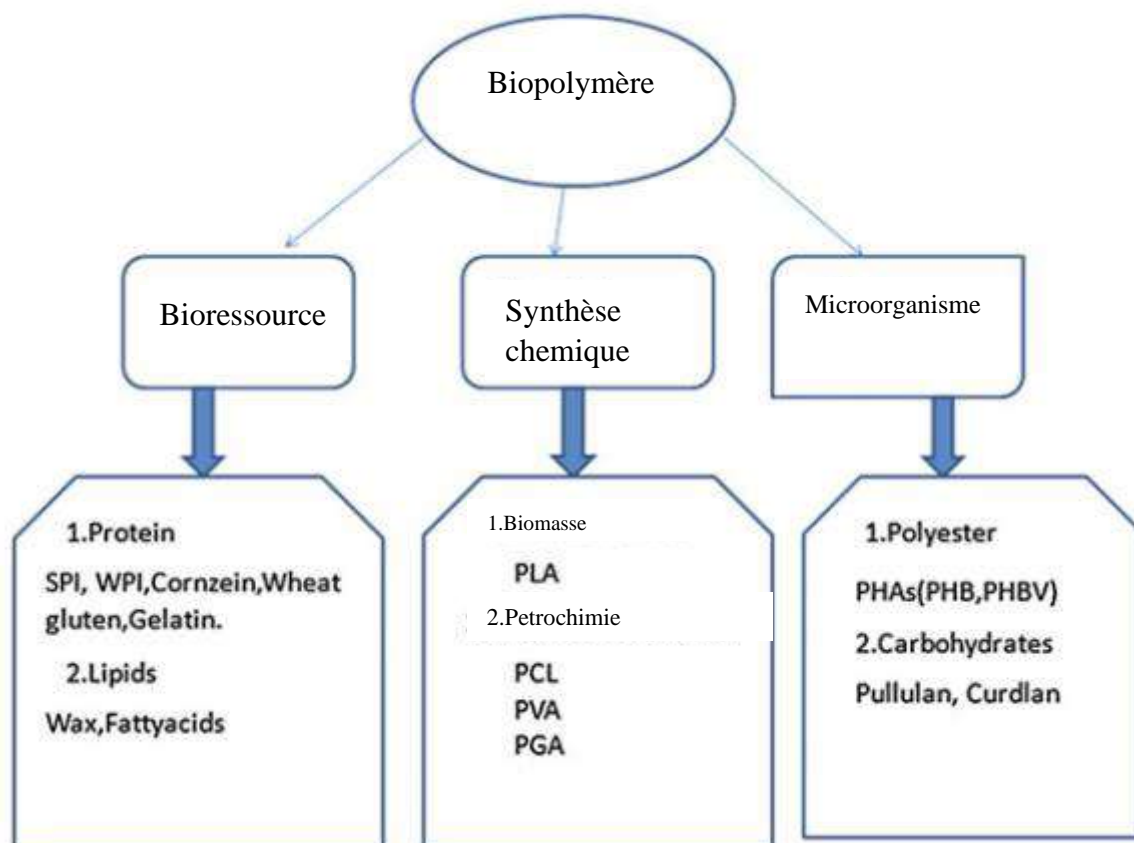


Figure III.8 : Classification schématique des biopolymères [40]

III.5.1 Formation de biopolymères

Du point de vue des microorganismes, le principal objectif de la production des substances polymères extracellulaires (EPS) en tant que métabolites microbiens est lié à l'agent protecteur. Les microorganismes tentent de se protéger de la dessiccation ou de la prédation par les protozoaires en les entourant d'EPS. Il existe deux façons différentes de produire du EPS. La plupart des EPS sont exportés à l'extérieur de la paroi des cellules bactériennes après avoir été synthétisés au niveau intracellulaire. [34]

Cependant, il y a quelques exceptions comme le xanthane et le dextrane, qui sont polymérisés et synthétisés à l'extérieur des cellules bactériennes par l'activité d'enzymes sécrétées qui convertissent le substrat en polymère. Bien que le mécanisme de biosynthèse varie d'une EPS à l'autre, il existe des étapes communes à la voie de biosynthèse bactérienne. Après l'absorption de ressources telles que les substrats carbonés, ceux-ci sont assimilés par la voie

du métabolite central ; ensuite, les substrats décomposés sont synthétisés sous forme de polysaccharides par des enzymes spécifiques. Les biopolymères sont formés par des réactions de condensation qui se déshydratent pour relier les monomères, ou ils sont synthétisés par des intermédiaires phosphorylés qui sont catalysés par des moteurs dépendants des cations divalents.[34]

Biopolymère représentatif et ses propriétés

Divers micro-organismes peuvent produire des EPS qui ont le potentiel d'être utilisés pour la récupération assistée du pétrole. Parmi ces biopolymères :

III.5.2 Levan produit par *Bacillus spp*

III.5.2.1 Production microbienne

Le levan est l'un des deux types typiques de biopolymères de fructane synthétisés à partir de la fermentation du saccharose par l'action de l'enzyme levansucrase .Le levan est produit par un large éventail d'espèces microbiennes telles que *Bacillus*, *Halomonas*, *Leuconostoc*, *Rahnella*, *Lactobacillus*, *Pseudomonas* et *Zymomonas* .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 à l'exception du diméthylsulfoxyde (DMSO) comme d'autres biopolymères [32]

Les conditions telles que la source de carbone, le pH, la température pour la culture des microorganismes et la formation du levane diffèrent d'une espèce à l'autre. La technique de fermentation submergée est généralement utilisée pour la production microbienne d'EPS . Dans les expériences de culture discontinue, la production de lévane atteint le rendement maximal avec le saccharose, plus qu'avec la mélasse et le sirop de canne à sucre. Les concentrations d'extrait de levure et de phosphate de potassium monobasique (KH_2PO_4) ont un impact significatif sur la production de levain en milieu sucré. [32]

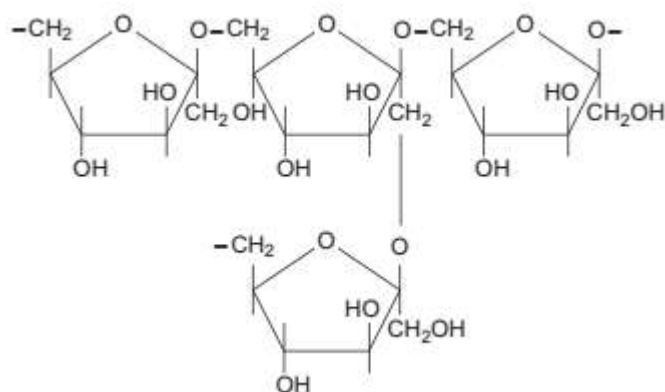


Figure III.9 : Structure chimique du levan. (Biopolymère de polysaccharide de levan soluble dans l'eau.) [32]

III.5.2.2 Caractéristiques chimiques et physicochimiques

Le squelette du levan est un polyfructane b-2,6 avec une liaison b-2,1 aux points de ramification, qui occupe un total de 12 % de ramification dans les chaînes polysaccharidiques du levan, comme le montre la figure 10. Comme d'autres biopolymères polysaccharidiques, le levan présente une large gamme de poids moléculaires en fonction des microorganismes utilisés. Le levan de *B. subtilis* présente deux gammes différentes de poids moléculaire ; le régime de faible poids moléculaire est mesuré à $\sim 1,1 \cdot 10^4$ g/mol ; d'autre part, le régime de poids moléculaire élevé se situe autour de $1,8 \cdot 10^6$ g/mol. Le levan a une très faible viscosité, sa viscosité inhérente est de $\sim 0,14$ dL/g, et ceci est attribué à sa forme sphérique. [33]

III.6 Rôle des biopolymères

Les biopolymères ont été utilisés dans les expériences MEOR principalement pour le colmatage sélectif des zones appauvries en pétrole et donc pour la modification de la perméabilité. Il s'agit d'un complément aux opérations d'injection d'eau, dans lesquelles l'eau est pompée dans des puits d'injection dans le réservoir afin de forcer le pétrole à remonter à la surface en contournant les zones appauvries en pétrole dans le réservoir. L'application de ces processus dans des essais sur le terrain a rendu le programme d'alimentation efficace pour ralentir la détérioration des hydrocarbures dans les puits subissant des opérations d'injection d'eau en détournant le jet d'eau des zones à haute perméabilité vers les zones riches en pétrole. L'efficacité de ce biopolymère comme agent de récupération du pétrole a été étudiée en injectant un mélange aqueux du polysaccharide et le rôle principal de ces biopolymères c'est l'augmentation de la viscosité [36]

Chapitre IV

Formation de la Microémulsion

IV.1 Introduction

Les microémulsions sont des mélanges macroscopiquement isotropes d'au moins un composant hydrophile, une hydrophobine et un composant amphiphile. Leur stabilité thermodynamique et leur nanostructure sont deux caractéristiques importantes qui les distinguent des émulsions ordinaires thermodynamiquement instables. Les microémulsions ont été observées pour la première fois par Schulman [44] et Winsor [45] dans les années 1950. Alors que les premiers ont observé un mélange optiquement transparent et thermodynamiquement stable en ajoutant de l'alcool, les seconds ont induit une transition d'un mélange stable riche en huile à un mélange stable riche en eau en faisant varier la salinité. En 1959 ont introduit le terme « micro-émulsions » pour ces mélanges qui se sont révélés plus tard nanostructurés.

IV.2 Tension interfaciale et émulsion

La tension interfaciale joue un rôle important dans l'émulsification, qui est le processus de mélange de l'huile et de l'eau dans certaines conditions. L'huile et l'eau peuvent être mélangées dans des émulsions, qui peuvent être aussi bien transitoires que très stables, selon le type d'émulsion.[37]

IV.3 Types d'émulsions

Les émulsions sont classées en deux types selon la nature de la phase dispersée :

(i) Les émulsions huile dans l'eau (O/W) : Dans ce type d'émulsion, la phase continue est l'eau et l'huile est dispersée dans l'eau. Comme le suggère la définition, l'eau est en grande quantité, continue, et l'huile est en quantité relativement faible, discontinue, dispersée dans la phase aqueuse continue.[37]

(ii) Émulsion eau-dans-huile (E/H) : Ce type d'émulsion est l'inverse du premier type dans lequel l'eau de la phase dispersée et l'huile de la phase de dispersion est appelée émulsion eau-dans-huile. Dans ce type, l'huile est continue, de grand volume, et l'eau est discontinue, de plus petit volume.[37]

Les émulsions peuvent être classées en deux types selon la taille de leurs gouttelettes

IV.3.1 Macro-émulsion

Les macro-émulsions sont formées par le mélange de deux liquides non miscibles, un liquide de diamètre supérieur à 0,1 μm étant dispersé sous forme de gouttelettes dans un autre liquide. Ce type d'émulsion est thermodynamiquement instable, turbide et de couleur laiteuse.[37]

IV.3.2 Microémulsions

Ces types d'émulsion sont thermodynamiquement stables avec la dispersion de deux liquides non miscibles qui ont la quantité requise de surfactants et de co-surfactants.

La phase dispersée est constituée de petites gouttelettes dont le diamètre est compris entre 100 et 1000 Å. Les microémulsions sont des produits industriels très importants et sont utilisées dans de nombreux procédés. Elles occupent une place très importante dans la EOR chimique.[37]

Une micro-émulsion est un mélange d'eau, d'huile et d'un agent de surface. Parfois, le système contient également un co-surfactant et/ou un co-solvant en plus des surfactants. Les co-surfactants sont utilisés pour améliorer le rapport de solubilisation de l'huile et de l'eau. Il s'agit généralement d'alcools à longue chaîne ou parfois de propoxysulfates d'alcool à longue chaîne. Les co-solvants sont des alcools à chaîne courte (C3-C5) tels que l'alcool isobutylique (iBA) et l'alcool butylique secondaire (sBA). Ils sont ajoutés au système pour raccourcir les temps d'équilibrage. Ils sont également utilisés pour réduire la viscosité de la micro-émulsion et la formation de gel.[37]

IV.4 Diagramme WINSOR et Comportement de phase (huile / saumure / tensioactif)

Winsor a défini les relations entre le comportement de phase d'un mélange eau/huile/tensioactif et la nature des différents composés (variables de formulation) dans un diagramme ternaire. Il a ainsi classé les comportements en 3 différents diagrammes de phase selon la valeur de R. [38]

R est le rapport entre les interactions des molécules de tensioactif localisées à l'interface avec les molécules voisines d'huile et d'eau respectivement :

$$R = \frac{A_{SH}}{A_{SE}}$$

IV-1

Avec **ASH** : interactions moléculaires Tensioactif/Huile par unité d'aire interfaciale, **ASE** : interactions moléculaires Tensioactif/Eau par unité d'aire interfaciale.[38]

Suivant que le rapport **R** est supérieur, inférieur ou égal à 1, on obtient des diagrammes de phases caractéristiques appelés diagrammes de **Winsor I, II ou III**.

IV.5 Différents types de la microémulsion

Il existe ainsi différents types de microémulsions selon l'efficacité du système amphiphile (tensioactif + éventuellement co-tensioactif).[45]

a) Type Winsor I

Il subsistera une phase en excès qui peut être l'huile.

b) Type Winsor II

Si le système n'est pas suffisamment efficace, il subsistera une phase en excès qui peut être l'eau.

c) Type Winsor III

Il subsistera une phase en excès qui peut être l'eau et l'huile dans ce cas, il se forme un système à trois phases.

d) Type Winsor IV

Lorsque la quantité est suffisante pour Co-solubiliser l'huile et l'eau, on parlera de microémulsion monophasique isotrope.[45]

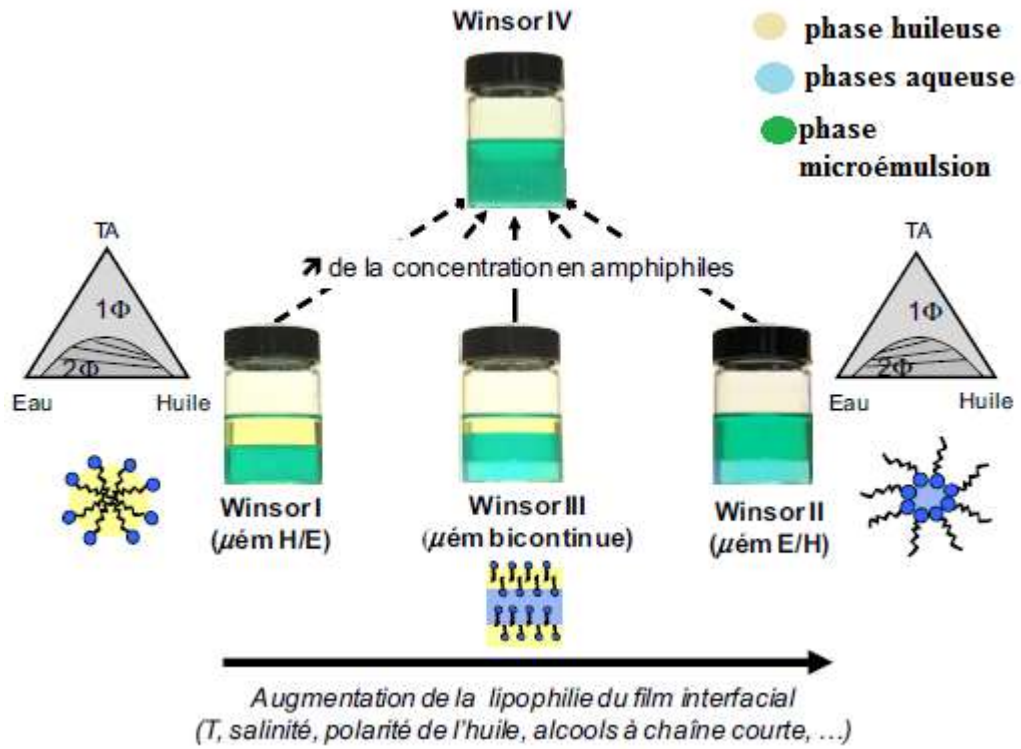


Figure IV.1: les différents types de la microémulsion [45]

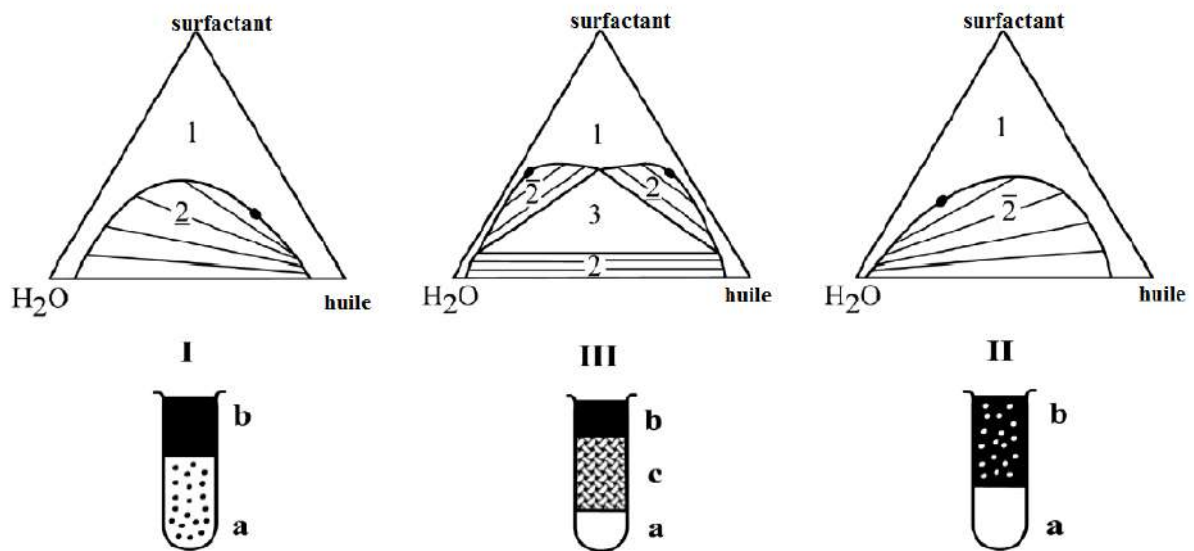


Figure IV.2: schéma explicatif des types de la microémulsion [44]

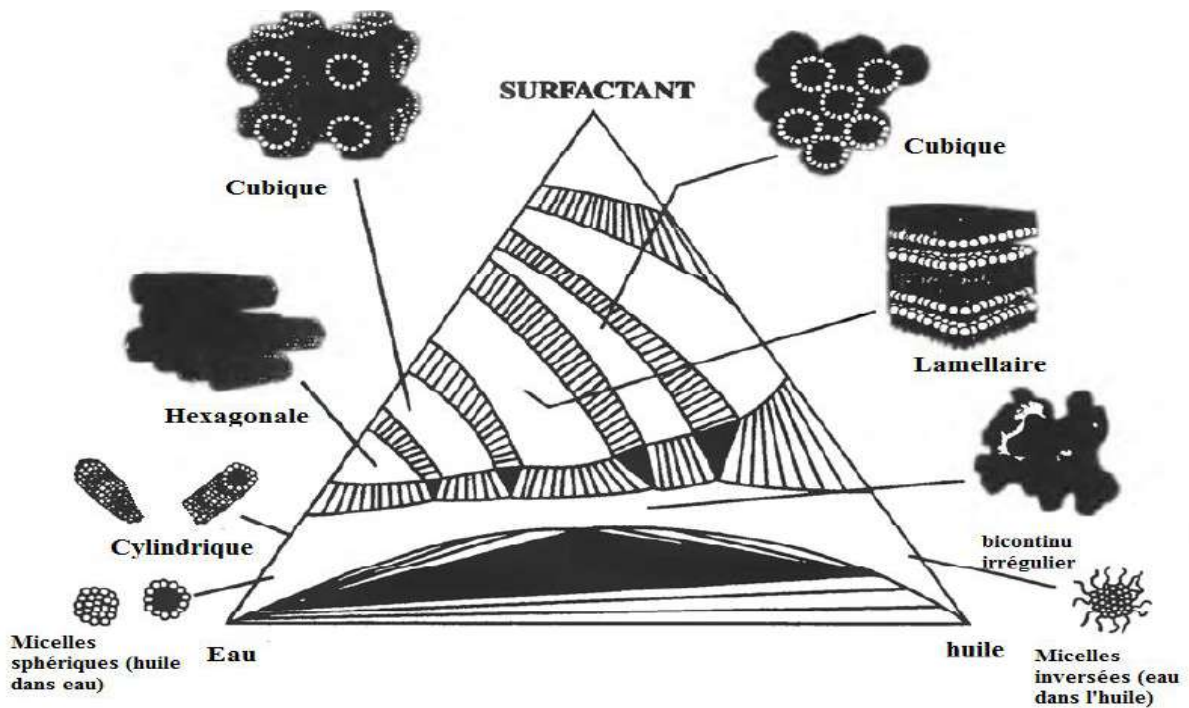


Figure IV.3: schéma représentatif diagramme eau-huile-surfactant [43]

IV.6 Tests de balayage de la salinité de la microémulsion

Les tensioactifs sont capables de solubiliser une quantité croissante d'huile et une quantité décroissante d'eau au fur et à mesure que la salinité augmente.[44]

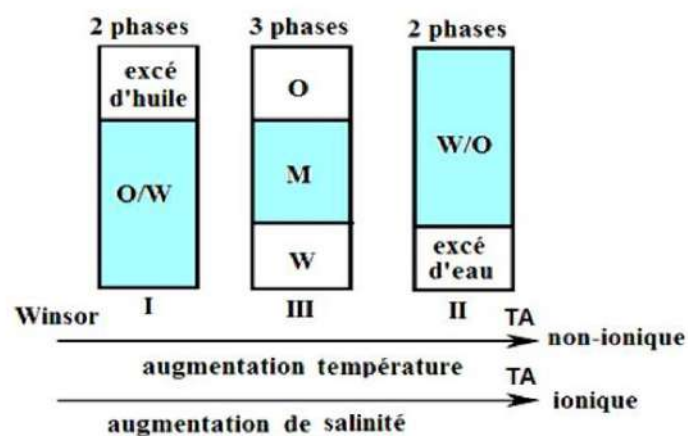


Figure IV.4 : effet de la température et la salinité sur la formation de la microémulsion [44]

IV.7 Formulation des systèmes de microémulsions

Pour un système ternaire eau/huile/tensioactif donné, l'obtention de microémulsions dépend de la nature du tensioactif (tête polaire anionique, cationique, amphotère ou non ionique) et de sa structure chimique (notamment la longueur et le nombre de chaînes alkylées constituant la partie apolaire). S'il est ionique et monocaténaire comme le dodécylsulfate de sodium (SDS), des microémulsions se forment seulement si un Co-tensioactif (e.g. butanol) et/ou un électrolyte (e.g. NaCl) sont ajoutés. Avec des tensioactifs ioniques bicaténaires comme l'aérosol-OT, et certains tensioactifs non ioniques, le co-tensioactif n'est pas nécessaire. Le rôle principal du tensioactif est de réduire la tension interfaciale eau/huile $\gamma_{E/H}$ – c'est-à-dire d'abaisser l'énergie nécessaire pour augmenter la surface interfaciale [46].

Conclusion

L'injection des tensioactifs et polymères est l'une des techniques de EOR les plus populaires et les plus efficaces. Elle augmente le taux de récupération d'huile en place OOIP jusqu'à 90%. Deux forces définissent l'efficacité du déplacement du pétrole brut dans le réservoir lors des opérations de récupération du pétrole, à savoir les forces visqueuses et capillaires. Le coût de ce produit conduisant à la diminution de leur utilisation dans EOR

Pour résoudre ces problèmes on a utilisé des bactéries (*Bacillus subtilis*) pour produire des biosurfactants (surfactin) et des biopolymères (levan) qui en une activité interfaciale et épaississants conduisent à améliorer le taux de récupération et de résoudre les problèmes majeurs comme l'altération de la mouillabilité due à la présence des dépôts d'asphaltènes et donc l'augmentation de la water cut.

Pour permettre un balayage homogène non préférentielle d'huile en place on a réalisé une microémulsion (avec Biosurfactant, Biopolymère) qui a pour rôle de conserver sa propriété et caractéristique lors d'invasion d'eau ou d'huile et elle réduit la tension interfaciale jusqu'à $2 \cdot 10^{-4}$ mN/m.

- Le défi c'est de la réalisation de la microémulsion in situ pour cela on a étudié le phénomène de rétention des constituants de la microémulsion par adsorption pour prévoir la quantité de surfactant adsorbé et la préparation de la solution du slug qui va représenter la solution des produits sacrificiels pour l'injection après la microémulsion et rattrapé le pourcentage des biosurfactants adsorbés par les déblais de forage.

L'injection de la microémulsion en deux méthodes la première c'est la bijection ex-situ qui va donner 95 % de taux de récupération et la deuxième l'injection in-situ qui va donner 98% de taux de récupération. L'effet de la température est un paramètre essentiel pour la meilleure réduction de tension interfaciale et le taux de récupération

L'utilisation des puits horizontaux pour augmenter l'efficacité de la récupération secondaire et tertiaire

Recommandation

- ❖ Nous recommandons l'utilisation des Biosurfactants, Biopolymères pour Réduire le montant, protection de l'environnements, Augmentation de l'efficacité d'EOR avec un rendement élevé.
- ❖ Application du system d'éthylène glycol, n- propanol et butanol comme co-solvent pour permettre de réduire le montant de l'opération EOR.
- ❖ L'utilisation de l'éthylène glycol grâce à sa disponibilité dans l'exploitation des champs pétrole (utilisation dans la déshydratation de Gas naturel).
- ❖ L'observation stricte des conditions de culture bactériennes (PH, salinités, milieu riche en saccharose, Température).
- ❖ L'observation stricte de la formulation de la microémulsion.
- ❖ L'utilisation des déblais de forage comme roche réservoir grâce aux frais et à la disponibilité.
- ❖ Pour l'efficacité de MEOR, et la réduction de la pollution de l'environnement particulièrement en Off-shore.
- ❖ Reproduire les Essais dans les conditions de fond HP et HT
- ❖ Réalisation des essais de MEOR avec autres bactéries
- ❖ Utilisation des déblais de forage comme roche matricielle dans les essais de déplacement d'huile dans milieu poreux par la méthode MEOR in-situ.

Références

- [1] IFP, Enspm formation industrie, IFP Training.
- [2] F. Y. S. N. Hamid Rashedi, Microbial Enhanced Oil Recovery, 2012.
- [3] A. Mandal, «A review : Chemical flood enhanced oil recovery,» *Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, vol. 9, n° 13, p. 241, 2015.
- [4] B. Petroleum, «BP Statistical Review of World Energy,» vol. 64e édition, juin 2015.
- [5] Petropedia, «Hot waterflooding,» *Petropedia.com/definition/6773/hot-water-flooding*, 05/2021.
- [6] S. PetroWiki, «In-Situ Combustion,»
<https://search.spe.org/i2kweb/SPE/search?filters=store%3APetrowiki&sort=score+desc&q=In-situ+combustion>.
- [7] T. S. Ramakrishnan et D. T. Wasan, «A Model for Interfacial Activity of Acidic Crude Oil/Caustic Systems for Alkaline Flooding,» *SPE J*, vol. 23, n° 104, pp. 602-612.
- [8] R. a. D. P. Needham, «Polymer flooding review,» *Journal of Petroleum Technology*, vol. 39, n° 112, pp. 1503-1507, 1987.
- [9] R. B. B. a. F. P. Aveyard, «In the Structure, Dynamics and Equilibrium Properties of Colloidal Systems,» *Norwell, MA, Kluwer Academic Publishers*, 1990.
- [10] M. S. R. a. H. D. Kahlweit, «Phase behavior of multicomponent systems wateroil-amphiphile-electrolyte,» *J. Phys. Chem.*, vol. 89, n° 11, pp. 163-171, 1985.
- [11] K. T. I. A. M. a. F. M. Elraies, A new approach to low-cost, high performance chemical flooding system, Tunis, Tunisia.: SPE 133004 presented at the SPE Production and Operation Conference and Exhibition, 2010.
- [12] K. a. L. B. Shinoda, «Organized surfactant systems: microemulsions,» *Langmuir*, vol. 3, n° 12, pp. 135-149, 1987.
- [13] A. Nabilou, “Best Method for Enhanced Oil Recovery from Sarvak Reservoir and Analyse Sensitive Parameters_Petroleum Engineering, Master thesis.

- [14] Introduction to Petroleum engineering.”
- [15] R. Cosse, “INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE PUBLICATIONS Oil and Gas Field Development Techniques BASICS OF RESERVOIR ENGINEERING 1993 Editions TECHNIP t.”
- [16] A. Boston and H. London, “WORKING GUIDE TO RESERVOIR ROCK PROPERTIES AND FLUID FLOW TAREK AHMED.”
- [17] “HYDROCARBON EXPLORATION AND PRODUCTION’.”
- [18] M. Sagir *et al.*, “Surfactants for Enhanced Oil Recovery Applications.”
- [19] B. Guo, *Well productivity handbook: vertical, fractured, horizontal, multilateral, multi-fractured, and radial-fractured wells.*
- [20] S. Okotie and B. Ikporo, *Reservoir Engineering*. Cham: Springer International Publishing, 2019. doi: 10.1007/978-3-030-02393-5.
- [21] T. H. Ahmed, *Reservoir engineering handbook*. Gulf Professional Pub, 2010.
- [22] Y.-S. (Petroleum engineer) Wu, *Multiphase fluid flow in porous and fractured reservoirs*.
- [23] Eric Y. Sheu , Oliver C. Mullins Asphaltenes Fundamentals and Applications, Springer Science+Business Media, LLC,1995
- [24] P. G. D. a. N. K. V. N. G. K. Karanth, «Microbial production of biosurfactants and their importance,» *Current Science Association*, vol. 77, n° %11 , pp. 116-126 (11 pages), 10 July 1999.
- [25] J. D. D. a. I. M. Banat, «Microbial production of surfactants and their commercial potential.,» *Microbiol Mol Biol Rev*, vol. 61, n° %11, p. 47–64, 1997 .
- [26] F. B. A. a. R. W. Volkering, «Microbiological aspects of surfactant use for biological soil remediation,» *Biodegradation*, vol. 8, n° %16, pp. 401-417, 1997.
- [27] X. J. R. X. W. a. Y. J. Mao, «Use of surfactants for the remediation of contaminated soils,» *A review. J. Hazard. Mater*, pp. 285: 419-435, 2015.
- [28] M. N. V. P. Hemen Sarma, *Biosurfactants for a sustainable future : production and applications in the environment and biomedicine, India: Wiley*, 2021.
- [29] H. Dorra, *Isolement et caractérisation des bactéries marines hydrocarbonoclastes, production des biosurfactants et étude de la biodiversité microbienne au sein de trois ports de Sfax, Tunisie, France: UNIVERSITÉ DE MONTPELLIER*, 2018.
- [30] P. Bolin Kumar Konwar, *BACTERIAL BIOSURFACTANTS:Isolation, Purification, Characterization, and Industrial Applications*, Canada: Apple Academic Press, 2022.

- [31] T. N. SLIMANI Ahlem, Isolement des Souches Productrices des Biosurfactants, Ain Témouchent: Centre Universitaire Belhadj Bouchaib , 2018.
- [32] T.-H. K. P. S. J. KUN SANG LEE, Theory and Practice in Microbial Enhanced Oil Recovery, United Kingdom: Elsevier, 2020.
- [33] N. S. N. a. B. V. Fageria, «Nutrient management for improving lowland rice productivity and sustainability,» *Adv. Agron*, vol. 80, n° 11, pp. 63-152, 2003.
- [34] M. G. E. F. D. e. a. Couto, «The biopolymer produced by *Rhizobium viscosum* CECT908 is a promising agent for application in Microbial Enhanced Oil Recovery,» *New Biotechnology* , vol. 49, p. 144–150, 2019.
- [35] C. A. S. a. X. Q. Negin, «Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery. Petroleum,» <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.11.007>, vol. 3, p. 197–211, 2017.
- [36] N. M. S. A. S. e. a. Zulkifli, «Evaluation of new surfactants for enhanced oil recovery applications in high temperature reservoirs,» *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, vol. 10, p. 283–296, 2019.
- [37] H. M. Slimani Younes, Récupération assistée du pétrole par injection de Surfactants, M'SILA: UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF , 2019-2020.
- [38] V. Vladimir, Adsorption en Silica Surfaces ; surfactant science, Moscow, Russia.: davvdov département of Chemistry, M. V. Lomonosov Moscow State University, 2014.
- [39] J. a. C. J. Schoonover, «An introduction to soil concepts and the role of soils in watershed management,» *J. Contemp. Water Res. Educ*, vol. 154, n° 11, pp. 21-47, 2015.
- [40] M. K. M. S. B. A. Shalini Srivastava, Biosurfactants for Heavy Metal Remediation and Bioeconomics, India: Banaras Hindu University, 2020.
- [41] Vijay Kumar Thakur • Manju Kumari Thakur, Functional Biopolymers, Springer International Publishing 2018
- [42] M. M. , S. T. , B. T. , A. R. S. Muhammad Sagir, Surfactants for Enhanced Oil Recovery Applications, Gewerbestrasse 11, 6330 Cham, Switzerland: Springer, 2020.
- [43] S. M. Bentarfa Meriem, «Récupération assistée tertiaire par injection de surfactants / polymères dans des micro-modèles et application au champ de Hassi Messaoud (SWCTT),» Université Kasdi Merbah Ouargla, Ouargla, 2017.
- [44] Microémulsions : Contexte, Nouveaux Concepts, Applications, Perspectives, C. Stubenrauch (éd.), Wiley, 2009.
- [45] a) Wormuth K., Lade O.L., Lade M., Schomäcker R., Microemulsion, dans Handbook of Applied Surface and Colloid Chemistry, vol. 2, K. Holmberg (éd.), Wiley, 2002.

[46] Véronique Rataj, Formulation des microémulsions Propriétés et exemples d'application, l'actualité chimique - mai 2016 - n° 407.

[47] Véronique Rataj , Formulation des microémulsions Propriétés et exemples d'application, *JIREC 2015*

[48] Bolin Kumar Konwar, Bacterial Biosurfactants solution, Purification, Characterization, and Industrial Applications, Apple Academic Press, 2022

[49] Assist. Prof. Dr. Özge İNAL , INTERFACIAL PHENOMENA, Spring Course; 2020

[50] Mojtaba Taran, Saba Etemadi, 2 Mohsen Safaei , Microbial levan biopolymer production and its use for the synthesis of an antibacterial iron(II,III) oxide–levan nanocomposite, *J. APPL. POLYM. SCI.* 2016

[51] T. J. P. Smyth . A. Perfumo . S. McClean . R. Marchant . I. M. Banat , Isolation and Analysis of Lipopeptides and High Molecular Weight Biosurfactants, IM.Banat@ulster.ac.uk, 2010

[52] Z.B., Alteration effect on petrophysical properties of reservoirs rocks by drilling fluid emulsifiers, *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology* (2021)

Annexes

Materiel Utilisées

- ❖ Broyeur Planétaires à billes PM 100-RETSCH



Figure A.1: Broyeur Planétaires à 20 billes

- ❖ Spectroscopie : Agilent technologies Cary 600 Series FTIR spectrometer



Figure A.2 : Spectroscopie infrarouge à transformée de Fourier (FTIR)

❖ BTX Portable XRF/XRD Analyzer

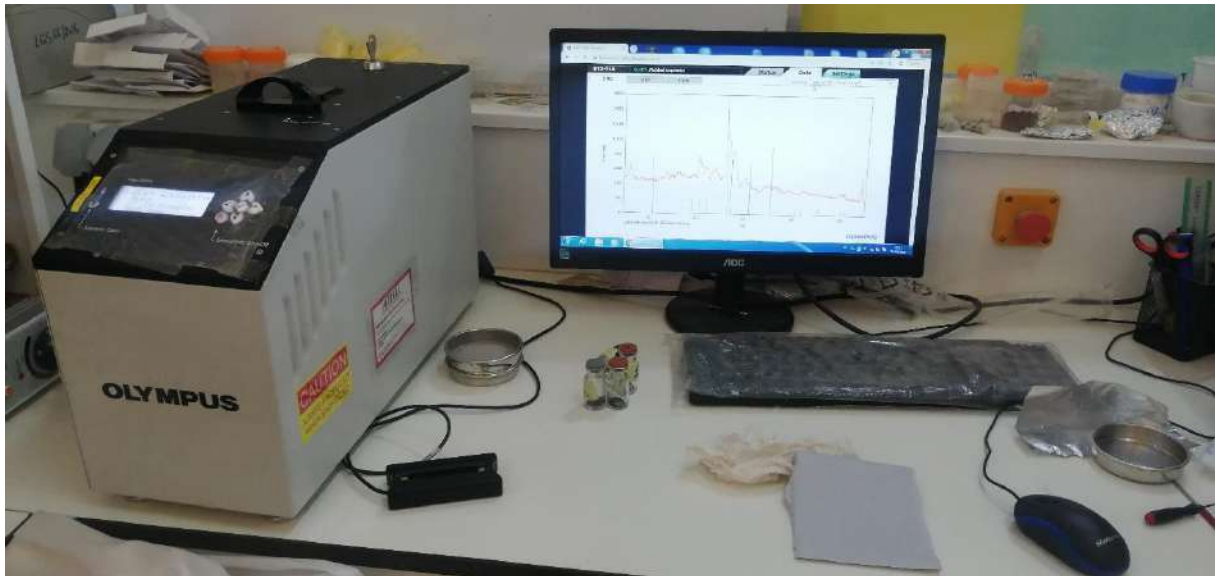


Figure A.3: Diffractomètre et Fluorescence a rayon X

❖ Centrifuge Rotina 300 R et vortex



Figure A.4: Centrifuge



Figure A.5: Vortex

❖ Tamis vibrant :



Figure A.6 : Tamis Vibrant

❖ Tension Cad

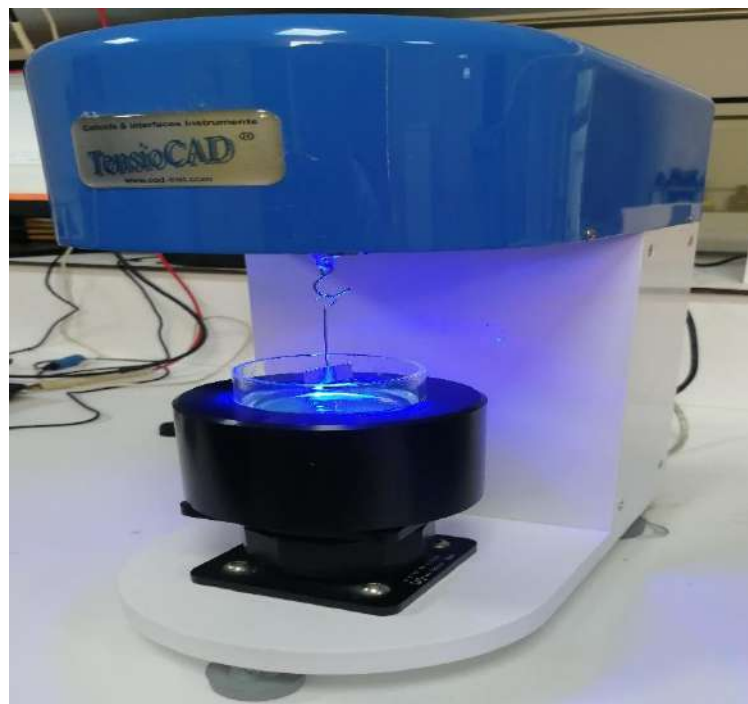


Figure A.7: TensioCAD

❖ Microscope à lumière polarisée



Figure A.8: Microscope Polarisant