

N° Série : ...../2023

Université KasdiMerbah Ouargla



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

**Département de Production des Hydrocarbures**

**MÉMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production Professionnelle**

Présenté Par :

**TAMENE Sifeddine, GHODBANE Oussama, TOUATI Riad**

-THEME-

---

**INVESTIGATION EXPERIMENTALE DE LA RECUPERATION TERTIAIRE DES  
HYDROCARBURES PAR LA NANOTECHNOLOGIE**

---

Soutenue le : 11 /06 / 2023 devant la commission d'examen

Président :	BOUCHIREB Abdelouaheb	MCB	UKMO
Examineur :	BRAHMIA Nabil	MCB	UKMO
Rapporteur :	MILOUDI Mustapha	MAA	UKMO
Co-rapporteur :	BOUFADES Djamila	MCB	UKMO
Co-rapporteur :	ADJOU Zakaria	Ph. D	UKMO

Année Universitaire 2023/2024

# Remerciements

Je voudrais prendre un moment pour exprimer ma gratitude envers Dieu de nous avoir guidés tout au long de notre parcours académique et de nous avoir donné la force et la détermination nécessaires pour nos objectifs. Nous sommes reconnaissants des opportunités qui se sont présentées et des bénédictions que nous ayons reçues

La réalisation de ce mémoire a été possible grâce à la présence de plusieurs personnes à qui je voudrais témoigner toute ma gratitude.

Je voudrais tout d'abord, mes directeurs de mémoire Mr MILOUDI MUSTAPHA et Mme BOUFADES DJAMILA, pour leur patience, leur disponibilité et surtout leurs judicieux conseils, qui ont contribué à alimenter enrichir nos réflexions.

Nous tenons à témoigner exprimer toute notre reconnaissance aux envers les personnes suivantes, pour leur aide dans la réalisation de ce mémoire :

Monsieur PhD ADJOU ZAKARIA de qui nous a accordé la chance de participer et prendre d'acquérir expériences dans le laboratoire et qui a répondu à nos questions, nous le remercions pour son aide, ses encouragements et ses précieux conseils durant tout au long du projet. Il a été d'un grand soutien dans l'élaboration de ce mémoire.

Nous remercions également les membres du jury D'examen, Mr BRAHMIA NABIL et Mr BOUCHIREB ABDELOUAHAB d'avoir accepté d'examiner ce travail, et pour leurs soutiens ainsi que leurs observations constructives.

Je tiens également à remercier toute l'équipe pédagogique de l'université d'Ouargla et les intervenants professionnels responsables de ma formation, pour avoir assuré la partie théorique de celle-ci. Mes remerciements vont également à toutes les personnes qui par leurs paroles, leurs écrits, leurs conseils et leurs critiques constructives ont guidé mes réflexions et ont accepté et de répondre à mes questions durant tout au long de mes recherches.

## *Dédicace*

*Je dédie ce modeste à mes chers parents SADDEK et Karima, pour leur soutien et leur encouragement indéfectibles tout au long de mon parcours académique. Leur amour, leur guidance et leurs sacrifices m'ont aidé à atteindre réaliser cet accomplissement considérable. Je suis reconnaissant pour les valeurs qu'ils m'ont inculquées et les leçons qu'ils m'ont enseignées.*

*à mon frère et mes deux sœurs je chérirai toujours les souvenirs que nous avons partagés et j'espère continuer à vous rendre fier à l'avenir.*

*Alors que je me dirige vers le prochain chapitre de ma vie, Je sais que je ferai face à de nouveaux défis et obstacles, mais avec le soutien de mes proches et la guidance de Dieu, je suis confiant que je peux les surmonter. Merci.*

*Riad*

## *Dédicace*

*Je dédie ce modeste travail :*

*À mon cher père pour ses sacrifices afin de réaliser mes souhaits. À ma  
chère mère pour toutes*

*ses prières qui m'ont apporté le soutien et l'encouragement nécessaires.*

*À mes frères, mes chères sœurs, ainsi que toute ma famille et mes  
proches « einebesondere*

*widmung an Dr. D H ». À tous mes amis avec qui j'ai partagé mes  
meilleurs moments. À toutes les personnes  
qui ont prié pour mon succès et mon bonheur.*

*Sifeddine*

## *Dédicace*

*Je voudrais prendre un moment pour exprimer ma gratitude envers mes parents, je sais qu'ils seraient fiers de moi ces jours spéciaux. Je tiens à les remercier pour tout ce qu'ils ont fait pour moi, et je dédie ce modeste à mes chers frères et à mes chers amis.*

*Merci*

*Oussama*

## Résumé

### ملخص

تم تنفيذ العمل لدراسة فعالية الجسيمات النانوية المطبقة في عمليات الاستعادة الكيميائية الثالثة. تعتمد الدراسة على المحاكاة التجريبية لحقن المواد الكيميائية: البوليمرات، المواد الخافضة للتوتر السطحي والجسيمات النانوية في وسط مسامي يعتمد على الرمل بعد توصيف XRF وتحديد الأبعاد. تم حساب الخصائص البتروفيزيائية (المسامية، النفاذية المطلقة والنسبية) من أجل إجراء اختبارات الصرف والحقن الكيميائي. الهدف من هذا العمل هو دراسة العوامل الرئيسية التي تؤثر على نزوح الامتزاج وكذلك التركيزات المناسبة لمختلف المنتجات المحقونة، والهدف منها هو تقليل التوتر السطحي، وزيادة لزوجة مياه التنظيف والتحكم في قابلية الترطيب للثغرات المسامية. سمحت لنا النتائج التي تم الحصول عليها بعد تنفيذ كل اختبار باستنتاج أن الاستخلاص المعزز للنفط الكيميائي عن طريق الحقن المشترك لأنابيب الكربون النانوية (CNT) والبوليمرات يحسن استخلاص الزيت المتبقي بمعدل 61.22%.

**الكلمات الأساسية:** الجسيمات النانوية؛ البوليمرات. السطحي. مسامية المتوسطة؛ توتر سطحي؛ اللزوجة. الرطوبة.

### Résumé

Le travail a été réalisé pour étudier l'efficacité des nanoparticules appliquées dans les processus de récupération chimique tertiaire. L'étude est basée sur la simulation expérimentale de l'injection de produits chimiques tels que des : polymères, surfactants et nanoparticules dans des milieux poreux à base de sable après caractérisation XRF et détermination des dimensions. Les caractéristiques pétrophysiques (porosité, perméabilité absolue et relative) ont été calculées afin d'effectuer les essais de drainage et ceux d'injection chimique. L'objectif de ce travail est d'étudier les principaux paramètres influant les déplacements miscibles ainsi que les concentrations adéquates des différents produits injectés dont le but est diminué la tension interfaciale, augmenter la viscosité d'eau de balayage et contrôler la mouillabilité des milieux poreux. Les résultats obtenus après l'exécution de chaque essai nous ont permis de conclure que l'EOR chimique par injection combinée des nanotubes de carbone (NTC) et les polymères améliore la récupération de l'huile résiduelle avec un taux de 61.22%.

**Les mots clés :** Nanoparticules ; polymères ; surfactants ; milieu poreux ; tension interfaciale ; viscosité ; mouillabilité.

### Abstract

The work was carried out to study the efficiency of nanoparticles applied in tertiary chemical recovery processes. The study is based on experimental simulation of the injection of chemicals: polymers, surfactants, and nanoparticles into porous sand-based media after XRF characterization and dimensional determination. The petrophysical properties (porosity, absolute and relative permeability) were calculated for the drainage and chemical injection tests. The aim of this work is to study the main parameters influencing miscible displacements, as well as the appropriate concentrations of the various products injected, with the aim of reducing interfacial tension, increasing the viscosity of sweep water and controlling the wettability of porous media. The results obtained after each trial enabled us to conclude that chemical EOR by combined injection of carbon nanotubes (CNTs) and polymers improves residual oil recovery with a rate of 61.22% .

**Key words:** Nanoparticles; polymers; surfactants; porous media; interfacial tension; viscosity; wettability

# Table des Matières

<b>Remerciements</b>	I
<b>Dédicaces</b>	II
<b>Résumé</b>	V
<b>Table des Matières</b>	VI
<b>Liste des figures</b>	VIII
<b>Liste des tableaux</b>	IX
<b>Liste des abréviations</b>	X
<b>Introduction</b>	1
<b>Chapitre I : Généralités sur la récupération tertiaire du pétrole</b>	
I-1 Introduction	3
I-2 Mécanismes de drainage	4
I-2-1 Expansion de l'huile	4
I-2-2 Expansion du gaz dissous	4
I-2-3 Expansion du gaz cap	5
I-2-4 Water Drive	6
I-2-5 Drainage par gravité	6
I-3 Écoulements dans le milieu poreux	7
I-3-1 La loi de Darcy	7
I-3-2 Écoulement monophasique	7
I-3-3 Écoulement diphasique	8
I-3-4 Équation de Navier Stokes	8
I-3-5 Équation de continuité	8
I-4 Propriétés des roches réservoirs	9
I-4-1 La porosité	9
I-4-2 La saturation	9
I-4-3 La perméabilité	10
I-5 Estimation des réserves	12
I-5-1 La méthode volumétrique	13
I-5-2 La méthode dynamique (Bilan Matière)	14
I-6 Récupération tertiaire de pétrole	16

I-6-1 Méthodes de récupération chimique	16
I-6-1-a) Injection des polymères	17
I-6-1-b) Injection des surfactants	22
I-7 Bases théoriques de la nanotechnologie	25
I-7-1 Mécanisme de nanofluide flooding	26
I-7-2 Types de nanoparticules	26
I-8 Conclusion	27

## **Chapitre II : Injection de polymère et application de SWCTT dans champ HMD**

II-1 Présentation du champ de Hassi Messaoud	28
II-1-1 Introduction	28
II-1-2 Situation géologique	28
II-1-3 Situation géologique	29
II-1-4 Caractéristiques du reservoir	29
II-2 Application de water flooding	30
II-2-1 Procédure de SWCTT	30
II-2-2 Caractérisation des traceurs, logiciel.	30
II-2-3 Caractéristique du tensioactif	30
II-2-4 Caractéristiques du polymère	30
II-2-5 Critères de choix des puits	31
II-2-6 Installation de surface	31
II-3 Localisation de(s) puits pilote(s)	32
II-3-1 Historique de production de(s) puits	32
II-4 Préparation de(s) puits pour le SWCTT	33
II-4-1 Log et mesures sur carottes	34
II-5 Le plan d'injection	36
II-5-1 Les problèmes rencontrés durant le SWCTT	37
II-5-2 Les traceurs utilisés dans le projet SWCTT	37
II-5-3 Le fonctionnement de traceurs	37
II-5-4 Courbes de production SWCTT	38
II-5-5 Interprétation utilisant une solution analytique	38



### **Chapitre III : Procédure expérimentales**

III Plan de recherche	40
III-1 Préparation et caractérisation des échantillons	41
III-1-1 Nettoyage, lavage, séchage	41
III-1-2 Tamisage	42
III-1-3 Minéralogie	42
III-1-4 Dimension	43
III-2 Propriété pétrophysique	44
III-2-1 Détermination de la porosité par saturation d'eau	45
III-2-2 Mesure de la perméabilité	46
III-3 Les Essais de drainage	47
III-3-1 drainage par l'eau	48
III-3-2 drainage par solution de polymère	48
III-3-3 drainage par solution surfactants	49
III-4 Préparation de nanofluides	51
Conclusion	56
Recommandations	57
Bibliographies	58
Annexes	62

# Liste des figures

Figure I.1 : Méthodes de la récupération de pétrole	3
Figure I.2 : drainage par expansion de l'huile	4
Figure I.3 : drainage par expansion de gaz dissous	5
Figure I.4 : drainage par expansion du gaz cap	5
Figure I.5 : drainage par le water drive	6
Figure I.6 : drainage par gravité	6
Figure I.7 : le milieu poreux	7
Figure I.8 : Carotte pour la mesure de la perméabilité intrinsèque.	10
Figure I.9 : Courbes de perméabilité relatives, couple eau/huile	12
Figure I.10 : Schéma de principe du bilan matière	14
Figure I.11 : classification et types des méthodes de l'EOR	16
Figure I.12 : classification des méthodes de récupération chimique	17
Figure I.13 : Schéma du processus d'injection de polymères	18
Figure I.14 : Rapport de mobilité typique d'un processus d'injection d'eau	19
Figure I.15 : Schéma des performances d'injection des polymères	21
Figure I.16 : adsorption de l'agent de surface à l'interface huile/eau	23
Figure I.17 : amélioration de la perméabilité	24
Figure I.18 : Structure des différentes classes de surfactants	25
Figure I.19 : Mécanismes de mobilisation des gouttelettes d'huile par NPs	25
Figure II.1 : Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud.	28
Figure II-2: Schéma des installations de surface d'un SWCTT.	31
Figure II-3: Localisation de(s) puits pilote(s)	32
Figure II.4 : Historique de production d'OMJ723	33

Figure II.5 : Opération PLT	34
Figure II.6 : Caractéristique pétro physique de l'intervalle sélectionné	35
Figure II.7 : Les différentes étapes de fonctionnement de traceurs.	37
Figure II.8 : Courbes de production des traceurs	38
Figure II.9 : résultats de pré EOR test de puits OMJ723	38
Figure III.1 : préparation d'échantillon, (a) lavage, (b) séchage	41
Figure III.2 : (a) tamisage d'échantillon, (b) Granulométrie de sable utilisé.	42
Figure III.3 : Image XRF d'échantillon de sable.	43
Figure III.4 : Dispositif expérimental pour la mesure de la porosité	44
Figure III.5 : Dispositif expérimental pour la mesure de la perméabilité	45
Figure III.6 : variation du débit en fonction de la pression	45
Figure III.7 : variation de la perméabilité relative en fonction de saturation d'eau	47
Figure III.8 : Schéma de la séquence d'injection d'eau	48
Figure III.9 : variation de taux récupération en fonction de la concentration de polymère.	49
Figure III.10 : variation de la conductivité en fonction de la concentration de l'oléate de sodium à 25°C	50
Figure III.11 : image de dispositif expérimental de micromodèle utilisé	52
Figure III.12 : schéma de la partie hydrophobe et hydrophile des NTC activée	54
Figure III.13 : micrographies des solutions	55

# Liste des tableaux

Tableau I.1 : Mérites et démérites des biopolymères	20
Tableau I.2 : types de nanoparticules	26
Tableau III.1 : la composition minéralogie d'échantillon de sable	43
Tableau III.2 : les essais de mesure de la porosité	44
Tableau III.3 : caractéristiques du pétrole utilisé	47
Tableau III.4 : Taux de récupération par l'injection de différente concentration de polymère.	48
Tableau III.5 : variation de la conductivité en fonction de la concentration	49
Tableau III.6 : résultats de drainage par les solutions chimique	51
Tableau III.7 : Les résultats d'injection les nanoparticules	53
Tableau III.8 : variation de la tension interfaciale des solutions	54

## Liste des Symboles et Abréviations

Symboles	Signification
$K$	La perméabilité absolue en md.
$\mu$	La viscosité dynamique en cp.
$P$	La pression (kg/cm <sup>2</sup> ).
$B$	Le module de gradient.
$\rho$	La masse volumique du fluide en kg/m <sup>3</sup> .
$g$	L'accélération de pesanteur en m/s <sup>2</sup> .
$K_{rw}$	La perméabilité relative à l'eau en md.
$\mu_w$	La viscosité de l'eau (fluide déplaçant) en cp.
$\mu_o$	Viscosité de l'huile en cp.
$K_{ro}$	La perméabilité relative à l'huile en md.
$S_w$	La saturation de l'eau.
$S_o$	La saturation de l'huile.
$M$	Le rapport de mobilité.
$S_{wi}$	La saturation d'eau irréductible.
$S_{or}$	La saturation d'huile résiduelle.
$\theta$	L'angle de mouillage en degré.
$P_c$	La pression capillaire.
$r$	Le rayon du tube capillaire en mm.
$\gamma(o,w)$	La tension interfaciale eau/huile en N/m ou J/m <sup>2</sup> .
$N_{ca}$	Le nombre capillaire.
$\vartheta$	La vitesse d'écoulement en m/s.
$R$	Le rapport entre les interactions des molécules de tensioactif localisées à l'interface avec les molécules voisines d'huile et d'eau respectivement.
$A_{SE}$	Interactions moléculaires Tensioactif/Huile par unité d'aire interfaciale.
$A_{SH}$	Interactions moléculaires Tensioactif/Eau par unité d'aire interfaciale.
$\lambda_w$	La mobilité en eau md/ cp.
$\lambda_o$	La mobilité en huile md/cp.
$I_i$	Indice d'injectivité.
$Q_w$	Débit d'injection en m <sup>3</sup> /j.
$P_g$	Pression de gisement (kg/cm <sup>2</sup> ).

<b>P<sub>fd</sub></b>	Pression de fond (kg/cm <sup>2</sup> ).
<b>CMC</b>	Concentration micellaire critique.
<b>MCC</b>	Moteur contrôle center.
<b>SWCTT</b>	Single Well Chemical Tracer Test.
<b>EOR</b>	Enhanced Oil Recovery.
<b>LCP</b>	Liner Cimenté Perforé.
<b>IFT</b>	Tension Interfacial.
<b>GOR</b>	Gaz Oil Ratio.
<b>OOIP</b>	Original Oil in place.
<b>MP</b>	Micelle Polymères.
<b>HMD</b>	Hassi Messaoud.
<b>IOR</b>	Improved Oil Recovery.
<b>RAP</b>	Récupération assistée de pétrole.
<b>HLB</b>	Hydrophile lipophile balance.



# **INTRODUCTION GÉNÉRALE**

## Introduction

La demande de pétrole brut ne cesse d'augmenter, tout comme les prix. Face à cette situation, les producteurs de pétrole et de gaz proposent de nombreux moyens d'améliorer leurs méthodes d'extraction du pétrole du gisement et de continuer à répondre à la demande de la nature humaine. De nombreuses recherches ont été menées pour résoudre ce problème. L'une de ces techniques est la récupération assistée du pétrole (Enhanced Oil Recovery) [1].

Les processus de récupération du pétrole se déroulent principalement en trois étapes : primaire, secondaire et tertiaire (EOR). Après l'application des techniques de récupération primaire et secondaire du pétrole, deux tiers du pétrole initial en place (OOIP) restent dans le réservoir. Cela s'explique soit par le fait que le pétrole est piégé par les forces capillaires (pétrole résiduel), soit par une autre forme de "bypass". L'huile "bypassée" est due aux hétérogénéités du réservoir ou à un rapport de mobilité défavorable entre la phase aqueuse et la phase oléique [1].

Pour améliorer l'efficacité globale du déplacement du pétrole, de nombreuses méthodes EOR ont été créées et utilisées et sont principalement classées en méthodes thermiques et non thermiques [2].

Parmi toutes les techniques d'EOR, la méthode chimique, une méthode d'EOR non thermique, a été jugée la plus efficace en raison de sa plus grande efficacité, de sa faisabilité technique et économique et de son coût d'investissement raisonnable[3].

L'application de cette méthode est devenue populaire dans les années 1980 en raison de l'augmentation des prix du pétrole et des progrès technologiques qui permettent de comprendre leur mécanisme. Les méthodes d'EOR chimique augmentent la récupération du pétrole en augmentant l'efficacité de l'eau injectée dans le réservoir pour déplacer le pétrole. En fonction du type de processus d'EOR chimique, les produits chimiques injectés avec l'eau modifient l'interaction fluide-fluide et/ou fluide-roche dans le réservoir. Il s'agit notamment d'abaisser l'IFT entre le fluide d'imbibition et le pétrole ou d'augmenter la viscosité de l'ingrédient injecté pour améliorer la mobilité et le contrôle de la conformité. En outre, les produits chimiques injectés modifient la mouillabilité de la roche afin d'augmenter la perméabilité au pétrole[4].



Les méthodes chimiques d'EOR les plus connues sont l'injection de polymères, l'injection de surfactants et l'inondation alcaline. Cependant, les méthodes chimiques classiques d'EOR ont leurs limites. Les polymères, dont le principal mécanisme de récupération consiste à augmenter la viscosité des injections et donc la mobilité, subissent une perte de viscosité en présence de saumures du réservoir et de conditions de température élevée [5].

Les nouvelles tendances en EOR chimique comprennent l'application de la nanotechnologie, l'essai de nouvelles substances chimiques telles que les liquides ioniques, et le développement d'une technologie améliorée à partir de méthodes EOR chimiques déjà connues.

L'application des nanotechnologies a apporté des solutions à certains des problèmes qui ravagent l'industrie du pétrole et du gaz, notamment la prospection pétrolière, le forage et la complétion, les problèmes d'assurance de l'écoulement, la fracturation hydraulique et la récupération assistée des hydrocarbures EOR [6].

### **Objectif du travail**

Le but de ce travail est d'étudier l'influence de l'injection des polymères, surfactants et les nanoparticules dans des micro-modèles poreux, et ainsi l'application de test SWCTT dans le réservoir de la zone 4 du champ de Hassi Messaoud dans le but d'augmenter le taux de récupération de l'huile.

### **Méthodologie du travail**

L'étude présentée dans ce document comporte deux parties (partie théorique et partie pratique) et trois chapitres :

Dans le chapitre I intitulé «généralité sur la récupération tertiaire de pétrole» sont présentées des généralités sur la technique d'EOR. Cela concerne les différents mécanismes de drainage du pétrole et la connaissance de base théorique de nouvelle technologie « nanotechnologie ».

Le chapitre II, comporte l'application de Single Well Chemical Tracer Test (SWCTT) et l'injection de polymère dans le champ de Hassi Messaoud.

Le chapitre III, est traitée la partie expérimentale, avec les résultats des expériences qui nous avons faites dans le laboratoire universitaire (UKMO) et leurs interprétations.



# CHAPITRE I

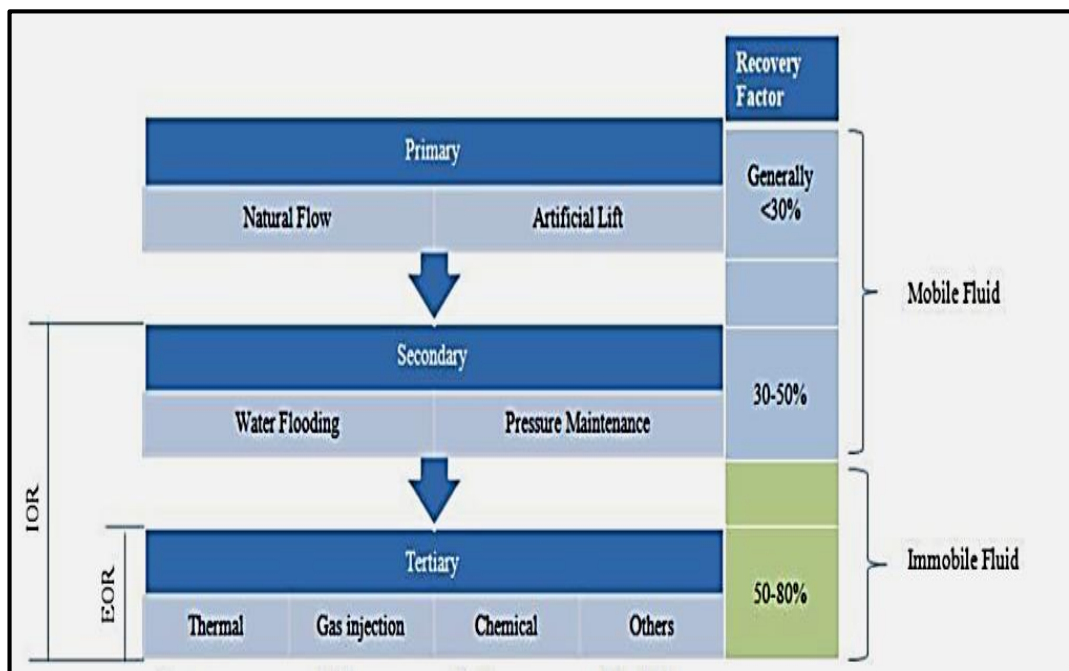
*Généralité sur La récupération  
tertiaire du pétrole*

## I-1 Introduction

La récupération du pétrole est réalisée en trois étapes. Dont la première est la récupération primaire. Le pétrole remonte jusqu'au surface grâce à l'énergie naturelle de réservoir. La pression initiale de réservoir diminue au cours de temps et par conséquent le taux de production chute. Le taux de la récupération primaire est compris entre 5-30% d'OOIP (Original Oil In Place) ce pourcentage dépendra des caractéristiques de chaque réservoir.

La récupération secondaire consiste l'injection d'eau ou de gaz afin de maintenir la pression du réservoir et assurer l'extraction de pétrole. Le choix entre l'injection d'eau ou du gaz se fait en fonction de deux critères : économique et technique. La récupération secondaire permet d'atteindre un taux de récupération compris entre 35%-45% du pétrole en place.

Lorsque les deux procédés précédents atteignent un taux maximum, l'huile restant piégée dans le milieu poreux sous forme résiduelle, dont la nécessité d'application des méthodes plus complexes : EOR (Enhanced Oil Recovery). Cette récupération est soumise à des contraintes techniques et économiques. Les différentes méthodes de l'EOR permettent d'extraire entre 5 et 20 % supplémentaires de l'huile en place [7]. Les méthodes de ce procédé de récupération sont représentées dans la figure (I.1) ci-dessous :



**Figure I.1 :** Méthodes de la récupération de pétrole [7].

## I-2 Mécanismes de drainage

Les puits producteurs d'huile sont initialement éruptifs, depuis leur mise en production et cela grâce à l'énergie propre de gisement. La récupération primaire de l'huile à un degré moindre du gaz est essentiellement liée aux mécanismes de drainage du réservoir. La plupart des gisements renferment plusieurs sources d'énergie dont l'importance relative varie en fonction du temps.

Le régime de drainage se définit comme étant la manifestation des forces motrices qui provoquent le mouvement des fluides vers les puits producteurs [8].

### I-2-1 Expansion de l'huile

L'huile est peu compressible, a de grandes profondeurs cette compressibilité n'est pas négligeable, si la pression de gisement est supérieure à la pression de bulle, au fur et mesure que l'on soutire de l'huile, celle qui reste dans le réservoir tend à se décompresser de façon à occuper la place laissée vacante, ce phénomène appelé expansion monophasique du faite que la phase gazeuse n'apparait dans le réservoir qu'au moment où l'on atteint la pression de bulle. Le facteur de récupération dû à l'expansion de l'huile est généralement faible à cause de la compressibilité peu élevée de l'huile et de la chute rapide de la pression de gisement. Avec ce régime on peut attendre des taux de récupération exceptionnels de 7 à 8% et des taux usuels de 3 à 4 % [8].

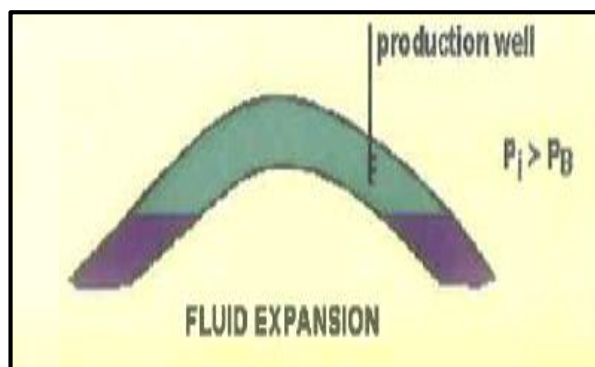


Figure I.2 : Drainage par expansion de l'huile [8].

### I-2-2 Expansion du gaz dissous

Lorsque on atteint le point de bulle, le gaz dissous dans l'huile commence à se dégager et il s'ensuit une augmentation du volume qui favorise l'expulsion des fluides, de façon analogue à ce qui passe ou se produit lorsqu'on ouvre une bouteille de coca cola,

c'est-à-dire les bulles de gaz de densité légère ont tendance à se déplacer plus rapidement tout en entraînant entre elles de l'huile. Cette récupération dépend de la quantité de gaz dissous, donc du GOR, et peut atteindre 10 à 15 % des réserves en place. Dans la pratique il est recommandé de commencer le maintien de la pression de gisement avant d'atteindre la pression de bulle afin de maintenir la production d'une fluide monophasique (huile avec gaz dissous) récupérer le maximum d'huile en place [8].

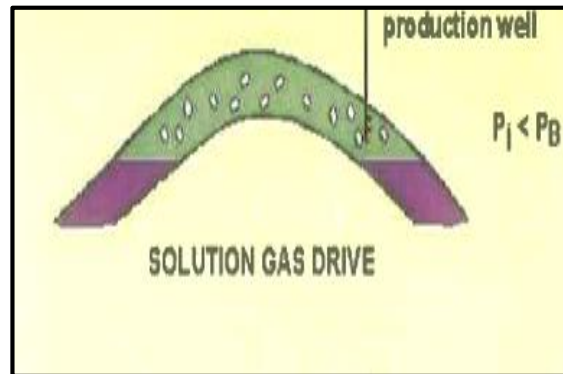


Figure I.3 : Drainage par expansion de gaz dissous [8].

### I-2-3 Expansion du gaz cap

S'il existe un gaz cap (chapeau de gaz) dans un gisement, tout prélèvement d'huile du réservoir entraînera une expansion notable du gaz cap qui est infiniment plus compressible que l'huile, ce phénomène limitera la chute de pression dans le gisement, le gaz du chapeau est constitué généralement par un mélange de gaz hydrocarbures représentant la partie de gaz qui n'a pas été dissous dans l'huile saturée. L'efficacité de drainage par le gaz est plus grande que celle de l'expansion de gaz dissout seul, elle peut fournir 30 à 50% de l'huile en place dans le réservoir, mais la plupart des gisements elle est de 20 à 30% [8].

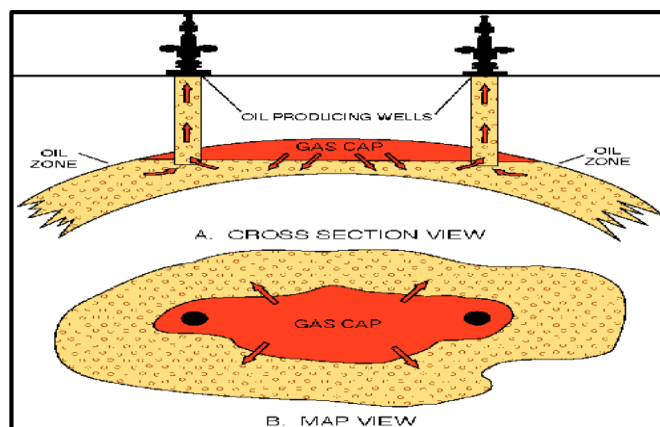
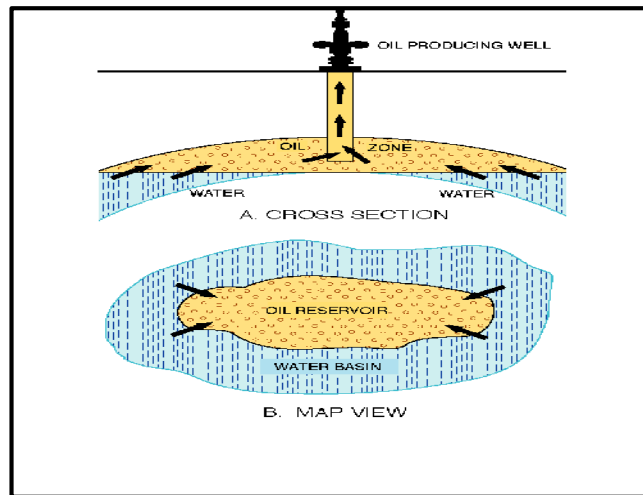


Figure I.4 : Drainage par expansion du gaz cap [8].

### I-2-4 Water Drive

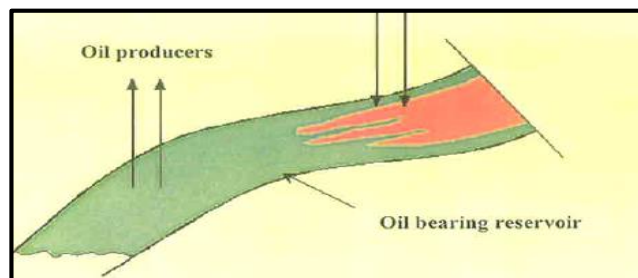
Les régimes à water drive sont ceux dans lesquels la pression du réservoir est transmise à partir de l'eau qui supporte le gisement (eau du fond ou périphérique), dans ce mécanisme, l'énergie vient principalement au-delà des limites du gisement et transmise le long du gradient de pression vers le gisement, au fur et à mesure du retrait des fluides l'eau remplacera l'huile et le gaz soutirés et la pression maintenue avec le déplacement du contact huile –eau vers le haut [8].



**Figure I.5 :** Drainage par le water drive[8].

### I-2-5 Drainage par gravité

La gravité est un agent très peu actif; cette force peut être notable dans le cas de piège à fort relief ou grand fermeture structurale théorique. elle devient la source dominante d'énergie dans le dernier stade d'exploitation après le régime de production par gaz dissous, dans ce stade la production est d'autant plus grande que la viscosité est faible et que le réservoir est plus perméable [8].



**Figure I.6 :** Drainage par gravité[8].

### I-3 Ecoulements dans le milieu poreux

Un milieu poreux est constitué par un solide de forme compliquée, englobant des vides appelés « pores ». Ceux-ci peuvent communiquer entre eux et contenir une ou plusieurs phases fluides susceptible de s'écouler

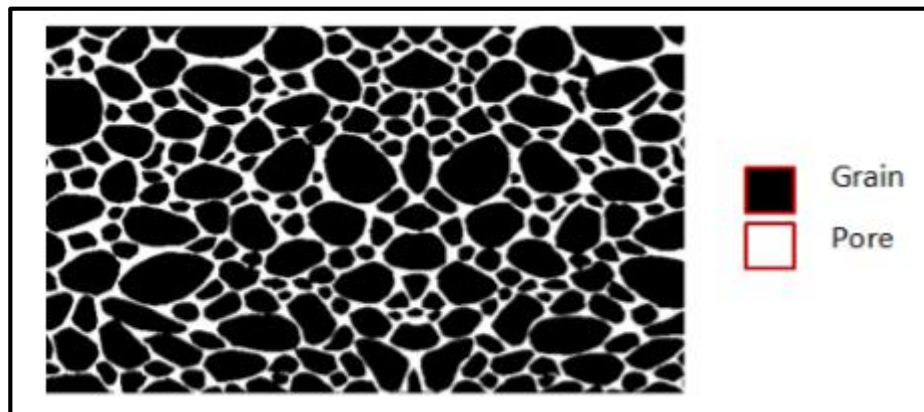


Figure I.7 : Milieu poreux[10].

#### I-3-1 La loi de darcy

Un élément essentiel de la description mathématique de l'écoulement d'un fluide dans un milieu poreux. Elle est toujours largement utilisée dans de nombreux domaines : (hydrologie, génie chimique, exploitation des gisements d'hydrocarbures...) Henry Darcy l'a formulée pour l'écoulement d'eau à travers un cylindre rempli de sable, d'axe vertical, sous la forme suivante [9] :

$$Q = KS \frac{\Delta h}{e} \quad (I-1)$$

Où  $Q$  est le débit,  $S$  l'aire de la section droite et  $e$  la hauteur du cylindre rempli de sable,  $\Delta h$  la différence de charge hydraulique entre les extrémités inférieure et supérieure du cylindre. Le coefficient  $K$  dépend de propriétés du massif de sable, telles que sa granulométrie.

#### I-3-2 Écoulement monophasique

En présence d'un seul fluide (gaz, huile ou eau..), l'écoulement est dit écoulement monophasique. Ce modèle a été utilisé par exemple pour le gisement gazier. L'équation de Darcy dans un cas d'écoulement monophasique à travers un milieu poreux caractérisé par une perméabilité absolue ( $K$ ) et soumis à une gravité homogène ( $g$ ) s'écrit comme suit [10]:

$$q = -K \mu (\Delta P - \rho g) \quad (I-2)$$

### I-3-3 Écoulement diphasique

Dans un cas de déplacement de deux fluides non miscibles, la notion de perméabilité relative est introduite. Pour un cas d'un milieu poreux saturé d'eau et d'huile, la loi de Darcy pour l'écoulement de la phase (eau/huile) d'une viscosité ( $\mu_w, \mu_o$ ) et d'une masse volumique ( $\rho_w/\rho_o$ ) respectivement est exprimée par les équations :

$$q_w = K K_{rw} / \mu_w (\Delta P_w - \rho_w g) \quad (I-3)$$

$$q_o = K K_{ro} / \mu_o (\Delta P_o - \rho_o g) \quad (I-4)$$

Où  $K_{rw}$  et  $K_{ro}$  sont respectivement les perméabilités relatives à l'eau et à l'huile,  $q_w$  et  $q_o$  sont respectivement le débit superficiel de l'eau et de l'huile [11].

### I-3-4 Equation de Navier Stokes

La loi de Darcy est très bien vérifiée par l'expérience, du moins dans un certain domaine : les déformations du milieu poreux doivent être négligeables, et l'écoulement du fluide, à l'échelle des pores, doit être bien décrit par les équations de Navier-Stokes (équations de Navier linéarisées dans lesquelles les termes représentant des forces d'inertie sont négligés, ce qui suppose l'écoulement suffisamment lent). La validité des équations de Navier-Stokes suppose aussi le fluide homogène, de composition constante, le libre parcours moyen des molécules du fluide petit auprès de la dimension des pores, et les phénomènes d'adsorption du fluide sur le solide négligeables [9].

$$\rho \frac{\partial \mathbf{V}}{\partial t} + (\mathbf{V} \cdot \nabla) \mathbf{V} = -\nabla p + \rho \mathbf{g} + \mu \nabla^2 \mathbf{V} \quad (I-5)$$

Où  $\rho$  : la masse volumique,  $\mathbf{V}$  : la vitesse d'écoulement,  $\mathbf{P}$  : la pression,  $\mu$  : la viscosité dynamique du fluide et  $\mathbf{g}$  est l'accélérateur de pesanteur.

### I-3-5 Equation de continuité

Outre la loi de Darcy, les grandeurs qui décrivent, à l'échelle macroscopique, les propriétés de l'écoulement doivent aussi vérifier une relation expérimentale de conservation de la masse du fluide, appelée équation de continuité, qui s'écrit (pour un milieu poreux parfaitement rigide et immobile et un fluide isotherme de composition constante) [9].

$$\text{div}(\rho \mathbf{u}) + \Phi \frac{\partial \rho}{\partial t} = 0 \quad (I-6)$$



Où **div** est l'opérateur divergence (appliqué au flux massique de fluide,  $\rho \mathbf{u}$ ),  $\Phi$  la porosité du milieu (proportion, en volume, de l'espace occupé par le fluide, supposée invariable au cours du temps) et **t** le temps

## I-4 Propriétés des roches réservoirs

### I-4-1 La porosité

La porosité d'une roche est une mesure de la capacité de stockage (volume des pores) capable de retenir les fluides. Quantitativement, la porosité est le rapport entre le volume des pores et le volume total (bulk volume). Cette propriété importante de la roche est déterminée mathématiquement par la relation généralisée suivante [12]:

$$\Phi = \frac{V_P}{V_T} \quad (\text{I-7})$$

Où  $\Phi$  : porosité,  $V_P$  : volume des pores,  $V_T$  : volume totale.

### I-4-2 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). Cette propriété est exprimée mathématiquement par la relation suivante [12]:

$$S_{fluide} = \frac{V_{fluide}}{V_P} \quad (\text{I-8})$$

En appliquant le concept mathématique de saturation ci-dessus à chaque fluide de réservoir, on obtient :

$$S_o = \frac{V_o}{V_P} \quad (\text{I-9})$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_P} \quad (\text{I-10})$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_P} \quad (\text{I-11})$$

Où  $S_o$  : oil saturation,  $S_g$  : gas saturation,  $S_w$  : water saturation.

Ainsi, toutes les valeurs de saturation sont basées sur le volume des pores et non sur le volume brut du réservoir. La saturation de chaque phase individuelle varie entre zéro et 100 %. Par définition, la somme des saturations est de 100 %, donc [12].

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

### I-4-3 La perméabilité

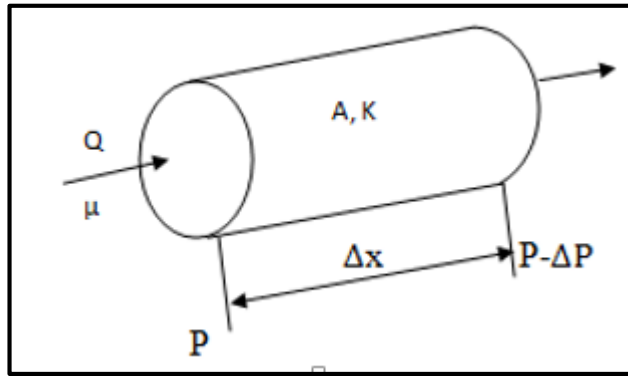
#### Perméabilité intrinsèque

La perméabilité intrinsèque ou absolue d'une roche est l'aptitude de cette roche à laisser circuler à travers ses pores un fluide dont elle est saturée. Elle peut être chiffrée grâce à la loi expérimentale de darcy.

Considérons un échantillon de longueur  $dx$  et de section  $A$ , saturé d'un fluide de viscosité dynamique  $\mu$  et traversé horizontalement par un débit  $Q$  (mesuré dans les conditions de la tranche  $dx$ ). En régime permanent, la pression amont est  $P$  et la pression aval est  $P-\Delta P$ [13].

$$Q = AK \frac{1}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (I-13)$$

$K$ , Coefficient de perméabilité.



**Figure I.8 :**Carotte pour la mesure de la perméabilité intrinsèque.

Dans un milieu poreux, la perméabilité varie généralement avec la direction de l'écoulement (les roches ne sont pas isotropes).

On définit en particulier les perméabilités horizontales  $K_h$  (écoulement parallèle et vers les puits) et verticales  $K_v$  (problème de ségrégation de fluide de masse volumique différentes),

Par suite de stratification, les  $K_v$  sont nettement plus faibles que les  $K_h$  (rapport de 1-10 par exemple)[13].

Dans le cas des écoulements polyphasiques, la perméabilité intrinsèque, définie précédemment n'est plus suffisante pour décrire la perméabilité effective du milieu traversé par l'une des phases considérées, en effet une perméabilité relative est introduite tenant compte de la présence des autres phases[14].

### Perméabilité effective

En pratique dans les gisements d'hydrocarbures, il y a toujours aux moins deux fluides présents (eau-hydrocarbure). La loi de darcy permet alors de définir, pour chacun des fluides une perméabilité effective. Pour deux fluides 1 et 2 :

$$Q_1 = A \frac{k_1}{\mu_1} \frac{dp_1}{dx} \quad (I-14)$$

$$Q_2 = A \frac{k_2}{\mu_2} \frac{dp_2}{dx} \quad (I-15)$$

La perméabilité effective dépend à la fois de la perméabilité du milieu et de la saturation du fluide considéré [15].

Les pressions du fluide 1 et 2 étant différentes par suite de phénomènes capillaires. On utilise surtout la notion de perméabilité relative décrite ci-après.

### Perméabilité relative

A cause de la présence de ces différentes phases, chaque fluide n'occupe qu'une partie des pores. Le débit de chaque fluide ne peut donc plus être calculé simplement à partir de la perméabilité de la roche définie par l'équation (I-13). On introduit donc le concept de la perméabilité relative. Cette dernière ne dépend que de la saturation. Elle décrit le point auquel un fluide est gêné. La perméabilité relative s'exprime comme suit :

$$k_{r \text{ fluide}} = \frac{k_{\text{fluide}}}{k} \quad (I-16)$$

En pratique on note pour l'huile :

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad (I-17)$$

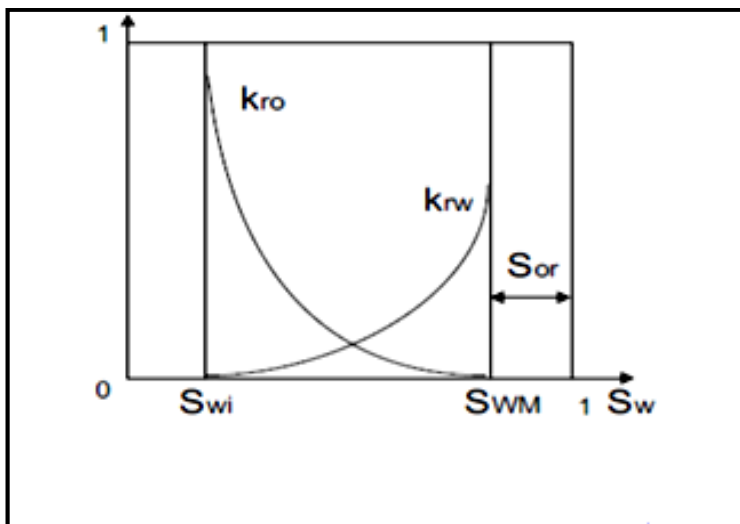
Et pour l'eau :

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} \quad (I-18)$$

La valeur de la perméabilité relative est comprise entre 0 et 1

### Variation de la perméabilité relative en fonction de la saturation cas du couple eau/huile :

On considère un échantillon saturé en huile, avec de l'eau interstitielle dont la saturation est  $S_{wi}$ ,  $S_{wi}$  est appelé l'eau irréductible : elle traduit la saturation minimale nécessaire pour que l'eau puisse circuler dans l'échantillon[15].



**Figure I.9** : Courbes de perméabilité relatives, couple eau/huile (d'après Cossé).

En injectant de l'eau (fluide mouillant), on réalise un déplacement appelé imbibition (figure I.9).

Au cours de l'imbibition l'eau va envahir d'abord les petits pores ; la perméabilité  $K_{rw}$  à l'eau augmente, tandis que la perméabilité à l'huile  $K_{ro}$  diminue jusqu'à une valeur nulle correspondant au blocage de nombreuses gouttes d'huile dans la zone envahie par l'eau. La saturation en huile « perdue » (cette huile ne peut plus être déplacée) est appelée saturation résiduelle en huile ( $S_{or}$ ). L'eau augmente constamment jusqu'à la saturation maximale en eau,  $S_{wm}=1-S_{or}$ . On constate que la somme des perméabilités relatives est toujours inférieure à 1, ce qui montre que les deux fluides se gênent mutuellement pendant leur déplacement simultané : la capacité d'écoulement est réduite[15].

### I-5 Estimation des réserves

La connaissance du volume des hydrocarbures en place dans un gisement est fondamentale. Toute exploitation d'un champ (schéma d'exploitation, le nombre de puits à forer) est bien évidemment fonction directe des quantités d'huile / ou de gaz contenues dans les roches réservoirs et des paramètres du réservoir à savoir, la porosité, la

perméabilité, la saturation en eau, qui sont évaluées d'après les diagraphies ou par l'analyse des échantillons de roches prélevées, au laboratoire.

Il existe deux méthodes très différentes pour évaluer les quantités d'hydrocarbures dans les réservoirs :

- la méthode volumétrique
- la méthode dynamique (bilan matière).

NB : Après avoir été longtemps appelés « réserves en place », ces volumes d'hydrocarbures sont plus communément nommés de nos jours (quantités en place, ou volume de fluide en place : huile en place OOIP : Original Oil In Place, et de gaz en place OGIP : Original Gas In Place), ou accumulations[16].

### I-5-1 La méthode volumétrique

L'évaluation fiable du volume des hydrocarbures en place demeure un facteur essentiel dans le développement et la production d'un réservoir. L'estimation des réserves par la méthode volumétrique est basée sur l'interprétation des données géologique et pétro physiques.

L'évaluation des accumulations est rendue délicate par la complexité du milieu poreux : incertitude sur la forme exacte du gisement et, en général, faible échantillonnage pour les données pétro physiques (porosité, saturation) ; généralement, quelques forages pour des surfaces de dizaines de kilomètres carrés.

La difficulté réside donc dans la détermination des paramètres caractérisant le volume d'hydrocarbures en place plutôt que dans le calcul de ce volume, lequel se réduit aux opérations simples ci-après[17].

$$V_{(cs)} = V_R \cdot \frac{h_u}{h_t} \Phi \cdot (1 - S_{Wi}) \cdot \frac{1}{B_o} \quad (I-19)$$

$V_{(cs)}$  : Volume de fluide dans les conditions de surface.

$V_R$ : Volume de roche imprégnée.

$h_u$  et  $h_t$ : la hauteur utile et hauteur totale respectivement.

$\Phi$ : Porosité.

$S_{wi}$  : Saturation en eau initiale.

$B_0$ : Facteur volumétrique de fond.

### I-5-2 La méthode dynamique (Bilan Matière)

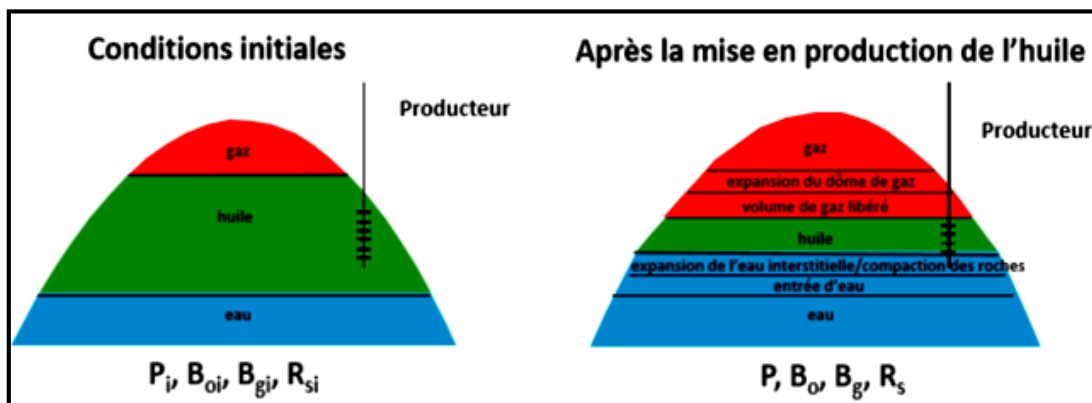
Elle s'intéresse seulement aux déplacements des fluides donc où il y a une différence de pression, elle permet de donner les quantités dynamiques, cette dernière méthode n'est plus applicable que lorsque le gisement a déjà produit depuis un certain temps (1 à 2 ans minimum) et elles servent à contrôler les valeurs obtenues par les méthodes volumétriques.

Le bilan matières est un outil fondamental de réservoir engineering qui peut être utilisé pour fournir une meilleure compréhension du réservoir par :

- ✓ Estimation des réserves en place.
- ✓ Analyse et prédiction des performances futures du réservoir.
- ✓ Définir les régimes de drainage participant à la production et leurs taux de contribution

L'équation est structurée pour garder simplement l'inventaire de tous les matériaux entrant, partant, et s'accumulant dans le réservoir. Le concept de l'équation d'équilibre de matière a été présenté par Schilthuis en 1941. Sous sa forme plus simple, l'équation peut-être écrite sur la base volumétrique comme[18]:

Volume initial = volume restant + volume récupéré



**Figure I.10:** Schéma de principe du bilan matière[18].

Nous considérons le cas général suivant :

- ✓ Réservoir d'huile surmonté d'un dôme de gaz au-dessus et possédant un aquifère sous-jacent
- ✓ Le gisement est mis en production et la production en surface se compose d'huile, de gaz et d'eau.

✓ Pas d'injection initiale d'eau ou de gaz

Le bilan matière volumétrique dans les conditions de réservoir est présenté sur l'équation suivante (I-20) [18].

$$N_p [B_o + (R_p - R_s)B_g] = N[(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g] + mNB_{oi} \left[ \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right] + W_e - W_p B_w$$

**Avec**

$$R_p = G_p / N_p$$

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s)B_g$$

Alors

$NB_{oi}$ : volume d'huile initial.

$(N - N_p)B_o$ : volume d'huile restant dans le réservoir avec son gaz dissous.

$[NR_{si} - (N - N_p)R_s - G_p]B_g$ : volume de gaz libéré de l'huile et restant dans le réservoir.

$mNB_{oi}(B_g/B_{gi} - 1)$ : volume de gaz provenant du dôme de gaz initial et envahissant la zone à huile.

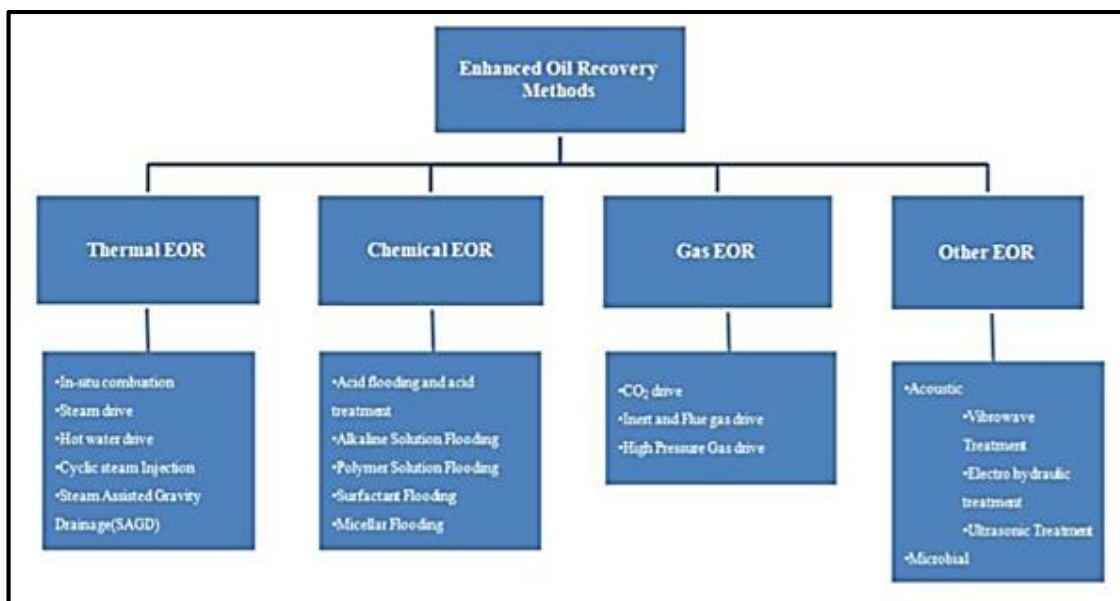
$W_e$ : entrée d'eau provenant de l'aquifère.

$W_p B_w$ : eau de production.

## I-6 Récupération tertiaire de pétrole

Les techniques de récupération assistée du pétrole (EOR:EnhancedOilRecovery) sont connues comme étant des méthodes efficaces de production de pétrole à partir de réservoirs d'hydrocarbures où les mécanismes naturels ne peuvent assurer une production durable et économique. Les techniques de récupération assistée des hydrocarbures comprennent deux catégories principales : les méthodes de récupération thermique et les méthodes de récupération chimique[19].

Ces techniques impliquent l'injection de gaz ou de fluides pour mobiliser le pétrole résiduel capturé dans la roche réservoir et améliorer l'efficacité de balayage en raison de la présence de fortes forces visqueuses et capillaires et de la valeur élevée de la tension interfaciale entre le fluide et la roche. Ces méthodes permettent d'augmenter le taux de récupération de 15 à 25% [20].



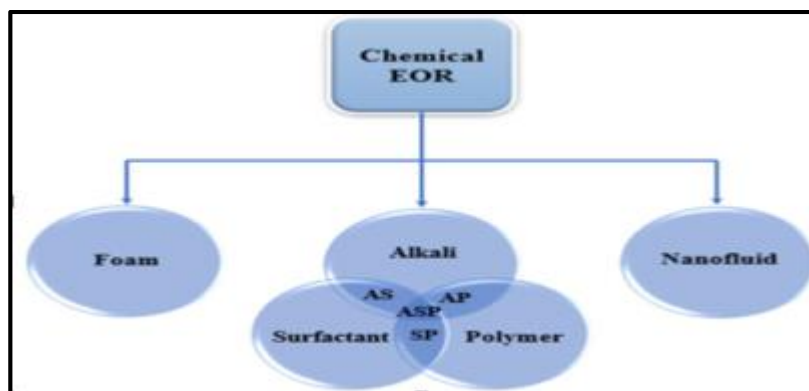
**Figure I.11:** Classification et types des méthodes de l'EOR[21].

### I-6-1 Méthodes de récupération chimique

Les principaux produits chimiques EOR conventionnels sont les polymères, les alcalis et les surfactants. L'injection de polymères dans les nappes d'eau augmente la viscosité de la phase aqueuse et, par conséquent, la mobilité des polymères lorsqu'ils se déplacent du puits d'injection vers le producteur. En outre, la solution de polymère augmente la récupération du pétrole en réduisant la perméabilité à l'eau dans le réservoir. Les solutions tensioactives réduisent l'IFT entre l'eau et le pétrole brut en réagissant avec certains constituants du pétrole brut, solubilisant ainsi les films interfaciaux et provoquant l'émulsification.

La réduction de l'IFT entraîne une diminution des forces capillaires du pétrole piégé et résiduel. En outre, les surfactants s'adsorbent sur les roches réservoirs pour modifier la mouillabilité des roches, ce qui permet d'augmenter la récupération du pétrole. L'injection d'alcali fonctionne selon un mécanisme similaire à celui des solutions de surfactants, mais avec un injecteur différent. L'injection de mousse permet de détourner les fluides injectés des zones de fuite vers les régions peu perméables du réservoir. Par ailleurs, les inondations AP, AS et ASP sont nées de la volonté d'incorporer les différentes forces et efficacités des solutions alcalines, surfactants et/ou polymères afin d'améliorer l'échelle des pores et l'efficacité du balayage de l'OOIP [22].

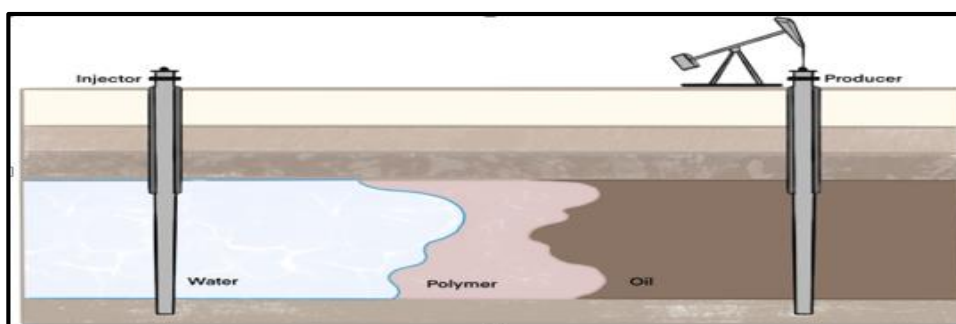




**Figure I.12 :** Classification des méthodes de récupération chimique[22].

### I-6-1-a) Injection des polymères

Parmi un large éventail de techniques chimiques d'EOR, le noyage aux polymères est considéré comme une technique de récupération efficace, en particulier pour les réservoirs de pétrole lourd. Dans cette technique, des molécules de polymères sont ajoutées à l'eau dans le but de réduire la mobilité et d'augmenter la viscosité de l'eau par rapport au pétrole en place. Par conséquent, le pétrole peut se mobiliser plus facilement que l'eau, ce qui permet d'augmenter le taux de production de pétrole. En outre, l'augmentation de la viscosité entraînerait un gradient de pression visqueuse à travers les couches productives présentant une large gamme de perméabilités. Ainsi, la solution de polymère des couches à haute perméabilité est acheminée vers les couches à faible perméabilité, ce qui augmente partiellement le taux de mobilité du pétrole. La force envahissante des techniques d'injection de polymères dépend entièrement de la propagation appropriée des polymères à proximité des zones de puits pour conserver une mobilité optimale dans les processus d'injection de volumes plus importants. La dégradation et la rétention des polymères dans l'injectivité sont considérées comme les principaux facteurs qui affectent gravement le transport des polymères dans le milieu poreux [19].



**Figure I.13 :** Schéma du processus d'injection de polymères pour les applications de récupération assistée du pétrole.

### Mécanisme de l'injection de polymères

L'injection de polymères améliore la récupération du pétrole grâce à un mécanisme combiné de contrôle de la mobilité, de réduction disproportionnée de la perméabilité et de la nature viscoélastique des polymères[22].

#### Contrôle de la mobilité

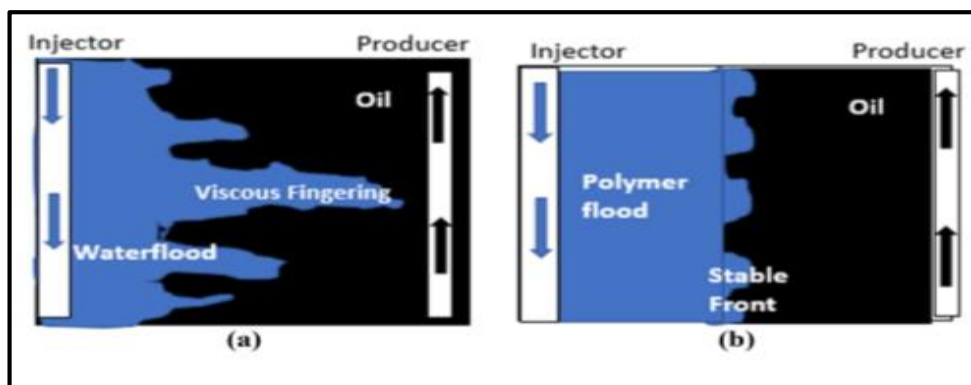
Le rapport de mobilité est défini comme le rapport entre la mobilité de l'injecteur (eau) et la mobilité du fluide déplacé (pétrole). L'équation décrit le rapport de mobilité d'une injection d'eau comme suit :

$$M = K_w \mu_o / K_o \mu_w, \quad (I-21)$$

Où  $M$  est le rapport de mobilité,  $\mu_o$  est la viscosité de l'huile (cP),  $\mu_w$  est la viscosité de l'eau (cP),  $K_o$  est la perméabilité à l'huile (mD), et  $K_w$  est la perméabilité à l'eau (mD).

Le rapport de mobilité détermine la stabilité du processus de déplacement de l'huile. Si  $M > 1$ , cela indique que l'eau est plus mobile que l'huile. Cette situation est défavorable car l'eau se faufile dans la zone d'huile, ce qui entraîne une pénétration précoce et une diminution de l'efficacité de déplacement de l'huile.

Pour assurer une efficacité de balayage macroscopique élevée, il faut toujours que  $M \leq 1$ . La figure(I.14)(b) illustre la façon dont les inondations de polymères influencent la récupération du pétrole par la réduction du rapport de mobilité. La présence de polymères dans la phase de déplacement entraîne une augmentation de la viscosité de l'injecteur. Par conséquent, il en résulte un front stable de la phase de déplacement totalement dépourvu de doigts et/ou de canaux visqueux dans le réservoir, ce qui se traduit par une récupération d'huile plus élevée[23].



**Figure I.14 :** Rapport de mobilité typique d'un processus d'injection d'eau ( $M > 1,0$ ) (a) processus d'injection de polymères ( $M \leq 1,0$ ) (b) [22].

### **Réduction disproportionnée de la perméabilité**

Lors de l'injection de polymères, les solutions de polymères injectées dans le réservoir hétérogène augmentent la résistance à l'écoulement de l'eau dans les parties du réservoir qu'elles pénètrent, réduisant ainsi la perméabilité relative de l'eau ( $K_{rw}$ ) tout en assurant une réduction faible ou nulle de la perméabilité relative de l'huile ( $K_{ro}$ ). Ce mécanisme est appelé réduction disproportionnée de la perméabilité (DPR:Disproportionate permeability reduction). La résistance accrue du polymère à l'eau détourne l'eau injectée ultérieurement vers les régions non balayées ou peu balayées (peu perméables) du réservoir grâce à la ségrégation des voies d'écoulement et à la formation d'une couche sur la paroi des pores par le polymère adsorbé, ce qui se traduit par une récupération de pétrole plus importante[23].

### **La viscoélasticité des molécules polymères**

La viscoélasticité des polymères est le troisième mécanisme supposé être responsable de l'amélioration de l'efficacité macroscopique lors de leur injection. Contrairement aux fluides newtoniens, les polymères subissent une série d'expansion et de contraction au cours de leur écoulement dans les milieux poreux. Cela aide les molécules polymères à générer une "viscosité élastique" supplémentaire qui améliore l'efficacité du déplacement macroscopique et microscopique. La solution de polymère à haute élasticité présente une résistance considérablement plus élevée à l'écoulement dans les milieux poreux et une stabilité du front de propagation, ce qui minimise les doigts. Cela s'est traduit par une plus grande efficacité de balayage, une plus faible saturation en pétrole résiduel et une meilleure récupération du pétrole[24].

### **Types de polymères**

Les types courants de polymères utilisés dans les procédures de polymérisation sont les biopolymères et les polymères synthétiques. Les polymères synthétiques tels que le polyacrylamide (PAM), le polyacrylamide hydrolysé (HPAM, les polysaccharides biologiques et certains polymères naturels tels que l'hydroxyléthyl cellulose (HEC), la carboxyl méthyl cellulose sodique et la gomme de guar qui sont modifiés dans des processus spécifiques sont les polymères les plus répandus dans les industries pétrolières[25].

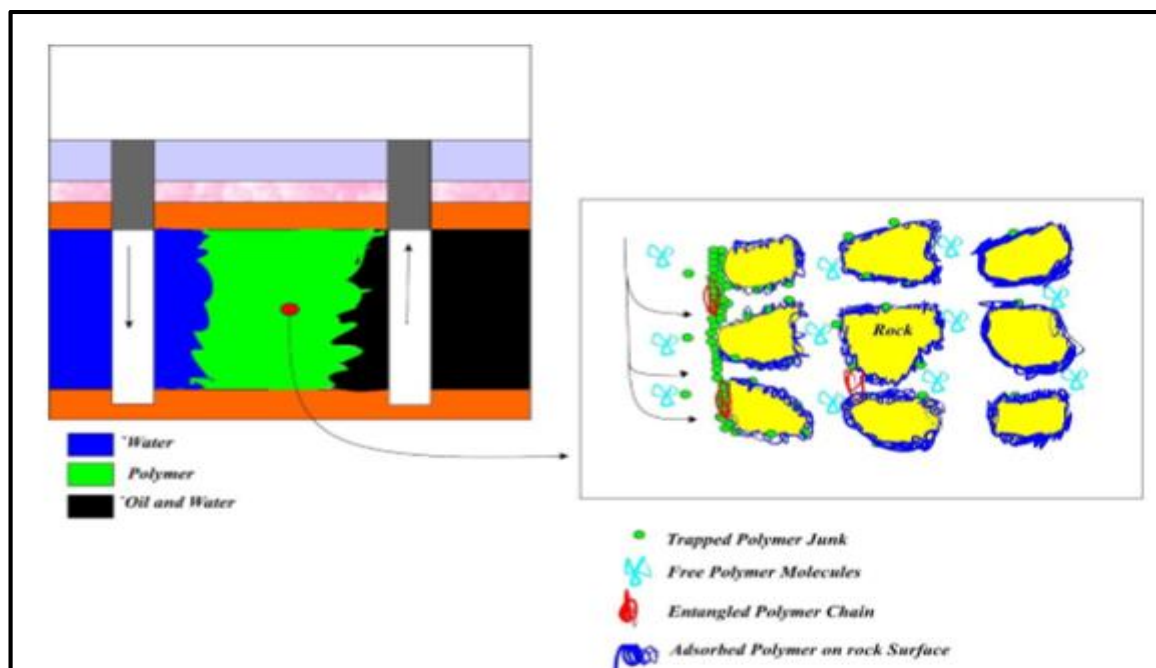
**Tableau I.1 : Mérites et démérites des bios polymères[22].**

polymère	Mérites	Démérites
<b>Xanthangum</b>	Haute résistance à la salinité, à la température et au cisaillement Stabilité à long terme.	grande sensibilité à la biodégradation et à l'oxydation risque élevé de colmatage des pores de la roche.
<b>Carboxymethylcellulose</b>	Le biopolymère est respectueux de l'environnement Il a une bonne solubilité dans l'eau.	Il subit une décomposition oxydative et une dégradation thermique.
<b>Guargum</b>	Il s'agit d'un matériau respectueux de l'environnement. Excellentes propriétés d'hydratation et bonne compatibilité avec les sels dans une large gamme de pH.	Risque élevé de colmatage dans les milieux poreux Il souffre d'une mauvaise stabilité thermique et d'une faible élasticité

PAM (polyacrylamide) : En raison de son poids moléculaire élevé (environ plus de  $10^6$  gr/mole), il est généralement utilisé comme agent épaississant pour les solutions aqueuses. En outre, le PAM a des propriétés stables à la température de  $90^{\circ}\text{C}$  à la salinité normale et à la salinité de l'eau de mer ; la température s'élève à  $62^{\circ}\text{C}$ . Par conséquent, il vaut la peine de restreindre les performances de ce type de polymère sur le littoral [26].

Polyacrylamide partiellement hydrolysé (HPAM) : Le polyacrylamide hydrolysé (HPAM) est un polymère linéaire synthétique soluble dans l'eau utilisé dans les applications EOR. Il s'agit d'un copolymère de polyacrylamide et d'acide polyacrylique obtenu par hydrolyse partielle du PAM ou par copolymérisation de l'acrylate de sodium avec l'acrylamide [26].

Ils sont largement considérés comme les polymères les plus utilisés pour l'EOR. Le HPAM est surtout préféré pour les applications sur le terrain parce qu'il est résistant aux attaques bactériennes, qu'il a une bonne solubilité dans l'eau, qu'il contrôle la mobilité et que c'est un polymère peu coûteux [27].



**Figure I.15** : Schéma des performances d'injection des polymères[19].

Pour sélectionner le meilleur type de polymères ayant la compatibilité la plus appropriée avec les propriétés de la roche réservoir et du fluide, de nombreux paramètres doivent être pris en considération. Tout d'abord, il faut tenir compte de la viscosité de l'huile et de la perméabilité du réservoir afin d'obtenir le meilleur poids moléculaire pour la solution de polymère. Deuxièmement, il est essentiel de déterminer le point de trouble du polymère qui est clairement lié à la stabilité thermique du polymère dans les températures élevées et la salinité élevée des saumures.

#### **I-6-1-b) Injection des surfactants**

L'injection d'agents tensioactifs est une technique éprouvée de l'EOR utilisée pour mobiliser le pétrole résiduel piégé dans le réservoir. L'objectif de l'injection de surfactants dans le réservoir pour améliorer le facteur de récupération du pétrole est de modifier l'interaction fluide/fluide en réduisant l'IFT entre le pétrole et la saumure, ainsi que les propriétés fluide/roche via la modification de la mouillabilité du milieu poreux.

Un surfactant, également connu sous le nom de molécule d'agent de surface, est de nature amphiphile. Cela signifie que les surfactants sont caractérisés par deux groupes fonctionnels dans leur enveloppe organique. Il s'agit du groupe hydrophile, généralement soluble dans l'eau, et du groupe hydrophobe ou non polaire, souvent soluble dans l'huile. Le groupe lipophile hydrophobe est généralement un hydrocarbure à longue chaîne, un fluorocarbure, une chaîne de siloxane ou une chaîne de polymère courte, qui peut être

ramifiée ou non. En revanche, le groupe hydrophile lipophile est formé par des groupements dont la classification dépend du composé organique inhérent [28].

### Mécanisme de l'injection de surfactants

L'injection de surfactants améliore l'efficacité du déplacement à l'échelle des pores par le biais d'un mécanisme de réduction de la tension interfaciale, d'une modification de la mouillabilité ou d'une combinaison de ces deux mécanismes.

### Réduction de la tension interfaciale

Lors de la récupération secondaire par injection d'eau, il est pratiquement impossible pour l'eau de déplacer tout le pétrole dans l'échelle des pores en raison du piégeage du pétrole par les forces capillaires. Cette force capillaire est mesurée par un nombre capillaire sans dimension ( $N_c$ ) défini dans l'équation (I-22) comme suit :

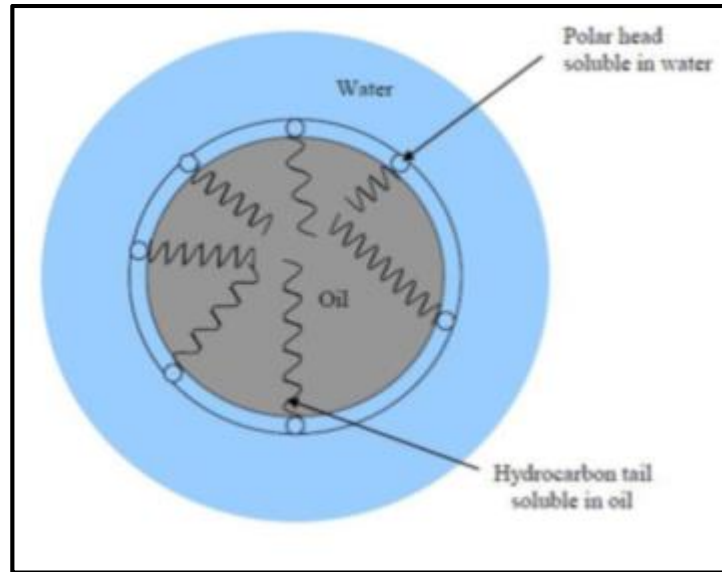
$$N_c = \frac{\mu \cdot v}{\sigma \cdot \cos \theta} \quad (\text{I-22})$$

Où  $\mu$  est la viscosité du fluide déplaçant,  $v$  est la vitesse de Darcy du fluide déplaçant,  $\theta$  est l'angle de contact et  $\sigma$  est l'IFT entre le fluide déplaçant (eau) et le fluide déplacé (huile).

$N_c$  est étroitement lié à la saturation en huile résiduelle et à la récupération d'huile et augmente à mesure que la saturation en huile résiduelle diminue. Par conséquent, un  $N_c$  plus élevé se traduira par une récupération d'huile plus importante. Une saumure typique a un  $N_c$  compris entre  $10^{-7}$  et  $10^{-6}$ . L'augmentation de  $N_c$  de cette valeur à une plage de  $10^{-2}$  réduit la saturation en huile résiduelle au strict minimum et entraîne une augmentation du facteur de récupération d'huile. D'après l'équation (I-22), on peut y parvenir de trois manières [29]:

- ✓ en augmentant la viscosité du fluide de déplacement ( $\mu$ ).
- ✓ en augmentant la vitesse du fluide d'injection ( $v$ ).
- ✓ en réduisant l'IFT ( $\sigma$ ).

Lorsque des solutions d'agents tensioactifs sont injectées avec de la saumure dans des réservoirs de pétrole, la tête hydrophile réagit avec l'eau tandis que la queue hydrophobe interagit avec les composants du pétrole brut. Comme le montre la figure I.16, l'interaction entre l'huile et la queue alkyle de l'agent tensioactif entraîne la formation d'un film adsorbé, ce qui réduit l'IFT à l'interface entre l'huile et l'eau [30].

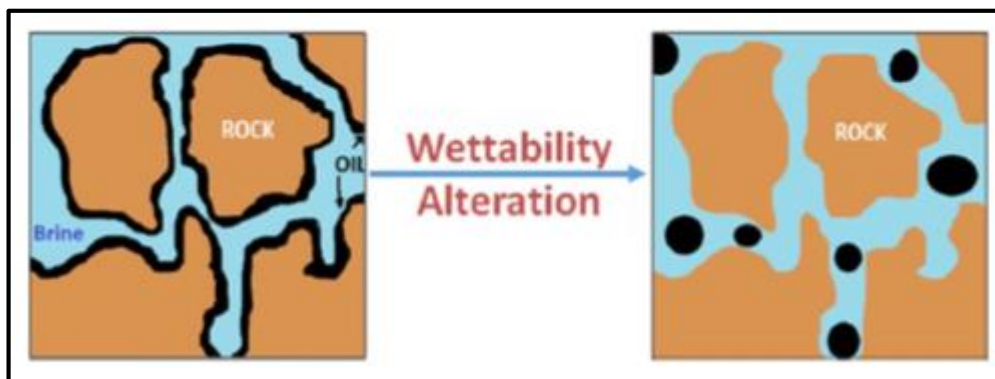


**Figure I.16 :** Adsorption de l'agent de surface à l'interface huile/eau[30]

La réduction de l'IFT à l'interface huile/eau affaiblit les forces capillaires qui retiennent l'huile piégée, ce qui permet aux gouttelettes d'huile de s'écouler facilement des pores de la roche pour former un banc d'huile en aval[30].

#### **Altération de la mouillabilité**

Les surfactants sont utilisés comme agents actifs pour récupérer le pétrole dans les réservoirs conventionnels de grès et de carbonate. Le mécanisme de modification de la mouillabilité des pores des roches conventionnelles par les agents tensioactifs est appelé mécanisme de nettoyage par lequel l'agent tensioactif désorbe la couche mouillée par le pétrole. La désorption de la couche mouillée par l'agent tensioactif modifie la mouillabilité de la surface et la fait passer à un état plus humide[31].



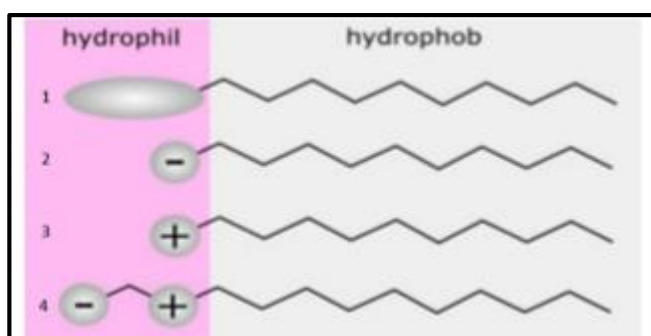
**Figure I.17 :** Amélioration de la perméabilité due à la modification de la mouillabilité de la roche, qui passe de mouillée par le pétrole à mouillée par l'eau.

### Types de surfactants

Les essais en laboratoire et les études sur le terrain de la récupération assistée par surfactant ont permis d'évaluer de nombreux surfactants pour déterminer s'ils conviennent à la récupération du pétrole.

Ils sont principalement classés en fonction de la nature du groupe de tête hydrophile :

- surfactants anioniques.
- surfactants non ioniques.
- surfactants cationiques
- surfactants zwitterioniques



**Figure I.18 :** Structure des différentes classes de surfactants.

### I-7 Bases théoriques de la nanotechnologie

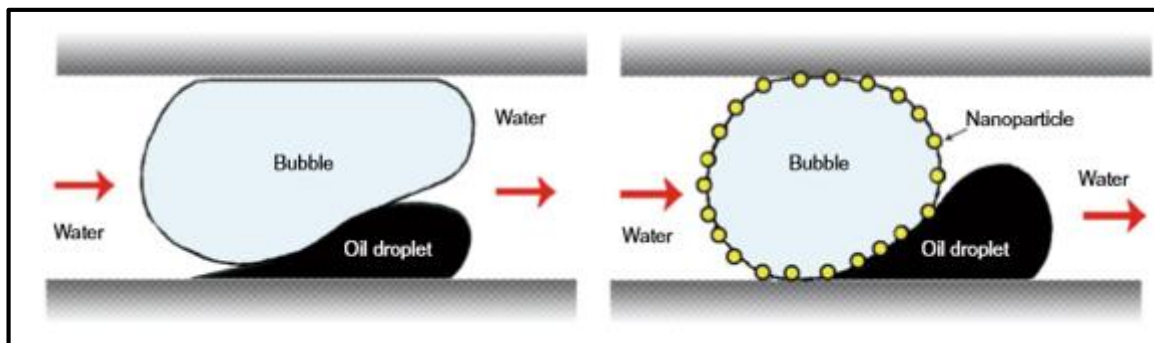
Il est bien connu que les méthodes de récupération tertiaire représentent environ deux tiers du pétrole produit sur l'ensemble du pétrole initialement en place (OIIP). Cependant, en raison de l'augmentation des prix des produits chimiques et de la baisse des prix du pétrole après la récente récession pétrolière, la nanotechnologie est énormément utilisée à l'échelle du laboratoire pour améliorer les performances de l'EOR et la rendre plus rentable [32].

La nanotechnologie est définie comme une nouvelle technologie permettant de rendre applicables des matières, des systèmes et des dispositifs utilisant des matériaux de taille nanométrique, ainsi que de nouveaux phénomènes et propriétés à l'échelle nanométrique (1-100 nanomètres) [33].

L'ajout de certaines nanoparticules (NPs) aux solutions d'injection peut améliorer considérablement la récupération assistée du pétrole (EOR), avec des avantages tels que l'alternance de la mouillabilité, les changements dans les propriétés des fluides,



l'amélioration de la mobilité des films piégés, l'amélioration de la consolidation des sables et la diminution de la tension interfaciale (IFT) [34].



**Figure I.19 :** Mécanismes de mobilisation des gouttelettes d'huile par NPs [35].

Les nanomatériaux sont de nouvelles méthodes alternatives à appliquer comme nouvelles techniques d'EOR et à résoudre les problèmes de pétrole résiduel dans les réservoirs de pétrole lourd et semi lourd au cours de la dernière décennie [35].

#### **I-7-1 Mécanisme de nanofluidflooding**

Pour les applications de l'EOR, les nanofluides fonctionnent de la même manière que les surfactants et améliorent la production de pétrole grâce aux mécanismes de modification de la mouillabilité, de réduction de l'IFT et de stabilisation de l'émulsion.

#### **I-7-2 Types de nanoparticules**

En raison de leur taille extrêmement réduite et de leur respect de l'environnement, les nanoparticules ont été envisagées pour les applications EOR. Dans le contexte de l'EOR, les nanoparticules peuvent être subdivisées en quatre catégories principales :

- ✓ les oxydes métalliques.
- ✓ les particules magnétiques.
- ✓ les particules organiques.
- ✓ les particules inorganiques.

**Tableau I.2 : types de nanoparticules[36].**

<b>Catégorie</b>	<b>Type</b>	<b>Mécanisme possible de l'EOR</b>
oxydes métalliques	Oxyde d'aluminium( $Al_2O_3$ )	Réduction de l'IF, Réduction de la viscosité de l'huile
	Oxyde de cuivre (CuO)	Réduction de la viscosité de l'huile lourde
	Oxyde de fer ( $Fe_2 O_3$ )	Réduction de la viscosité
	Oxyde de nickel ( $NiO_3$ )	Amélioration de la viscosité du fluide de déplacement, Réduction de la viscosité de l'huile
	Oxyde de magnésium (MgO)	Agent de récupération faible Entraîne une diminution de la perméabilité
	Oxyde d'étain ( $SnO_2$ )	Modification de lamouillabilité
	Dioxyde de titane ( $TiO_2$ )	Modification de la mouillabilité, Réduction de l'IFT
	Oxyde de zinc (ZnO)	Entraîne une dégradation de la perméabilité
particules magnétiques,	Ferro nanofluids	Réduction de l'IFT
	Cobalt Ferrite	Réduction de la viscosité de l'huile
les particules organiques	Nanoparticules de carbone	Modification de la mouillabilité
	Nanotubes de carbonate (NTC)	Réduction de la viscosité de l'huile
Les particules inorganiques	$SiO_2$	Modification de la mouillabilité Réduction de l'IFT

## I-8 Conclusion

La production de pétrole est confrontée à des difficultés importantes pendant ou après la récupération secondaire, en raison du piégeage du pétrole par l'eau et de la forte mobilité de l'eau. Par conséquent, la récupération assistée du pétrole (EOR) est désormais considérée comme une solution cruciale pour augmenter la production de pétrole au cours de la phase de production tertiaire. Cependant, la récupération assistée du pétrole présente des inconvénients, notamment la dégradation des produits chimiques (polymères et tensioactifs) dans les conditions du réservoir, la nécessité d'utiliser de grandes quantités de produits chimiques et des coûts élevés. Une technologie émergente, la nanotechnologie, a apporté des changements significatifs dans divers domaines, y compris le génie pétrolier. Ces changements sont dus aux propriétés uniques des nanomatériaux, telles qu'un rapport surface-volume élevé, le contrôle de la mouillabilité et la réduction de la tension interfaciale. L'utilisation de nanomatériaux pour améliorer la récupération du pétrole est donc une tâche attrayante mais difficile.



# CHAPITRE II

INJECTION DE POLYMERE ET  
APPLICATION DE SWCTT DANS  
CHAMP HMD

## II-1 Présentation du champ de Hassi Messaoud

### Introduction

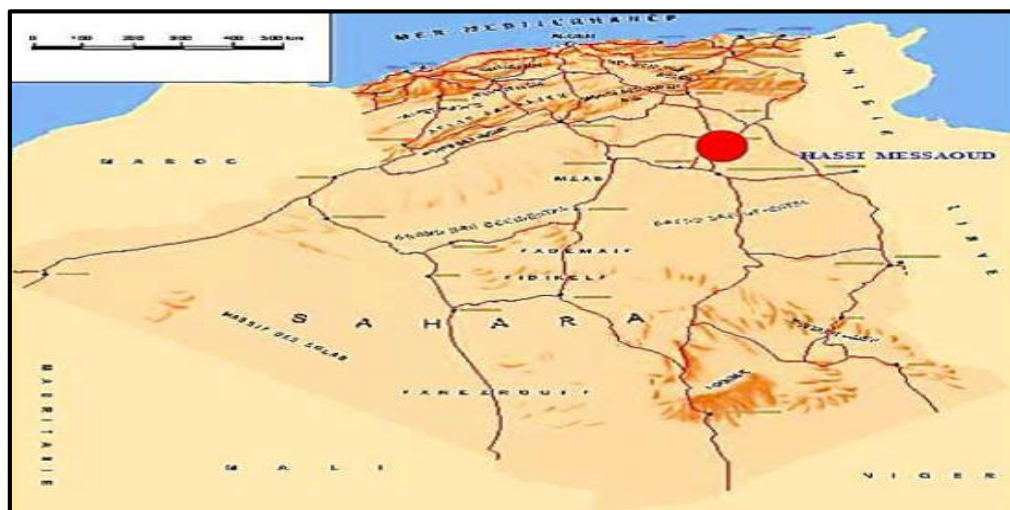
Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus grands et des plus complexes gisements du monde. Ce champ s'étend sur une superficie qui avoisine les 2500 km<sup>2</sup>. Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi Messaoud continue de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Le champ de Hassi Messaoud compte plus de 1153 puits et il est divisé en 25 zones de production. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale.

### Aperçu géologique

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique nord orientale.

IL est délimité par :

- ✓ A l'Ouest par la dépression d'oued Mya.
- ✓ Au Sud par le Horst d'Amguid.
- ✓ Au Nord par la structure Djamaa Touggourt
- ✓ A l'Est par la dépression de Ghadamès, Rhoude El Baguel et les hauts fonds de Dahar.



**Figure II.1 :** Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud.

### **Aperçu géologique**

Durant l'histoire géologique, ce gisement est intensément compartimenté par des réseaux de failles soit à l'échelle du champ (Nord-Est Sud-Ouest), ou d'échelle moins importante (Est-Ouest et Nord-Ouest Sud-Est); et il a subi aux conditions de dépôts des grès cambro-ordoviciens, une évolution tectonique intense lors de son enfouissement jusqu'à ce que le gisement prit sa forme actuelle. Ces événements peuvent améliorer les caractéristiques pétrophysiques (fissuration, dissolution etc...), comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, la création de matrices de petits grains, la création des barrières imperméable etc...).

### **Aperçu géographique**

Le champ d'Hassi Messaoud se situe à 650 Km au SE d'ALGER et à 350 Km de la frontière Algéro-tunisienne. Il est limité au Nord par Touggourt, au Sud par Gassi-Touil, à l'Ouest par Ouargla et à l'Est par El Bourma.

Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante :

X= 790.000 - 840.000 Est.

Y= 110.000 - 150.000 Nord

En coordonnées géographiques, il est limité

- ✓ Au nord par la latitude 32°15.
- ✓ Au sud par la latitude 31°30.
- ✓ A l'ouest par la longitude 5°40.
- ✓ A l'est par la longitude 6°35.

### **Caractéristiques du réservoir**

- ✓ L'huile est légère de densité moyenne 0.8 (45° API).
- ✓ La pression de gisement : variable de 120 à 400 (kg/cm<sup>2</sup>).
- ✓ La température est de l'ordre de 120 °c.
- ✓ Le GOR de dissolution est de l'ordre de 219 (v/v), sauf pour les puits en percée de gaz où le GOR peut dépasser 1000 (v/v).
- ✓ La porosité est faible, elle est de l'ordre de 5 à 10%.
- ✓ La perméabilité varie de 0.1 md à 1000 md.
- ✓ Contact huile/eau : 3380 m.
- ✓ Point de Bulle : 140 à 200 kg/cm<sup>2</sup>.
- ✓ Côte de référence : 3200 m.

- ✓ L'épaisseur de la zone productive peut atteindre 120 m au maximum mais peut également être nulle.
- ✓ La saturation en huile est de 80 % à 90 % maximum.

## **II-2 Application de water flooding au niveau de champ HMD (SWCTT)**

### **II-2-1 La Procédure de SWCTT**

Le test consiste à injecter l'eau dans un puits pour balayer l'huile dans un rayon de quelques mètres puis des traceurs sont injectés pour déterminer la saturation en huile résiduelle.

Dans l'EOR chimique deux phases sont réalisées ; balayage avec eau et balayage avec une formulation eau + polymère. L'objectif est de comparer les  $S_{or}$  avant et après injection chimique.

### **II-2-2 Caractérisation des traceurs, logiciel.**

Les traceurs sont caractérisés par la société de service qui réalise le test et il utilise un logiciel privé.

### **II-2-3 Caractéristique du tensioactif**

Surfactants Solvay sous forme liquide, livrés en IBC (environ 1 000 kg), avec une concentration de masse de 16 % en poids, la formulation est livrée en solution aqueuse avec la composition suivante : Mélange de surfactants: SURF EOR ASP 5100 (16%), Co-solvant: DiéthylenglycolButyl Ether (10%), Chlorure de sodium (<1%), Dioxane (<1%), Eau (>72%)

Le SURF EOR ASP 5100 est composé des molécules suivantes :50% : alkyl-benzenesulfonate (SURF EOR ASP 4100) , 50% : alkyl-glycérylethersulfonate (SURF EOR ASP 1100 et SURF EOR ASP 1150)

### **II-2-4 Caractéristiques du polymère**

Le polymère utilisé est : FLOPAAN AN et Superpusher SAV, nom commercial du produit : FLOPAAN AN170 ou son équivalent technique récent Superpusher SAV37

Composition:

- ✓ Terpolymère : Acrylamide, sel sodique de l'acide 2-Acrylamido 2-Méthylbutyl sulfonique (ATBS), N-Vinyl pyrrolidone. Matière active>87%
- ✓ Eau, résidus procédés <0.5%
- ✓ Teneur en ATBS>60%

- ✓ Acrylamide résiduel < 1000 ppm

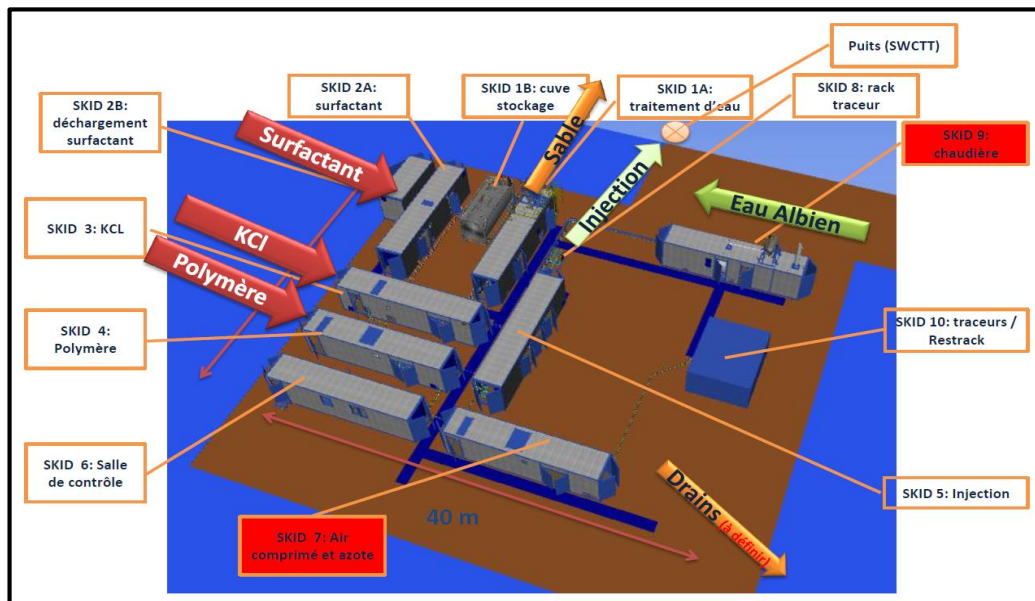
Le Polymère est livré sous forme de poudre en sacs de 25 kg de type SNF AN170, alors que l'Absorbant d'oxygène (Ammonium bisulfite) en fûts de 200 litres ou en IBC.

### II-2-5 Critères de choix des puits pour le projet SWCTT

- ✓ Puits vertical, producteur d'huile des zones 4, 7 ou 17 ;
- ✓ Sans percée d'eau, ou à défaut montrant un faible débit fractionnaire d'eau
- ✓ Présentant des propriétés pétrophysiques correctes (porosité et perméabilité).
- ✓ La complétion du puits retenu soit un liner cimenté perforé

### II-2-6 Installation de surface

L'installation pour HMD SWCTT est constituée de 9 skids ; traitement d'eau, stockage d'eau, préparation de surfactant, préparation KCl, Préparation polymère, extraction d'azote, chauffage d'eau, salle de contrôle, système de pompage et mélange de formulation.



**Figure II-2:** Schéma des installations de surface d'un SWCTT.

- Skid 1 A : Traitement d'eau.
- Skid 1 B : Cuve de stockage intermédiaire d'eau.
- Skid 2 A : Déchargement de surfactant.
- Skid 2 B : Stockage et dosage du surfactant.
- Skid 3 : Préparation et dosage KCl.
- Skid 4 : Préparation et dosage polymère.



- Skid 5 : Injection.
- Skid 6 : Salle de control.
- Skid 7 : Air comprimé et génération azote.
- Skid 8 : Point d'introduction de traceurs.
- Skid 9 : Système de chauffe d'eau process.

### II-3 Localisation de(s) puits pilote(s)

- ✓ Les zones visées sont les zones 4, 7 et 17
- ✓ Trois puits sont sélectionnés pour le test ; OMJ723, OMO45 et MD188.

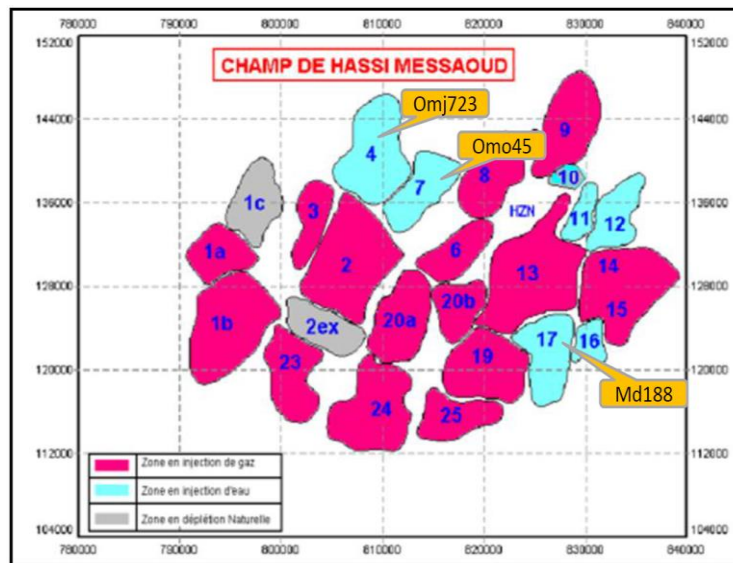


Figure II-3: Localisation de(s) puits pilote(s)

#### II-3-1 Historique de production de(s) puits

D'après la carte de localisation :

- ✓ OMJ723 puits GL de la zone 4
- ✓ Entouré par 3 injecteurs eau actifs
- ✓ Entouré par 3 injecteurs eau fermés actifs
- ✓ En percée d'eau puis sa MEP

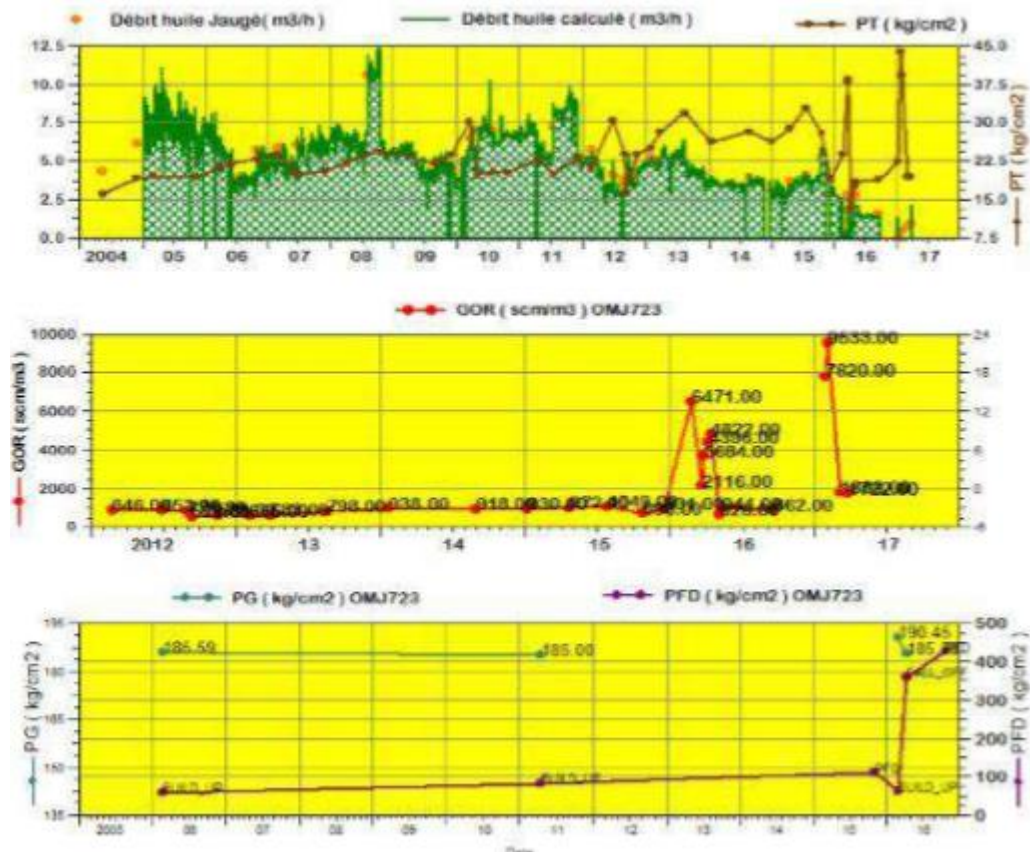


Figure II.4 : Historique de production d'OMJ723

#### II-4 Préparation de(s) puits pour le SWCTT (le PLT, Qo, GOR, Wc...)

1ere opération d'intervention : l'objectif principal de cette intervention

- ✓ Nettoyage du puits jusqu'au fond dernier Snubbing à TD 3450m/VM.
- ✓ Descente d'un chemisage 2''7/8 nu (sans nipple) et ajustage sabot à +/3320m/VM.
- ✓ Opération PLT

NB : l'injection de gaz se fera dans l'annulaire 4''1/2 x 2''7/8 et la production à travers le 2''7/2.

Intervalle présélectionné (avant un workover) :

- ✓ 3353 – 3360 m MD H=7 m,
- ✓  $Q_o=3,0 \text{ m}^3/\text{h}$  (45% de la totalité de production)
- ✓  $GOR= 0,20 \text{ rm}^3/\text{rm}^3$  ;
- ✓  $W_c=20\%$

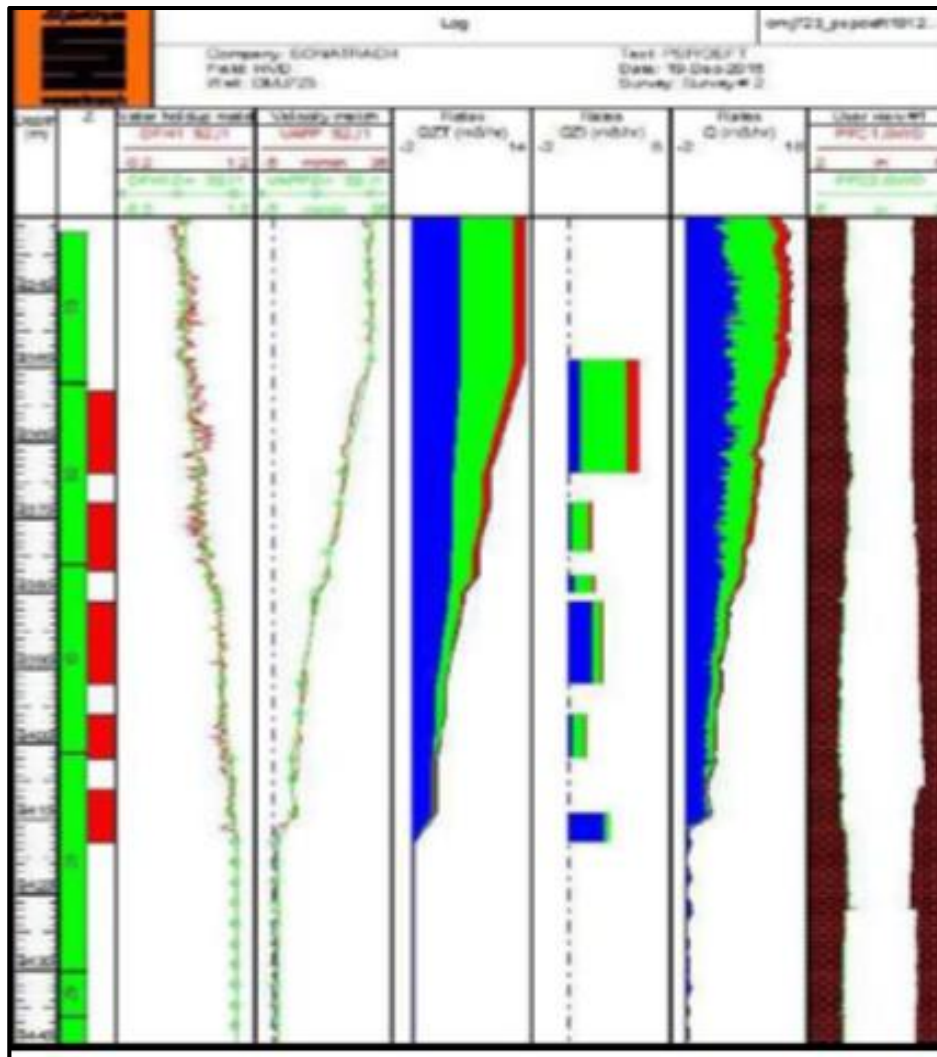


Figure II.5 : Opération PLT

#### II-4-1 Log et mesures sur carottes (Caractéristique pétrophysique)

- ✓ Intervalle présélectionné : 3353 – 3362.2 m MD Hauteur totale de 9.2 m (31753184.2 m TVDSS).
- ✓ Porosité moyenne de 11 %.
- ✓ Perméabilité moyenne de 100 mD.
- ✓ Top ciment plug = 3362.2 m

Exemple puits MD188

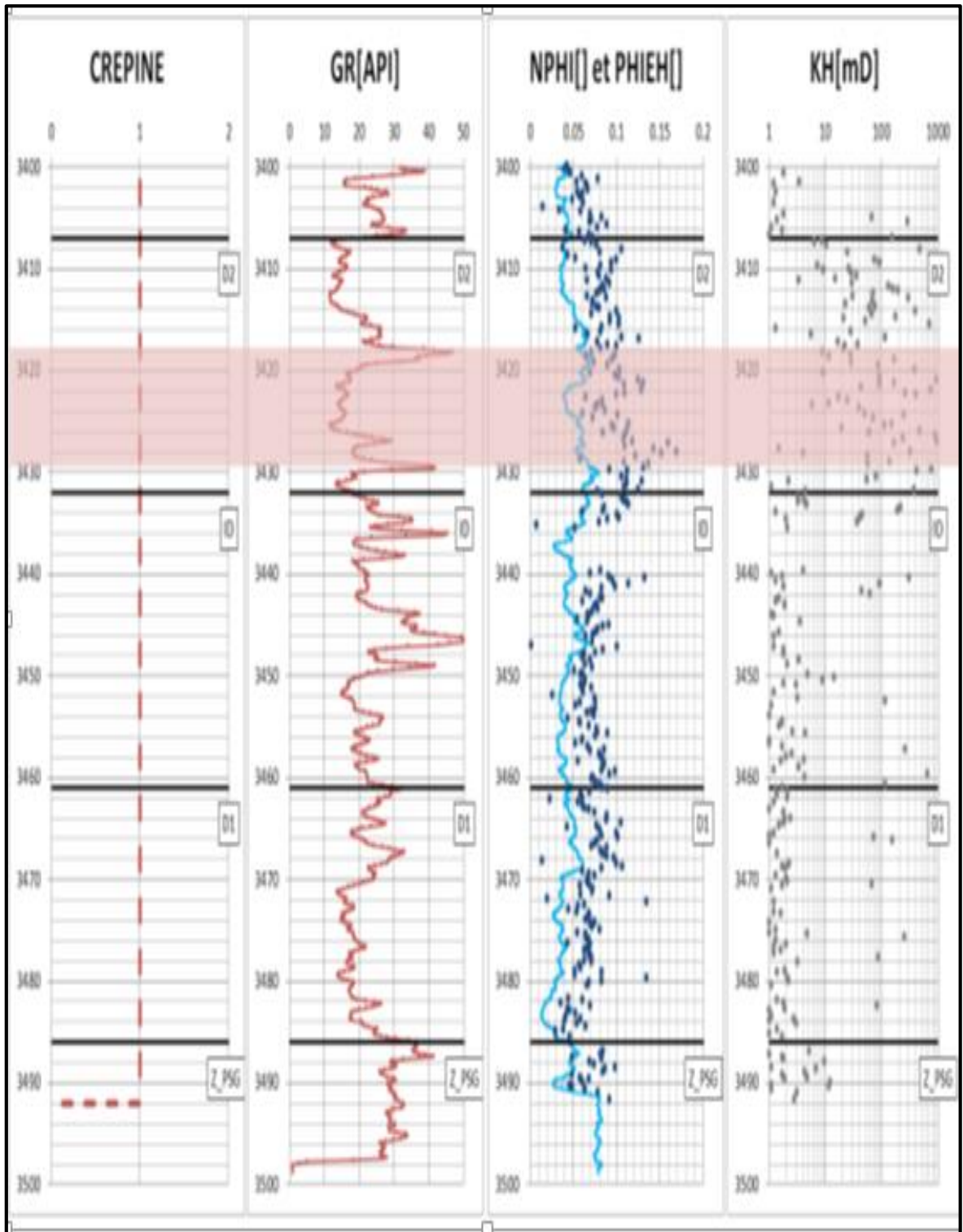


Figure II.6 : Caractéristique pétrophysique de l'intervalle sélectionné.

II-5 Le plan d'injection

Tableau II.1 : Le plan d'injection

Description	Stage	Activité	Fluid injecté (par SNF)	Température du fluide injecté en surface	Volume injecté (Sm3)	Debit (Sm3/d)	Volume produit (Sm3)	Durée (jours)			Durée (heure)	
								Injection	Production	Repos	Date de démarrage	
	1a	Injection d'eau	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	13	50		0,25			6,00	12/01/17 10:00
	1b	Injection d'eau	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	19	75		0,25			6,03	12/01/17 16:00
	1c	Injection d'eau	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	649	100		6,49			155,68	12/01/17 22:01
<b>Test 1</b>												
Sor après inj. d'eau	2	Injection de 3 traceurs (partitioning tracer, Injection d'eau (Overflush) avec tracer de bilan matière	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	20,83	100,00		0,208			5,00	19/01/17 9:42
	3	TV déplacement	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	62,50	100,00		0,625			15,00	19/01/17 14:42
	4	Repos	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	10,73	100,00		0,107			2,57	20/01/17 5:42
	5	Repos								3,0	72	20/01/17 8:16
	6	Production, 2 x PV					177		1,8		43	23/01/17 8:16
		7	Preflush	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	11	100		0,11			3
Injection de Surfactant & Polymer (SP)	8	Surfactant injection	Surfactant ( 10 g/l) + sel (18g/l)	Ambiante	60	30		2,00			48	25/01/17 5:28
				Ambiante	100	50		2,00			48	27/01/17 5:28
				Ambiante	150	75		2,00			48	29/01/17 5:28
				Ambiante	500	100		5,00			120	31/01/17 5:28
				Ambiante	50,00	100,00		0,500			12,00	05/02/17 5:28
	9	Injection d'eau (Buffer)	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	60	30		2,00			48	05/02/17 17:28
	10	Polymer injection	Polymer (1g/l) + sel (18g/l)	Ambiante	100	50		2,00			48	07/02/17 17:28
				Ambiante	150	75		2,00			48	09/02/17 17:28
				Ambiante	400	100		4,00			96	11/02/17 17:28
	11	Injection d'eau	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	200	100		2,00			48	15/02/17 17:28
<b>Test 2</b>												
Sor après injection de SP	12	Injection de 3 traceurs (partitioning tracer, Injection d'eau (Overflush) avec tracer de bilan matière	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	20,83	100,00		0,208			5,00	17/02/17 17:28
	13	TV déplacement	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	62,50	100,00		0,625			15,00	17/02/17 22:28
	14	Repos	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	10,73	100,00		0,107			2,57	18/02/17 13:28
	15	Repos								3,0	72	18/02/17 16:03
	16	Production, 2 x PV					177		1,8		43	21/02/17 16:03
					Nb de Jours			32,48	4	6		23/02/17 10:37
					Durée complète			42,03				FIN

II-5-1 Les problèmes rencontrent durant le SWCTT

- ✓ Problème principale diminution de l'injectivité de surfactant.
- ✓ L'injection des surfactants avec l'eau chaude a créé des problèmes de dépôt au niveau de l'échangeur thermique.

II-5-2 Les traceurs utilisés dans le projet SWCTT

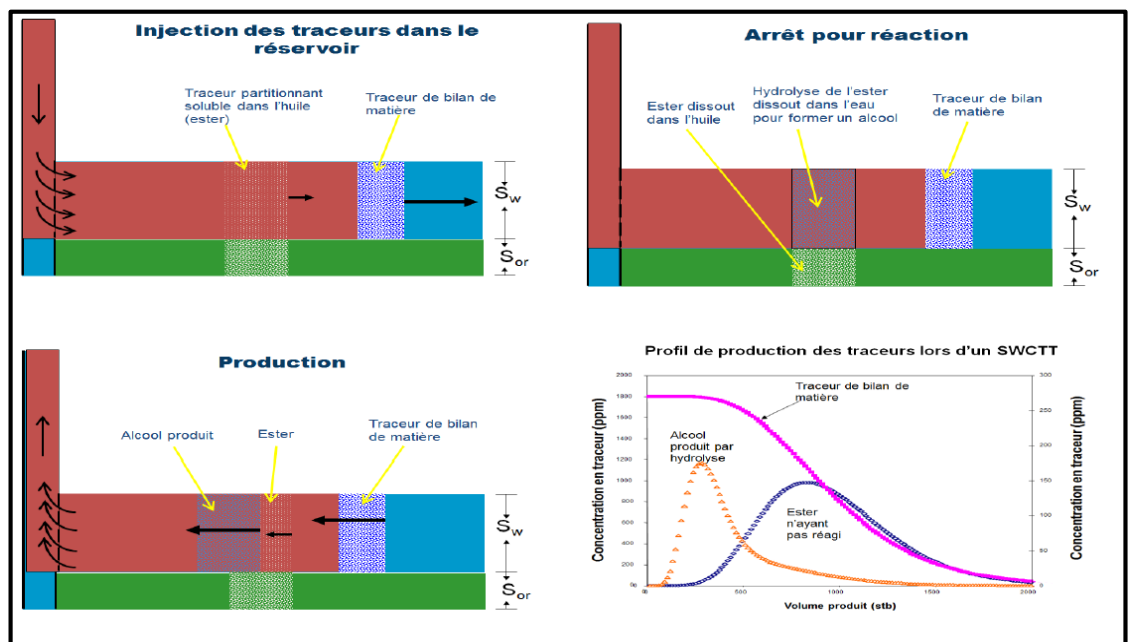
Trois traceurs sont utilisés;

- ✓ Traceur de bilan massique : IPA (alcool isopropylique)
- ✓ Cover Tracer : NPA (Propyl Alcool Normal)
- ✓ ETAC : Ethyle Acétate

**II-5-3 Le fonctionnement de traceurs**

- La première étape :  
L'eau avec le traceur d'ester et le traceur de couverture est injecté dans la section Arrosée.
- La deuxième étape :  
Une partie de l'ester s'hydrolyse à l'alcool
- La troisième étape :  
La séparation d'ester à l'huile et est retardée par rapport à l'alcool Le traceur d'eau rattrape le traceur de partitionnement.

Voir le schéma



**Figure II.7 :** Les différentes étapes de fonctionnement de traceurs.

**II-5-4 Courbes de production SWCTT**

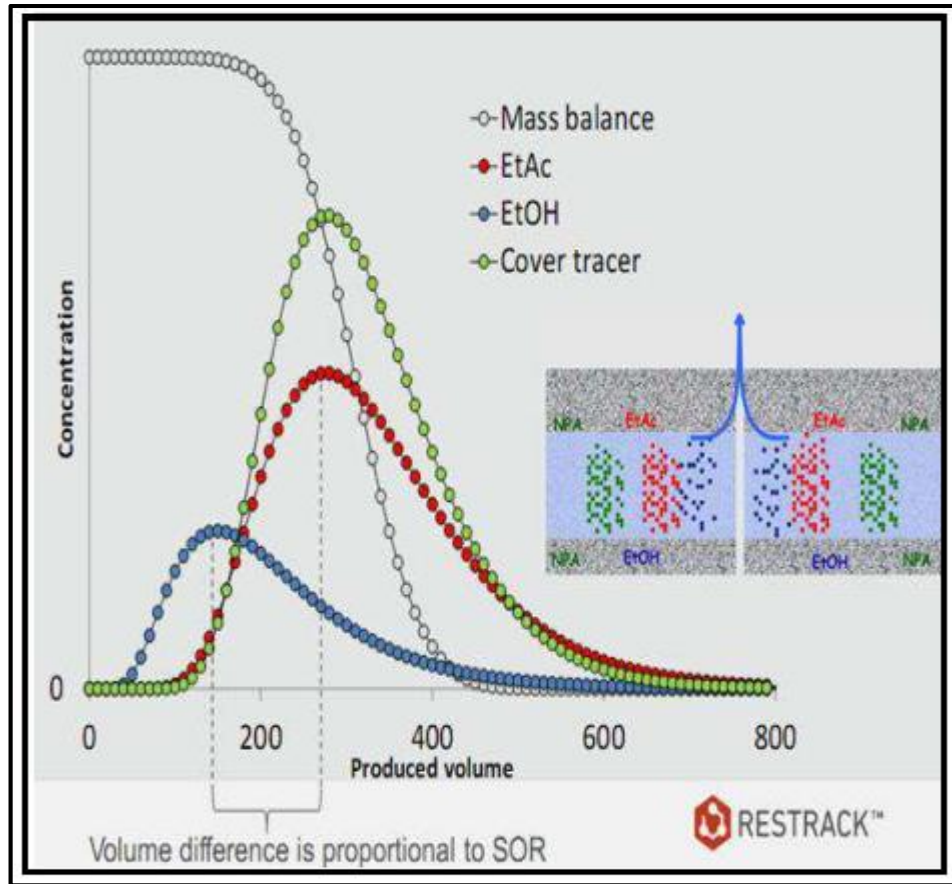


Figure II.8 : Courbes de production des traceurs.

II-5-5 Interprétation utilisant une solution analytique

Exemple puits OMJ723 pré EOR test

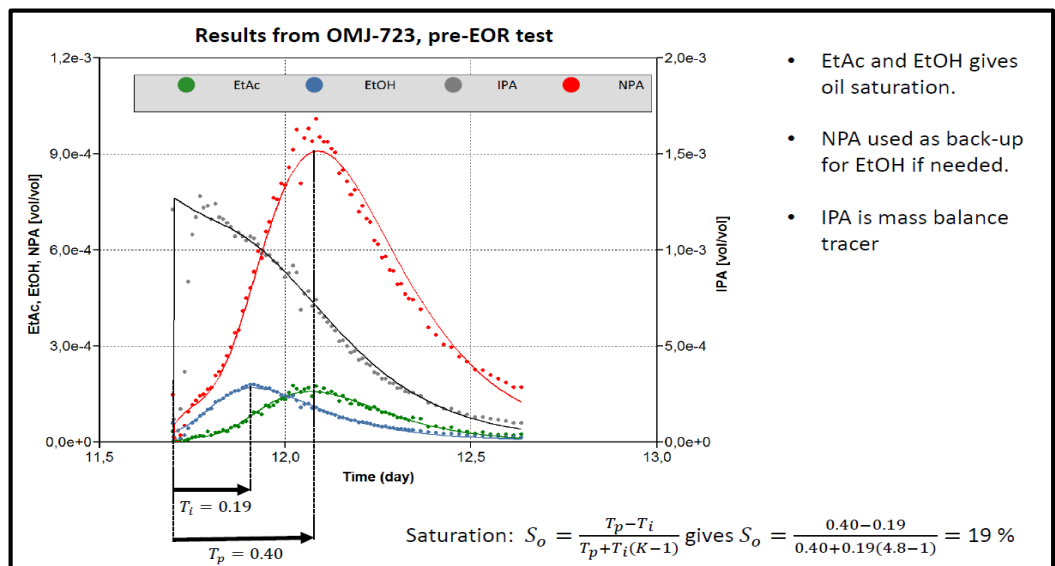


Figure II.9 : Résultats de pré EOR test de puits OMJ723.

- ❖ Afin de garantir une bonne précision de la mesure du Sor lors du test SWCTT, il est recommandé que :
- a) la zone du réservoir testée ait une perméabilité et une porosité homogène.
  - b) la saturation en huile soit uniforme.
  - c) L'épaisseur du réservoir soit constante dans la zone testée.
  - d) Le puits soit vertical et l'envahissement total.
  - e) Le partage eau / huile du traceur partitionnant soit suffisamment rapide.
  - f) La pression de bulle doit être basse pour réaliser un écoulement monophasique.





# CHAPITRE III

## PROCEDURE EXPERIMENTALES

### III- Plan de recherche

1. Préparation et caractérisation des échantillons.
2. Pré-test de détermination des propriétés pétrophysique.
3. Les Essais de drainage
  - 1<sup>ere</sup> phase (Le drainage par l'eau).
  - 2<sup>eme</sup> phase (Le drainage par solution polymère).
  - 3<sup>eme</sup> phase (Le drainage par solution surfactants).
4. Préparation de nanofluides



**CONCLUSION**

## Conclusion

La baisse significative des indices de productivité des puits du champ HMD peut être traitée par la récupération assistée tertiaire.

Ce thème consiste à étudier les performances de l'injection de polymères, de surfactants et des nanoparticules sur le taux de récupération, en utilisant un micro modèle poreux. Et ensuite l'injection de polymère est appliquée sur le champ de Hassi Messaoud.

L'utilisation d'un micro model poreux constitué de sable Saharien, a permis une évaluation préliminaire de la performance de solution sur le drainage d'huile.

Les méthodes chimiques de récupération améliorée permettent d'augmenter la production de pétrole par l'ajout des agents de surface agissant sur la pression capillaire et la mouillabilité, Ils permettent de remobiliser l'huile piégée par les effets capillaires principalement en diminuant la tension interfaciale entre l'huile et l'eau. Ainsi, les solutions de polymères permettent d'augmenter la viscosité du fluide déplaçant, ce qui conduit, lors de l'injection, à une réduction de la saturation résiduelle en huile et par conséquent une augmentation du taux de récupération dans l'injection combinée (Polymère + NTC) jusqu'à 61.22%

L'application de SWCTT dans le champ de HMD a identifié les Sor et montres l'efficacité de type de traceurs.

La réalisation de ce test dans le puit **OMJ723** a abouti à l'extraction de 95% d'huile résiduel contenue dans un rayon de 5m.

Les résultats des tests SWCTT valident l'efficacité de l'EOR chimique dans le champ de Hassi Messaoud. Ils permettent de passer du single well vers l'EOR.

## Recommandations

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

- Avant de procéder à l'injection de nanoparticules, il est essentiel de mener une évaluation détaillée des propriétés des nanoparticules à utiliser. Cela comprend la taille, la forme, la stabilité, la charge de surface, la réactivité chimique, la compatibilité avec les fluides de réservoir et leur impact environnemental. Il est important de choisir des nanoparticules qui présentent les propriétés les plus adaptées aux conditions du réservoir et à l'objectif de récupération.
- Une bonne compréhension des caractéristiques du réservoir est cruciale pour optimiser l'efficacité de l'injection de nanoparticules. Des études approfondies du réservoir, telles que des tests de corrélation pétrophysique, des analyses de perméabilité et de porosité, ainsi que des simulations de réservoir, peuvent aider à identifier les zones à cibler et à déterminer les conditions optimales pour l'injection de nanoparticules.
- La conception de l'injection de nanoparticules doit prendre en compte plusieurs facteurs, tels que la concentration optimale de nanoparticules, le débit d'injection, la pression d'injection, et la durée de l'injection. Des études expérimentales et des modèles de simulation peuvent être utilisés pour évaluer différentes stratégies d'injection et déterminer les paramètres optimaux.
- Estimation des coûts initiaux : Cette étape consiste à évaluer les coûts initiaux liés à l'injection de nanoparticules. Cela inclut les coûts d'acquisition des nanoparticules, les coûts de préparation et de caractérisation des nanoparticules, les coûts des équipements d'injection et de surveillance, ainsi que les coûts de mise en œuvre initiale. Une estimation précise de ces coûts permettra de déterminer la viabilité financière du projet.

### Bibliographies

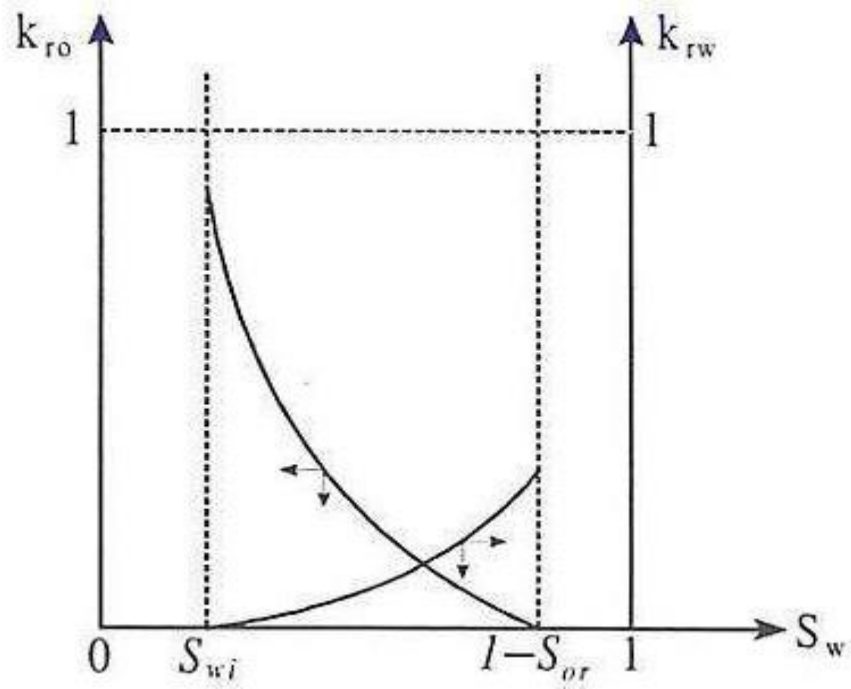
- [1] Gbadamosi, A.O. Kiwalabye, J.Junin, R. Augustine, A.: A review of gas enhanced oil recovery schemes used in the North Sea. *J. Pet. Explor. Prod. Technol.* (2018).
- [2] Gbadamosi, A.O., Junin, R., Manan, M.A., Yekeen, N., Augustine, A.: Hybrid suspension of polymer and nanoparticles for enhanced oil recovery. *Polym. Bull.* (2019).
- [3] Levitt, D., Pope, G.A.: Selection and screening of polymers for enhanced-oil recovery. In: *Present. SPE Symp. Improv. Oil Recover.* 20–23 April. Tulsa, Oklahoma, USA, Society of Petroleum Engineers, (2008).
- [4] Sun, X., Zhang, Y., Chen, G., Gai, Z.: Application of nanoparticles in enhanced oil recovery: a critical review of recent progress. *Energies* (2017).
- [5] Samanta, A., Bera, A., Ojha, K., Mandal, A.: Comparative studies on enhanced oil recovery by alkali–surfactant and polymer flooding. *J. Pet. Explor. Prod. Technol.* (2012).
- [6] Fakoya, M.F., Shah, S.N.: Emergence of nanotechnology in the oil and gas industry: emphasis on the application of silica nanoparticles. *Petroleum* (2017)
- [7] JUAREZ MOREJON José Luis Récupération assistée du pétrole par injection de polymères hydrosolubles 12 juin 2017.
- [8] MARLE, C. Les écoulements polyphasiques en milieux poreux, cour de production, tome iv. Paris: Technip, 1972
- [9] C.M. Marle, Henry Darcy et les écoulements de fluides en milieu poreux 2006.
- [10] Houssein Nasser El Dine, Étude mathématique et numérique pour le modèle Darcy-Brinkman pour les écoulements diphasiques en milieu poreux, Thèse de Doctorat, l'École Centrale de Nantes sous le sceau de l'Université Bretagne Loire, septembre 2017.
- [11] P.Barreau, Modification des propriétés polyphasiques d'un milieu poreux en présence d'une couche de polymère adsorbé : Etudes expérimentale et numérique, Ecole Nationale des Arts et Métiers, (1996).
- [12] Tarek, A, Reservoir engineering handbook, 1998,
- [13] René COSSE : Le gisement, Publication de l'institut français du pétrole, 1988, Paris

- [14] HassaneDjebouri : Simulation numérique de déplacement polyphasique en milieux poreux hétérogènes, Magister, 2006, Tizi-Ouzou.
- [15] Vincent KRETZ : Intégration de données de déplacements de fluides dans la caractérisation de milieu poreux hétérogènes 2002.
- [16] Ali Omran Nasar, Estimation of Original Oil in Place for Belhedan Oil Field by Using Volumetric Method, Material Balance Equation Method, and Reservoir Simulation Method , Department of Petroleum, College of Engineering, Sirte University, Libya .
- [17] P.ALBERT, méthode d'estimation des réserves ,1961
- [18] Jean Pascal, drive mécanisme « réservoir engineering », IFP training, juin 2015.
- [19] Afshin Davarpanah, Parametric Study of Polymer-Nanoparticles-Assisted Injectivity Performance for Axisymmetric Two-Phase Flow in EOR Processes, Department of Mathematics, Aberystwyth University, September 2020.
- [20] MohaymenAlutbi, Enhanced Oil Recovery EOR , UNIVERSITY OF THI-QAR COLLEGE OF ENGINEERING Petroleum and Gas Engineering Department, september 2020.
- [21] Karan Patel, Plasma pulse technology : an uprising EOR technique , school of petroleum technology, Pandit Deendayal Petroleum University, Gandhinagar, Gujarat,India, 2018.
- [22] Afeez O. Gbadamos, An overview of chemical enhanced oil recovery: recent advances and prospects, April 2019.
- [23] Wei, B, Romero-Zerón, L, Rodrigue, D, Oil displacement mechanisms of viscoelastic polymers in enhanced oil recovery (EOR),a review. J. Pet. Explor. Prod. Technol 2014.
- [24] Veerabhadrapa, S.K., Trivedi, J.J., Kuru, E.: Visual confirmation of the elasticity dependence of unstable secondary polymer floods. Ind. Eng. Chem. Res , 2013.
- [25] Taylor, K.C., Nasr-El-Din, H.A. Water-soluble hydrophobically associating polymers for improved oil recovery, a literature review. J. Pet. Sci. Eng. 1998.
- [26] Olajire, A.A. Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry,prospects and challenges,2014.

- [27] Raffa, P, Broekhuis, A.A, Picchioni, F. Polymeric surfactants for enhanced oil recovery a review. *J. Pet. Sci. Eng.* 2016.
- [28] Abbas, A.H., Sulaiman, W.R.W., Jaafar, M.Z., Gbadamosi, A.O., Ebrahimi, S.S., Elrufai, A.: Numerical study for continuous surfactant flooding considering adsorption in heterogeneous reservoir. *J. King. Saud. Univ. Eng. Sci.* (2018).
- [28] Wei, B., Romero-Zerón, L., Rodrigue, D.: Oil displacement mechanisms of viscoelastic polymers in enhanced oil recovery (EOR): a review. *J. Pet. Explor. Prod. Technol.* (2014).
- [29] Olajire, A.A.: Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: prospects and challenges. *Energy* 77, 963–982 (2014).
- [30] Salehi, M., Johnson, S.J., Liang, J.-T.: Enhanced wettability alteration by surfactants with multiple hydrophilic moieties. *J. Surf. Deterg.* 13, 243–246 (2010).
- [31] Sun, Q. Li, Z. Li, S. Jiang, L. Wang, J. Wang, P. Utilization of Surfactant-Stabilized Foam for Enhanced Oil Recovery by Adding Nanoparticles. *Energy Fuels* 2014,
- [32] Cheraghian, G. Wistuba, M.P. Ultraviolet aging study on bitumen modified by a composite of clay and fumed silica nanoparticles. *Sci. Rep.* 2020,
- [33] Cheraghian, G. Nezhad, S.S.K. Kamari, M. Hemmati, M. Masihi, M. Bazgir, S. Adsorption polymer on reservoir rock and role of the nanoparticles, clay and SiO<sub>2</sub>. *Int. Nano Lett.* 2014.
- [34] Sun, Q., Li, Z., Li, S., Jiang, L., Wang, J., Wang, P.: Utilization of surfactant-stabilized foam for enhanced oil recovery by adding nanoparticles. *Energy Fuels*, (2014).
- [35] Nezhad, S.S.K. Cheraghian, G. Roayaei, E. Tabatabaee, H. Karambeigi, M.S. Improving heavy oil recovery in the polymer flooding process by utilizing hydrophilic silica nanoparticles. *Energy Sources Part A Recover. Util. Environ.* 2017.
- [36] Mustafa Almahfood, Baojun Bai, The synergistic effects of nanoparticle-surfactant nanofluids in EOR applications, Missouri University of Science and Technology, (2018).

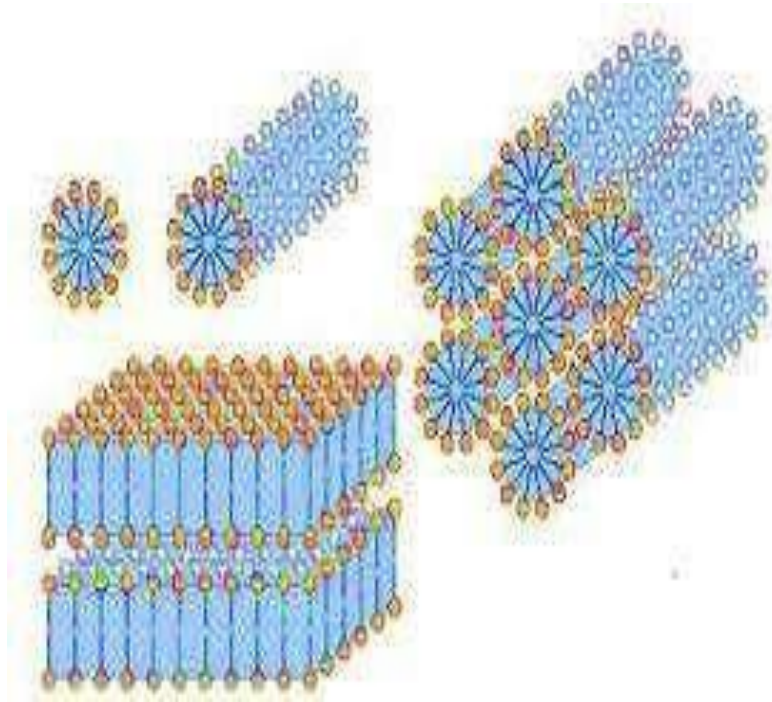


## Annexe A



*Figure1 : Perméabilités relatives.*

Annexe B



*Figure 2 : Les différents types de déformation des micelles.*

## Annexe C

**Tableau1 : Les critères de sélection de tensioactif et polymères.**

	Polymer	Surfactant
<b>Lithology</b>	Sandstone and dolomite carbonates preferred	
<b>Temperature</b>	80C (175F) max for HPAM, 120°C (250°F) for NVP	120C+ (248F)
<b>Permeability</b>	Preferably high (for injectivity) – 10 mD minimum	
<b>Salinity</b>	Preferably low Up to 200 g/l	200 g/L+ with high salinity surfactants
<b>Hardness</b>	Preferably low	New solutions to control surfactant adsorption
<b>Oil saturation</b>	High	Can be low
<b>Sor</b>	Low	Can be high
<b>Aquifer</b>	No bottom aquifer	
<b>Oil viscosity</b>	Up to 2,500cp proven	500cP+ lab scale
<b>Heterogeneity</b>	Can be high but no fractures or extremely high perm channels	