



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

**UNIVERSITE ABOU-BEKR BELKAID - TLEMCEM**

# MEMOIRE

Présenté à :

FACULTE DES SCIENCES – DEPARTEMENT DE CHIMIE

Pour l'obtention du diplôme de :

**MASTER EN CHIMIE**

Spécialité : Chimie des matériaux

Par :

**M<sup>elle</sup> BENAÏSSA Aïcha**

Sur le thème

---

## **La récupération tertiaire du pétrole**

---

Soutenu publiquement le 11 octobre 2020 à Tlemcen devant le jury composé de :

Mme CHEKCHOU  
BRAHAM Asma

Professeur

Université de Tlemcen

Présidente

Mr BOUSSIAD Abdelhak  
Mme ARABECHE Khadija

Professeur  
MCA

Université de Tlemcen  
Université de Tlemcen

Encadrant  
Examinatrice

*Année Universitaire : 2019 ~ 2020*

# REMERCIEMENT

*En premier lieu je remercie **DIEU** le tout puissant, le créateur, qui m' a facilité le chemin, et m' a donné la persévérance pour réaliser ce modeste travail; pour la deuxième fois louange à **DIEU**.*

*Je voudrais exprimer mes remerciements à mon encadrant:*

***Boussaid Abdelhak** . Je suis infiniment reconnaissante sa disponibilité, ses conseils et ses encouragements.*

*Je tiens également à remercier l'ensemble des membres du jury pour avoir évalué mon travail avec beaucoup d'attention. Je les remercie pour l'intérêt qu'ils ont porté à ce travail et leurs remarques judicieuses.*

*J'adresse mes chaleureux remerciements à l'ensemble des enseignants du département de chimie spécialement et la faculté des sciences généralement.*

*Nombreuses sont les personnes dont je n'ai pas pu citer les noms et que nous remercions vivement.*

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

*Merci encore à tous....*

# DÉDICACE

*Avec un énorme plaisir, un cœur ouvert et une immense joie, que je dédie  
mon travail à :*

***Ma très chère mère:** " Tu m'as donné la vie, la tendresse et le courage  
pour réussir ".*

***Mon très cher père :** "Que je ne pourrai oublier jamais ses conseils et  
ses encouragements dans tout ma vie et qui reste toujours vivant dans  
mon cœur "*

*En témoignage, je vous offre ce modeste travail pour vous remercier pour  
vos sacrifices et pour l'affection dont vous m'avez toujours entourée"*

*Mes dédicaces s'adressent également à :*

*Mes chers frères **Azzddine** , et son petit '**Laith**' , **Brahim** , **Younes***

*Mes très chères amies :**Amel** , **Nour ElHouda** , **Asmaa** , **Wassila** ,  
**Sarah** , **Sara** , **Hidayet** , **Ikram** , **Soundous** , **Chahinaz**.*

*A tous ceux qui , par un mot, m'ont donné la force de continuer...*

---

# Table de matière

---

Introduction générale .....	1
-----------------------------	---

## CHAPITRE I : LES GISEMENTS DU PETROLE

I. Introduction.....	03
II. Ressources pétrolières.....	03
II.1. Classification du pétrole. ....	05
II.1.1. Les gisements de pétrole léger .....	05
II.1.2. Les gisements de pétrole moyen .....	06
II.1.3. Les gisements de pétrole lourd ou extra-lourd .....	06
II.1.4. Les gisements de bitume .....	06
II.2. Les types des roches .....	06
II.2.1. Les roches Magmatiques.....	06
II.2.2. Les roches Métamorphiques .....	06
II.2.3. Les roches Sédimentaires .....	06
a) Les roches argilo-gréseuses.....	06
b) Les roches carbonatées.....	06
II.3. Le système pétrolier .....	07
II.3.1. Système pétrolier : La roche mère .....	07
II.3.1. Système pétrolier : La roche réservoir.....	07
II.3.1. Système pétrolier : La roche couverture .....	08

## CHAPITRE II : GENERALITES SUR LA RECUPERATION DU PETROLE

I. Introduction.....	09
II. Techniques de récupération du pétrole.....	09
II.1. Récupération primaire .....	09
II.2. Récupération secondaire.....	10
II.3. Récupération tertiaire .....	11
II.4. Classification des procédés de récupération du pétrole.....	12
II.5. Mécanisme de drainage de la roche réservoir .....	13
I.2.1: Mécanisme de drainage naturel (drainage primaire) .....	13
I.2.2: Drainage assisté (secondaire et tertiaire) .....	14
III. Les écoulements dans les milieux poreux .....	15
III.1. La porosité.....	16
III.1.1. La porosité absolue ou totale.....	16
III.1.2. La porosité effective.....	16
III.1.3. La porosité efficace.....	16
III.2. La loi Darcy.....	17

III.2.1. Monophasique .....	17
III.2.2. Diphasiques .....	18
III.3. La mobilité dans le milieu poreux .....	18
III.4. L'effet des phénomènes capillaires .....	19
III.4.1. La tension superficielle et interfaciale .....	19
III.4.2. Le mouillage .....	20
III.4.3. La capillarité.....	21
III.4.3.1. La pression capillaire .....	21
III.4.3.2. Le nombre capillaire.....	22
III.3.4: La perméabilité.....	23

### **CHAPITRE III : LA RECUPERATION TERTIAIRE DU PETROLE**

I. Introduction .....	25
II. Techniques de récupération tertiaire du pétrole .....	26
II.1. Injection de gaz .....	26
II.2. Injection thermique.....	27
II.2.1. Injection de vapeur .....	27
II.2.2. Injection in situ .....	27
II.3. Méthodes chimique.....	28
II.3.1. Récupération par injection de solution alcaline .....	28
II.3.2. Récupération par injection de polymère.....	28
II.3.1. Récupération par injection de surfactant.....	29

### **CHAPITRE IV : LA TECHNIQUE CHIMIQUE DE LA RECUPERATION TERTIAIRE DU PETROLE**

I. Introduction .....	31
II. La technique chimique de la récupération tertiaire .....	31
II.1. Injection de polymères .....	31
II.1.1. Sélection du polymère.....	31
II.1.1.1. Polyacrylamide hydrolysé .....	32
II.1.1.2. Gomme de xanthane .....	34
II.1.1.3. Polymère à association hydrophobe .....	33
a) Effet de la fraction molaire hydrophobe sur la viscosité du polymère.....	35
b) Effet de la salinité de l'eau.....	35
c) Effets du taux de cisaillement et de la concentration de polymère.....	37

d) Instabilité thermique.....	38
e) Polymères sensibles au pH.....	39
II.2. Émulsion de polymère inverse.....	40
<b>Conclusion générale .....</b>	<b>41</b>

---

## Liste des figures

---

Figure I.1: Schéma de génération de pétrole.....	4
Figure I.2 : Schéma des divers types de gisements.....	5
Figure I.3 : Les roches d'un puit de pétrole.....	7
Figure II.1 : Récupération primaire du pétrole.....	10
Figure II.2 : Récupération secondaire.....	11
Figure II.3 : Profil de récupération d'un réservoir conventionnel.....	12
Figure II. 4 : Classification des techniques de récupération.....	12
Figure II.5 : Drainage naturel résultant de la pression du gaz et de l'eau du gisement.....	14
Figure II.6 : Drainage assisté du réservoir.....	15
Figure II.7 : Vue de dessus d'un drainage radial de réservoir .....	15
Figure II.8: Représentation schématique du milieu poreux .....	16
Figure II.9 : Schéma explicatif de phénomène de mobilité.....	19
Figure II.10: Schéma représente l'effet de mouillabilité.....	20
Figure II.11 : Schéma représentant une interface de deux liquides dans un capillaire.....	21
Figure II.12: Courbe de saturation résiduelle en fonction du nombre capillaire.....	23
Figure II.13: Courbe de la récupération de l'huile en fonction du nombre capillaire. ....	23
Figure II.1 : Méthodes EOR par lithologie.....	25
Figure III.2. Technique d'injection de CO <sub>2</sub> .....	26
Figure III.3 : Technique d'injection de vapeur.....	27
Figure IV.1 : Structure du HPAM.....	33

Figure IV.2 : Structure du Xanthane.....	34
Figure IV.3 : Structure et Image microscopique de HAP.....	35
Figure IV.4 : Effet de la fraction OA sur la viscosité du copolymère AM / OA à différentes concentrations de polymères.....	36
Figure IV.5 : Viscosité du PAMOA75 en fonction de la température.....	38
Figure IV.6 : Schémas d'une émulsion inverse.....	40

---

# Symboles

---

$\varphi$  : La porosité

$\varphi_a$  : La porosité absolue ou totale

$\varphi_b$  : La porosité effective

$p_e$  : La porosité efficace

$K$  : La perméabilité absolue en md

$p$  : La pression (kg/cm<sup>2</sup>).

$\mu$  : La viscosité dynamique en cp

$\Delta$  : 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>.

$Q$  : Le débit superficielle

$Q_w$  : débit superficiel de l'eau et de l'huile

$Q_o$  : débit superficiel de l'huile.

$K_{rw}$  : La perméabilité relative à l'eau en md.

$K_{ro}$  : La perméabilité relative à l'huile en md

$\mu_w$  : La viscosité de l'eau (fluide déplaçant) en cp

$\mu_o$  : La viscosité de l'huile en cp.

$S_w$  : La saturation de l'eau.

$S_o$  : La saturation de l'huile

$M$  : Le rapport de mobilité.

$S_{wt}$  : 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.

**$\Upsilon_{(o,w)}$**  : 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.

**$\lambda_w$**  : La mobilité en eau md / cp.

**$\lambda_o$**  : La mobilité en huile md / cp.

# **Introduction générale**

# Introduction générale

---

Le pétrole est devenu la plus importante source d'énergie au monde depuis le milieu des années 1950. Ses produits soutiennent la société moderne, fournissant principalement de l'énergie à l'industrie électrique, chauffent les maisons et fournissent du carburant aux véhicules et aux avions pour transporter des marchandises et des personnes partout dans le monde. C'est le moteur essentiel des pays industrialisés répondant à 90% à la demande du secteur des transports au monde. A présent, il rend un service énorme à l'humanité en étant essentiel à la production de nombreux produits essentiels de tous les jours. Les produits raffinés du pétrole sont utilisés pour fabriquer presque tous les produits chimiques, tels que les plastiques, les engrais, les détergents, les peintures et même les médicaments, ainsi que toute une série d'autres produits auxquels vous ne vous attendez peut-être pas. Le chercher, l'extraire du sol et en tirer profit pour divers secteurs économiques demande des efforts tributaires d'une technologie en pleine évolution.

Ce mémoire à trait purement bibliographique, présente une vue d'ensemble sur les méthodes de récupération du pétrole tout en mettant l'action sur sa récupération assistée. En effet, les procédés de récupération du pétrole peuvent être subdivisés en trois grandes catégories; récupération de pétrole primaire, secondaire et améliorée. Dans le processus primaire, l'huile est expulsée du réservoir de pétrole par la pression naturelle existante dans le réservoir piégeant l'huile. Lorsque la pression du réservoir est réduite à un point où elle n'est plus efficace en tant que force provoquant le déplacement des hydrocarbures vers les puits producteurs, de l'eau ou du gaz est injecté pour rétablir ou augmenter la pression dans le réservoir. Ce procédé de récupération est nommé procédé de récupération secondaire. L'huile récupérée par les procédés primaires et secondaires varie de 20 à 50 %selon les propriétés du pétrole et celles du réservoir. La troisième méthode de récupération nommée récupération assistée du pétrole s'efforce de récupérer le reste de l'huile piégée dans le puit. Il existe plusieurs récupérations assistées de pétrole processus considérés comme prometteurs:

- 1/ l'injection chimique.
- 2/ la récupération d'huile thermique.
- 3/ les méthodes de déplacement miscible.

# Introduction générale

---

Dans ce mémoire nous passerons brièvement les en revue les deux méthodes de récupération primaire et secondaire pour ensuite détailler la procédure de récupération assistée du pétrole tout en mettant l'accent sur les procédés chimiques qui consistent à injecter dans le puit des solutions de polymères dans le but d'augmenter leurs viscosité pour pousser efficacement l'huile, ou des solutions de surfactant qui affaiblissent la tension superficielle qui existe à l'intérieur des pores de la roche retenant l'huile ou les deux en même temps.

Pour cela, le manuscrit est subdivisé en trois chapitres.

Dans le premier, nous présentons quelques notions sur le pétrole, sa formation ainsi que la constitution géologique formant le puit et en particulier les deux roches mère et réservoir.

Le deuxième chapitre passe en revue les trois techniques de récupération ainsi que certaines notions nécessaires pour la compréhension des différentes étapes de récupération ainsi que les problèmes posées par ces techniques.

Le troisième chapitre est consacré à la technique de récupération tertiaire avec ses variantes qui sont décrites succinctement afin de situer la technique de l'injection chimique qui sera détaillée dans le quatrième chapitre.

Nous s'attarderons essentiellement sur les deux méthodes d'injection, celle des polymères et celle des surfactants.

Enfin une introduction permettra d'introduire le sujet et une conclusion en vue de le résumer.

# **Chapitre 01**

## **Les gisements du pétrole**

Ce chapitre présente succinctement les différents types de pétrole ainsi que les gisements qui les renferment en décrivant les différentes couches géologiques formant un réservoir de pétrole dont la récupération en dépend énormément.

## **I. Introduction :**

Le pétrole est une huile minérale naturelle utilisée comme source d'énergie. Il est issu d'un mélange variable d'hydrocarbures (molécules composées d'atomes de carbone et d'hydrogène) associé à d'autres atomes, principalement de soufre, d'azote et d'oxygène. Certains de ses composants peuvent être gazeux, liquides et parfois solides selon la température et la pression. Cela explique la consistance variable du pétrole, plus ou moins visqueuse ou liquide.

L'exploitation du pétrole comme source d'énergie, dite fossile, est l'un des piliers de l'économie industrielle contemporaine. Dense, facilement stockable et transportable, le pétrole fournit la quasi-totalité des carburants liquides. Il est aussi fréquemment utilisé pour la pétrochimie (caoutchoucs, plastiques, textiles, chimie).

## **II. Ressources pétrolières :**

Très schématiquement, les réserves pétrolières sont créées au cours des temps géologiques par un processus de dépôt et d'enfouissement de matière organique (appelé kérogène). Lors de l'enfouissement, la température et la pression augmentent conduisant par de multiples réactions chimiques à une transformation du kérogène en pétrole (gaz et huile). Ce processus est illustré dans la figure I.1 [1].

Le type de produit formé dépend de la composition du dépôt initial et des conditions thermodynamiques, essentiellement dépendantes de la profondeur d'enfouissement. Le plus souvent, l'enfouissement du kérogène se fait en présence de sédiments fins, conduisant ultérieurement à des roches « mères » peu perméables. Le pétrole formé se déplace difficilement dans de telles conditions, mais il a tout de même tendance à migrer, à l'échelle des temps géologiques, vers des roches plus perméables. En conséquence, plusieurs types de ressources pétrolières peuvent être observés en fonction du degré de maturité et de migration [1].

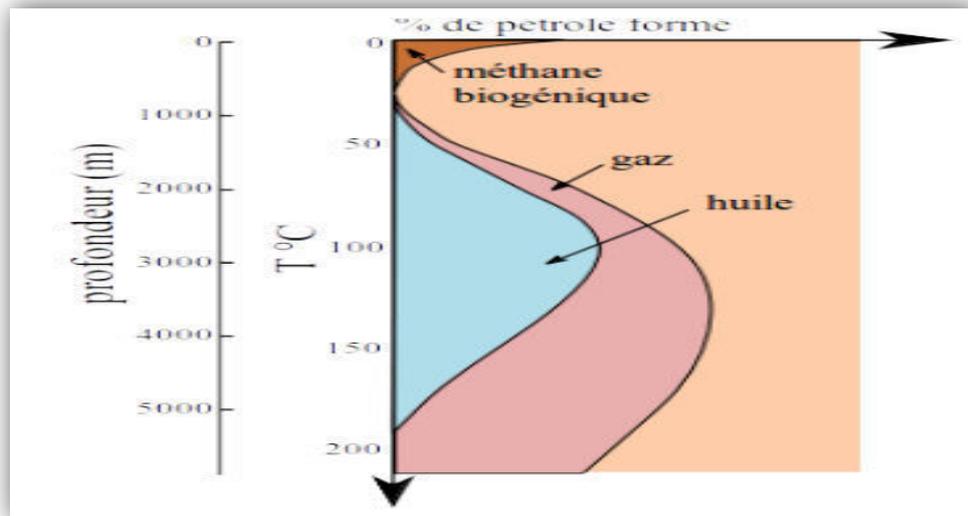


Figure I.1 : Schéma de génération de pétrole [1]

La Figure I.2 présente une vue schématique des divers gisements que l'on peut trouver dans les formations géologiques. Les gisements conventionnels sont constitués du pétrole formé en profondeur (huile et gaz) qui a migré vers des roches relativement perméables permettant une exploitation par forage avec toutes les méthodes de récupération classique (déplétion du réservoir, balayage à l'eau, etc.) [2]

Le processus de migration ou de maturation peut être incomplet : on parlera alors de gisements non-conventionnels. Parmi ceux-ci, on distinguera les types suivants :

- Les gisements de sable bitumineux.
- Les gisements de gaz de schistes (terme anglo-saxon « gas-shale »).
- Les gisements d'huiles de schistes (terme anglo-saxon « oil\_shales ») [1].

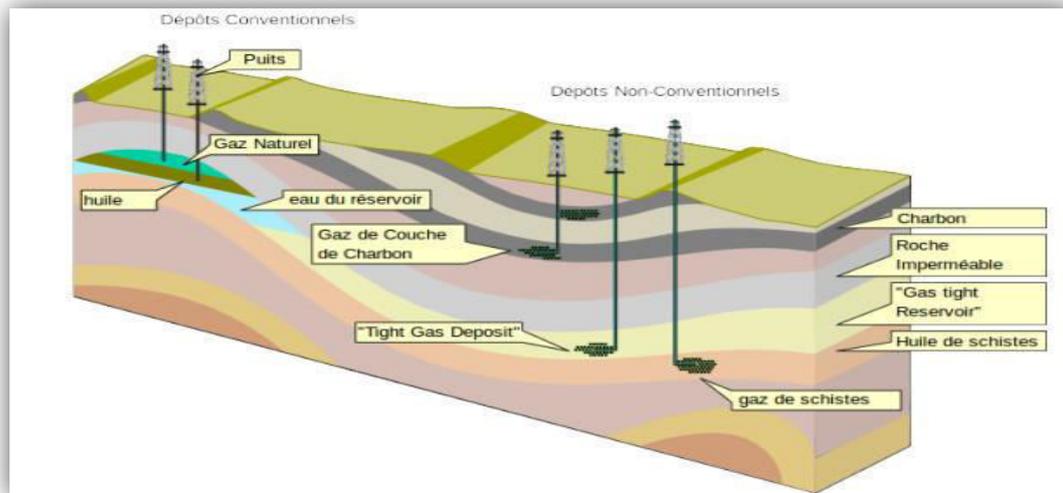


Figure I.2 : Schéma des divers types de gisements pétroliers (d'après un dessin de Wyoming State Geological Survey) [1].

La capacité de migration des hydrocarbures permet de caractériser le gisement, et est déterminée par :

- (i) : La composition des hydrocarbures, et, en particulier, leur facilité à migrer dans les formations géologiques, qui est en majeure partie déterminée par leur viscosité.
- (ii) : La perméabilité des milieux (une propriété qui caractérise l'aptitude d'une roche à laisser circuler facilement la phase hydrocarbure) [1].

## II.1. Classification du pétrole :

Tout processus de formation est unique : un gisement de pétrole contient un mélange d'hydrocarbures qui le caractérise selon l'histoire géologique de la zone où il s'est développé.

La provenance géographique est donc un des critères de classification du pétrole. Toutefois, pour établir des comparaisons entre différents sites, d'autres critères existent. Les plus importants sont les mesures de la viscosité et de la teneur en soufre du pétrole brut. Selon la viscosité, quatre types de gisements sont définis (léger, moyen, lourd ou extra-lourd et bitume). Plus le pétrole brut est visqueux, plus il est « lourd » :

**II.1.1. Les gisements de pétrole léger :** l'aspect du pétrole brut se rapproche de celui du gazole. Les gisements sahariens présentent cette caractéristique.

**II.1.2. Les gisements de pétrole moyen :** la viscosité du pétrole brut est intermédiaire entre le pétrole léger et le pétrole lourd. Il s'agit par exemple des gisements du Moyen-Orient.

**II.1.3. Les gisements de pétrole lourd ou extra-lourd :** le pétrole brut ne coule pratiquement pas à température ambiante. Les gisements d'Amérique du sud en sont un exemple.

**II.1.4. Les gisements de bitume :** le pétrole brut est très visqueux voire solide à température ambiante. Les principales réserves de ce type se trouvent au Canada.

Cette propriété est importante pour déterminer la rentabilité de l'exploitation. En effet, un pétrole peu visqueux ou léger est plus facile à extraire et à traiter qu'un pétrole lourd [2].

## II.2. Les types des roches :

La croûte terrestre est constituée de trois roches différentes :

**II.2.1. Les roches magmatiques :** Ce sont les roches qui résultent de la solidification du magma. (Granite, Basalte)

**II.2.2. Les roches métamorphiques :** Elles résultent de la transformation physique des roches ignées ou sédimentaires sous l'effet de la température et/ou de la pression (Marbre, Ardoise)

**II.2.3. Les roches sédimentaires :** Ce sont les roches formées par déposition physique des débris de roches ou par précipitation chimique, On peut classer trois roches sédimentaires :

a) **Les roches argilo-gréseuses** qui englobent les roches siliceuses et alumino-siliceuses, elles peuvent être détritiques, chimique ou biochimique. Elles forment 80 à 90% des roches sédimentaires. Il s'agit des grès mais surtout d'argiles.

b) **Les roches carbonatées** qui sont composées de sédiments autochtones et elles se forment par précipitation chimique, physico-chimique ou biologique. Ce sont les calcaires, les dolomies et les types intermédiaires. Elles forment 10 à 20% des roches sédimentaires. On trouve surtout du Calcaire.

c) **Les roches évaporitiques** qui se forment par précipitation chimique des sels qui accompagne l'évaporation. De point de vue pétrolier elles forment des roches couvertures. Leur

proportion relative est **inférieure à 1%**, mais la moitié d'entre-elles sont à un rôle économique important. On trouve essentiellement des **chlorures** et des **sulfates** [3].

### II.3. Le système pétrolier :

En générale, un puits de pétrole est formé par plusieurs roches, parmi ces roches on distingue ; la roche-mère, la roche- réservoir et la roche couverture (Figure I.3)

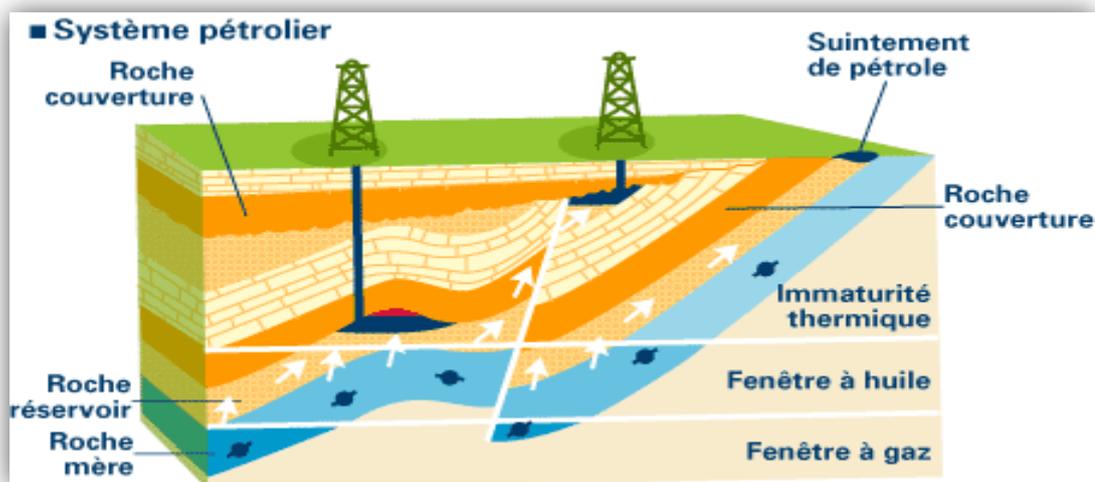


Figure I.3. Les roches d'un puits de pétrole

#### II.3.1. La roche mère :

La roche mère désigne la roche où se forment des hydrocarbures. Ceux-ci sont issus de la transformation de sédiments riches en matière organique qui se déposent généralement sur les fonds océaniques. À l'échelle des temps géologiques, les sédiments marins s'enfoncent et se solidifient tandis que la matière organique (sous l'effet de l'enfouissement et de la température géothermique) se décompose en hydrocarbures liquides et gazeux. Généralement, une roche mère de pétrole s'est déposée dans un bassin anoxique dépourvue d'oxygène ce qui explique les conditions favorables à la préservation de la matière organique dans les sédiments [4].

#### II.3.2. La roche réservoir :

La roche réservoir se définit comme une roche où des hydrocarbures s'accumulent. Sous l'effet de la pression, les hydrocarbures de la roche-mère migrent vers la surface à travers les strates de roches sédimentaires. Au cours de cette migration, les hydrocarbures peuvent rencontrer

une couche imperméable. Ils se retrouvent piégés en dessous de ce « toit » (appelé roche-couverture) au sein d'une roche poreuse et perméable qui devient la roche-réservoir. Celle-ci est capable de concentrer de grandes quantités d'hydrocarbures, aboutissant à des gisements de pétrole et/ou de gaz conventionnels. La qualité des roches réservoirs et leur classification dépendent des valeurs de leur porosité et de leur perméabilité [4]

### **II.3.3. La roche couverture :**

Ce sont des roches imperméables qui stoppent la migration de l'hydrocarbure permettant ainsi leur accumulation et donc la formation des gisements d'hydrocarbure [4].

## **Chapitre 02**

# **Généralités sur la récupération du pétrole**

Ce chapitre passe en revue succinctement les trois techniques de récupération du pétrole tout en introduisant quelques notions très importantes telles que la porosité, perméabilité, la mobilité, la loi de Darcy en vue de mieux comprendre les chapitres suivants.

## **I. Introduction :**

L'extraction du pétrole est une opération qui nécessite une logistique importante, tout au long de la durée de vie du gisement. On extrait du pétrole depuis des décennies, mais il est évident que les techniques d'extractions sont considérablement améliorées au fil des années. Aujourd'hui, le procédé se déroule en plusieurs étapes, et au moyen d'une logistique importante.

Avant d'extraire du pétrole du sol, encore faut-il savoir où le trouver. La première étape du processus est donc de localiser les gisements pétroliers exploitables. Pour ce faire, il s'agit de repérer les structures géologiques qui pourraient potentiellement abriter du pétrole. Des études sismiques sont menées pour y parvenir, au moyen de différentes techniques :

- Déclenchement d'une charge souterraine explosive et observation de la réponse sismique.
- Utilisation de gravimètres et de magnétomètres.
- Utilisation d'imagerie sismique, en mer surtout.

Une fois qu'une poche de pétrole suffisamment rentable pour être exploitée est localisée, une plateforme pétrolière est installée à cet endroit et un puits est foré. Dans le trou étroit qui est creusé, on place un tubage d'acier. D'autres trous sont réalisés à la base du puits afin de permettre au pétrole de remonter à travers le tube. En surface, un système de vannes est mis en place pour contrôler la pression et les débits.

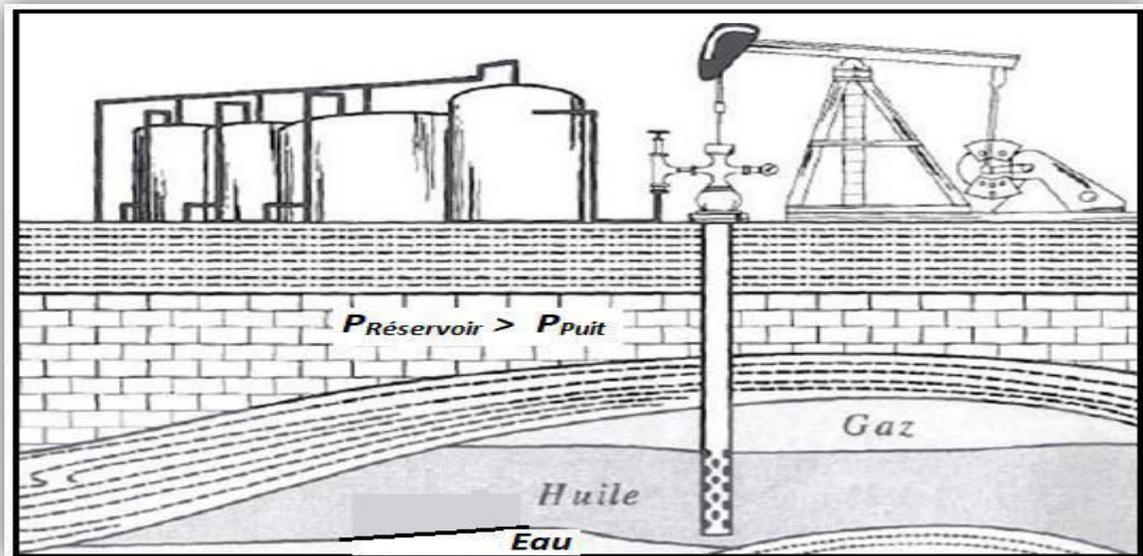
Une fois cette installation mise en place, il s'agit de récupérer le pétrole. Le gisement se vidant petit à petit, le mode de récupération doit s'adapter. On compte trois étapes principales : la récupération primaire, secondaire et enfin tertiaire.

## **II. Techniques d'extraction et de récupération du pétrole :**

### **II.1.Récupération primaire (Original Oil in Place-OOIP) :**

La première étape de production (ou récupération primaire) consiste à générer au fond des puits de pétrole ou de gaz une pression inférieure à la pression du réservoir. Ainsi sous l'effet de la différence de pression, les hydrocarbures vont se diriger vers le puits et remonter à la surface. Au bout d'un certain temps, la pression du gisement diminue et la différence de pression ne suffit plus à la remontée.

Le taux de récupération primaire se situe autour de 5 % OOIP (OOIP pour Original Oil in Place ou l'huile présente initialement dans le gisement) pour les bruts lourds et peut atteindre 25% OOIP sur certains gisements de pétrole léger, très fluide [6].



**Figure II.1 : Récupération primaire du pétrole : la pression du réservoir étant supérieure à celle du puits, l'huile va monter naturellement à la surface.**

## **II.2. Récupération secondaire (Improved Oil Recovery -IOR) :**

La récupération secondaire consiste à injecter un autre fluide, à l'aide de nouveaux forages, de manière à maintenir une certaine pression dans le réservoir et ainsi produire plus d'huile. Cette injection a deux objectifs très proches : maintenir la pression dans le réservoir et pousser l'huile vers les puits de production. Pour les grands gisements, l'injection d'eau ou de gaz est distribuée sur tout le réservoir. Il se crée ainsi des zones d'eau ou de gaz qui déplacent l'huile vers les puits de production. Elle permet néanmoins la récupération de 30 % de l'huile contenue dans le réservoir selon les conditions (propriétés de la roche, profondeur, configuration du réservoir, ...) [1].

Les récupérations primaires et secondaires ne permettant de récupérer dans le meilleur des cas que jusqu'à 60 % de l'huile contenue dans les réservoirs, une troisième phase peut être déployée afin de tenter de récupérer une partie de l'huile restant dans le réservoir. Il s'agit de la récupération tertiaire ou récupération assistée (RAP) [7].

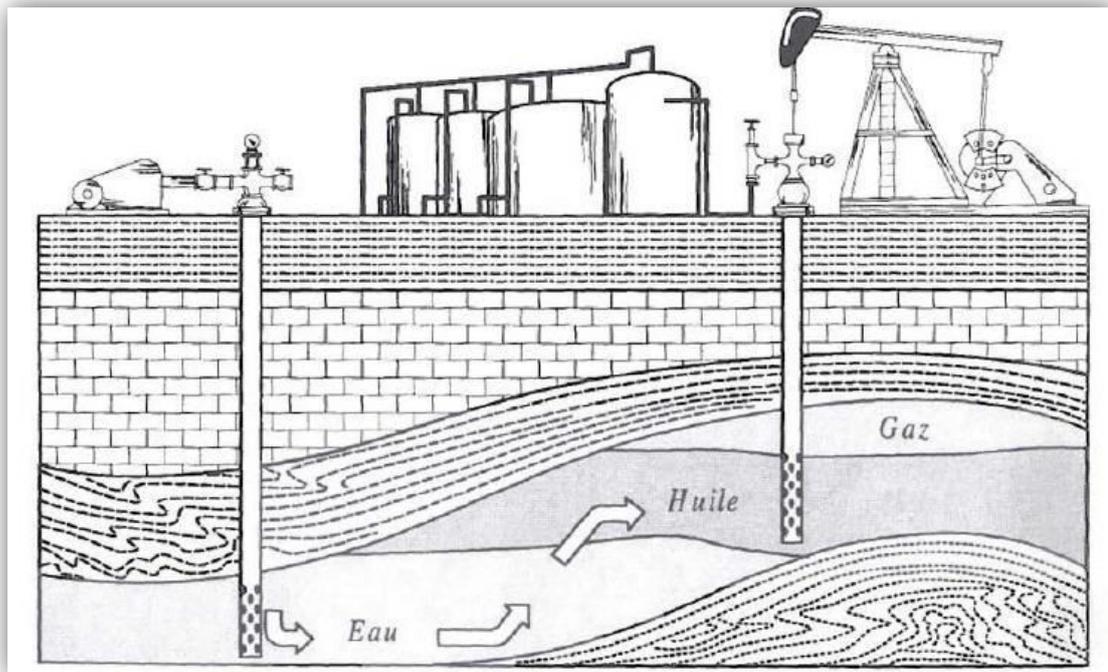


Figure II.2 : Récupération secondaire [8]

### II.3. Récupération tertiaire (Enhanced Oil Recovery – EOR) :

Ce procédé permet d'extraire entre 5 et 20 % supplémentaires de l'huile en place dans le gisement, grâce à des méthodes dont la caractéristique principale est de changer les propriétés de mobilité de l'huile dans le réservoir par trois procédés principaux [6].

- L'EOR miscible : Injection de gaz tel que le CO<sub>2</sub> qui, en se mélangeant avec le pétrole, a une miscibilité réciproque qui va diminuer la viscosité et la tension interfaciale entre l'huile et l'eau favorisant ainsi la production.

- L'EOR thermique : qui, en chauffant le pétrole, augmente sa mobilité.

- L'EOR chimique : qui consiste à améliorer le balayage du pétrole par l'eau avec des additifs chimiques (surfactant et polymères) [9].

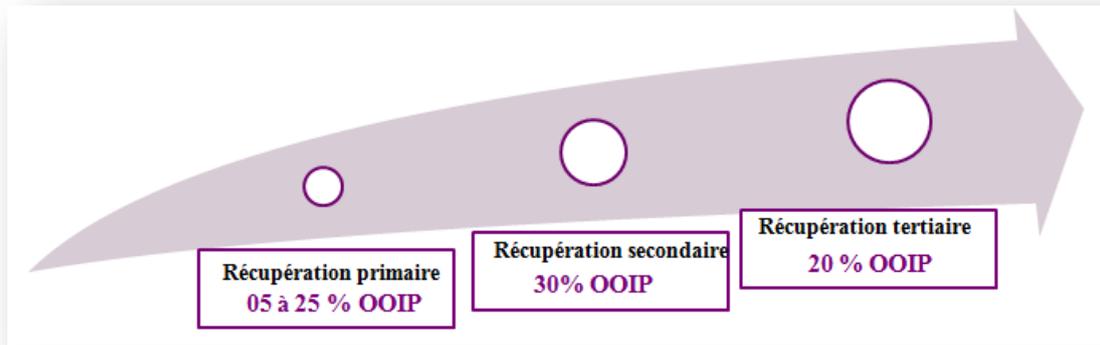


Figure II.3 : Profil de récupération d'un réservoir conventionnel

**II. 4. Classification des procédés de récupération du pétrole :**

En ce qui concerne la récupération assistée, il existe des méthodes permettant d'agir sur l'efficacité de balayage à grande échelle (Figure II.4).

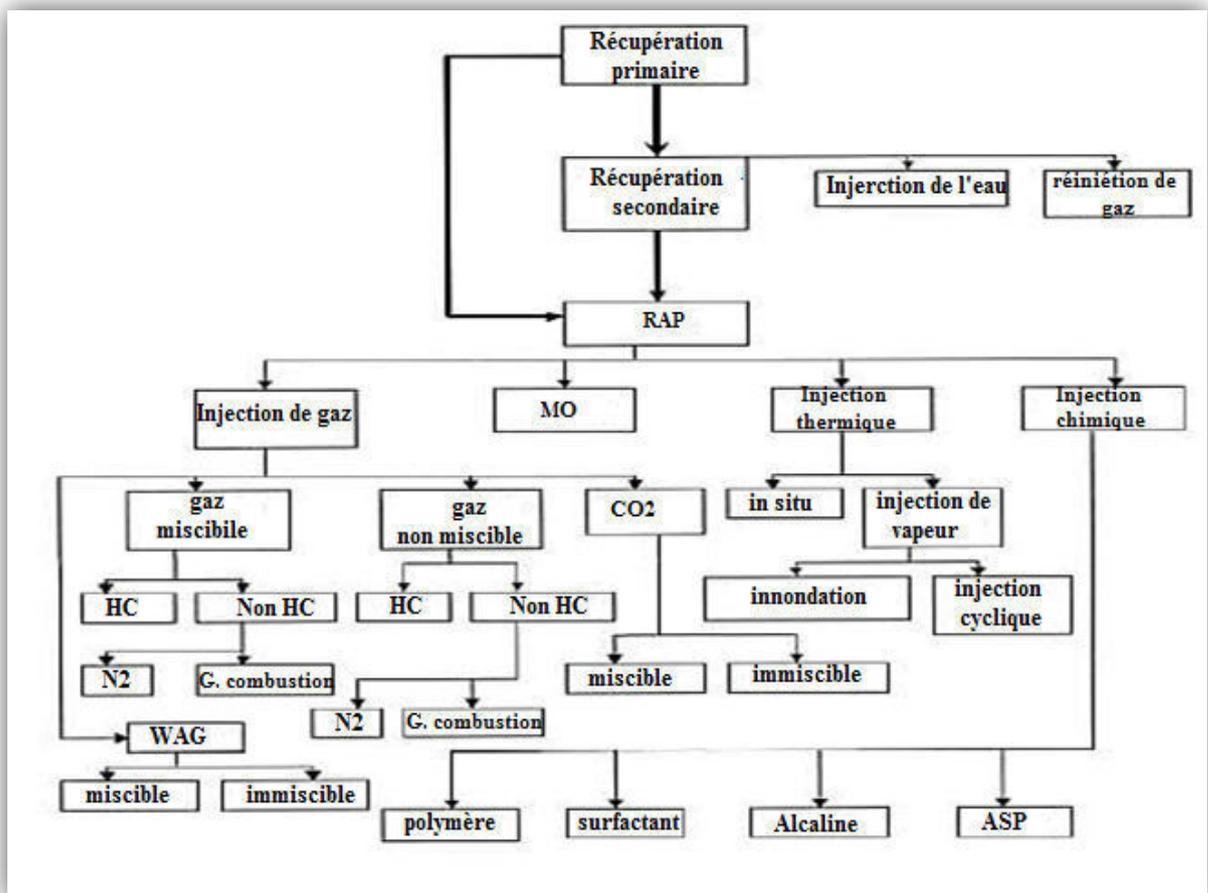


Figure II. 4 : Classification des techniques de récupération [10]

Parmi ces techniques on s'intéresse à la récupération tertiaire tout en étudiant de près l'injection chimique (tensioactifs et polymères)

## II. 5. Mécanisme de drainage de la roche réservoir :

Le drainage est l'ensemble des mécanismes qui provoquent le déplacement des fluides de la roche réservoir vers le puits de forage. On distingue :

- ✓ Le drainage naturel d'un puits.
- ✓ Le drainage assisté [11]

### II. 5.1. Mécanisme de drainage naturel (drainage primaire) :

Du moment que le gaz surplombe l'huile, son taux de récupération est bien supérieur à celui de l'huile du fait de la compressibilité du gaz et de facilité d'écoulement. En moyenne on obtient les taux de récupération suivants :

- 75% pour le gaz.
- 30% maximum pour l'huile.

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

- ✓ **Expansion monophasique du gaz et de l'huile** : ce mécanisme est efficace pour le gaz suite à sa compressibilité. Par contre, il est peu efficace pour l'huile (quelques pour cent)
- ✓ **Expansion du gaz dissous dans l'huile** : quand la pression du gisement baisse, il y a une désorption du gaz.
- ✓ **Expansion du gaz** : situé au-dessus du gisement d'huile, le volume d'huile pompé étant compensé par l'expansion du gaz accumulé à la partie supérieure du gisement (gas-cup) (Figure II.5) [12].

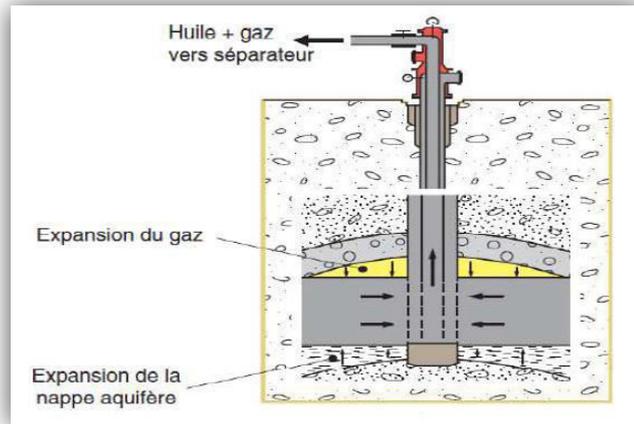


Figure II.5 : Drainage naturel résultant de la pression du gaz et de l'eau du gisement [11].

✓ **Migration de nappe aquifère** : l'eau de la nappe prend la place de l'huile dans les pores de la roche réservoir. Ce mécanisme est assez efficace car la faible viscosité de l'eau facilite sa pénétration dans la roche.

### II. 5.2. Drainage assisté (secondaire et tertiaire) :

Afin d'améliorer le taux de récupération de l'huile contenue dans le gisement au-delà de ce qui est imposé par drainage naturel, on met en œuvre des mécanismes de drainage assisté.

Le drainage assisté se fait par **injection de fluide** au moyen de puits annexes situés à proximité des puits producteurs. Il fait augmenter le taux de récupération de l'huile d'environ 10%.

✓ **Pour les réservoirs de faible volume** : On utilise les mécanismes suivants pour améliorer le drainage de roche réservoir :

- Drainage secondaire : **injection d'eau** réalisée dans la nappe aquifère située sous le gisement d'huile ou **injection de gaz** au-dessous du gisement : on provoque un **drainage vertical** du réservoir (voir la Fig. II.6).

- Drainage tertiaire : **injection de vapeur d'eau** réalisée dans la roche réservoir en particulier pour les réservoirs d'huile lourde. Injection de produits chimiques (émulsions eau/huile/tensioactifs, solution de polymères dans l'eau) [11] ; ces produits vont diminuer la pression capillaire  $P_c$  et la saturation d'huile résiduelle en augmentant donc la production de pétrole.

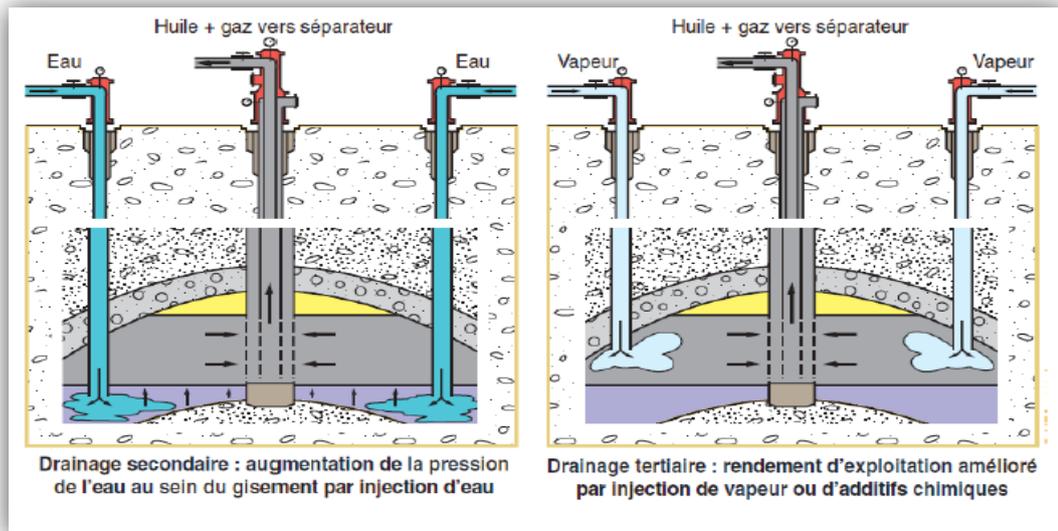


Figure II.6 : Drainage assisté du réservoir [11].

✓ Pour les réservoirs de grande étendue, on injecte de l'eau et/ou du gaz par les puits injecteurs situés au centre de carrés constitués par les puits producteurs : on provoque ainsi un **drainage radial** du réservoir (Figure II.7) [11].

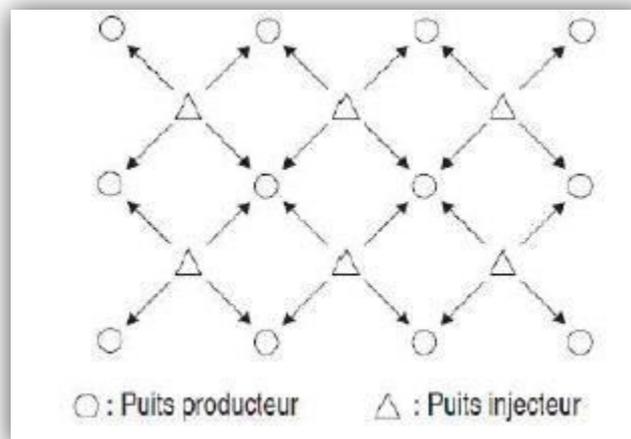


Figure II.7 : Vue de dessus d'un drainage radial de réservoir [11].

### III. Les écoulements dans les milieux poreux :

Un milieu poreux est composé d'un solide de forme complexe (matrice), contenant des vides appelés "pores". Le rapport du volume de ces vides au volume total du milieu poreux constitue la porosité. Celle-ci peut être ouverte (connectée) ou fermée suivant l'arrangement spatial des minéraux

(Figure II.8). Les pores peuvent être saturés d'un ou plusieurs fluides (saumure, gaz, hydrocarbures) dont la facilité à s'écouler à travers le milieu poreux est caractérisée par la perméabilité. La porosité et la perméabilité monophasique (appelée perméabilité absolue) sont des propriétés intrinsèques du milieu poreux [13].

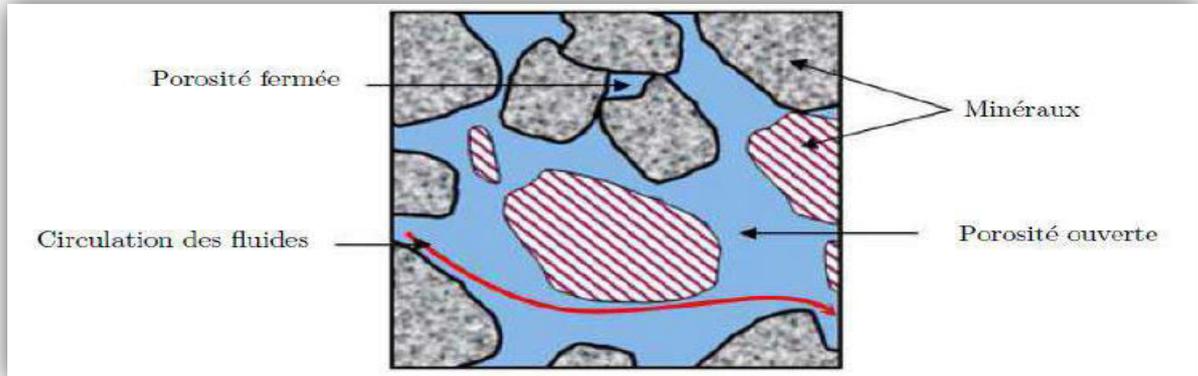


Figure II.8. Représentation schématique du milieu poreux [13]

### III.1. La porosité :

La porosité d'une roche est le rapport du volume de vide (pores) au volume total de la roche :

$$\varphi = \frac{\text{volume du vide (des pores)}}{\text{volume total de roche}}$$

Cette porosité est en général inter-granulaire (entre les grains d'une roche détritique) mais peut également être fissurale (à l'intérieur de fractures).

Lors de l'étude d'un réservoir, on distingue :

**III.1.1. La porosité absolue ou totale ( $\varphi_a$ )** correspondant au volume total de vide dans la roche.

**III.1.2. La porosité effective ( $\varphi_b$ )** correspondant au volume des pores interconnectés (porosité permettant la circulation des fluides à l'intérieur de la roche).

**III.1.3. La porosité efficace ( $p_e$ )** correspondant au volume de pore occupé par un fluide mobile (ou « libre »), par opposition à la capacité de rétention ( $c_r$ ) correspondant à la quantité de fluide fixée par capillarité (fluides pelliculaires, hygroscopiques et capillaires).

La porosité absolue est la somme des composantes  $p_e$  (porosité efficace) et  $c_r$  (capacité de rétention). Plus les particules d'une roche réservoir sont de petite taille, plus la surface de grain disponible augmente, plus  $p_e$  diminue et  $c_r$  augmente. Ainsi, les argiles ont généralement une

porosité totale plus grande que les sables mais ont de par la taille et la géométrie des grains une porosité efficace quasi nulle [4].

En mécanique des fluides, l'écoulement d'un fluide est décrit par l'équation de Navier- Stokes [7]:

$$\rho \frac{\partial V}{\partial t} + \rho(\mathbf{V} \cdot \nabla) \mathbf{V} = -\nabla p + \rho \mathbf{g} + \mu \nabla^2 \mathbf{V} \quad (\text{I.1})$$

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

Cette équation décrit les phénomènes de dispersion des fluides considérés comme un milieu continu. Pour les écoulements des fluides newtoniens incompressibles en régime stationnaire et laminaire, l'équation de Navier-Stokes est représentée par la loi de Darcy [14].

### III.2. La loi de Darcy :

#### II.2.1. Monophasique :

L'étude des écoulements des fluides dans les milieux poreux a été réalisée par Darcy en 1856; il a établi une relation linéaire entre le débit et le gradient de pression appliqué de part et d'autre d'un massif de sable.

L'équation de Darcy dans un cas d'écoulement monophasique à travers un milieu poreux caractérisé par une perméabilité absolue ( $\mathbf{K}$ ) et soumis à une gravité homogène ( $\mathbf{g}$ ) s'écrit comme suit [15]:

$$\mathbf{Q} = -\frac{K}{\mu}(\Delta P - \rho \mathbf{g}) \quad (\text{I.2})$$

Où  $\mathbf{q}$  : le débit superficiel,  $\mathbf{k}$ : la perméabilité absolue,  $\mu$  : la viscosité dynamique,  $\rho$  : la masse volumique du fluide. La perméabilité absolue ( $\mathbf{K}$ ) est définie par la capacité de la roche à laisser passer un fluide. La valeur de la perméabilité absolue est déterminée par la structure de la roche poreuse. L'unité de mesure de la perméabilité la plus utilisée est le Darcy ( $D$ ) ;  $1 D = 0,9869 \mu\text{m}$  [8].

### II.2.2. Diphasiques :

Dans le 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 (resp. huile) d'une viscosité  $\mu_w$  (resp.  $\mu_o$ ) et d'une masse volumique  $\rho_w$  (resp.  $\rho_o$ ) est exprimée par l'équation I.3:

$$Q_w = - \frac{K k_{rw}}{\mu_w} (\Delta P_w - \rho_w g) \quad (I.3)$$

$$Q_o = - \frac{K k_{ro}}{\mu_o} (\Delta P_o - \rho_o g) \quad (I.4)$$

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 [8].

### III.3. La mobilité dans le milieu poreux :

Le rapport de mobilité ( $M$ ) a été introduit pour exprimer le déplacement d'un fluide par rapport à un autre. Pour un système eau-huile, ce rapport est exprimé par l'équation suivante :

$$M = \frac{\text{mobilité de l'eau}}{\text{mobilité de l'huile}} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_{rw} \cdot \mu_o}{k_{ro} \cdot \mu_w} \quad (I.5)$$

Où  $\lambda_w$  et  $\lambda_o$  sont les mobilités en eau et en huile, respectivement, en md / cp,  $K_{rw}$  et  $K_{ro}$  sont les perméabilités relatives à l'eau et à l'huile,  $\mu_o$  et  $\mu_w$  sont respectivement la viscosité de l'huile et la viscosité de l'eau.

Si  $M$  est inférieur ou égal à 1, la phase déplaçant est plus « lente », ce qui permet un balayage efficace et donc une récupération importante. Inversement, si la phase qui déplace est plus « rapide » ( $M > 1$ ), donc le balayage est inefficace (Figure II.9), menant à une récupération très faible [16].

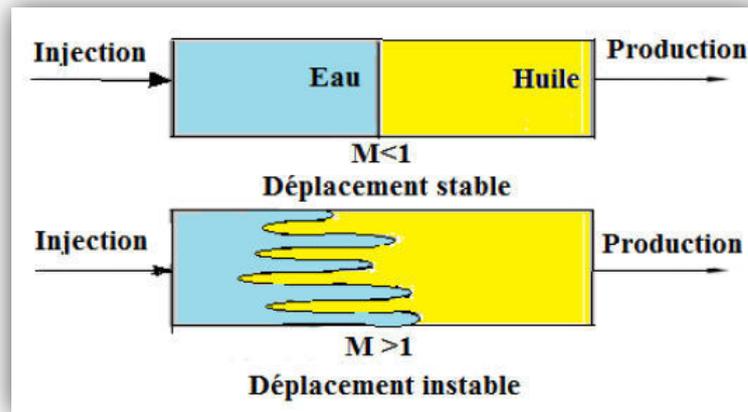


Figure II.9: Schéma explicatif de phénomène de mobilité [17].

### III.4.L'effet des phénomènes capillaires :

#### III.4.1.La tension superficielle et interfaciale :

La tension superficielle est définie comme la force à la surface d'un fluide due à l'attraction entre les molécules. Les forces de liaisons ont une résultante dirigée vers l'intérieur. La tension superficielle représente le travail minimum à fournir pour augmenter la surface d'une unité. Elle s'exprime en N/m ou J/m<sup>2</sup> [7].

La tension interfaciale est définie lorsque le système est composé de deux fluides non miscibles [8], elle est la force nécessaire pour rompre la surface entre ces deux fluides non miscibles, qui peut être modifiée par la température, la salinité, etc. Les valeurs des forces capillaires par unités de surface représentent les tensions interfaciales  $\gamma_{1s}$ ,  $\gamma_{2s}$  et  $\gamma_{12}$ . A l'équilibre, ces tensions satisfont l'équation de Young[16]:

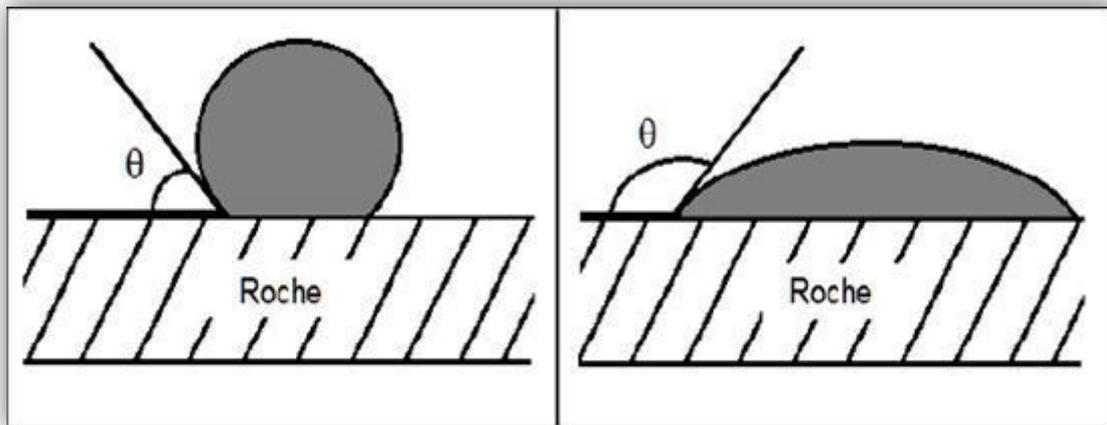
$$\gamma_{1s} + \gamma_{12} \cos\theta = \gamma_{2s} \quad (\text{I.6})$$

Où :  $\gamma_{1s}$ ,  $\gamma_{2s}$  : sont les tensions interfaciales entre le fluide 1 (resp. le fluide 2) et un solide,  $\gamma_{12}$  est la tension interfaciale entre le fluide 1 et le fluide 2.

$\theta$  est l'angle de contact (pris dans la phase fluide 1). Lorsque ce dernier est inférieur à  $\pi/2$ , le fluide 1 est mouillant au solide et le fluide 2 est non mouillant.

### III.4.2. Le mouillage :

Il peut être défini thermodynamiquement comme, « la tendance d'un fluide à s'étaler ou adhérer sur une surface solide en présence des autres fluides non miscibles ». La mouillabilité définissant l'angle de contact (ou angle de mouillage) est notée  $\theta$  [16].



**Figure II.10: Deux gouttes d'huile dans l'eau. A gauche sur une surface hydrophile , à droite sur une surface hydrophobe [6].**

La valeur de l'angle de contact permet d'identifier quelle phase « mouille » une roche dans un gisement. Dans le cas de la Figure (II.10) , si l'angle est inférieur à  $90^\circ$ , on dit que l'eau mouille la surface ; dans le cas contraire, c'est le brut qui mouille la surface.

Même si dans la plupart des cas, les roches sont naturellement plus mouillables à l'eau, la mouillabilité est affectée de façon assez importante pendant le procédé, du fait de l'adsorption et de la désorption des constituants de l'huile et des additifs utilisés [6].

Pour un écoulement diphasique en milieu poreux, cette surface est d'autant plus mouillable à l'un de ces fluides que l'angle de contact est proche de zéro.

La phase mouillante (par exemple l'eau) occupe les zones étroites tandis que la phase non mouillante (par exemple l'huile) occupe préférentiellement les pores de grande taille [18].

Cette mouillabilité peut être alternée et est observée durant :

- Le forage : le fluide de forage à base d'huile crée une altération de la mouillabilité.
- La complétion : avec sa filtration dans les pores par le phénomène de pistonage.

➤ L'exploitation : le changement des paramètres des gisements (pression  $P_g < P_b$ , température) sont les causes principales de la précipitation des particules en suspension dans le brut (les paraffines, les cires, les asphaltènes et les résines). Ces particules forment un film sur les parois des pores et les capillaires et altèrent la mouillabilité de la roche d'hydrophile à hydrophobe [19].

### III.4.3. La capillarité :

De point de vue simple, la capillarité est le phénomène physique par lequel un liquide tend à monter le long d'un tube étroit ou à imbiber spontanément un corp poreux. Ces effets capillaires résultent du saut de pression lorsqu'une interface courbe est traversée [20]

#### III.4.3.1. La pression capillaire :

La pression capillaire, notée  $P_c$ , est définie comme la différence de pression existant entre la phase non-mouillante (la phase d'huile) et la phase mouillante (la phase d'eau) d'une interface à l'équilibre. À partir d'un tube capillaire mouillable à l'eau de rayon  $r$  contenant de l'huile et de l'eau (Fig. II.11), l'application de l'équation de Laplace :

$$P_c = P_o - P_w = \frac{2\gamma}{R} = \frac{2\gamma_{(o,w)} \cos\theta}{r} \quad (I.7)$$

Tel que :

$$\cos\theta = \frac{r}{R}$$

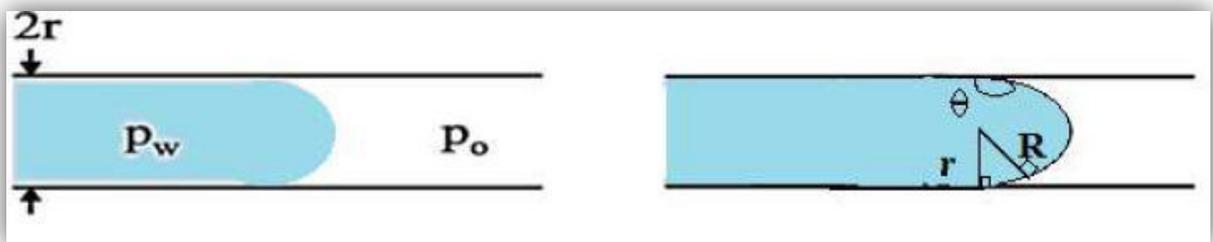


Figure II.11. : Schéma représentant une interface de deux liquides dans un capillaire.

Où  $r$  est le rayon du tube capillaire,  $R$  est le rayon de ménisque,  $\theta$  est l'angle de mouillage et  $\gamma_{(o,w)}$  est la tension interfaciale eau/huile.

La pression capillaire étant proportionnelle à la tension interfaciale et inversement proportionnelle au rayons des capillaires [8].

La distribution des fluides au niveau de pores est gouvernée par les forces capillaires :

- Plus la tension interfaciale est élevée plus l'huile reste piégée dans la roche réservoir.
- Après l'altération de la mouillabilité, les roches réservoirs deviennent hydrophobe (ayant une affinité à l'huile) qui favorise le piégeage de l'huile dans le réservoir et élèvent la saturation résiduelle en huile.
- Plus les forces capillaires sont négligeables ( $P_c$  faible), plus la saturation en huile résiduelle  $S_{or}$  diminue entraînant une augmentation de perméabilité relative à l'huile  $K_{ro}$  d'où le taux de récupération augmente [7].

### III.4.3.2. Le nombre capillaire :

On peut le définir comme un nombre adimensionnel empirique, qui est le rapport des forces visqueuses (liées au fluide déplaçant et celles liées au fluide déplacé) aux forces capillaires liées à l'interface entre deux fluides (huile-eau) au cours de l'écoulement, qui est calculé à l'aide de la formule suivante :

$$N_{ca} = \frac{\mu_w \cdot \vartheta}{\gamma_{(o,w)}} \quad (I.8)$$

Avec  $N_{ca}$  le nombre capillaire,  $\mu_w$  la viscosité de l'eau (fluide déplaçant),  $\gamma_{(o,w)}$  la tension interfaciale entre l'huile et l'eau (qui varie en fonction de la concentration en tensioactif) et  $\vartheta$  la vitesse d'écoulement de la phase aqueuse.

Lorsque  $N_{ca} \ll 1$ , les effets capillaires dominent les forces visqueuses. Lors des opérations de récupération de l'huile, la valeur de  $N_{ca}$  peut être modifiée en changeant soit la valeur de la viscosité par l'utilisation des polymères ou bien en réduisant la tension interfaciale par l'utilisation des tensioactifs.

Les différentes forces mises en jeu à l'échelle du pore jouent un rôle dans l'efficacité de la production de pétrole, via le nombre capillaire. Ainsi, selon les roches, il advient que plus le nombre capillaire est élevé, plus la saturation résiduelle en huile  $S_{or}$  diminue (Fig. II.12), signifiant que plus le taux de récupération augmente (Fig. II.13) [18].

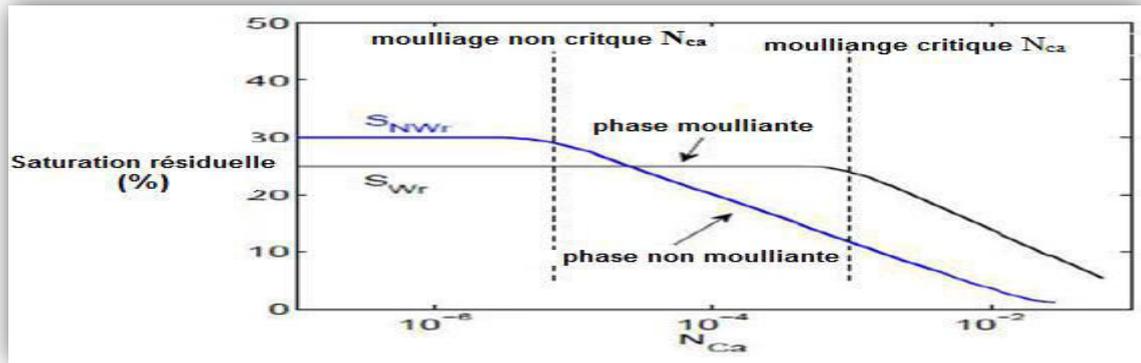


Figure II.12 : Courbe de saturation résiduelle en fonction du nombre capillaire[21]

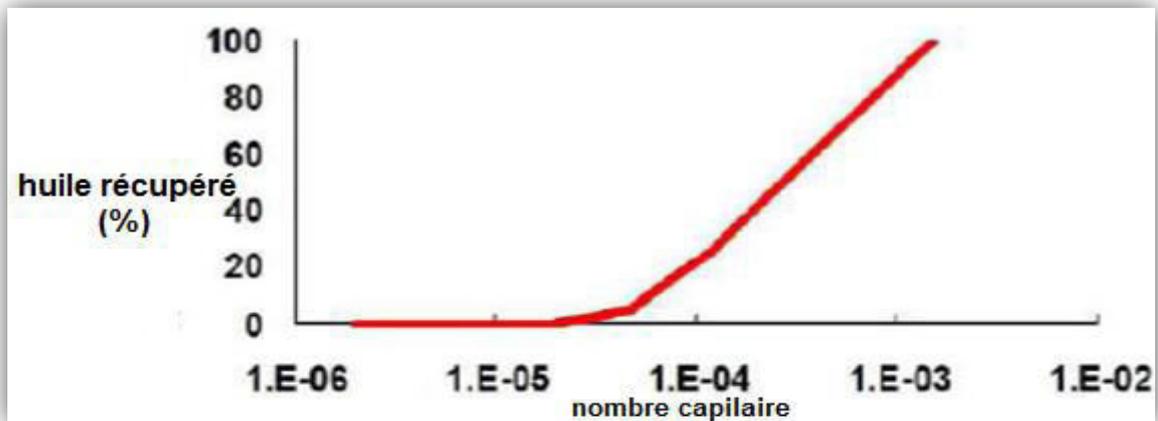


Figure II.13 : Courbe de la récupération de l'huile en fonction du nombre capillaire [17].

L'altération de mouillabilité est le premier responsable du piégeage de l'huile dans le réservoir, qui va diminuer la perméabilité relative, donc la saturation en huile résiduelle augmente ( $S_{or}$ ) et par suite le taux de récupération de pétrole reste toujours faible.

C'est pour cela que l'injection de tensioactif est indispensable pour diminuer la tension interfaciale et permettre de restaurer les caractéristiques initiales de la roche (water wet).

### III.3.4. La perméabilité :

La perméabilité, généralement notée  $k$ , est une propriété des matériaux qui caractérise leur facilité à permettre le transfert de fluide au travers de leur porosité. Elle intervient dans la loi de Darcy, qui exprime comment le débit de fluide dépend du gradient de pression appliqué à la roche [4] :

$$Q = \frac{k}{\mu} \left( \frac{\Delta P}{\Delta x} \right) S \quad (\text{I.9})$$

Où  $Q$  désigne le débit,  $k$  la perméabilité,  $\mu$  la viscosité du fluide,  $(\Delta P / \Delta x)$  le gradient de pression et  $S$  la section de l'échantillon. En isolant  $k$  on obtient [4] :

$$k = \mu \frac{Q}{S} \left( \frac{\Delta x}{\Delta P} \right) \quad (\text{I.10})$$

A l'échelle macroscopique, on définit la perméabilité relative  $K_{ri}(S_i)$  du milieu poreux à la phase  $i$ , pour une saturation  $S_i$ , à l'aide de la perméabilité *absolue*  $K$ , de la manière suivante [10] :

$$k_{ri} S_i = \frac{K_i(S_i)}{K} \quad (\text{I.11})$$

Où  $K_i$  est la perméabilité effective et  $K$  est la perméabilité absolue.

Si un milieu poreux est mouillable à l'eau, alors l'eau s'écoule à travers un réseau de pores de petites tailles, donc de faible perméabilité, tandis que l'huile, ne pouvant pas accéder aux petits pores, circule au centre des gros pores constituant un réseau de forte perméabilité. C'est pourquoi pour un tel milieu, la perméabilité relative à l'huile à la saturation irréductible à l'eau est toujours supérieure à la perméabilité relative à l'eau à la saturation résiduelle en huile [10].

$$K_{ro}(S_{wi}) \gg K_{rw}(S_{or}) \quad (\text{I.12})$$

Pour un couple eau-huile, où l'eau est le fluide mouillant, on note que la perméabilité relative à l'eau  $K_{rw}$  au  $S_{or}$  est nettement inférieure à la perméabilité à l'huile  $K_{ro}$  au  $S_{wi}$  [17]

## **Chapitre 03**

# **La récupération tertiaire du pétrole**

Ce chapitre présente succinctement les méthodes de récupération tertiaire du pétrole en s'étendant plus sur la méthode chimique et en particulier sur l'utilisation des polymères et surfactants. Les réservoirs carbonatés étant cités à titre d'exemple pour leurs abondances parmi les puits pétrole du monde entier.

## I. Introduction :

Lorsqu'un réservoir a déjà été exploité par des techniques primaires et secondaires il peut être dans certains cas soumis à des critères économiques de continuer son exploitation à travers d'une troisième étape dite de récupération tertiaire ou récupération améliorée de pétrole (R.A.P) ou EOR (Enhanced Oil Recovery).

Les procédés de récupération tertiaire font appel à des méthodes nouvelles ou déjà connues, mais réadaptées grâce à l'évolution des technologies. Ils n'interviennent que dans 2% de la production mondiale. Ces procédés sont généralement mis en œuvre dans les dernières phases de la vie d'un gisement. Mais ils portent l'espoir d'augmenter encore les taux de récupération de quelques points supplémentaires.

Les techniques de récupération tertiaire visent à pousser plus efficacement le brut vers les puits de production, à augmenter la fluidité du pétrole qu'on cherche à récupérer, ou, au contraire, à diminuer la perméabilité de certaines couches du sous-sol dont les caractéristiques nuisent à un balayage efficace du réservoir. L'utilisation de ces techniques permet d'extraire de 20 à 60 %, voire plus, du pétrole présent à l'origine dans le réservoir, on distingue trois techniques principales (injection de gaz, injection de chaleur, injection chimique) [7].

La lithologie des réservoirs est l'une des considérations de sélection pour les méthodes EOR, limitant souvent l'applicabilité des méthodes EOR spécifiques [22,23]. La figure II.1 montre que la plupart des applications EOR ont été dans des réservoirs de grès, provenant d'une collection de 1507 projets EOR internationaux dans une base de données consolidée par les auteurs au cours de la dernière décennie.

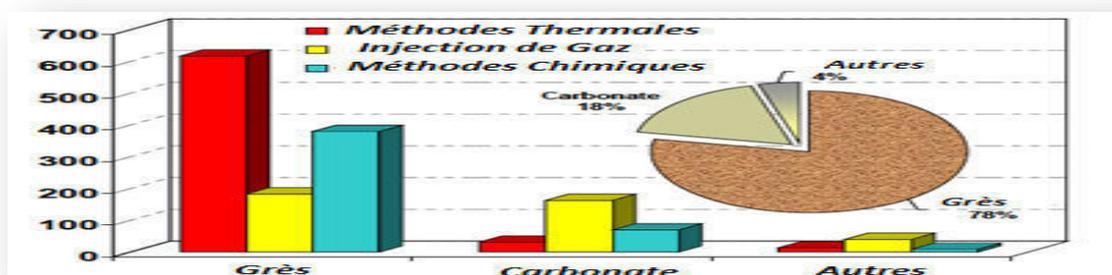


Figure II.1 : Méthodes EOR par lithologie (Sur la base d'un total de 1 507 projets) [24].

## II. Techniques de la récupération tertiaire du pétrole :

### II.1. Injection de gaz :

L'injection de gaz ou l'injection de gaz miscible est actuellement la méthode la plus couramment utilisée dans la récupération du pétrole. Cette technique correspond à l'injection dans le réservoir de gaz à haute pression, de type hydrocarboné, CO<sub>2</sub> ou N<sub>2</sub>. Le gaz se mélange avec l'huile, diminue sa viscosité et améliore son écoulement vers le puits de production. La quantité récupérée dépend des caractéristiques de l'huile, du gaz, ainsi que de la pression et de la température du réservoir [25]. Le gaz le plus couramment utilisé est le dioxyde de carbone car il réduit la viscosité du pétrole et est moins coûteux que le gaz de pétrole liquéfié. Le déplacement du pétrole par injection de dioxyde de carbone s'appuie sur le comportement de la phase du mélange de ce gaz avec le pétrole brut, qui est fortement dépendante de la température du réservoir, de la pression et de la composition du pétrole brut.

Le déplacement du pétrole par injection de dioxyde de carbone s'appuie sur le comportement de la phase du mélange de ce gaz avec le pétrole brut, qui est fortement dépendante de la température du réservoir, de la pression et de la composition du pétrole brut.

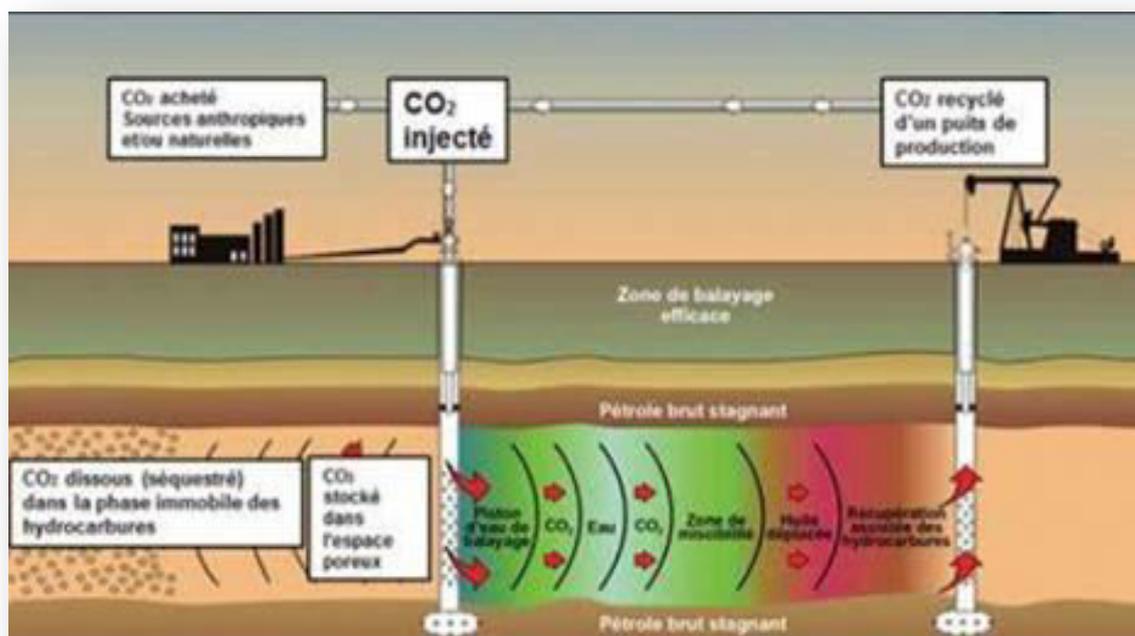


Figure III.1. Technique d'injection de CO<sub>2</sub>

## II.2. Méthodes thermales :

Cette approche, différents procédés sont utilisés pour chauffer le pétrole brut dans la formation pour réduire sa viscosité et/ou vaporiser une partie du pétrole et ainsi augmenter sa mobilité. L'augmentation de la température réduit la tension de surface.

Le pétrole chauffé peut aussi être vaporisé/craqué puis se recondenser formant un pétrole ayant une meilleure composition. Ces méthodes comprennent l'injection cyclique de vapeur, injection de vapeur et la combustion. Ces méthodes améliorent l'efficacité du balayage et le déplacement du pétrole.

### II.2.1. Injection de vapeur :

L'injection de vapeur est une des premières techniques EOR mise en oeuvre (dès 1930) et demeure la plus largement utilisée à l'heure actuelle. L'essentiel de l'énergie transmise au réservoir par cette technique, est lié à la condensation de la vapeur injectée (enthalpie de condensation). La viscosité de l'huile peut être réduite de plusieurs ordres de grandeur grâce à cet apport de chaleur, amenant des gains de production très significatifs [24].

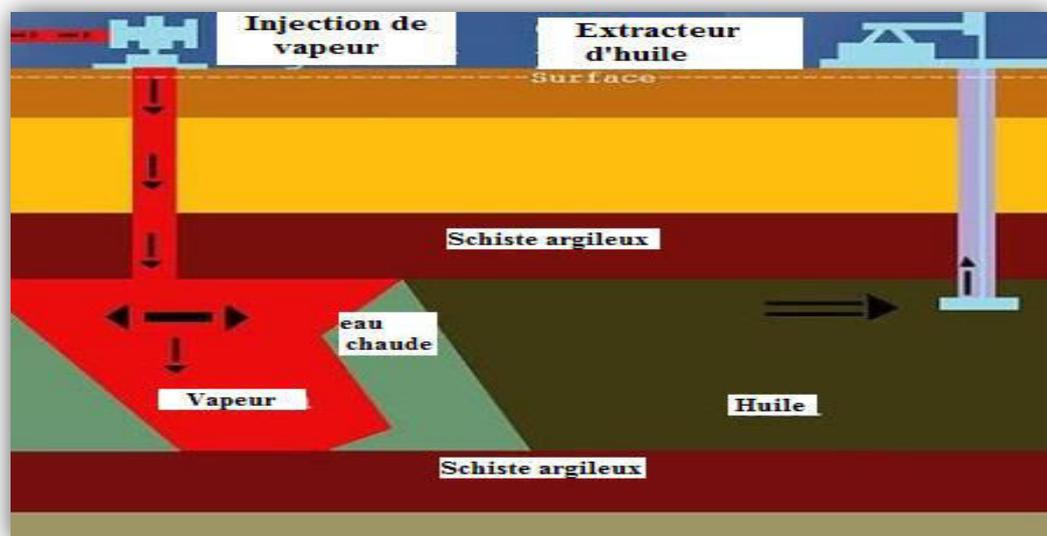


Figure III.2 : Technique d'injection de vapeur.

### II.2.2. Injection in situ :

La combustion in situ est une technique de récupération assistée du pétrole très ancienne. Mise en oeuvre depuis 90 ans, cette technique reste néanmoins peu utilisée et comporte certains risques.

Il s'agit d'injecter du gaz oxygéné (air ou air enrichi en oxygène) pour générer une combustion dans le réservoir. Une fraction de l'huile est consommée par cette combustion et la chaleur générée réchauffe l'huile restante en abaissant sa viscosité. La qualité de l'huile peut également être modifiée (craquage, oxydation...) [24].

Les gaz de combustion générés in situ, combinés à la réduction de la viscosité de l'huile facilitent le transport de l'huile des injecteurs vers les producteurs. Cette technique peut être utilisée sur les huiles lourdes et très lourdes nécessitant alors un dispositif d'allumage afin d'initier la combustion. L'injection d'air ou d'air enrichi peut aussi être mise en œuvre dans les réservoirs d'huile légère, le mécanisme principal étant plutôt dans ce cas à rattacher à la technique d'injection de gaz, les effets thermiques étant moindres [24].

### **II.3. Méthodes chimiques :**

Les méthodes chimiques EOR ont vécu leurs meilleurs moments dans les années 80, la plupart dans des réservoirs de grès [26]. Le total des projets actifs a culminé en 1986 ; l'inondation par les polymères étant la principale méthode chimique EOR. Cependant, depuis les années 1990, la production de pétrole à partir de méthodes chimiques EOR a été négligeable dans le monde sauf en Chine [27–28]. Néanmoins, les inondations chimiques se sont avérées sensibles à la volatilité des marchés pétroliers malgré les progrès récents (p. ex. concentrations) et des coûts réduits des additifs chimiques.

Les méthodes chimiques, bien que relativement peu utilisées à grande échelle jusqu'à maintenant, consistent à améliorer le balayage du pétrole par l'eau avec des additifs chimiques (alcaline, surfactant et polymères).

#### **II.3.1. Récupération par injection de solution alcaline :**

L'utilisation de solution alcaline permet d'agir à l'échelle microscopique par la création in-situ de composés tensioactifs. Ces composés sont issus d'une réaction entre les huiles brutes et les bases. La création de ces composés permet de réduire la tension interfaciale eau-huile [7]. Les solutions alcalines peuvent aussi avoir un effet sur la mouillabilité de la roche [29] et faciliter ainsi la production d'huile.

En général, les solutions alcalines sont couplées à des solutions de polymères et/ou de tensioactifs, donnant lieu à la méthode ASP (Alcaline-Surfactant-Polymère).

### II.3.2. Récupération par injection de polymère :

L'injection de polymère est la seule technologie EOR chimique éprouvée, principalement aux premiers stades de l'inondation, dans les réservoirs de carbonate. Cependant, les réservoirs de carbonate ont fait une contribution relativement faible à l'inondation du polymère en termes d'huile totale récupérée aux États-Unis [30]. Avec la technologie actuelle, les inondations Alcaline-Polymère (AP) et Alcaline-Surfactant-Polymère (ASP) sont applicables aux réservoirs de grès uniquement. Cependant, le surfactant-polymère (SP) semble être un processus de récupération possible dans les réservoirs de carbonate (par exemple, Midland Farm Unit, Texas) et de grès.

### II.3.3. Récupération par injection de surfactant :

L'injection de surfactant est la seule méthode chimique utilisée récemment comme stimulation et modification de mouillabilité des puits de réservoirs de carbonate. Dans les réservoirs fracturés, des imbibitions d'eau spontanées peuvent se produire de la matrice rocheuse aux fractures. Par la suite, ce mécanisme conduit à un drainage d'huile de la matrice vers le réseau de fractures, ce qui rend les tensioactifs attractifs pour améliorer la récupération d'huile dans les réservoirs de carbonate en changeant la mouillabilité de la roche et en favorisant le processus d'imbibition. Des études récentes en Norvège ont démontré l'effet positif de l'injection d'eau de mer dans les réservoirs de craie carbonatée, lorsque l'eau de mer contenant du sulfate a contribué au développement d'une forte mouillabilité à l'eau de la roche de matrice de craie au cours des années d'inondation [31]. Étant donné la grande quantité de réserves mondiales de pétrole est contenue dans les réservoirs de carbonate, les méthodes (par exemple, imbibition spontanée, modificateurs de mouillabilité, ...) basées sur l'injection de surfactant représente un domaine de recherche actif en tant que stratégie pour améliorer la récupération du pétrole dans la formation de carbonates [32–33].

Les gels à dispersion colloïdale (CDG) représentent également de nouvelles technologies actuellement en cours d'évaluation. Bien que ces technologies soient assez différentes d'un point de vue technique, elles sont destinées à améliorer l'efficacité du balayage volumétrique dans les inondations, en particulier dans les réservoirs à fort contraste de perméabilité.

Alors que l'inondation de polymère a été la méthode chimique EOR la plus appliquée dans les réservoirs de grès [34], l'injection d'alcaline, de tensioactif, de polymère alcaline (AP), de tensioactif-polymère (SP) et Alcaline-Surfactant-Polymère (ASP) ont été testés dans un nombre limité de domaines. L'inondation de polymère micellaire était la deuxième méthode chimique EOR

la plus utilisée dans les réservoirs de pétrole brut léger et moyen jusqu'au début des années 1990 [35]. Bien que cette méthode de récupération ait été considérée comme prometteuse dans les procédés EOR depuis les années 1970, les concentrations élevées et le coût des surfactants et co-surfactants, combiné avec les prix bas du pétrole au milieu des années 80, ont limité leurs utilisations. Le développement de la technologie ASP depuis le milieu des années 1980 et le développement de la chimie des surfactants ont renouvelé une attention pour les inondations chimiques ces dernières années, en particulier pour stimuler la production de pétrole dans les champs inondés d'eau.

### **III.EOR dans les formations carbonatées :**

Il est bien connu qu'une part considérable de la dotation mondiale en hydrocarbures est constituée de réservoirs de carbonates. Les réservoirs de carbonate présentent généralement une faible porosité et peuvent être fracturés. Ces deux les caractéristiques ainsi que les propriétés de la roche humide du pétrole au mélange se traduisent généralement par une baisse du taux de récupération des hydrocarbures. Lorsque les stratégies EOR sont adoptées, les fluides injectés traverseront probablement le réseau fracturé et contournent le pétrole dans la matrice rocheuse. La perméabilité élevée dans le réseau de fractures et le faible volume poreux équivalent entraîne fréquemment une percée précoce des fluides injectés.

Un grand nombre de projets EOR sur terrain dans des réservoirs de carbonate ont été documentés dans la littérature au cours des dernières décennies. Bien que ces projets de terrain démontrent la faisabilité technique des divers méthodes EOR dans les réservoirs de carbonate, l'injection de gaz sont toujours les plus procédé EOR commun mis en œuvre dans ce type de lithologie.

L'injection de polymère est la seule méthode chimique EOR éprouvée dans les formations carbonatées tandis que les méthodes thermiques EOR ont contribuées faiblement à la production mondiale de pétrole à partir des réservoirs de carbonate [36].

# **Chapitre 04**

## **Méthode chimique de la récupération tertiaire**

Ce chapitre traite essentiellement les deux techniques de récupération utilisant les polymères et les surfactants. Une discussion concernant leur applicabilité dans le domaine de récupération tertiaire est entamée. Deux exemple de polymères les plus utilisés dans cette technique sont évoqués et discutés selon leurs propriétés physico chimiques. Par contre aucun surfactant spécifique n'a été cité clairement vu le nombre élevé de prototypes utilisé dans le domaine.

## I. Introduction :

La technique chimique de la récupération tertiaire utilisée principalement dans les gisements de bruts légers, consiste en l'utilisation de formulations qui permettent de déplacer l'huile en diminuant le rapport de mobilité (échelle macroscopique), et/ou en diminuant la tension interfaciale pour réduire les forces capillaires qui piègent l'huile résiduelle (échelle microscopique). Des formulations très diverses peuvent être utilisées : les microorganismes, les polymères, les tensioactifs, les solutions micellaires, les alcalins et des mélanges entre ces composants, (Notre travail s'intéresse plus aux polymères et tensioactifs) [6].

## II. La technique de la récupération tertiaire :

### II.1. Injection de polymère :

Un des procédés les plus simples est l'addition de polymères dans le but est d'augmenter la viscosité de l'eau à injecter, procédé connu comme le « *polymerflooding* ». L'injection d'un mélange eau-polymères va simplement augmenter la viscosité de l'eau d'injection (*waterflooding*) afin d'améliorer le rapport de mobilité par une augmentation des forces visqueuses, même si l'efficacité au niveau microscopique (mobilisation de l'huile piégée) n'est théoriquement pas modifiée. En effet, l'augmentation de viscosité n'est théoriquement pas suffisante à elle seule pour contrebalancer les forces capillaires et contribuer au dépiégeage des gouttes d'huiles résiduelles [6].

#### II.1.1. Sélection du polymère :

La récupération assistée du pétrole commence par la sélection du polymère. Le choix d'un polymère se fait sur la base de son pouvoir viscosifiant, son coût et sa capacité à résister à différentes conditions physicochimiques et à l'attaque de différents agents chimiques externes [37].

Les polymères utilisés principalement pour augmenter la viscosité de la phase aqueuse sont des polymères synthétiques tels que le polyacrylamide (HPAM) hydrolysés et les biopolymères tels que la gomme de xanthane. On utilise parfois des polymères naturels et leurs dérivés, comme la gomme de guar, la carboxyméthylcellulose sodique et l'hydroxyléthylcellulose (HEC). Le tableau suivant résume les caractéristiques des différentes structures de polymères.

Ce tableau montre que l'efficacité d'un polymère dans cette application doit avoir les caractéristiques suivantes :

- ✓ Pas de –O– dans le squelette (chaîne de carbone) pour la stabilité thermique.
- ✓ Groupe hydrophile ionique négatif pour réduire l'adsorption sur les surfaces rocheuses.
- ✓ Bon viscosifiant.
- ✓ Groupe hydrophile non ionique pour la stabilité chimique.

Sur la base de ces critères, le HPAM est un bon polymère.

<b>Structures des polymères et leurs caractéristiques</b>		
<b>Structure</b>	<b>Caractéristiques</b>	<b>Echantillon de Polymères</b>
<b>–O– dans le squelette</b>	<b>faible stabilité thermique dégradation thermique à haute température adaptée uniquement à T&lt;80°C</b>	Polyoxyethylene, sodium alginate, sodium carboxymethyl cellulose, HEC, xanthan gum
<b>Chaîne de carbone dans le squelette</b>	<b>Bonne stabilité thermique faible dégradation à T&lt;110°C</b>	Polyvinyl, sodium polyacrylate, polyacrylamide, HPAM
<b>–COO<sup>-</sup> dans les groupes hydrophiles</b>	<b>Bon viscosifiant faible adsorption sur les roches due à la  mais précipitation en présence de Ca<sup>2+</sup> et Mg<sup>2+</sup> faible stabilité chimique</b>	Sodium alginate, sodium carboxymethyl cellulose, HPAM, xanthan gum
<b>–OH or –CONH<sub>2</sub> dans les groupes hydrophobes</b>	<b>Pas de précipitation avec Ca<sup>2+</sup> et Mg<sup>2+</sup> Bonne stabilité chimique mais pas de répulsion entre les maillons de la chaîne Bonne adsorption due aux liaisons hydrogènes formées sur le gré des roches</b>	Polyvinyl, HEC, polyacrylamide, HPAM

Source: Zhao (1991).

Tableau 1 : Structure des polymères et leurs caractéristiques

### II.1.1.1. Polyacrylamide hydrolysé :

Le polymère le plus largement utilisé dans les applications EOR est le HPAM. Pour une concentration de polymère ou un niveau de viscosité donné, les solutions de HPAM ont permis une récupération d'huile nettement supérieure dans les conditions des puits de Daqing en Chine.

La raison en est que les solutions HPAM présentent une viscoélasticité nettement supérieure que les solutions de xanthane (Wang et al., 2006a). Le polyacrylamide adsorbe fortement sur les surfaces minérales. Ainsi, le polymère est partiellement hydrolysé pour réduire l'adsorption en faisant réagir le polyacrylamide avec une base, telle que le sodium ou l'hydroxyde de potassium ou le carbonate de sodium. L'hydrolyse convertit une partie des groupes amide (CONH<sub>2</sub>) en groupes carboxyle (COO<sup>-</sup>), comme indiqué sur la structure ci-dessous :

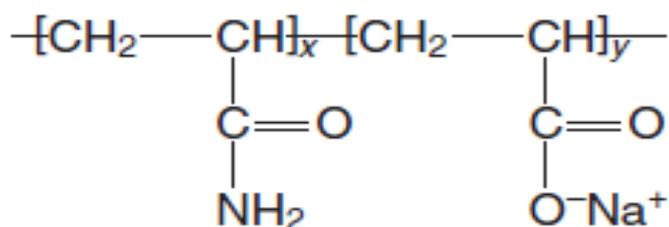


Figure IV.1 : structure de HPAM

Le degré d'hydrolyse est la fraction molaire des groupes amide qui sont converti par hydrolyse. Il varie de 15 à 35% dans les produits commerciaux. L'hydrolyse du polyacrylamide introduit des charges négatives sur les squelettes de chaînes polymères qui ont un effet important sur les propriétés rhéologiques des solutions de polymère. À faible salinité, les charges négatives sur les squelettes du polymère se repoussent et provoquent l'étirement des chaînes polymères. Quand un électrolyte, tel que NaCl, est ajouté à une solution de polymère, les forces répulsives sont écrantées par une double couche d'électrolytes; ainsi, l'étirement est réduit provoquant une réduction de la viscosité.

Le polyacrylamide «non hydrolysé» (PAM) est également utilisé dans certaines applications. Même le PAM non hydrolysé aura un petit pourcentage (2 à 4%) de groupes hydrolysés sauf si des précautions exceptionnelles sont prises dans le processus de fabrication. Le Polyacrylamide est principalement anionique, mais pourrait être non ionique ou cationique (vert et Willhite, 1998). Les poids moléculaires rapportés de HPAM utilisés dans les processus EOR sont jusqu'à plus de 20 millions de Daltons. Le HPAM est en fait un copolymère d'acrylamide et d'acide acrylique. Dans l'eau distillée, en raison de la répulsion de charge du groupe carboxylique, la structure de chaîne flexible du HPAM est étirée de sorte que la viscosité soit élevée.

En revanche, dans eau saline, la charge est neutralisée ou écrantée. Les chaînes flexibles de HPAM sont comprimées, donnant une faible viscosité. Lorsque l'hydrolyse est plus élevée (plus les parties carboxyliques),  $\text{COO}^-$  est augmentée de sorte que l'adsorption est réduite et la viscosité est augmentée, mais la stabilité chimique est réduite en raison de la réduction de  $\text{CONH}_2$ . Une faible hydrolyse donc plus de  $\text{CONH}_2$  présents dans la chaîne, augmentent la stabilité chimique, mais l'adsorption est dans ce cas augmentée. Lorsque l'hydrolyse est supérieure à 40%, les chaînes flexibles sont fortement comprimées et déformée, et la viscosité est réduite. Dans une eau dure (à forte teneur en  $\text{Ca}^{2+}$  et  $\text{Mg}^{2+}$ ), lorsque l'hydrolyse est supérieure à 40%, une floculation peut se produire. Le processus EOR étant long, la stabilité du polymère est importante. Généralement, l'hydrolyse doit être inférieure à 40% après trois mois. Cependant, l'hydrolyse du polyacrylamide est très rapide dans des conditions acides et basiques. Quand la température est élevée, l'hydrolyse est rapide même dans des conditions

neutres. En d'autres termes, le HPAM ne tolère pas les températures élevées ou une salinité élevée (Wang et al., 2003a).

**II.1.1.2. Gomme de xanthane :**

Un autre polymère largement utilisé, un biopolymère, est la gomme xanthane (gomme de sucre de maïs), ou xanthane. La structure d'un biopolymère xanthane est indiquée dans la figure suivante. Le polymère agit comme une tige semi-rigide et est assez résistant à la dégradation mécanique. Les poids moléculaires moyens rapportés du biopolymère de xanthane utilisés dans les processus EOR vont de 1 million à 15 millions. En général, les copolymères de polyacrylamide sont beaucoup plus visqueux que le biopolymère de polysaccharide à des concentrations équivalentes dans l'eau, mais ces copolymères sont beaucoup plus sensibles à l'eau saline que les biopolymères. La viscosité des copolymères est inférieure à celle des biopolymères dans l'eau saline (10 000 ppm TDS). Une certaine perte de viscosité par cisaillement permanente pourrait se produire pour le polyacrylamide, mais pas pour le polysaccharide dans le puits de forage. Cependant, le facteur de réduction de la perméabilité résiduelle des polymères polysaccharidiques est faible (Luo et al., 2006).

Dans les processus EOR, le HPAM est largement utilisé. D'autres biopolymères potentiels dans les processus EOR sont utilisés tels que le scléroglycane, le simusane, l'AGBP et bien d'autres (Luo et al., 2006).

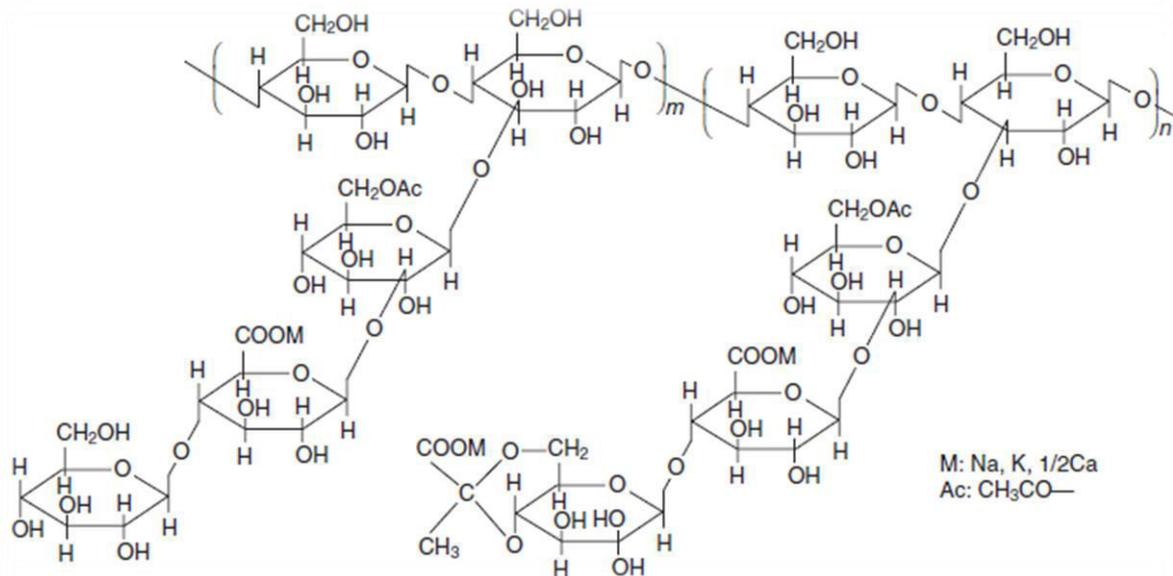


Figure IV.2 : Structure du Xanthane [20]

### II.1.1.3. Polymère à association hydrophobe :

Le polymère à association hydrophobe sont soluble dans l'eau, ce qui signifie qu'il contient un ou plusieurs monomères hydrosolubles (acrylamides) et une petite fraction (0,5 à 4%) de monomères (hydrophobes) insolubles dans l'eau. Ce type de polymère possède une structure du type :

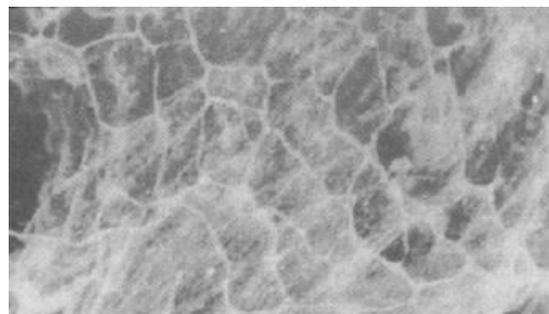
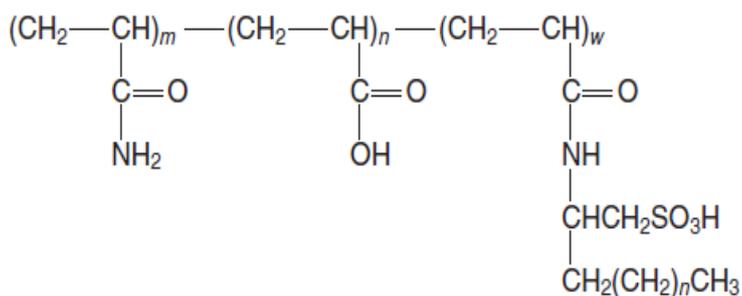


Figure IV.3 : Structure et Image microscopique de HAP. (Wang et al. (2006b)).

En raison de l'hydrophobicité, il existe deux types d'associations: l'une est intermoléculaire et l'autre est intramoléculaire. L'association intermoléculaire augmente la viscosité de la solution alors que l'association intramoléculaire diminue la viscosité. Le changement de viscosité dépend des facteurs qui affectent les deux associations.

#### a) Effet de la fraction molaire hydrophobe sur la viscosité du polymère :

Les études faites sur le rôle de la fraction molaire hydrophobe montrent qu'au fur et à mesure que la concentration augmente, l'association intermoléculaire augmente. Cependant, si la fraction molaire OA est encore augmentée, la fraction intramoléculaire de l'association provoque la compression de la molécule; ainsi, la viscosité est diminuée. Jiang et coll. (2003a) ont montré que pour les solutions diluées, la solution avec une fraction hydrophobe supérieure avait une viscosité plus faible car la fraction intramoléculaire de l'association est dominée dans une solution diluée. L'association intramoléculaire comprime la chaîne moléculaire et réduit ainsi la viscosité.

#### b) Effet de la salinité de l'eau :

La viscosité d'un polymère associé diminue à mesure que la salinité augmente. Contrairement à cela certaines études menées par Zhou et Huang (1997) , Bock et coll. (1988) ainsi que McCormick (1988) montrent que la viscosité du copolymère était plus élevée à une forte salinité. Ce phénomène est appelé effet anti-polyélectrolyte. L'augmentation de la salinité améliore l'association

intermoléculaire de sorte que la viscosité augmente. Cependant à un très haut taux de salinité, l'association intramoléculaire augmente également puis la viscosité diminue.

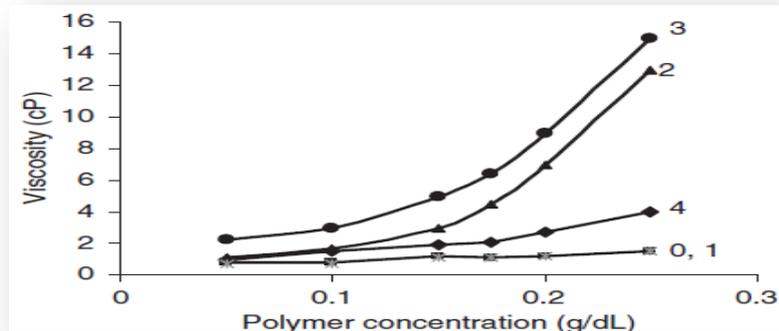


Figure IV.4 : Effet de la fraction OA sur la viscosité du copolymère AM / OA à différentes concentrations de polymères (2000 mg / L de NaCl, 25 ° C, 76,8 s<sup>-1</sup>). OA % en mole sur la figure: 0, 0% en mole (PAM OA); 1, 0,25% en mole (PAM OA 25); 2, 0,5% en mole (PAM OA 50); 3, 0,75% en mole (PAM OA 75); et 4, 1% molaire (PAM OA 100).

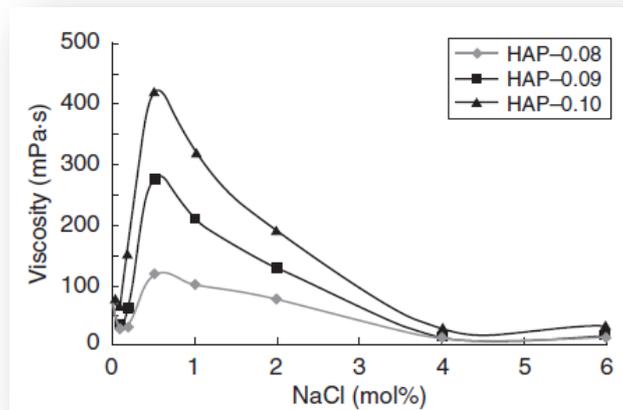


Figure IV.5 : Viscosité du HAP en fonction de la concentration de NaCl. (Jiang et al. (2003a))

La figure ci-dessus est encore plus intéressante. Elle montre le changement de viscosité du HAP avec la salinité (NaCl% en poids). La concentration de HAP étant de 1000 mg / L. Dans cette figure, HAP-0,08 représente le HAP avec une composition hydrophobe de 0,08% en mole, et de même pour HAP-0,09 avec 0,09% molaire et HAP-0,10 avec 0,10%. Cette figure, nous montre que la viscosité apparente HAP diminue, augmente, diminue à nouveau et se stabilise finalement à mesure que la salinité augmente. L'ajout de sel a deux effets : Le premier consiste à protéger la répulsion ionique, qui comprime les chaînes de polymère et abaisse ainsi la viscosité. L'autre effet est d'augmenter la polarité

du solvant, ce qui améliore l'hydrophobicité et empêche la chaîne d'être compressé et ainsi la viscosité augmente.

La résultante de ces deux effets antagonistes permettent de déterminer l'augmentation ou la diminution de la viscosité.

**c) Effets du taux de cisaillement et de la concentration de polymère :**

Le tableau 2 compare les effets du taux de cisaillement et de la concentration de polymère sur la viscosité d'un polymère associant (AP) et d'un polymère HAPM.

Plusieurs observations intéressantes peuvent être faites. En raison de la conformation des pelotes flexibles, la viscosité HAPM ordinaire ne peut pas être élevée dans l'eau saline même si son poids moléculaire est élevé. Pour associer hydrophobicité à un polymère hydrosoluble en raison des groupes hydrophobes dans les chaînes HAPM, la forte association de molécules en raison de la force électrostatique, de la liaison hydrogène et de la force de der Waals, peut construire une grande structure de réseau en trois dimensions, de tel manière que la structure du réseau se traduit par une viscosité de structure élevée, qui résulte de la l'association.

Dans une solution de polymère AP diluée, le polymère existe sous forme de molécules, et l'association est faible. Ainsi, la viscosité de l'AP est peu différente de la viscosité du HPAM. Lorsque la concentration du PA atteint un certain niveau, les molécules ont plus de chance de se contacter, donc l'association devient forte et la viscosité augmente fortement. Cette concentration s'appelle concentration associative critique.

Le tableau ci-dessous montre que lorsque la concentration de polymère est inférieure à 400 mg / L, les viscosités de AP étaient inférieures à celles du HPAM. Cette réversibilité au cisaillement est très bénéfique dans le domaine de la récupération assistée du pétrole, elle améliore l'injectivité du puits en raison de l'amincissement par l'effet du cisaillement au niveau de la perforation et près du puits de forage. Loin du puits de forage, la vitesse d'écoulement est réduite et la viscosité est rétablie.

Pour l'hydrophobie associant des polymères, l'épaississement par cisaillement et l'amincissement par cisaillement ont été observé par Bock et al. (1988).

Effets du taux de cisaillement et de la concentration sur la Viscosité (mPa · s) du polymère à TDS 4000 mg / L, 45 ° C, 7,34 S<sup>-1</sup>

Polymère	Rotation, r/min	Concentration du Polymère , mg/L				
		200	400	600	800	1000
AP	0	3.9	7.6	30.0	68.2	109
	3000	3.8	6.6	18.1	53.1	100
		97%	87%	60%	78%	92%
	4000	3.2	5.7	14.9	46.3	85.6
82%		75%	50%	68%	79%	
HPAM	0	5.3	8.7	13.1	19.1	26.3
	3000	3.0	6.2	10.5	13.1	18.9
		57%	71%	80%	74%	72%
	4000	2.6	4.1	4.4	6.2	12.8
49%		47%	47%	32%	49%	

Source: Luo et al. (2006).

Tableau 2 : Effets du taux de cisaillement et de la concentration sur la viscosité

#### d) Instabilité thermique :

La figure ci-dessous montre que la viscosité apparente varie avec la température pour le PAMOA75 avec 0,75 mol% d'acrylate d'octyle (OA) et une concentration en polymère de 2800 mg / L. Le taux de cisaillement étant de 19,8 s<sup>-1</sup>. En dessous de 35 ° C, la viscosité augmente légèrement avec la température. Entre 35 ° C et 45 ° C, la viscosité reste presque inchangé. Au-dessus de 50 ° C, la viscosité diminue brutalement. À 70 ° C, la viscosité est de 15,8% de celle à 20 ° C. En raison de la fraction élevée du polyacrylamide, le copolymère ne peut tolérer des températures élevées.

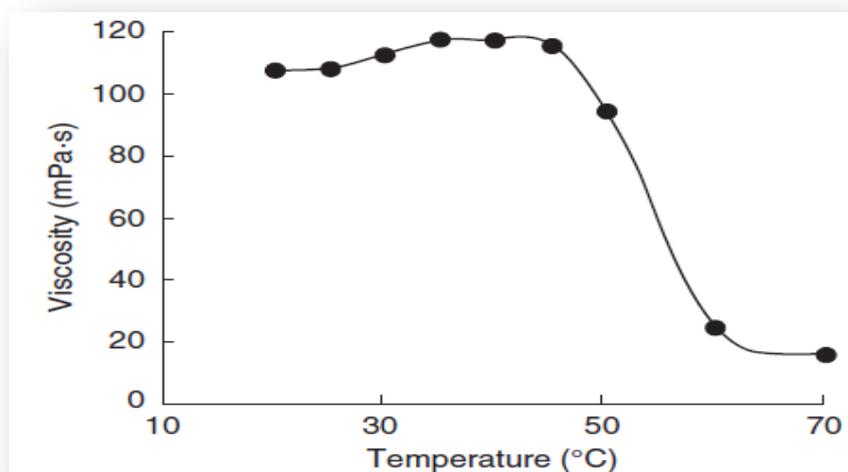


Figure IV.5 : Viscosité du PAMOA75 en fonction de la température. (Zhou et Huang (1997)).

**e) Polymères sensibles au pH :**

Pour contrôler la production d'eau, ou en général pour améliorer l'efficacité du balayage des réservoirs, les gels polymères ont été largement utilisés comme agents de contrôle de conformité. La méthode de placement de gel la plus courante est l'injection de polymère et la réticulation de l'agent à la zone souhaitée, en les laissant réagir pour former un gel in situ.

Les gels mobiles appartiennent à des gels formés in situ ou partiellement in situ. Les gels préformés en surface n'ont pas de problème concernant la réaction préalable de contrôle, mais ils sont difficiles à placer profondément dans le réservoir car ils provoquent une chute de pression très élevée près du puits d'injection. Beaucoup de gel préformé en surface ont donc été placés tout proches des traitements de puits de forage pour la conformité du contrôle verticale. Un polymère réticulé sensible au pH (Al-Anazi et Sharma, 2002; Huh et al., 2005) a été proposé pour un agent de contrôle de la mobilité. Les polymères ionique soluble dans l'eau forment généralement des réseaux moléculaires par réticulation.

Les polymères réticulés de poly (acide acrylique), ont été utilisés pour préparer une dispersion de microgel dans la saumure. Les polymères, qui sont disponibles sous forme de poudre, sont réticulés avec des polyalcényléthers ou du divinylglycol et possèdent des groupes fonctionnels carboxyle qui contrôlent les propriétés rhéologiques de la dispersion (Choi et al., 2006). Leur principale caractéristique est la dépendance sensible de leur configuration moléculaire vis-à-vis des conditions ioniques en solution. Cela dépend du pH, de la salinité et de la température ; ils peuvent gonfler, retenant un volume d'eau élevé, jusqu'à ~1000 fois de leurs propre volume, ou ils peuvent ne pas gonfler du tout en solution. Un gonflement et un dégonflement importants entraînent également des changements drastiques de de la rhéologie de la solution, telle que la viscosité. Choi et coll. a proposé d'utiliser le changement de pH comme déclencheur de solution d'un poly (acide acrylique) car elle présente une faible viscosité à faible pH, mais à pH élevé au-dessus d'une valeur critique, la viscosité augmente drastiquement et maintient plus ou moins une valeur de plateau avec de nouvelles augmentations du pH.

Pour une injection d'un polyélectrolyte à pH bas et une faible viscosité, une bonne injectivité peut être atteinte. Une fois en profondeur dans le réservoir, le pH de l'eau peut augmenter en raison de la réaction de l'acide injecté avec le carbonate et d'autres minéraux dans la roche réservoir (et dans une certaine mesure, à cause du mélange entre l'eau injectée et l'eau résidente contournée).

## II.2. Émulsion de polymère inverse :

Dans le cas des émulsions inverses, le polymère utilisé est le polyacrylamide (PAM). L'émulsion PAM inverse est une émulsion de type E / H. La phase dispersée contient 6,4 à 10,5 millions de Daltons PAM et 1000 mg / L de réticulants pour un échantillon. La phase externe continue est de l'huile blanche. Il y a un film interfacial de tensioactif entre la phase dispersée et la phase continue, comme le montre la figure suivante. L'émulsion est stable en surface. Lorsqu'il est injecté dans une formation cible, il est inversé en une émulsion de type H / E sous une certaine température et salinité, à l'aide d'un agent d'inversion de phase. Ainsi, le nom d'émulsion inverse est utilisé.

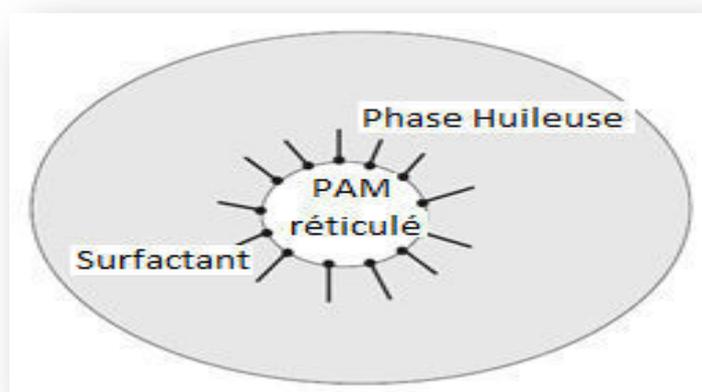


Figure IV.6 : Schémas d'une émulsion inverse

L'émulsion inverse présente les avantages suivants:

1. La concentration de polymère dans la phase dispersée pourrait être supérieure à 25%, mais il peut encore être facilement transporté vers la formation profonde.
2. La dissolution est rapide après inversion de phase (<20 minutes).
3. Le polymère et l'agent de réticulation ne s'adsorberont pas sur la surface de la roche pendant le transport car il est protégé par la phase huileuse. Aussi, le rapport de la concentration du polymère au réticulant ne changera pas, donc le temps de gélification et la force peuvent être contrôlés.
4. Une inversion peut se produire dans la formation profonde, de sorte que le profil profond peut être contrôlé.
5. Sous un certain gradient de pression, l'émulsion peut s'écouler et déplacer l'huile résiduelle.

# **Conclusion générale**

# Conclusion générale

---

Il est connu que la récupération tertiaire du pétrole est une opération coûteuse et demande une technologie parfois complexe dont l'exclusivité ne concerne que certaines firmes pétrolières de renommé internationale. En effet c'est le prix du baril qui rentabilise cette technique à présent mais dans le futur, quand les puits se raréfieront à cause de la demande de plus en plus en hausse dans le monde, la plus part des pays producteur de pétrole se retournerons vers leurs puits abandonnés pour récupérer les dernières gouttes de pétrole restantes. Il serait peut-être regrettable de ne pas donner de l'importance à cette technique à présent, faute de sa rentabilité. En effet cette dernière dépend de la nature physico-chimique du pétrole ainsi que de la constitution géologique du gisement. La nature des roches, leurs constitutions, ainsi que leurs compositions orientent les pétroliers dans le choix de la méthode adéquate de récupération.

Dans ce mémoire nous avons essayé d'introduire les notions les plus importantes impliquées dans le domaine de la récupération assistée du pétrole en faisant une étude non exhaustive des différentes méthodes, leurs avantages et leurs inconvénients.

Il s'est avéré que les méthodes adoptées dépendent de la nature des puits allant aux détails spécifiques même de leurs constitutions géologiques. On peut conclure qu'il existe autant de méthodes que de types de pétroles et de types de roches. Les pétroliers doivent tenir compte de ces facteurs, pour rentabiliser le prix du baril. L'avance technologique les aidera sûrement à surmonter les problèmes encore posés, nous citons comme exemple la science de la rhéologie qui est au cœur des techniques utilisées dans la récupération tertiaire.

En tant que pays producteur de pétrole, l'Algérie doit être au rendez-vous avec ses ingénieurs et techniciens afin d'en profiter aux maximum de cette richesse.

---

# Recherches bibliographique

---

- [1] : Quintard Michel., 2016. Exploitation pétrolière / réserves non-conventionnelles : perspectives, problèmes. 3,4
- [2] : Feia I., Okba M., 2015. Amélioration de la teneur en précurseurs d'aromatiques de la NAPHTA B au niveau du splitter de l'unité Topping de la raffinerie de SKIKDA RA1/K. Mémoire de master2 : Raffinage et Pétrochimie. Université EchahidHamma Lakhdar El Oued. 6p
- [3] : Dabard M P., 1983. Etude pétrographique et géochimique des roches sédimentaire. Thèse : Géologie . Université de Rennes I, 139p
- [4] : Fronaccari M., 2011. Notions générales simplifiées sur la nature des réservoirs pétroliers conventionnels et non-conventionnels. 3,7p
- [5] : Thomas S., 2008; Enhanced Oil Recovery : An Overview. Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP 63: 9-19p.
- [6] : Jorge Antonio Avendano Benavides., 2012. Viscoélasticité et récupération améliorée du pétrole. Thèse de doctorat : Structures et matériaux. Université Paris-Est Ecole Doctorale Sciences, Ingénierie et Environnement, 11, 19p
- [7] : Tognisso D.E., 2011. Ecoulements de fluides complexes en milieu poreux : Utilisation du Micelles Géantes pour la Récupération Améliorée du Pétrole. Thèse de doctorat : Mécanique et Ingénierie. Université BORDEAUX 1, 14p
- [8] : Barreau P., 1996. Modification des propriétés polyphasiques d'un milieu poreux en présence d'une couche de polymère adsorbé : Etudes expérimentale et numérique. PhDthesis, Ecole Nationale des Arts et Métiers.
- [9] : Cottin C., 2010. Drainage dans des micromodèles de milieux poreux Application à la récupération assistée du pétrole.
- [10] : Alghamdi A. A. L., 2015. Experimental evaluation of nanoparticles impact on displacement dynamics for water-wet and Oil-Wet Porous Media.
- [11] : IFP, enspm .formation, industrie. IFP Training
- [12] : Elmofly O., 2012. Surfactant enhanced oil recovery by wettability alteration in sandstone reservoirs. Masters Theses.
- [13] : Bentarfa M., Senoussi M., 2017. Récupération assistée tertiaire par injection de surfactant/ polymères dans des micro-modèles et application au champ de Hassi Messaoud (SWCTT). Mémoire de master 2 : Production Académique. Université d'Ouargla, 93p.
- [14] : Louisnard O., 2012. Cours de mécanique des fluides, San Francisco, California 94105, USA,
- [15] : OUGHANEM.R., 2013. Etude multi-échelles des courbes de désaturation capillaire par tomographie RX. Matériaux, INSA de Lyon, Français.
- [16] : Barkat H, Ziani S., 2016. Etude de la rétention de surfactant par la roche réservoir lors du Micellar/Polymerflooding,.
- [17] : Moudir N., 2016. Reservoir engineering enhanced oil recovery EOR, GGR Department –IAP.
- [18] : Oughanem R., 2013. Etude multi-échelles des courbes de désaturation capillaire par tomographie RX., Matériaux. INSA de Lyon, Français.
- [19] : Veillon D., La liaison Couche-trou.
- [20] : Laboudi A Doudi I., 2016. Modification chimique du xanthane : caractérisation et récupération assistée du pétrole. Mémoire de master 2 : Matériaux et Produits Organiques Industriels. Université de BLIDA, 17p.
- [21] : Ped S. A. A. D., 2013. Étude de faisabilité de récupération EOR chimique dans les zones d'injection d'eau de Hassi Messaoud. BeicipFranlab, France
- [22] : Taber, J.J.; Martin, F.D.; Seright, R.S., 1997. EOR Screening Criteria Revisited—Part I: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Oil Recovery Projects. SPE Reserv.Eng., 12, 189–198p.

- [23] : Taber, J.J.; Martin, F.D.; Seright, R.S., 1997. EOR Screening Criteria Revisited—Part II: Applications and Impact of Oil Price. *SPE Reserv.Eng.*, 12, 199–205.
- [24] : Vladimir A, Eduardo M., 2010. Enhanced Oil Recovery: An Update Review.
- [25] : Pacini-petitjean C., 2015. Réactivité des hydrocarbures en réponse à une injection de CO<sub>2</sub>/O<sub>2</sub> dans des conditions de réservoirs pétroliers déplétés : modélisations expérimentale et numérique. Thèse de doctorat : produit et environnement. Université de Lorraine. 26p
- [26] : Needham, R.B.; Doe, P.H., . 1987. Polymer Flooding Review. *J. Pet. Technol*, 39, 1503–1507p.
- [27] : Han, D.K.; Yang, C.Z.; Zhang, Z.Q.; Lou, Z.H.; Chang, Y.I., 1999. Recent development of enhanced oil recovery in China. *J. Pet. Sci. Eng.*, 22, 181–188p.
- [28] : Delamaide, E.; Corlay, P.; Wang, D., 1994. Daqing Oil Field: The Success of Two Pilots Initiates First Extension of Polymer Injection in a Giant Oil Field (SPE-27819). In Proceedings of SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, OK, USA.
- [29] : Chang, H.L.; Zhang, Z.Q.; Wang, Q.M.; Xu, Z.S.; Guo, Z.D.; Sun H.Q.; Cao, X.L.; Qiao, Q., 2006. Advances in Polymer Flooding and Alkaline/Surfactant/Polymer Processes as Developed and Applied in the People's Republic of China. *J. Pet. Tech.*, 58, 84–89p.
- [30] : Manrique, E.J.; Muci, V.E.; Gurfinkel, M.E., 2007. EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States. *SPE Reserv. Eval. Eng*, 10, 667–686p.
- [31] : Manrique, E.J.; Muci, V.E.; Gurfinkel, M.E. 2007. EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States. *SPE Reserv. Eval. Eng.*, 10, 667–686.
- [32] : Bortolotti, V.; Macini, P.; Mesini, E.; Srisuriyachai, F. 2009. Combined Spatially Resolved and Nonresolved <sup>1</sup>H-NMR Relaxation Analysis to Assess and Monitor Wettability Reversal in Carbonate Rocks (IPTC-13443). In Proceedings of International Petroleum Technology Conference, Doha, Qatar, 7–9p
- [33] : Adibhatia, B.; Mohanty, K.K., 2007. Simulation of Surfactant-Aided Gravity Drainage in Fractured Carbonates (SPE-106601). In Proceedings of SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, TX, USA, 26–28p
- [34] : Manning, R.K.; Pope, G.A.; Lake, L.W.; Paul, G.W.; Wesson, T.C., 1983. A Technical Survey of Polymer Flooding Projects; Report No. DOE/BC/10327-19; U.S. Department of Energy: Tulsa, OK, USA., 329p.
- [35] : Lowry, P.H.; Ferrell, H.H.; Dauben, D.L., 1986. A Review and Statistical Analysis of Micellar-Polymer Field Test Data National Petroleum Technology Office; Report No. DOE/BC/10830-4; U.S. Department of Energy: Tulsa, OK, USA.,
- [36] : Manrique, E., 2009 Enhanced Oil Recovery (EOR): Trends, Risks, and Rewards. Presented at the ACI Optimising EOR Strategy 2009, London, UK, 11–12.

## **Abstract :**

With the increasing global demand for energy and the depletion of reserves, the enhanced recovery of existing fields in the world has become increasingly important. The overall focus of this dissertation deals with emerging technologies to improve oil recovery beyond what can be achieved by secondary recovery, known as enhanced oil recovery (EOR). The main emphasis is on the chemical technique using polymers and surfactants. Discussions regarding some problems encountered in oil drainage are presented.

## **Résumé :**

Avec la demande mondiale croissante d'énergie et l'épuisement des réserves, la récupération assistée des champs existants dans le monde est devenue de plus en plus importante. L'objectif général de ce mémoire traite les technologies émergentes pour améliorer la récupération du pétrole au-delà de ce qui peut être atteint par la récupération secondaire, connue sous le nom de récupération assistée du pétrole (EOR). L'accent est mis surtout sur la technique chimique utilisant les polymères et les surfactants. Des discussions concernant certains problèmes rencontrés dans le drainage de l'huile sont présentées.

## **المخلص:**

مع تزايد الطلب العالمي على الطاقة ونضوب الاحتياطيات ، أصبح التعافي المعزز للحقول الموجودة في العالم ذا أهمية متزايدة. يتعامل التركيز العام لهذه الرسالة مع التقنيات الناشئة لتحسين استخلاص النفط بما يتجاوز ما يمكن تحقيقه من خلال الاسترداد الثانوي ، و المعروف باسم الاستخراج المعزز للنفط . ينصب التركيز الرئيسي على التقنية الكيميائية باستخدام البوليمرات والمواد الخافضة للتوتر السطحي. يتم عرض مناقشات متعلقة ببعض المشاكل التي واجهتها في تصريف الزيت.