

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITÉ de BLIDA 1
Faculté de Technologie
Département de Génie des Procédés



Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER EN GENIE DES PROCEDES

Spécialité : Génie des procédés

Option : Génie des polymères

Intitulé du mémoire

**Critère de choix de polymère pour la
Récupération assistée de pétrole**

Présenté par :

Melle Bensadallah Asma

Encadré par :

Dr Hamitouche Houria

Année universitaire 2019/2020

Remerciements

La meilleure introduction pour cet humble manuscrit serait de remercier ALLAH qui a éclairé notre chemin et a facilité notre tâche.

Je présente mes remerciements à ma promotrice M^{me} Houria Hamitouche qui m'a suivie le long de ce projet et m'a conseillé pour la rédaction de ce mémoire.

Je remercie tous les membres de jury d'avoir bien voulu accepter de jury ce modeste travail.

Merci à tous nos enseignants qui ont contribué à notre formation ainsi l'administratif du département.

Sans oublier toute personne qui a contribué de près ou de loin à la réalisation de ce projet.

Il est difficile d'exprimer ma gratitude et ma reconnaissance aux deux personnes que j'admire le plus qui sont mes parents ; un récit de la taille de cette thèse ne saurait suffire. Je ne peux que leur exprimer ma profonde et sincère gratitude et reconnaissance. Que Dieu vous gardes et vous protège. Mes deux frères ont été d'un soutien sans faille je les remercie du fond du cœur.

Enfin, dans ces dernières lignes je tiens à remercier mon oncle pour leur conseils et soutien.

Dédicace

❖ *A mon cher père, à qui je souhaite une très longue vie, pleine de joie, de bonheur et de prospérité.*

❖ *A ma très chère mère, à qui je devrai toute la reconnaissance ; pour tout ce qu'elle a fait et donné pour moi, depuis mon naissance jusqu'à ce que je pouvais atteindre ce niveau-là.*

❖ *A mes deux frères Hamza et Islam. Et tous les membres des familles Bensadallah et Boularas*

❖ *A tous ceux qui m'ont encouragé pendant la durée de la réalisation de ce travail.*

❖ *A tout le personnel et tous mes collègues qui m'ont soutenu tout au long de mes études au niveau de l'université SAAD DAHLAB BLIDA.*

ملخص

الهدف من هذا الموضوع هو اختيار البوليمر الأمثل المستخدم لزيادة الاستخلاص المحسن للبتترول باستخدام عوامل كيميائية أخرى (خافض للتوتر السطحي، قلوي) مع هذا البوليمر.

تساعد البوليمرات على زيادة لزوجة سائل الإزاحة (الماء) لدفع السائل المزاح (الزيت) إلى بئر الإنتاج. يتم استخدام مجموعة متنوعة من البوليمرات في حقول النفط المختلفة اعتماداً على ظروف العمل في هذا الحقل. قبل اختيار البوليمر المناسب، يجب إجراء تحليل دقيق للتأكد من أن البوليمر فعال لفترة طويلة من الزمن.

إن غمر البوليمر القلوي السطحي ASP هو عملية مشتركة يتم فيها حقن مادة قلوية وخافض للتوتر السطحي وبوليمر في نفس السدادة. نظرًا لتآزر هذه المكونات الثلاثة، يتم ممارسة ASP على نطاق واسع في كل من العمليات التجريبية وفي الميدان بهدف تحقيق الكيمياء المثلى بأحجام حقن عالية بأقل تكلفة.

الكلمات المفتاحية: البوليمر القلوي السطحي. الاستخلاص المحسن للبتترول.

Résumé

Le but de ce thème est de sélectionner le polymère optimal utilisé pour augmenter la récupération améliorée de pétrole en utilisant aussi des autres agents chimique (surfactif, alcali) avec ce polymère.

Les polymères aident à augmenter la viscosité du liquide de déplacement (eau) pour conduire le liquide déplacé (huile) vers le puits de production. Une variété de polymères est utilisée dans différents champs pétrolifères en fonction des conditions de travail de ce champ. Avant de choisir le bon polymère, une analyse minutieuse doit être effectuée pour s'assurer que le polymère est efficace pendant une longue période de temps.

L'injection alcaline-surfactant-polymère (ASP) est un processus combiné dans lequel un alcali, un surfactant et un polymère sont injectés dans le même bouchon. En raison de la synergie de ces trois composants, l'ASP est largement pratiqué à la fois dans des opérations pilotes et sur le terrain avec l'objectif d'obtenir une chimie optimale à de grands volumes d'injection pour un coût minimum.

Mots clés : alcali -surfactant-polymère. La Récupération améliorer de Pétrole

Abstract

the objective of this study is to select the optimal polymer used to increase the improved recovery of petroleum. and using other chemical agents (surfactant, alkali) with this polymer.

Polymers help increase the viscosity of the displacing liquid (water) to drive the displaced liquid (oil) to the production well. A variety of polymers is used in different oil fields depending on working conditions of that field. Before the right polymer is chosen, a careful analysis should be conducted to ensure that the polymer is effective during an extensive period of time.

Alkaline–surfactant–polymer (ASP) flooding is a combination process in which alkali, surfactant and polymer are injected at the same slug. Because of the synergy of these three components, ASP is widely practiced in both pilot and field operations with the objective of achieving optimum chemistry at large injection volumes for minimum cost.

Keywords : Alkaline–surfactant–polymer. Enhanced Oil Recovery

Liste des figures

Figure I.1 : Profil de récupération d'un réservoir conventionnel.	3
Figure I.2 : Les étapes de production des réservoirs en fonction du temps.	5
Figure I.3 : Classification des procédés de récupération de l'huile.	7
Figure I.4 : Schéma des portions de roche partiellement remplies d'eau et de gouttes de pétrole. À gauche, dans une roche qui a une affinité au pétrole. À droite, dans une roche qui a une affinité à l'eau. L'eau injectée (de gauche à droite) trouve des conditions plus ou moins favorables pour déplacer le pétrole piégé selon cette affinité	8
Figure I.5 : Deux gouttes d'huile dans l'eau. A gauche, sur une surface hydrophile, à droite sur une surface hydrophobe.	10
Figure I.6 : Équilibre des forces dans un système Eau(W)-Huile(O)-Roche(S) mettant en évidence les forces entre les trois phases.	10
Figure I.7 : a) - Mouillable à l'eau b) -Mouillable à l'huile	11
Figure I.8 : Goutte d'huile dans l'eau. Le phénomène de surpression se produit entre les deux phases.	11
Figure II.1 : Structure moléculaire de polyacrylamide (PAM).	18
Figure II.2 : Hydrolyse du polyacrylamide en présence d'agent alcalin (NaOH).	19
Figure II.3 : Dépendance typique de la saturation résiduelle d'huile en fonction du volume du fluide déplaçant injecté (volume de drainage) pour l'eau et une formulation eau-polymère de viscosité supérieure.	22
Figure II.4 : Les différents types de piégeage.	23
Figure II.5 : Comportement rhéo-fluidifiant typique des solutions polymères.	25
Figure II.6 : Les différents types de tensioactifs.	26
Figure II.7 : Représentation schématique d'une émulsion H/E et E/H.	27
Figure II.8 : Représentation schématique d'une émulsion H/E/H et E/H/E.	28
Figure II.9 : Diagramme de phase d'un tensioactif soluble dans l'eau.	29

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Les critères de sélection des polymères	14
Tableau III.1 : les paramètres utilisés pour préparer la microémulsion	33
Tableau III.2 : les résultats de l'inondation en microémulsion	33
Tableau III.3 : Les critères de sélection de polymère	35
Tableau III.4 : les résultats de l'injection de polymère	35
Tableau III.5 : les paramètres de polymère HPAM à haute viscosité	36
Tableau III.6 : les paramètres de polymère HPAM à haut température	36
Tableau III.7 : la concentration et la minéralisation de HPAM et de polymère associatif	37

Liste d'abréviations

ASP : Alcalin-Surfactant-Polymère

CMC : Concentration Micellaire Critique

DTAB : le bromure de dodécyltriméthylammonium

EOR: Enhanced Oil Recovery

HPAM: polyacrylamide hydrolyse

PAM : polyacrylamide

PT : Point de Trouble

RAP : Récupération Assistée du Pétrole

TIF : Tension Interfaciale

TS : Tension Superficielle

Tk : Température de Krafft

Nca : nombre capillaire

Liste des symboles

γ : tension interfaciale (mN/m)

μ : viscosité apparente (Pa. s)

Table des matières

Remerciement	
Résumé	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste des abréviations	
Introduction	1
CHAPITRE I : LA RECUPERATION ASSISTEE DE PETROLE	
I.1.Introduction	3
I.2.Les Procédés de la récupération assistée de pétrole	5
I.2.1. Récupération assistée par injection de gaz	5
I.2.2. Récupération assistée thermique	5
I.2.3. Récupération assistée chimique	6
I.3.Mécanismes physiques liés à la récupération tertiaire	7
I.4.Piégeage d'une goutte dans un système diphasique : Forces capillaires	9
I.4.1. Tension superficielle	9
I.4.2. La mouillabilité et angle de contact	9
I.4.3. Capillarité	11
I.5 Le nombre capillaire	11
I.6 Critères pour la sélection de la récupération assistée par voie chimique	12

CHAPITRE II : LA RECUPERATION ASSISTEE DU PETROLE (RAP) PAR VOIE CHIMIQUE

II.1. Les Agents alcalins	15
II.1.1 Les agents alcalins dans la récupération assistée de pétrole	16
II.1.1.1 L'injection Alcaline-polymère	16
II.1.1.2 L'injection d'alcaline-surfactant	16
II.1.1.3 L'injection alcaline /surfactant/polymère	16
II.1.2. Interaction alcalin-huile-roche	17
II.2 Les polymères	17
II.2.1 Définition d'un polymère	17
II.2.2 Sélection du polymère	18
II.2.3 Les interactions polymères-agents chimiques en milieu aqueux	19
II.2.4 L'injection de polymère dans la récupération assistée de pétrole	21
II.2.5 comportement rhéologique des polymères	24
II.3. Les Tensioactifs	25
II.3.1. Définition	25
II.3.2. Classification de tensions actives	26
II.3.3. Propriétés des tensioactifs	27
II.3.4. Concentration micellaire critique	28
II.3.5. Solubilisation des tensioactifs en milieux aqueux	29
II.3.5.1 Tensioactifs ioniques : Température de Krafft	29
II.3.5.2. Surfactants non ionique : Point de trouble	30
II.3.6. Les microémulsions	30
II.3.7. les tensioactifs dans RAP	31

CHAPITRE III : SYNTHESE BIBLIOGRAPHIQUE

III.1. Les travaux intérieurs	33
III.2. Conclusion de synthèse travaux	38
Conclusion	39
Références générales	40

INTRODUCTION

La demande mondiale d'énergie augmente en raison des développements industriels et de la vie. De nos jours, les combustibles fossiles, en particulier le pétrole et le gaz, jouent un rôle majeur dans la fourniture d'énergie par rapport à d'autres méthodes de production d'énergie telles que le solaire, le vent, etc. Pour répondre à la demande mondiale d'énergie, il est nécessaire d'augmenter les réserves de pétrole et la capacité de production.

L'augmentation de la production de pétrole et de gaz peut être obtenue en développant des réservoirs matures ou en découvrant de nouveaux réservoirs. La pression différentielle entre le réservoir et le puits de production tire le pétrole vers le puits de production et est appelée récupération primaire. Après cette étape, du gaz ou de l'eau est injecté dans le réservoir pour maintenir la pression du réservoir. Cette étape est appelée récupération secondaire. Après les étapes de production pétrolière primaire et secondaire, il n'est pas possible de continuer la production pétrolière pour des raisons économiques [1].

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 récupération tertiaire, récupération améliorée de pétrole (R.A.P), EOR (Enhanced Oil Recovery). Ces procédés permettent d'extraire entre 5 et 20 % supplémentaires de l'huile en place dans le gisement. Les procédés de récupération améliorée sont considérablement plus chers que les méthodes conventionnelles. Trois techniques sont utilisées durant la récupération tertiaire :

La récupération thermique, ce qui implique l'injection de vapeur d'eau pour abaisser la viscosité des huiles visqueuses, et d'améliorer la mobilité de l'huile dans le réservoir.

L'injection des gaz, tel que le CO₂, pour augmenter la pression et, réduire la viscosité des hydrocarbures. Les gaz injectés demeurent piégés dans le puits. Cette technique peut donc associer la récupération de pétrole et le stockage géologique de CO₂.

L'EOR chimique qui consiste à améliorer le balayage du pétrole par l'eau comme par exemple : les agents tensio-actifs en réduisant la tension interfaciale (surfactants), les nanoparticules, les polymères hydrosolubles [2].

L'injection de polymère est une méthode de récupération assistée du pétrole (EOR) largement appliquée. Son application suscite un intérêt notamment dans les prix actuels du

pétrole. L'injection de polymère avec un meilleur rapport de mobilité améliore l'efficacité du balayage par rapport à l'injection d'eau conventionnelle. Généralement, deux catégories de polymères sont utilisées dans les applications EOR. Il s'agit de bio polymères tels que le xanthane et de polymères synthétiques tels que le polyacrylamide hydrolysé (HPAM). Les polymères HPAM sont le principal objectif de cette étude. L'inondation de polymère par HPAM montre le succès dans différentes applications de récupération de pétrole [3].

Les tensioactifs doivent être résistants et actifs aux conditions de réservoir telles que les salinités et les températures. En abaissant les tensions interfaciales, les tensioactifs contribuent à la réduction des forces capillaires.

Le principal objectif de cette mémoire est :

Étudier l'influence de l'injection des surfactants et polymères et son application dans la RAP et choix d'un polymère pour une meilleure augmentation de taux de récupération de l'huile.

L'étude présentée dans ce document comporte trois chapitre :

Dans le chapitre I intitulé « Notions générales sur la récupération du pétrole » sont présentées des généralités sur les techniques de récupération. Cela concerne les différents mécanismes de drainage du pétrole et l'importance de la connaissance de la théorie des phénomènes capillaires et leur impact sur la production.

Le chapitre II a mis l'accent sur les propriétés des surfactants et polymères et leurs impacts sur la saturation d'huile résiduelle. Les techniques d'injection des surfactants et polymères sont aussi abordées.

Le chapitre III est une synthèse bibliographique sur la récupération assistée de pétrole et les agents chimique utilisé.

On achève ce mémoire par une conclusion et recommandations.

CHAPITRE I

LA RECUPERATION ASSISTEE DE PETROLE

I. Récupération assistée du pétrole (EOR)

I.1. Introduction

Un gisement n'est pas comme cela est souvent interprété par le public, un lac souterrain où il suffit de puiser, mais c'est une roche qui contient le pétrole dans ses pores : ceux-ci étant suffisamment petits (capillaires) en extraire ce liquide visqueux n'est pas simple dans la pratique. Dès lors, l'exploitation d'un champ pétrolière s'effectue suivant plusieurs étapes que l'on désigne par un ordre (éventuellement) chronologique :

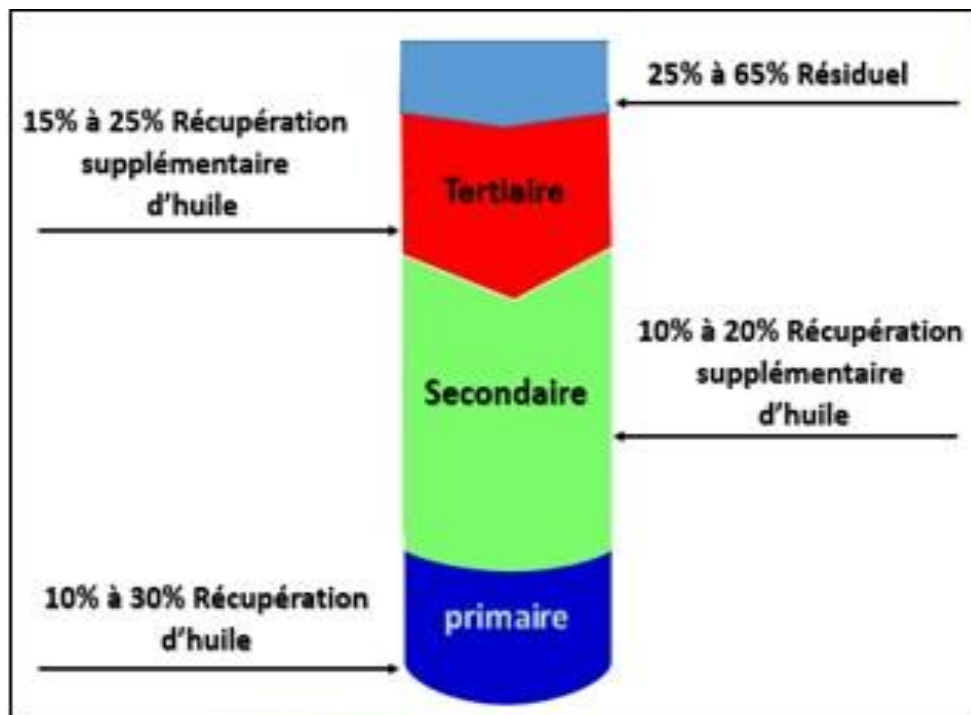


Figure I.1 : Profil de récupération d'un réservoir conventionnel.

- 1- Récupération primaire** lorsque l'huile arrive spontanément à la surface grâce à la présence de gaz comprimé, ou aux différences de pression hydrostatique ou géostatique. Les quantités recueillies pendant cette phase sont en général peu importantes (5-10 %) par rapport aux potentialités du gisement.

- 2- Récupération secondaire :** elle consiste à utiliser des méthodes qui ne modifient pas les propriétés physico-chimiques de l'huile, mais la remplacent par un autre fluide, nécessairement meilleur marché. On distingue ainsi, l'utilisation de pompes immergées, l'injection d'eau (méthode fréquemment employée), l'injection du gaz de la formation ou d'autres gaz miscibles (azote, CO₂...).
- 3- Récupération tertiaire (ou améliorée) :** ici les propriétés physico-chimiques de l'huile vont être modifiées, par exemple en abaissant la viscosité du pétrole ou en facilitant sa mobilité dans le gisement. On obtient ces résultats en injectant de la vapeur d'eau, de la chaleur, du CO₂, des gaz non miscibles, ou mieux encore des tensioactifs et des polymères. D'autres méthodes, comme l'injection de microorganismes capables de diminuer la longueur des chaînes des hydrocarbures et de produire in situ des tensioactifs et du CO₂, ont été proposées. On désigne parfois la récupération assistée comme la combinaison des deux dernières étapes. Quoiqu'il en soit, c'est l'étude du réservoir et de l'huile et les moyens naturels sur place qui vont déterminer la nature des actions à mener.

Procédure : L'exploitation consiste alors à injecter une certaine quantité d'un tel mélange (macroscopiquement homogène) dans un puits d'injection ou à le former en fonds de puits, et de poursuivre le procédé en injectant une solution de polymères hydrosolubles (polyacrylamide plus ou moins hydrolysés, xanthane...) et de pousser avec de l'eau entraînant en régime diphasique le brut déplacé par la basse tension, jusqu'à ce que la solution aqueuse, ou l'eau, arrive au puits de production. L'utilisation des tensioactifs et viscosifiants devait permettre d'augmenter la production finale, de la valeur classique de 20 à 30 % du brut contenu dans les réservoirs par le drainage à l'eau à une valeur de 30 à 60 % [4].

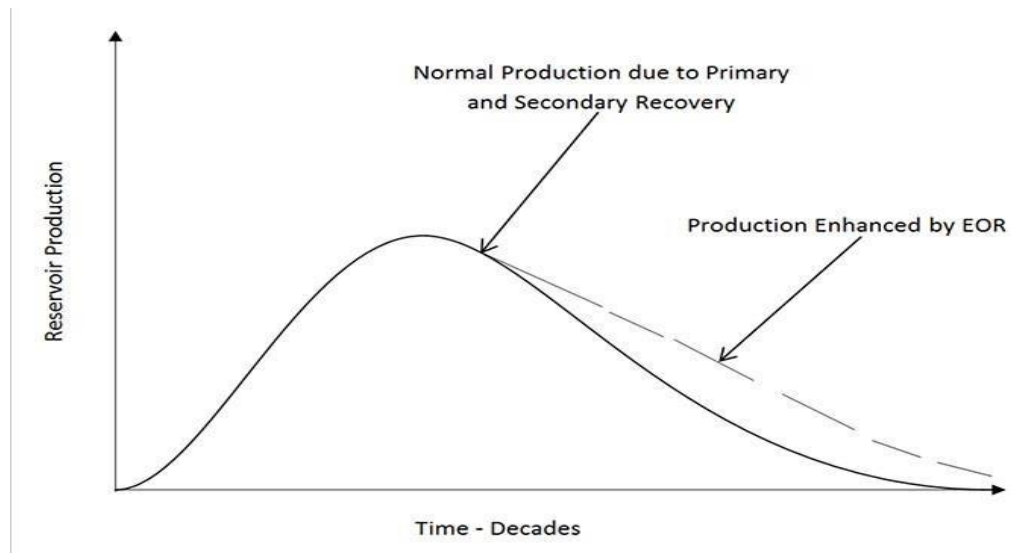


Figure I.2 : Les étapes de production des réservoirs en fonction du temps

Les processus (EOR) sont mis en œuvre pour augmenter la capacité du pétrole à s'écouler vers un puits en injectant de l'eau, des produits chimiques ou des gaz dans le réservoir ou en modifiant les propriétés physiques du pétrole [4].

I.2. Les Procédés de la récupération assistée de pétrole

Ils sont généralement classés comme : des procédés d'injection de gaz comprennent le CO₂, les hydrocarbures, l'azote et les gaz de combustion, procédés chimiques comprennent l'alcalin, le surfactant et le polymère, les processus thermiques comprennent la vapeur, l'eau chaude et la combustion.

I.2.1 Récupération assistée par injection de gaz

Les techniques de récupération assistée de pétrole par injection de gaz correspondent à l'injection dans le réservoir de gaz à haute pression, de type hydrocarboné, CO₂ ou N₂. 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.

Parmi ces processus, l'injection de CO₂ est une solution qui peut être très efficace. Déjà utilisée depuis environ 40 ans. D'une part, le CO₂ possède l'avantage majeur d'être supercritique dans les conditions de réservoirs, et donc d'être fortement miscible dans les hydrocarbures [5].

La récupération assistée de pétrole par injection de CO₂ se fait via deux processus, déplacement miscible ou immiscible, dépendant de la température, de la pression et des caractéristiques de l'huile [6].

I.2.2 Récupération assistée thermique

Les procédés d'injection de vapeur et d'eau chaude sont les méthodes thermiques les plus courantes en raison de la relative facilité de génération d'eau chaude et de vapeur, la génération de chaleur dans un réservoir est conçue pour réduire la viscosité de l'huile in situ et améliorer le taux de mobilité du processus de déplacement [7].

Le processus de combustion in situ est plus difficile à contrôler que les processus d'injection de vapeur et il nécessite de l'huile in situ qui peut être incendiée. Les gaz chauds et la chaleur traversent la formation et déplacent le pétrole chauffé vers les puits de production.

I.2.3 Récupération assistée chimique

La méthode chimique est un terme utilisé pour décrire l'addition de produits chimiques à l'eau. Selon le procédé, ceux-ci peuvent modifier l'IFT de l'eau avec de l'huile (généralement des tensioactifs et des alcalis) et / ou faire correspondre la viscosité de l'eau à celle de l'huile (polymères). L'injection chimique est une option pour l'EOR depuis le milieu des années 60 [8].

Les premiers projets utilisant uniquement le polymère ont été rapidement complétés par l'ajout de tensioactifs [9] développés pour réduire l'IFT eau-huile et augmenter la récupération. Peu de temps après, des alcalis ont été ajoutés pour réduire l'adsorption des produits chimiques par la roche et former des tensioactifs ajoutés à partir des molécules d'huile chargées dans le réservoir [10].

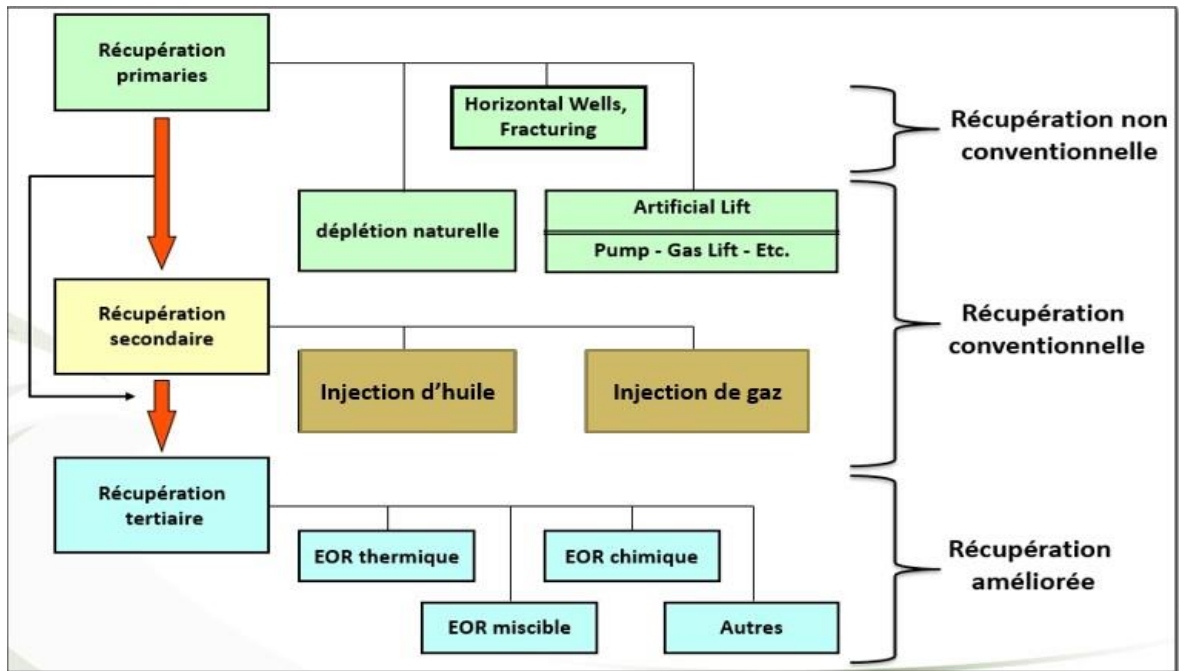


Figure I.3 : Classification des procédés de récupération de l'huile [11]

I.3 Mécanismes physiques liés à la récupération tertiaire

Avec la récupération primaire ou spontanée, on induit un écoulement successif ou simultané d'huile, de gaz et d'eau salée du gisement vers les puits producteurs et la surface. Mais dès que la pression du gisement devient insuffisante, la production diminue et le pétrole résiduel reste piégé dans le gisement. Des méthodes de récupération secondaire entrent alors en jeu, comme l'injection d'eau ou de gaz pour maintenir la pression et déplacer l'huile, ce qui permet d'accroître la production et donc de diminuer la fraction d'huile restant dans le gisement. Toutefois, à un moment donné, cette deuxième étape atteindra un palier et une quantité d'huile résiduelle restera piégée dans le puits.

Outre le pétrole, des quantités importantes d'eau et même de gaz restent piégées. La nature de la roche-réservoir peut avoir une affinité avec le pétrole (dite hydrophobe) ou avec l'eau qui l'accompagne (dite hydrophile), cette affinité est plus ou moins marquée selon la composition de la roche.

Dans ces conditions, la rétention du pétrole dans la roche est liée aux forces capillaires, la mobilisation de cette huile résiduelle, implique généralement l'injection de fluides complexes pour vaincre les forces capillaires. Une représentation simplifiée de cette situation implique au moins une surface solide (la roche) et deux fluides immiscibles (pétrole

et eau) dont les quantités sont non négligeables. En condition d'équilibre, une goutte de pétrole reste piégée par l'eau qui est autour d'elle par l'effet de la capillarité.

Cependant, les conditions de piégeage sont différentes selon la nature de la roche et dépendent des tensions interfaciales entre les trois phases qui coexistent. Pour caractériser cette affinité, nous pouvons mesurer un angle de contact entre ces phases, par exemple entre la goutte de pétrole et la surface solide [12].

Pour récupérer le pétrole qui est piégé dans la roche, il est nécessaire de mettre le système en mouvement (Figure I.4). Initialement il existe dans la roche une fraction de chaque fluide défini comme la saturation, qui va diminuer au fur et à mesure de l'injection d'un fluide extérieur (par exemple de l'eau).

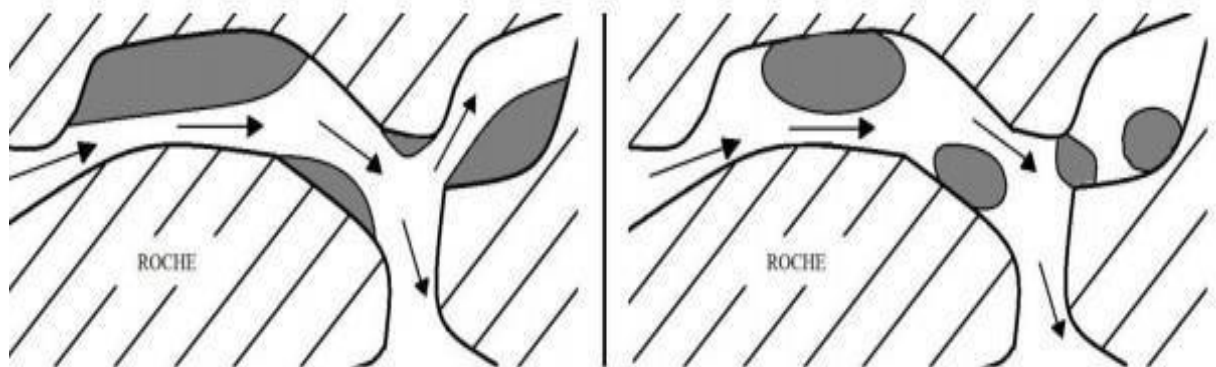


Figure I.4 : Schéma des portions de roche partiellement remplies d'eau et de gouttes de pétrole. À gauche, dans une roche qui a une affinité au pétrole. À droite, dans une roche qui a une affinité à l'eau. L'eau injectée (de gauche à droite) trouve des conditions plus ou moins favorables pour déplacer le pétrole piégé selon cette affinité.

L'injection d'eau ou de gaz lors de la récupération secondaire et de formulations chimiques au cours de la récupération tertiaire modifie considérablement les équilibres entre ces fluides à différentes échelles, de même que les propriétés des écoulements. Chaque roche se comporte d'une façon différente lors du passage des fluides et sa résistance à l'écoulement est inversement proportionnelle à une caractéristique qui est la perméabilité. Chaque fluide a de même une capacité à s'écouler lors du passage à travers la roche qui est représentée par la mobilité.

Dans une situation idéale, un système avec une haute perméabilité, ou avec une mobilité de la phase huile (pétrole) élevée, conduira à une réduction significative de sa saturation dans la roche.

Pour mesurer l'efficacité liée à ces processus de déplacement de l'huile par une phase aqueuse (avec ou sans additifs) en extraction pétrolière, différentes échelles peuvent être considérées. À l'échelle macroscopique, les facteurs qui affectent le déplacement dépendent des caractéristiques de la roche (composition, porosité, hétérogénéités, etc.) ainsi que du rapport de mobilité entre le fluide qui déplace et le fluide qui est déplacé. À l'échelle du pore, plusieurs facteurs interviennent, dont la mouillabilité de la roche, les forces visqueuses et les forces capillaires.

En conclusion, après la récupération secondaire, une quantité d'huile (saturation résiduelle) reste piégée dans le réservoir. Certaines quantités d'huile restent sur la paroi des pores, d'autres bloquent certains pores – complètement ou partiellement – avec l'apparition de chemins préférentiels. La récupération tertiaire peut intervenir au niveau de l'échelle du pore sur les équilibres entre la mouillabilité de la roche, les forces capillaires (dépendant des tensions interraciales entre les phases) qui tendent à piéger l'huile, et les forces visqueuses qui contribuent à la mobiliser afin de diminuer cette saturation résiduelle. La compréhension des phénomènes de piégeage et d'écoulement diphasique dans un milieu poreux est nécessaire pour optimiser les processus de récupération améliorée du pétrole [7].

I.4 Piégeage d'une goutte dans un système diphasique : Forces capillaires

Une goutte de pétrole reste piégée dans une roche par effet des forces capillaires. Pour comprendre la nature de ces forces, il faut d'abord définir la grandeur physique qui est à son origine : la tension superficielle.

I.4.1 Tension superficielle

D'un point de vue physique, la tension superficielle σ est la force de tension appliquée par les molécules placées au sein d'un fluide sur les molécules qui sont placées à sa surface du fait de la différence entre les forces de cohésion sur chaque catégorie de molécules. En effet, une molécule au sein du fluide bénéficie des attractions de toutes ses voisines, alors qu'une molécule située à la surface bénéficie seulement de la moitié de ces attractions. Les forces d'attraction augmentent en même temps que la tension superficielle.

I.4.2 Tension interfaciale et mouillabilité

Lorsqu'un système est constitué de deux phases immiscibles la tension interfaciale mesure l'énergie minimum nécessaire pour créer une unité de surface à l'interface de ces deux fluides. Si les fluides sont fortement immiscibles la tension interfaciale est grande et

faible si les fluides sont faiblement miscibles. Dans le système eau/huile la tension interfaciale dans le gisement a une valeur comprise entre 15 et 35 dynes/cm (Cossé 1988) [2].

Dans le cas d'une goutte de liquide déposée sur une surface solide et entourée d'un fluide immiscible le mouillage du liquide est caractérisé par l'angle de contact θ . Ce paramètre géométrique permet de mesurer l'affinité entre la phase solide et une des phases liquides. Cet angle dépend des tensions de surface impliquées dans l'équilibre de la goutte et il peut être déterminé par l'équation de Young :

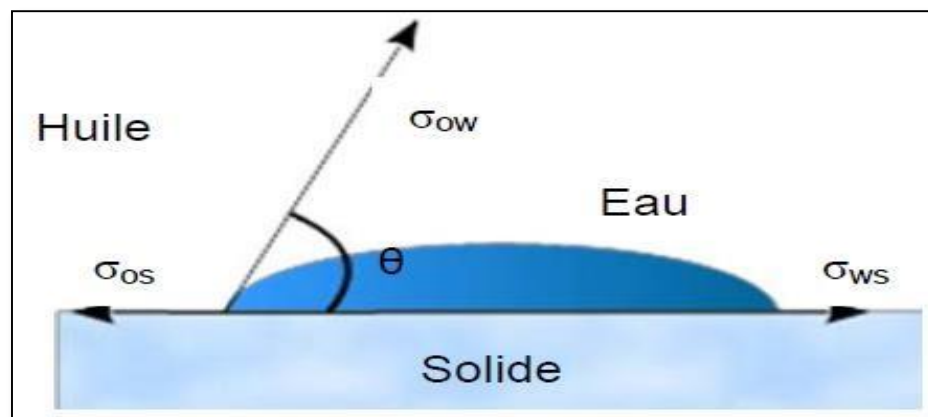


Figure I.5 : Angle de contact θ entre les fluides immiscibles et le solide.

$$\cos \theta = \frac{\sigma_{os} - \sigma_{ws}}{\sigma_{ow}} \quad (\text{I.1})$$

Où σ_{os} est la tension interfaciale entre la phase huile et le solide, σ_{ws} est la tension interfaciale entre l'eau et le solide et σ_{ow} est la tension interfaciale entre les phases fluides immiscibles.

La valeur de l'angle de contact permet d'identifier quelle phase mouille une surface.

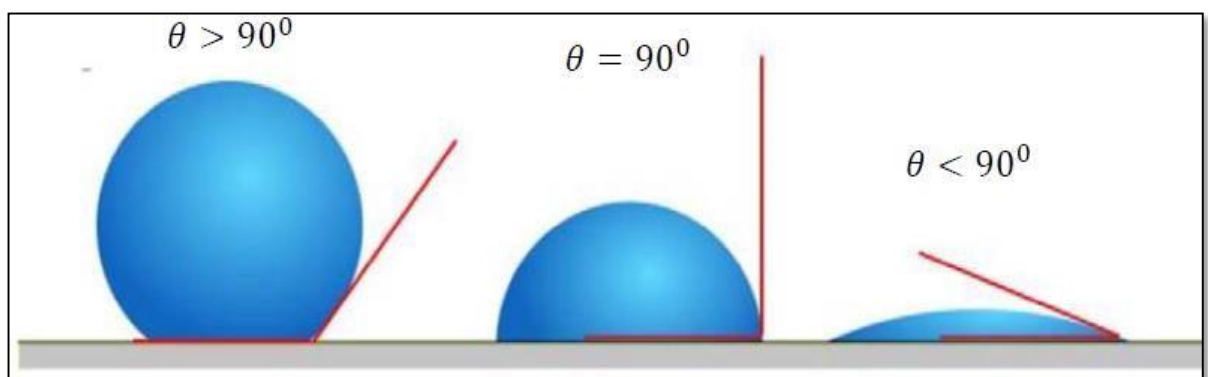


Figure I.6 : Mouillabilité des systèmes huile/eau/roche.

- Milieu a une mouillabilité franche à l'eau : l'eau recouvre la surface des pores et sature les petits pores, tandis que l'huile se trouve dans le centre des grands pores sous forme de gouttes.
- Milieu a une mouillabilité franche à l'huile : la répartition des fluides est à l'inverse du cas d'une mouillabilité franche à l'eau. L'huile sature les petits pores et va recouvrir la surface des grands pores. La mouillabilité à l'huile résulte de l'effet de l'adsorption de certaines molécules composant l'huile brute à la surface de la matrice solide.

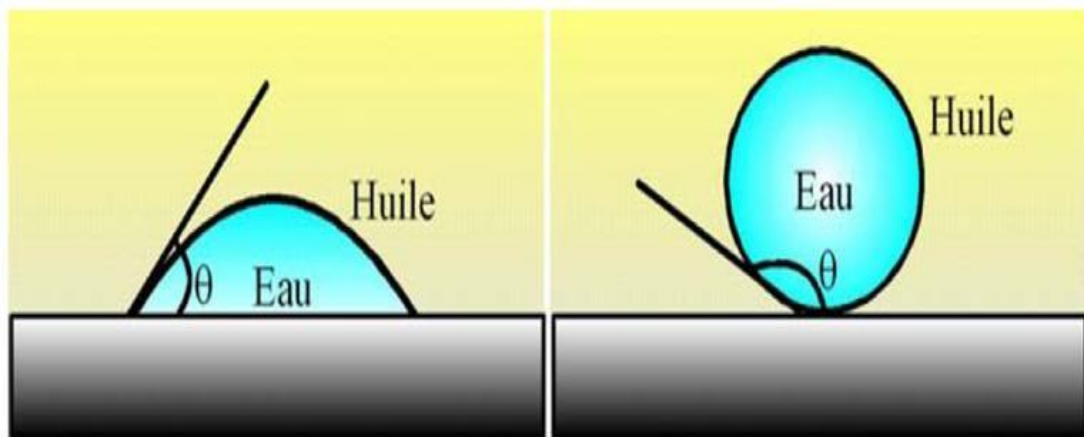


Figure I.7 a) - Mouillable à l'eau

b) -Mouillable à l'huile

I.4.3 Capillarité

D'un 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 corps poreux. Ces effets capillaires résultent du saut de pression lorsqu'une interface courbe est traversée. Prenons par exemple une goutte d'huile de rayon r (phase 0) entourée d'eau (phase 1) et supposons que l'on veuille faire grossir cette goutte (Figure I.8) : pour cela, il faut déplacer l'interface eau/huile [7].

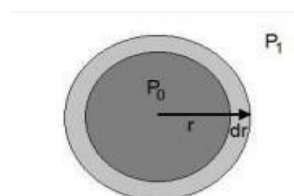


Figure I.8 : Goutte d'huile dans l'eau. Le phénomène de surpression se produit entre les deux phases.

I.5 Le nombre capillaire

Le nombre capillaire exprime le rapport entre les forces visqueuses et la tension Superficielle.

$$Nca = \frac{\mu Y}{\delta} \quad (I.2)$$

Dans un réservoir l'ordre de grandeur des vitesses de déplacement est de la dizaine de Centimètre par jour (il est usage de prendre la référence d'un pied par jour) ce qui conduit à une vitesse de l'ordre de 10^{-6} m/s. La tension interfaciale entre l'eau et l'huile est typiquement de 50mN/m ce qui donne un nombre capillaire : $N_C = 10^{-8}$. Il est donc à noter que le régime d'écoulement classique eau/huile en milieu poreux s'effectue à très bas nombre capillaire.

Cet effet très prépondérant de la capillarité à l'échelle locale a des conséquences très importantes pour l'interprétation des écoulements diphasiques en milieu poreux. En effet, on considère que pour une géométrie donnée, la répartition des fluides dans l'espace ne dépend pas des vitesses des phases localement mais essentiellement du rapport du volume et du mode de remplissage de la géométrie (drainage ou imbibition). Ceci justifie le fait que les perméabilités relatives ne dépendent que de la saturation locale et du mode de remplissage d'un volume donné [13].

I.6 Critères pour la sélection de la récupération assistée par voie chimique

De nombreux paramètres pourraient affecter les processus chimiques EOR Cependant, les paramètres les plus critiques devraient être la température du réservoir, Salinité, la formation de réservoir et viscosité de l'huile. Pour l'injection de polymère la perméabilité est un autre paramètre critique.

- **Température du réservoir**

Selon Taber et al [14] la température du réservoir pour une éventuelle application du procédé ASP ne doit pas dépasser 93 °C, mais la température moyenne des réservoirs sujets à un procédé alcalin surfactant et de polymère est respectivement de 27 et 60 °C [14] Cependant, les fournisseurs de polymères sont plus optimistes et suggèrent que l'injection de polymère peut s'opérer à des températures supérieures à 120 °C. La température de gisement pétrolier de Daqing en chine (l'un des principaux sujets à une procédure de RAP

par ASP) est de 45 °C, quelques autres projets ont été conduits sur des gisements ayant une température maximale de 80 °C dans le même pays.

- **La formation réservoir**

La plupart des processus EOR chimique ont été implémentés dans des réservoirs gréseux, à l'exception de quelques applications qui ont été réalisées dans des réservoirs carbonatés, et que les résultats n'ont pas été publiés. A souligner que la teneur en argiles doit être faible pour que le processus EOR chimique soit efficace. De par leur grande surface spécifique, l'adsorption des polymères par les argiles est importante.

Une raison pour moins d'applications dans le carbonate Réservoirs est que les tensioactifs anioniques ont une forte adsorption dans les carbonates [15].

- **La composition de l'huile de réservoir et la viscosité**

La composition de l'huile de réservoir est un critère déterminant dans le choix d'un processus EOR chimique, surtout par injection des tensio-actifs en milieu alcalin (ASP) et moins d'importance dans le cas de l'injection de polymères : Pour l'injection de polymères, la viscosité de l'huile doit être comprise entre 10 à 150 Cp et la limite supérieure de l'huile pour injection de polymères est de 30 Cp. Dans des projets ASP, la viscosité de l'huile est d'environ 10 Cp, par contre pour les projets d'injection de polymères, la viscosité moyenne est d'environ 20 Cp et la limite maximale étant d'environ 90 Cp. Récemment, des projets de recherche ont été lancés dans le domaine de l'EOR chimique concernant les huiles à fortes viscosités [15].

- **La salinité de l'eau de formation et les divalents (Ca^{2+} , Mg^{2+})**

La salinité de l'eau de formation et les divalents sont primordiales dans le processus EOR chimique par injection soit de tensioactifs, soit de polymères. Bien que les fournisseurs chimiques revendiquent leurs produits peuvent être opérants à la salinité élevée, la plupart des processus EOR chimique ont été implémentés dans des réservoirs de faible salinité. Pour la plupart des processus EOR, la salinité de l'eau de formation est en général inférieure à 10 000 ppm, et l'eau d'injection est de l'eau douce.

- **Les perméabilités de la formation réservoir**

Un réservoir à perméabilité moyenne supérieure à 160 md répond positivement au processus EOR chimique par injection de polymère, ce paramètre est essentiel pour ce procédé.

Une formation réservoir à faible perméabilité posera un problème d'injectivité, conjugué aux problèmes d'un excès de rétention. Il est intéressant de souligner que le critère des perméabilités moyennes dans les projets réalisés était favorable : 450 md pour AS (alcaline Surfactant) et de 800 md pour l'injection de polymères, la température du réservoir et la salinité de l'eau sont les paramètres les plus décisives.

Dans le domaine de l'EOR chimique, des travaux de laboratoire sont encore nécessaires et spécifiques pour chaque projet, complétés par des simulations de réservoir par l'intégration de ces données en s'appuyant sur les modèles numériques de prédiction de champ. Pour conclure, le processus EOR chimique dans les domaines de haute température.

Ce tableau résumé des critères de sélection pour les méthodes améliorées de récupération du pétrole.

Propriétés de l'huile				Caractéristiques du réservoir					
Gravité °API	viscosité (Cp)	composition	Saturation d'huile	Type de formation	Épaisseur nette (FT)	Perméabilité moyenne (md)	Profondeur [FT]	Température (°F)	
Polymer	>25	<150	pas critique	>10% PV	Sandstone préfère; carbonate possible	pas critique	>10 (normale)	<9000	<200

Tableau I.1 : Les critères de sélection des polymères

CHAPITRE II

LA RECUPERATION ASSISTEE DU PETROLE (RAP) PAR VOIE CHIMIQUE

Comme il a été mentionné précédemment, Les techniques de récupération assistée du pétrole par voie chimique consistent à injecter dans un réservoir pétrolier une formulation contenant l'agent alcalin, les surfactants et les polymères. Cette formulation permet de réduire la tension interfaciale eau/brut et ainsi de libérer l'huile piégée dans les pores de la roche.

Le chapitre a pour objectif d'étude de la séparation huile/eau dans le cadre de la récupération améliorée du pétrole avec l'agent chimique et leurs propriétés fondamentales.

II.1 Les agents alcalins

Plusieurs types de produits chimiques alcalins ont été évalués et appliqués dans divers projets d'injections alcalines. Les alcalis les plus utilisés sont l'hydroxyde de sodium (NaOH), le carbonate de sodium (Na_2CO_3), le silicate de sodium (Na_2SiO_3) et ammoniaque (NH_3).

Une comparaison de la valeur du pH avec la variation de la concentration alcaline de différents alcalis a été rapportée. Il ressort clairement que NaOH est le plus fort parmi les alcalis donnés et Na_2CO_3 le plus faible.

Cheng [16] a conclu d'après une étude comparative que Na_2CO_3 reste l'agent chimique le plus fréquemment utilisé dans les cas des projets de RAP et sa consommation par réaction avec le pétrole brut et la roche-réservoir est relativement plus faible en comparaison avec d'autres composés alcalins, et Na_2CO_3 présente une meilleure compatibilité avec les roches carbonatées, ce qui se traduit par un faible endommagement de la perméabilité.

Les performances d'une solution alcaline en terme de récupération additionnelle d'huile résiduelle sont sensiblement liées au caractère chimique du pétrole, la nature de la roche-réservoir ainsi que le pH initial et la composition de l'eau de formation du réservoir (l'eau saumâtre). Cependant, la majorité des chercheurs confirment que l'acidité du pétrole

brut est le principal facteur influençant le processus de récupération de l'huile résiduelle par injection de solutions alcalines.

II.1.1 Les agents alcalins dans la récupération assistée de pétrole

II.1.1.1 L'injection Alcaline-polymère (AP)

L'injection de polymère alcalin est plus efficace que l'injection d'alcali ou de polymère seul. C'est parce que les alcalines injectés aideront à mobiliser l'huile résiduelle et les polymères aideront à maintenir un bon contrôle de la mobilité et améliore l'efficacité du déplacement.

Expériences en laboratoire menées sur des bouchons de noyau de grès utilisant un Polymère alcalin augmenté (NaOH , Na_2CO_3 et Na_4SiO_4) l'injection a fourni une récupération de pétrole significativement élevée (73% à 95%) que l'injection de polymères ou d'alcalines seuls, ce qui a entraîné une récupération d'huile de 6% à 18% [17].

II.1.1.2 L'injection d'alcalin-surfactant (AS)

Cette variation de l'injection alcaline incorpore l'ajout de tensioactifs pour réduire l'IFT à l'interface huile-eau dans une plus grande mesure qu'en utilisant des alcalis seuls. En plus de la réduction IFT, la formation d'émulsion est un avantage supplémentaire de ce procédé. L'émulsion générée in situ aide à améliorer l'efficacité du balayage en bouchant les pores plus larges et en redirigeant le flux vers de nouveaux chemins [18].

II.1.1.3 L'injection alcaline / surfactant / polymère (ASP)

L'injection ASP peut augmenter considérablement la récupération d'huile grâce à la synergie de ses composants comme les alcalis, des tensioactifs et des polymères dans le bouchon injecté. La limace ASP a des alcalines qui génèrent in situ tensioactifs lors de la réaction avec des acides organiques présents dans le pétrole brut, tensioactifs qui réduisent l'IFT entre l'huile et l'eau et les polymères qui maintient un bon contrôle de la mobilité des solutions injectées et augmente l'efficacité du déplacement volumétrique. Essais en laboratoire sur des carottes de grès de l'Ouest Keihl Unit, Wyoming [16] utilisant différents alcalis, polymères et tensioactifs montrent que l'huile améliorée la récupération de l'injection ASP était beaucoup plus élevée que l'injection alcaline ou polymère seule.

II.1.2 Interaction alcalin-huile-roche

L'injection alcaline est une technique CEOR qui a été présentée par Squires en 1917. L'alcalin réagit avec les acides naturels de l'huile, conduisant à la génération de savons in situ à l'interface huile-eau. Les savons in situ entraînent une réduction de l'IFT et réduisent l'adsorption du surfactant sur la surface de la roche. Cette réaction dépend fortement de l'indice d'acide de l'huile. La réaction basique de l'alcalin est présentée ci-dessous :



Où A^- est du savon et HA est de l'acide.

Certains travaux expérimentaux en laboratoire ont montré que la synergie du polymère avec un agent alcalin ou un surfactant ou les deux peut augmenter la récupération d'huile. L'alcalin réagit d'abord avec l'acide dans l'huile et produit du savon en place. Le savon produit réduit l'adsorption du surfactant et du polymère. Ensuite, le surfactant injecté et le savon produit réduisent l'IFT, finalement l'ajout de polymère soluble dans l'eau augmente la viscosité de l'eau pour un mouvement semblable à un piston et rend l'émulsion stable [19].

II.2 Les polymères

II.2.1 Définition d'un polymère :

Un polymère est une macromolécule formée de l'enchaînement covalent d'un très grand nombre d'unités de répétition qui dérivent d'un ou de plusieurs monomères (qui sont également appelés motifs) et préparée à partir de molécules appelées monomères [20].

Les polyacrylamides sont des polymères synthétiques issus de la polymérisation de l'acrylamide (Figure II.1) [21].

Les polysaccharides sont des bio polymères versatiles dotés de propriétés structurales remarquables grâce à leur particularité qui est de former des mailles tridimensionnelles ils sont par exemple susceptibles de former des gels en solution aqueuse.

Une bonne partie des polysaccharides à usage industriel provient des fermentations microbiennes, le plus utilisé en EOR est le xanthane.

Au niveau des polyacrylamides, en solution aqueuse, une fraction de l'acrylamide peut être hydrolysée pour produire de l'acide acrylique, cela se traduit par une augmentation de son pouvoir viscosifiants dans l'eau sans électrolytes, mais sa viscosité diminue d'une manière abrupte dans l'eau salée [7].

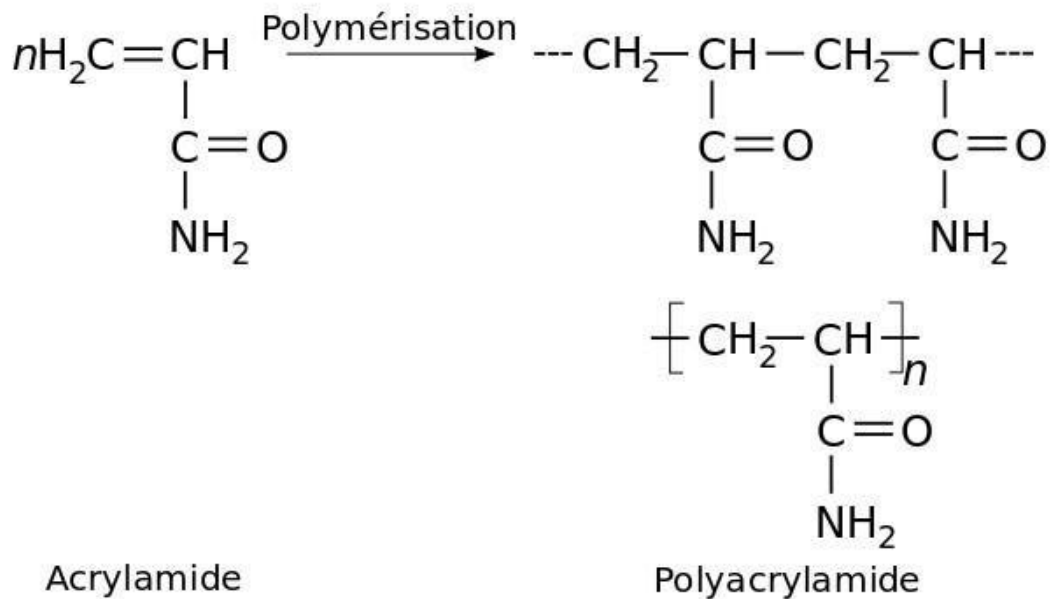


Figure II.1 : Structure moléculaire de polyacrylamide (PAM).

II.2.2 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 viscosifiants, son coût et sa capacité à résister à conditions physicochimiques et à l'attaque de différents agents chimiques externes.

Les polymères utilisés principalement pour augmenter la viscosité de la phase aqueuse sont des polymères synthétiques tels que les polyacrylamides et les bio polymères tels que les polysaccharides. Parmi les polymères utilisés dans la RAP on peut ressortir le xanthane et le polyacrylamide [22].

II.2.3 Les interactions polymères-agents chimiques en milieu aqueux

Lors du développement d'un fluide complexe ASP, de nombreuses interactions physiques peuvent avoir lieu au sein de la solution aqueuse entre le polymère et des agents chimiques tels que l'agent alcalin, les sels et les surfactants. Ces interactions peuvent conduire à des changements de la solution de polymère tels que des pertes de viscosité ou bien au contraire une augmentation de la viscosité, dégradation du polymère et enfin formation de précipités. Par conséquent, ces interactions affectent l'écoulement du fluide en milieu poreux et donc les performances du fluide et du polymère.

En particulier, l'hydrolyse en milieu aqueux est extrêmement importante en RAP. L'hydrolyse, est une réaction dans laquelle certaines molécules sont séparées en deux parties par une rupture de la liaison covalente en présence de molécules d'eau, ou bien d'ions hydroxydes (OH^-) issue de la dissolution d'un agent alcalin en phase aqueuse. Dans le cas d'un polymère de type polyacrylamide, l'hydrolyse basique (présence d'un alcalin, figure II.2) convertit le groupement amide (NH_2) en groupement carboxylique (COO^-) et en groupement d'ammoniac (NH_3). Contrairement à une réaction d'hydrolyse classique, l'hydrolyse basique du polyacrylamide devient plus importante et plus rapide à température élevée. Les charges négatives de la chaîne du polymère sont 46 sensiblement augmentées lors de l'augmentation de la température, résultant en des interactions de répulsion intramoléculaires plus importantes, ceci a pour effet une augmentation significative de la viscosité de la solution polymérique.

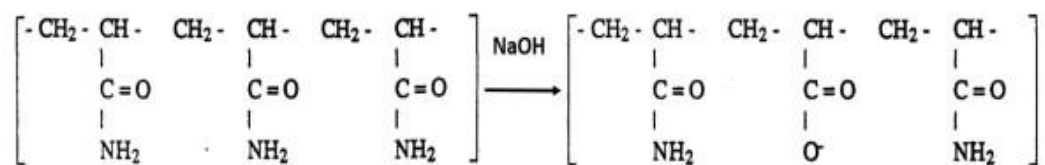


Figure II.2 : Hydrolyse du polyacrylamide en présence d'agent alcalin (NaOH).

L'hydrolyse du polyacrylamide est caractérisée par une cinétique de réaction rapide dès le départ, puis elle devient significativement plus lente au cours du processus. Le groupement amide joue un rôle de catalyseur dans la réaction d'hydrolyse résultant en une réaction rapide, toutefois au fur et à mesure de la conversion de ces groupements amides en groupement carboxyliques, la réaction est ralentie par l'effet de répulsion électrostatique

entre la chaîne du polymère et les ions d'hydroxydes présents dans la solution. D'autre part, le ralentissement de la vitesse de réaction est aussi dû à l'augmentation de la viscosité de la solution qui par conséquent ralentit la diffusion des réactifs, cette augmentation de la viscosité est causée par la croissance de la taille des globules macromoléculaires.

La présence de sels peut aussi influencer considérablement le comportement rhéologique des polymères en milieu aqueux. L'effet de la présence de différents types de sel sur le comportement rhéologique des solutions de polyacrylamide partiellement hydrolysées (PAPH) a été abordé en détails par Nasr-El-Dine et al. Dans de l'eau des ionisée, les chaînes du polymère PAPH sont plus tendues et alignées à cause des interactions électrostatiques de répulsion, par conséquent le rayon hydraulique est nettement plus grand. Ce dernier est le principal facteur qui définit la viscosité d'une solution polymérique. Un large rayon hydraulique de la molécule du polymère, signifie une viscosité plus élevée. Lorsque le polymère (PAPH) est solubilisé dans de la saumure, les cations divalents présents dans la phase aqueuse auront un effet écran au niveau de la distribution des charges négatives de la chaîne du polymère, autrement dit ; les cations divalents diminuent les forces de répulsions. Cet effet des cations divalents a pour conséquence un repliement et une réduction du rayon hydraulique de la chaîne du polymère et de même une diminution du degré d'enchevêtrement des chaînes de 47 polymères. Les effets des cations divalents cités auront pour conséquence une augmentation du taux de cisaillement critique. De par leurs charges positives plus importantes, l'effet écran des cations divalents sur la distribution des charges négatives de la chaîne du polymère est beaucoup plus prononcé par rapport aux cations monovalents, par conséquent le repliement de la chaîne du polymère se produit à de faibles concentrations en cations divalents.

Enfin, il faut noter que la compatibilité des polymères avec les conditions du réservoir est sensiblement similaire à celle des surfactants, la non compatibilité se traduit soit par une séparation de phase ou bien la formation de précipités. L'une des études préliminaires concernant la stabilité des polymères de type polyacrylamide partiellement hydrolysés en phase aqueuse en présence de cations divalents, a été abordée par Zeitoun et Potie. Ces auteurs stipulent qu'une forte présence de cations divalents à une température supérieure à 80°C, peut entraîner une formation de précipités du polymère polyacrylamide hydrolysé à 33%. Ces mêmes observations ont été confirmées par Levitt et Pope plus tard. Une diminution de la température et de la concentration des cations monovalents permettrait de réduire la concentration critique de calcium qui fera précipiter le polymère PAPH. La

précipitation est causée par le phénomène de fixation sur les sites pour les polymères PAPH ayant un degré d'hydrolyse élevé. Alors que pour les PAPH avec un faible degré d'hydrolyse, la précipitation est causée par une faible solvatation [23].

II.2.4 L'injection de polymère dans la récupération assistée de pétrole

Est une méthode EOR qui utilise des solutions de polymère pour augmenter la récupération d'huile en diminuant le rapport de mobilité eau / huile en augmentant la viscosité de l'eau qui se déplace. L'injection de polymère est utilisée dans certaines conditions de réservoir qui réduisent l'efficacité d'une injection régulière, comme les fractures ou les régions à haute perméabilité qui canalisent ou redirigent le débit d'eau injectée, ou le pétrole lourd qui résiste à l'écoulement. L'ajout d'un polymère hydrosoluble à l'injection permet à l'eau de se déplacer à travers une plus grande partie de la roche réservoir, ce qui entraîne un plus grand pourcentage de récupération du pétrole.

Le gel polymère est également utilisé pour fermer les zones à haute perméabilité. Dans le processus, le balayage volumétrique est amélioré et l'huile est produite plus efficacement. Souvent, l'injectivité sera l'un des facteurs critiques.

La solution de polymère doit donc être un fluide d'amincissement non newtonien et de cisaillement, c'est-à-dire que la viscosité diminue avec l'augmentation du taux de cisaillement.

Lors de l'injection de polymère, un polymère soluble dans l'eau est ajouté dans l'eau d'injection. Cela augmente la viscosité de l'eau. Il existe trois façons potentielles par lesquelles une injection de polymère rend le processus de récupération du pétrole plus efficace :

- (1) Par les effets des polymères sur l'écoulement fractionné.
- (2) En diminuant le rapport de mobilité eau / huile.
- (3) En détournant l'eau injectée des zones balayées.

Les conditions préalables les plus importantes à l'injection des polymères sont la Température du réservoir et les propriétés chimiques de l'eau du réservoir. À haute température ou avec une forte salinité dans l'eau du réservoir, un polymère ne peut pas être

maintenu stable et la concentration en polymère perdra la majeure partie de sa viscosité [21].

L'injection de polymère peut améliorer l'efficacité du balayage de deux façons. D'une part, l'incrément de la viscosité améliore le rapport de mobilités entre le fluide déplacé (huile) et le fluide déplaçant (polymère), en réduisant l'effet de digitations. D'autre part du point de vue microscopique, on réduit la saturation résiduelle car le nombre capillaire est augmenté.

L'injection d'une solution de polymère se fait à vitesse d'écoulement plus faible (augmentation de la viscosité) qui implique un temps de récupération économiquement un peu plus défavorable [2].

La mobilité M du système est effectivement diminuée, ce qui favorise le déplacement. Cependant, les conditions de piégeage (relatives à la tension interfaciale σ entre l'huile et la phase aqueuse) sont théoriquement équivalentes à une récupération secondaire (injection d'eau). La saturation d'huile résiduelle n'est donc pas diminuée dans le puits, mais la quantité de fluide nécessaire pour la déplacer est plus faible. Voyons cela avec un exemple (Figure II.3).

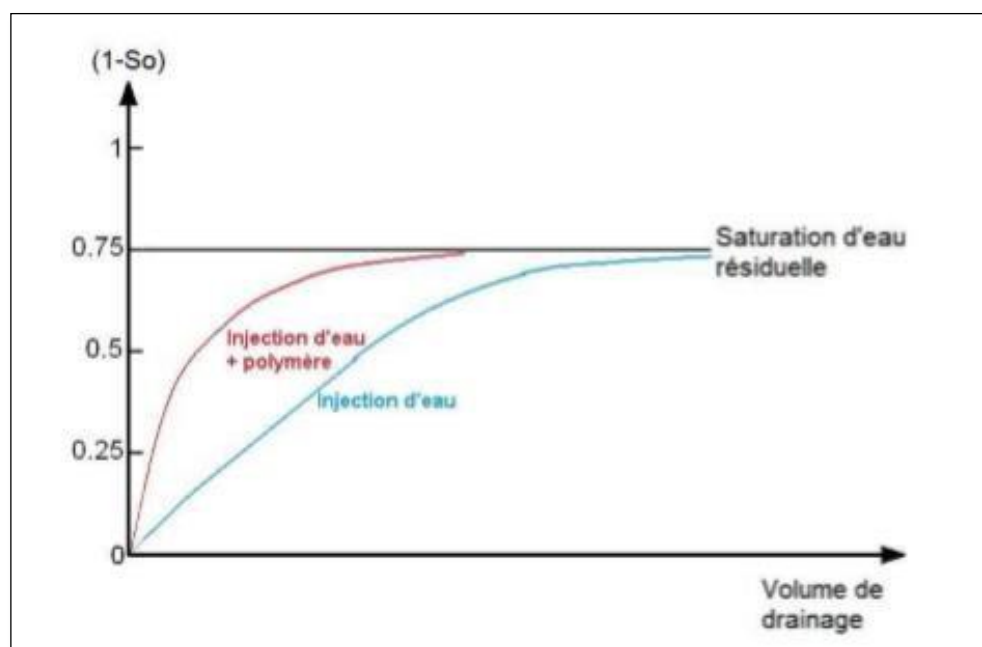


Figure II. 3 : Dépendance typique de la saturation résiduelle d'huile en fonction du volume du fluide déplaçant injecté (volume de drainage) pour l'eau et une formulation eau-polymère de viscosité supérieure.

Avec l'injection d'eau, la quantité maximale d'huile à déplacer sera atteinte avec un certain volume injecté. La même quantité d'huile sera déplacée avec un volume inférieur d'une formulation eau-polymère dont la viscosité est entre 10 et 100 fois plus grande par rapport à celle de l'eau. En théorie, il n'y a pas moyen de modifier la saturation d'huile résiduelle avec l'injection de polymère.

Les échecs le plus souvent rencontrés dans les opérations de polymer flooding sont la perte du polymère (par adsorption dans la roche) et la dégradation de la formulation dépendant des contraintes de cisaillement élevées pendant l'injection. Les caractéristiques idéales pour l'utilisation de polymer flooding sont des gisements de haute perméabilité et à faible contenu d'argile avec une viscosité de l'huile ne dépassant pas les 0,1 mPa.s in situ. Par ailleurs, dans les cas où la perméabilité du gisement est variable, ce type de formulation gomme les effets de contraste de la perméabilité, en évitant l'apparition de chemins préférentiels. Il faut retenir que les conditions de cisaillement dans un puits peuvent aller au-dessus de 100 s⁻¹ pendant le drainage, étant 10s⁻¹ une valeur moyenne typique [15 ; 16], et même au-delà de 1000 s⁻¹ au niveau de l'injection [7].

Lorsque les polymères circulent en milieu poreux, les molécules de polymères sont retenues, ce qui a pour avantage de réduire la perméabilité de la roche à l'eau mais pour inconvénient de diminuer l'efficacité de l'injection. Les mécanismes conduisant à la rétention des polymères sont l'adsorption, le piégeage mécanique et la rétention hydrodynamique (voir figure II.4)

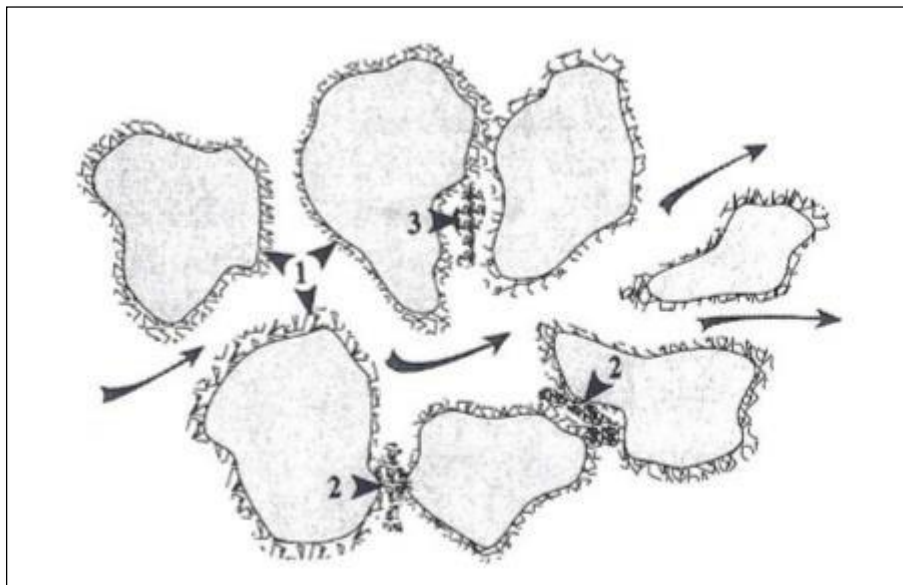


Figure II.4 : Les différents types de piégeage.

1. **L'adsorption** résulte d'une interaction entre les molécules de polymère et la surface solide. Cette interaction se caractérise par une liaison des molécules à la surface de la roche due principalement à des liaisons physiques (Van der Waals, liaisons hydrogènes) plutôt qu'à des liaisons chimiques. Cette interaction provoque une fixation des molécules à la paroi, qui finissent par tapisser la surface solide accessible. Il s'agit du principal mécanisme de rétention de polymère.

2. La rétention par **piégeage mécanique** à lieu lorsque les molécules de polymères de taille importante vont se loger dans des pores de petites tailles. Elle conduit à une obstruction de certains pores et donc à une réduction de perméabilité pouvant être irréversible.

3. **La rétention hydrodynamique** est difficile à distinguer du piégeage mécanique. Elle correspond au piégeage de certaines macromolécules dans des pores ou apparaissent des points stagnants. Cette rétention est réversible et varie avec le débit d'injection. L'injection de polymères peut être utilisée avec succès lorsque la production d'eau commence à devenir supérieure à la production d'huile, pour des rapports de mobilité

Très défavorables à l'imbibition, pour des roches réservoirs de perméabilité assez élevée, très hétérogènes et peu argileuses [15].

II.2.4 comportement rhéologique des polymères

La rhéologie des solutions de polymère en phase aqueuse est un aspect très important à prendre en considération lors de la conception d'un processus de RAP. Les courbes d'écoulement et de cisaillement des solutions polymériques à base de polyacrylamide ou polysaccharides sont caractérisées par trois régions principales tel que démontré dans la figure II.5. Deux régions sont caractérisées par un écoulement Newtonien. Dans ces deux régions, le fluide polymérique présente une viscosité indépendante au taux de cisaillement. On retrouve ce comportement (Newtonien) à des valeurs de taux de cisaillement faibles et élevés (région inférieure et région supérieure). Entre ces deux régions, une transition d'un écoulement Newtonien à un écoulement non-Newtonien se produit. Cette région de transition est caractérisée par une rhéo-fluidification du fluide polymérique en fonction du taux de cisaillement [24].

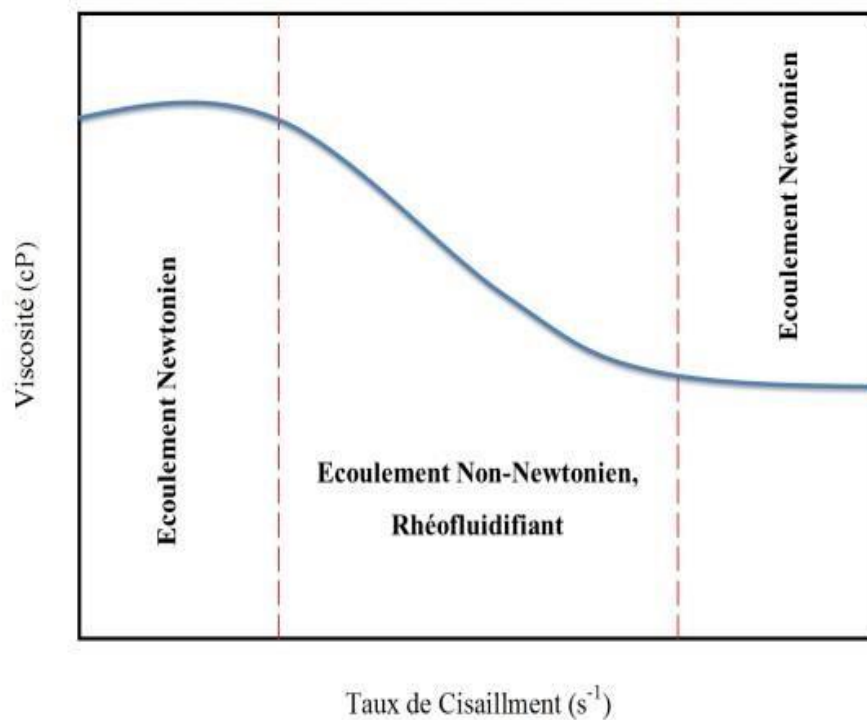


Figure II.5 : Comportement rhéo-fluidifiant typique des solutions polymères.

III. Les Tensioactifs

III.1. Définition :

Les tensioactifs communément appelés détergents par les biologistes sont des composés amphiphiles comportant des domaines polaires et apolaires bien distincts présentant une solubilité marquée dans l'eau. Les tensioactifs ou « surfactants » en terme anglo-saxon sont des agents de surface capables de réduire la tension interfaciale de mélanges (ex, huile et eau) en s'adsorbant aux interfaces.

Les tensioactifs ont une grande variété d'applications qui incluent la perméabilisation et la dissolution des membranes, la solubilisation de corps d'inclusion, ainsi que la solubilisation, la biochimie, la cristallisation et la manipulation des protéines membranaires.

La capacité d'un tensioactif à participer à une fonction spécifique dans les techniques de biologie structurale ou de biochimie est entièrement reliée à sa structure. La partie hydrophile polaire de la molécule de détergent est désignée comme « tête polaire » tandis que la partie hydrophobe apolaire est appelée « queue apolaire ». La partie hydrophobe

est constituée d'une ou plusieurs chaînes carbonées aliphatiques pouvant être linéaires ou ramifiées et comportant généralement entre 8 et 18 atomes de carbone [25].

III.2. Classification de tensions actifs

Selon la charge de partie polaire (hydrophile), les tensioactifs sont classés en quatre grandes familles :

Les anioniques (chargés négativement), les cationiques (chargés positivement), les zwitterioniques (possédant plusieurs charges selon le pH) et les non-ioniques (absence de charges).

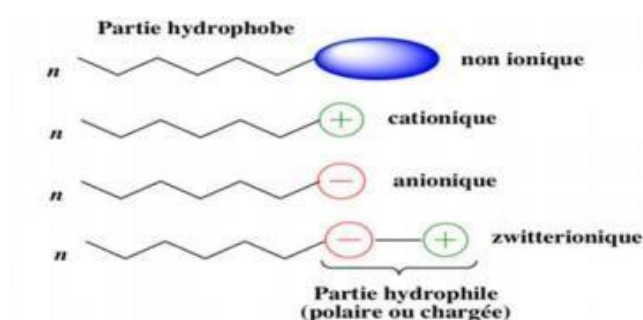


Figure II.6 : Les différents types de tensioactifs

Les anioniques : Ces tensioactifs se chargent négativement dans l'eau. C'est le groupe le plus utilisé à l'échelle mondiale, exemples : tensioactifs sulfonates (LAS1, AOS2, SAS3, MES4), tensioactifs sulfatés (AS5, AES6), tensioactifs carboxyles.

Les non-ioniques : Ces tensioactifs ne se chargent pas électriquement dans l'eau. C'est le second groupe le plus consommé mondialement, dans lequel on retrouve la grande famille des alkyl phénols polyéthoxylés (APEO) et les éthoxylates d'alcool (AE).

Les cationiques : Ces tensioactifs se chargent positivement dans l'eau. Bien moins utilisés que les deux groupes précédents, on y retrouve néanmoins la grande famille des ammoniums quaternaires utilisés par ailleurs pour leurs propriétés biocides.

Les zwitterioniques : ou amphotères La recherche de nouveaux produits a naturellement conduit le chimiste à associer les charges anioniques et cationiques dans une seule et même espèce chimique appelée molécule zwitterioniques, les plus récents des tensioactifs. Ces molécules sont donc des composés non ioniques différents des autres composés non ioniques, de par leur structure mais également de par leurs propriétés [26].

III.3. Propriétés des tensioactifs :

➤ Le moussage :

Elle est une dispersion d'un gaz dans une phase liquide stabilisée par un film dans lequel le tensioactif est adsorbé aux deux interfaces eau/air formant une double couche [27].

➤ L'émulsion

Les émulsions sont des dispersions de gouttes d'une phase liquide dans une autre phase liquide non miscible. Ces systèmes sont instables du point de vue thermodynamique. Les émulsions sont stabilisées par la présence de molécules amphiphiles nommés émulsifiants, dont le rôle va être d'abaisser la tension à l'interface.

Les émulsions ayant une phase continue aqueuse et une phase dispersée huileuse sont dites émulsions directes, notées H/E (huile-dans-eau, voir la Figure II.7. Les émulsions de phase continue huileuse et phase dispersée aqueuse sont appelées émulsions inverses et notées E/H (eau-dans- huile, Figure II.8).

On parle alors d'émulsion double ou d'émulsion multiple. Selon la phase continue, une émulsion eau dans- huile elle-même en émulsion dans l'eau sera notée E/H/E (eau-dans- huile dans- eau), et de manière équivalente, H/E/H (huile-dans-eau-dans-huile est schématisé sur la Figure II.8 [28].

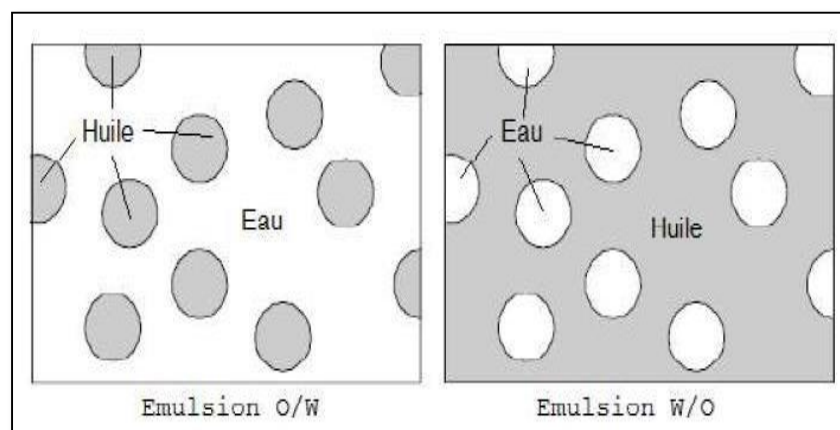


Figure II.7 : Représentation schématique d'une émulsion H/E et E/H.

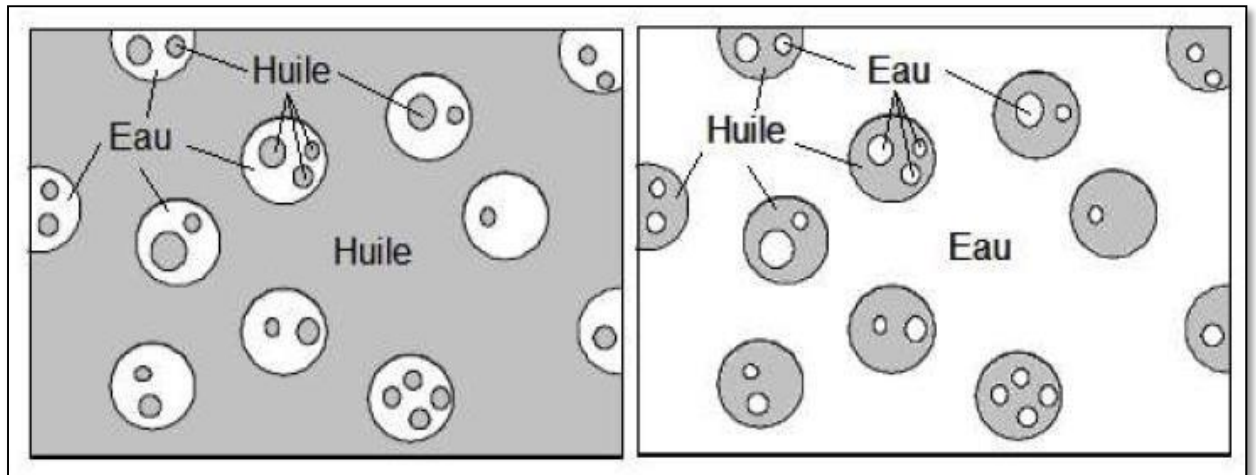


Figure II.8 : Représentation schématique d'une émulsion H/E/H et E/H/E.

➤ **La solubilisation :**

Les tensioactifs ont la propriété de dissoudre les liquides organiques insolubles dans l'eau. Cette solubilisation résulte de l'enveloppement de ces derniers par les micelles suivant l'orientation préférentielle des tensioactifs [27].

III.4. Concentration micellaire critique

Après la saturation de l'interface par le tensioactif et sous l'influence des forces ionique, température et la nature de tension qui formée des micelles ou agrégat ; cette dernier est appelé concentration micellaire critique. Avec l'adsorption aux interfaces, la propriété la plus intéressante des tensioactifs dans l'eau est certainement leur capacité à former des agrégats ordonnés, une fois que leur concentration dépasse un certain seuil, la concentration micellaire critique (CMC).

La CMC est alors définie comme étant la concentration au-delà de laquelle les molécules de tensioactifs s'auto associent et s'arrangent sous forme d'agrégats particuliers appelés micelles. A la CMC, de nombreuses propriétés physico-chimiques subissent une brusque discontinuité La valeur de la CMC mesurée varie légèrement suivant la méthode retenue pour la déterminer. Expérimentalement, la CMC est déterminée par une rupture de pente sur une courbe représentant la variation d'une propriété en fonction de la concentration en tensioactif La connaissance de cette valeur permet donc de prévoir certains domaines d'applications pratiques de ces molécules [29].

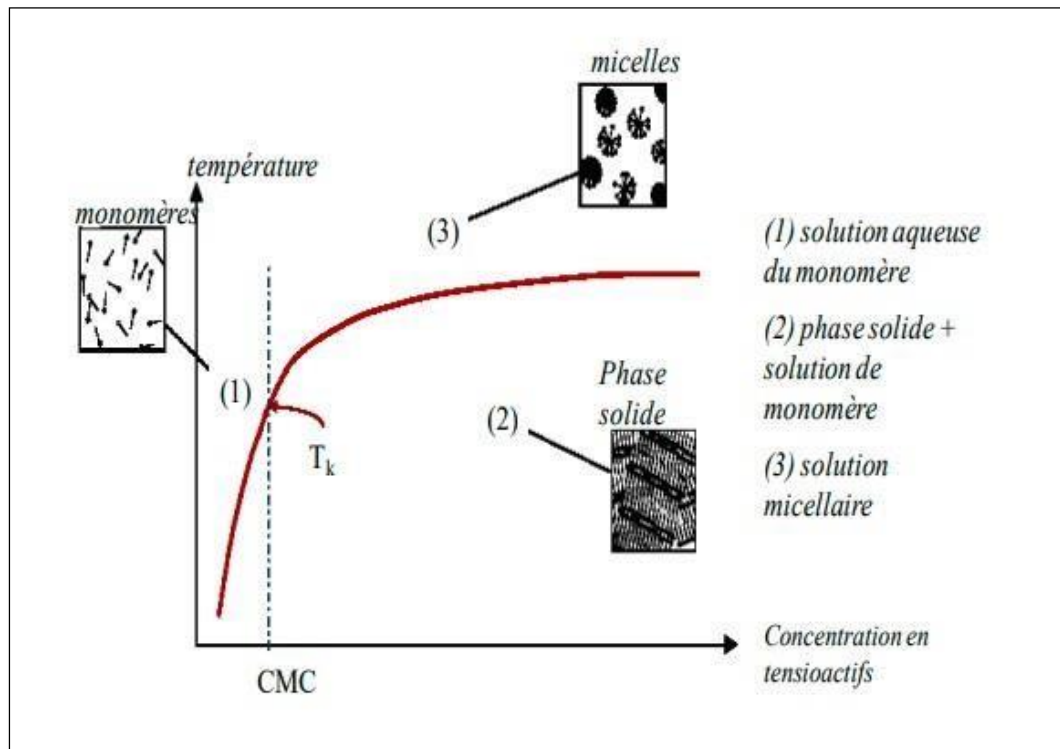


Figure II.9 : Diagramme de phase d'un tensioactif soluble dans l'eau. CMC : concentration micellaire critique ; T_K : température de Krafft [30].

III.5. Solubilisation des tensioactifs en milieux aqueux :

La solubilité des tensioactifs ioniques et non-ioniques augmente rapidement au-dessus

D'une certaine température critique : la température de Krafft T_K et la point de trouble.

III.5.1 Tensioactifs ioniques

Température de Krafft

Le point de Krafft est un paramètre caractéristique des tensioactifs ioniques : il s'agit de la température au-dessous de laquelle aucune micellisation n'intervient. Il correspond également à la température à laquelle la solubilité des tensioactifs ioniques atteint la valeur de la concentration critique pour la formation de micelles. A partir de cette température, la solubilité augmente brusquement tandis que la CMC reste pratiquement constante. De plus, ce point de Krafft correspond à un point triple dans le diagramme de phases température composition du binaire eau-tensioactif ionique. Le point de Krafft est très sensible à la formule chimique du tensioactif. Dans nombreuses applications, la connaissance de ce

paramètre permet le choix d'un tensioactif possédant un point de Krafft inférieur à leur température d'utilisation (Figure II.9) [29].

III.5.2. Tensioactifs non ionique

Point de trouble

Le point de trouble est un paramètre caractéristique des tensioactifs non ioniques.

Lorsque l'on chauffe une solution micellaire refermant ces surfactif l'apport d'énergie thermique provoque une déshydratation partielle de la chaîne hydrophile en rompant des liaisons hydrogène entre les molécules d'oxyde d'éthylène et d'eau. Si le nombre de ces liaisons n'est pas suffisant pour contrebalancer l'enchaînement de la chaîne hydrocarboné du tensioactif, la taille des micelles augmente rapidement et le système se sépare en deux phases en équilibre, la plus concentrée en tensioactif étant appelée coacervat et l'autre phase diluée, dont la concentration en tensioactif est en général voisine de la CMC. Il est connu que la formule chimique des tensioactifs non ioniques a une influence assez importante sur le point de trouble. Signalons également que cette température est très sensible aux agents externes, tels que, les électrolytes, les alcools, les additifs organiques et les tensioactifs ioniques.

La force motrice de la séparation des phases est la différence entre les masses volumiques des phases diluée et coacervat. La démixtion des phases est réversible : par refroidissement, à une température au-dessous de la température de trouble, le mélange redevient homogène La définition du phénomène de trouble a plusieurs interprétations très semblables qui se complètent. Le mécanisme selon lequel a lieu la séparation de phases a été assez discuté dans les années 60 à 90, néanmoins il continue d'être une source de controverse.

Passons en revue quelques phénomènes qui ont lieu durant la formation des micelles jusqu'à la température de trouble [29].

III.6. Les microémulsions

Les microémulsions sont des mélanges isotropes d'huile, d'eau et de tensioactifs généralement avec un Co-tensioactif. Contrairement aux émulsions, les microémulsions sont thermodynamiquement stables et translucides, la taille des gouttelettes de la phase dispersée est généralement entre 10-100 nm [31].

Les interactions microémulsion-mousse sont importantes dans le procédé au gaz à basse tension, une nouvelle méthode de récupération assistée du pétrole. Comme les systèmes huile-eau-surfactants sont soumis à divers environnements de salinité et que le comportement de la phase de microémulsion varie, la résistance de la mousse a également été observée pour varier. Cela peut être dû à l'action de micelles gonflées à l'huile dans les lamelles liquides. Les microémulsions Winsor de type I ont été caractérisées en fonction de la tension superficielle, de la teneur en huile, de la taille des micelles gonflées dans l'huile et de la viscosité. Leur impact sur la stabilité de la mousse a été quantifié via des tests dynamiques de colonne de verre de style Bikerman et des tests de désintégration statique dans une puce micro fluidique de réseau de roche physique pour observer le comportement et les tendances à travers les échelles. Les tests de stabilité de la mousse ont démontré jusqu'à 90% de diminution de la stabilité avec des tendances similaires aux deux échelles, le diamètre des micelles gonflées à l'huile passant de 9,30 à 27,08 nm et la concentration a diminué de plus de 80%. La diminution de la disponibilité des micelles et de l'efficacité de la structuration micellaire, avec des effets d'interaction, explique l'impact de la microémulsion sur la stabilité de la mousse [32].

III.7. Les tensioactifs dans RAP :

Pour la récupération assistée des hydrocarbures les tensioactifs sont utilisés afin d'agir à l'échelle du pore en réduisant la tension interfaciale entre l'huile et l'eau. De ce fait, ils permettent d'augmenter fortement le nombre capillaire et donc d'améliorer le déplacement de l'huile dans la roche. L'utilisation des tensioactifs permet en particulier de déplacer l'huile résiduelle non déplacée par imbibition et d'atteindre une saturation en huile proche de zéro, à condition d'atteindre des tensions interfaciales de l'ordre de 10^{-3} mN/m. Pour cela il est nécessaire d'utiliser des systèmes de microémulsions. En récupération assistée, les solutions de tensioactifs sont injectées sur une durée relativement courte, de façon à avoir un bouchon qui est suivi par un drainage avec une solution de polymère. Ce drainage permet d'assurer un contrôle de la mobilité par viscosité de façon à ce que l'huile résiduelle remobilisée par le bouchon de tensioactifs soit déplacée de façon uniforme et efficace vers le puits de production. Un bon contrôle de la mobilité permet d'assurer l'intégrité du bouchon de tensioactifs et d'éviter les effets de digitations visqueuses. Des interactions entre le fluide et la roche peuvent avoir des effets sur l'efficacité de l'injection de tensioactifs. Il s'agit de l'adsorption, des phénomènes capillaires, des échanges de cations et phénomène de

précipitation-dissolution. Ces phénomènes peuvent directement ou indirectement affecter la rétention des molécules de tensioactifs et réduire l'efficacité de cette méthode [16].

CHAPITRE III

SYNTHESE BIBLIOGRAPHIQUE

III.1. Les travaux intérieurs

1.

Les chercheurs de ce travail se sont basés dans leurs études dans l'inondation par Microémulsion : une récupération améliorée du pétrole efficace pour une faible perméabilité, Une sorte de tensioactif Gemini sulfobetaine (DPSB) a été utilisé pour préparer la Microémulsion.

Ce tableau montre les différents paramètres utilisés dans ce travail

le pétrole brut	la viscosité	La salinité de l'eau de formation	La Salinité de l'eau d'injection
déshydraté et dégazé	11,8 mPa.s	5888,4 mg / L	485 mg / L

Tableau III.1 : les paramètres utilisés pour préparer la microémulsion

La microémulsion a été préparée par l'eau de formation, le pétrole brut, différentes concentrations de DPSB et différentes concentrations d'alcool n-butylique et mesuré sa viscosité.

Les résultats dans le tableau suivant :

la concentration de DPSB	La tension interfaciale huile-eau	Le pourcentage volumique de la microémulsion	la viscosité
0,5%	$9,1 \times 10^{-4}$ mN / m	-	-
1,5%	-	31%	4,37 mPa.s

Tableau III.2 : les résultats de l'inondation en microémulsion

Par rapport à l'inondation d'eau, la saturation résiduelle d'huile diminue d'environ 30% dans l'inondation en microémulsion. L'efficacité de récupération est augmentée d'environ 4% par rapport à la faible concentration d'inondation de tensioactif.

Ils ont conclu à la fin de cette étude que :

La viscosité de la microémulsion augmente de manière significative avec l'augmentation de la concentration de DPSB et d'alcool n-butylique, la perméabilité relative de la phase huileuse augmente et la perméabilité relative de la phase aqueuse diminue dans l'injection de microémulsion, le tensioactif DPSB a une meilleure efficacité de récupération d'huile par rapport à l'injection d'eau.

L'efficacité de la Récupération peut être améliorée d'environ 8% et elle a augmenté de 4% par rapport à celle de la faible concentration de surfactant injecté [33].

2.

Dans ce travail afin d'améliorer la récupération de l'huile, la cinétique de réticulation du système HPAM est étudiée par la méthode de la viscosité, et la concentration optimale de HPAM et d'agent de réticulation est déterminée avec une forte stabilité thermique et une résistance au cisaillement peuvent être obtenus alors que la concentration de HPAM est supérieure à 600 mg / L et que la concentration d'agent de réticulation est supérieure à 1400 mg / L. Sur la base de l'expérience d'inondation, la pression de déplacement et la récupération de pétrole mesurées sont comparées à différents poids moléculaires de HPAM, et le poids moléculaire optimal de HPAM pour l'injection appliqué dans des réservoirs à faible perméabilité est filtré à 1100 millions. Une expérience de déplacement microscopique indique que de grosses gouttelettes d'huile ont été formées par l'huile restante dans les petits pores pendant le processus de déplacement, et ont été déplacées sous la forme d'un écoulement d'huile.

Le résultat montre que la production d'un seul puits a augmenté de 1400 t, la coupe d'eau globale dans toute la zone a diminué de 7,16% et la récupération de pétrole a augmenté de 3,58% après la faible injection de gel. Par conséquent, il est prouvé que le système d'injection HPA pour le contrôle de profil peut améliorer efficacement l'efficacité de récupération du pétrole d'un champ pétrolifère à faible perméabilité [34].

3.

Cette étude a comparé les applications potentielles de la gomme xanthane et du Polyacrylamide hydrolysé (HPAM) en tant qu'agents d'injection de polymère pour les applications de récupération de pétrole lourd dans une gamme de conditions de salinité. Le chercheur de ce travail fait des mesures rhéologiques a été effectuées pour examiner le changement de viscosité au cisaillement lorsque le polymère était appliqué dans une gamme de conditions de réservoir. Il a montré comme résultats que la viscosité au cisaillement de la solution de gomme xanthane était moins sensible à l'augmentation des températures et de la salinité que celle de la solution HPAM. En conséquence, une injection de gomme xanthane est plus efficace que HPAM dans des conditions de réservoir de salinité plus élevée [35].

4.

Cette étude effectuée En chine, Le modèle choisit est 7 puits injecteurs et 18 producteurs et l'injection a commencé en 1996.

Ce tableau montre Les critères de sélection de polymère pour ce travail

La porosité	la perméabilité moyenne	Le type de réservoir	la température	viscosité d'huile
23.7%	4.78 d	très hétérogène	50 °C	70 CP

Tableau III.3 : Les critères de sélection de polymère

Les résultats sont dans le tableau suivant :

	Avant injection	Après injection
la production	24.9%	34.9%
water Cut	89%	diminue rapidement
rapport de mobilité eau-huile	27	-

Tableau III.4 : les résultats de l'injection de polymère

5.

L'étude initiale sur l'inondation de polymère était limitée aux travaux de laboratoire Uniquement. Mais de nombreux chercheurs ont signalé une application sur le terrain de L'inondation de polymère. Le HPAM a été utilisé dans le réservoir de grès du champ de Marmul situé dans le sud d'Oman.

En 2001 YABIN et COLL ont étudié l'injection de polymère par HPAM

Type de réservoir	Viscosité	Température
grès	50 CP	50 ° C

Tableau III.5 : les paramètres de polymère HPAM à haute viscosité

Ce résultat montre que l'injection de polymère dans un réservoir à haute viscosité peut être Applicable.

En 2000 et par la suite, l'application de l'injection de polymère était limitée pour les réservoirs à haute salinité et à haute température, Tiwari et coll. (2008) ont étudié l'inondation de polymères dans le champ pétrolifère de Sanand aux États-Unis.

Type de réservoir	Viscosité	Température
grès	20 CP	85 °C

Tableau III.6 : les paramètres de polymère HPAM à haut température

Les résultats montrent que :

HPAM a des limites pour l'application dans les réservoirs à haut température et haut salinité La température a un effet direct sur l'hydrolyse de la solution de polymère. Dans la Plupart des cas d'inondation de polymère, HAPM commence à s'hydrolyser à partir de à Ce Phénomène entraîne une diminution de la viscosité de la solution de polymère [36].

6.

Kumar Rai et coll. (2014) ont étudié la modélisation des surfactants et des inondations SP. Selon la simulation d'inondation de surfactant, la récupération supplémentaire après une inondation d'eau s'est avérée être de 17,56%, ce qui était comparable au résultat

expérimental. Après avoir comparé l'historique avec les données de production expérimentales, le facteur de récupération de la simulation de l'inondation SP a été trouvé 24% de plus que l'injection d'eau.

Firozjahi a étudié les paramètres efficaces sur la performance de l'injection de polymère et a comparé cela à l'injection ASP en utilisant la simulation numérique et la conception expérimentale, il a utilisé comme surfactant le bromure de dodécyltriméthylammonium (DTAB) et HPAM comme polymère et l'hydroxyde de sodium comme alcalin

Ils ont montré que la synergie du contrôle de la mobilité et de la réduction de l'IFT pendant l'ASP augmentera le facteur de récupération d'huile par rapport à l'injection de surfactant. Les critères de sélection de l'injection de polymère seront modifiés lorsqu'il est mélangé avec un tensioactif ou un alcalin et ils ont constaté que l'effet de différents facteurs est différent dans l'injection de polymère que l'injection d'ASP [36].

7.

Ces dernières années, les chercheurs se sont tournés vers les polymères associatifs. Dans cette étude une application de polymères associatifs pour résister à la dégradation dans des conditions de température et de salinité élevées peut améliorer la récupération du pétrole Ils ont utilisé deux types de polymères : le polymère associatif Superpusher et le polyacrylamide HPAM partiellement hydrolysé.

-	le polymère associatif Superpusher	Le polyacrylamide hydrolysé
la concentration	4000 ppm	4000 ppm
la minéralisation	0,5 mg / l de Na Cl	0,5 mg / l de Na Cl

Tableau III.7 : la concentration et la minéralisation de HPAM et de polymère associatif

Les résultats montrent que Le polymère associatif augmente la récupération de l'huile pour 6.52 que l'injection d'eau et 1.67 au-dessus du polyacrylamide hydrolysé [37].

III.2. Conclusion de synthèse travaux :

D'après les travaux précédents qu'ils ont fait, les chercheurs ont constaté que :

- La viscosité de la microémulsion augmente de manière significative avec l'augmentation de la concentration d'agent chimique (tension actif, alcali).
- L'injection de microémulsion augmente la perméabilité relative de la phase huileuse et diminue la perméabilité relative de la phase aqueuse.
- Le système d'injection HPAM de poids moléculaire ultra-élevé / gel phénolique faible soluble dans l'eau peut améliorer efficacement l'efficacité de récupération du pétrole d'un champ pétrolifère à faible perméabilité.
- L'injection de gomme xanthane est plus efficace que HPAM dans des conditions de réservoir de salinité plus élevée.
- Les différences significatives d'injectivité et de récupération d'huile sont causées par les changements dans la mobilité du fluide injecté.
- L'injection de polymère dans un réservoir à haute viscosité peut être applicable.
- Les polymères à base d'acrylamide sont hydrolysés dans un environnement à haute température et obtiennent une charge négative.
- La synergie du contrôle de la mobilité et de la réduction de l'IFT pendant l'ASP augmentera le facteur de récupération d'huile par rapport à l'injection de surfactant seul.
- Les critères de sélection de l'injection de polymère seront modifiés lorsqu'il est mélangé avec un tensioactif ou un alcalin.

CONCLUSION

L'objectif de ce travail est l'étude de l'amélioration de la récupération assistée de pétrole par l'injection des agents chimiques et le choix d'un bon polymère.

Concernent les études qui a fait dans plusieurs laboratoires :

- L'EOR chimique a été utilisées pour faciliter la mobilité et réduire la tension superficielle.
- L'injection d'une solution diluée d'un polymère soluble dans l'eau augmenter la viscosité de l'eau injectée donc améliorer la quantité de pétrole récupérée dans certaines formations.
- Les tensioactifs doit réduisent l'IFT entre l'huile et l'eau et d'améliorer le déplacement de l'huile dans la roche.
- Les alcalines injectés aideront à mobiliser l'huile résiduelle dans les techniques chimiques.

Dans notre travail futur :

Sur la base de cette étude, voici les axes des développements futurs :

- Développer des polymères pouvant être utilisés dans des réservoirs à haute température et haute salinité (et à haute divalents), On utilisera d'autre types de polymères et de tensioactifs.
- Appliquer l'injection de polymère dans différentes conditions de réservoir (par exemple, réservoirs de faible perméabilité, caractéristiques géologiques complexes et huiles lourdes).
- Combinez le polymère avec d'autres procédés (par exemple, l'injection de surfactant / polymère).

REFERENCES

- [1] (Examen de la récupération assistée du pétrole par injection de polymères : principes fondamentaux, simulation expérimentale et numérique Mohsenatabar Firozjahi Hamid Reza Saghafi)
- [2] (Récupération assistée du pétrole par injection de polymères hydrosolubles : nouvelle approche Jose Luis Juarez Morejon 2 Oct. 2017)
- [3] Récupération améliorée du pétrole par injection de polymère : optimisation de l'injectivité du polymère Badar Al-Shakry (Université de Bergen / Uni Research CIPR) | Behruz Shaker Shiran (Uni Research CIPR) | Tormod Skauge (Uni Research CIPR) | Arne Skauge (Université de Bergen)
- [4] De la Récupération assistée du pétrole à la renaissance en France de la chimie des tensioactifs. Armand LATTES et Jean Louis SALAGER (respectivement : professeur émérite à l'Université Paul Sabatier, Toulouse 3 et à l'université de los Andes à Mérida, Venezuela)
- [5] Abdus Satter, Ghulam M. Iqbal, in Reservoir Engineering, 2016
- [6] Gozalpour et al. 2005 Récupération améliorée du pétrole par injection de polymère
- [7] Jorge Avendano. Viscoélasticité et récupération améliorée du pétrole. Autre. Université Paris-Est, 2012. Français. FfNNT : 2012PEST1020ff. Ffpastel-00695896f
- [8] Réactivité des hydrocarbures en réponse à une injection de CO₂/O₂ dans des conditions de réservoirs pétroliers déplétés : modélisations expérimentale et numérique par Claire PACINIPETITJEAN
- [9] Sandyford BB. 1964. Laboratory and field studies of water flood using polymer solutions to increase oil recoveries. J. Petrol. Technol. 16, 917–922. (10.2118/844-PA)
- [10] Gogarty WB, Tosch WC. 1968. Miscible-type water flooding: oil recovery with micellar solutions. J. Petrol. Technol. 20, 1407–1414. (10.2118/1847-1-PA)
- [11] Chemical flood enhanced oil recovery: A review Ajay Mandal
- [12] Stegemeier GL. 1973. Aqueous surfactant systems for oil recovery. J. Petrol. Technol. 25, 186–194. (10.2118/3798-PA)

- [13] Thomas Cochard. Injection de tensioactif pour la récupération assistée du pétrole : implication sur les lois régissant les écoulements eau-hydrocarbure-tensioactif en milieu poreux. Sciences de la Terre. Université Pierre et Marie Curie - Paris VI, 2017. Français. FfNNT: 2017PA066647ff. Fftel-01591191f
- [14] James j. sheng modern chemical enhanced oil recovery theory and practise
- [15] Ecoulements de fluides complexes en milieu poreux : Utilisation de Micelles Géantes pour la Récupération Améliorée du Pétrole Par Djivedé Elvire TOGNISSO
- [16] Cheng (1986) Alkali and Hybrid-Alkali Flooding as a Tertiary Oil Recovery Mode: Prospects and Challenges Nithin Chacko Thomas¹, Bisweswar Ghosh², Waleed S. AlAmeri³, Alibi Kilybay⁴ 1,2,3,4The Petroleum Institute, Abu Dhabi, UAE
- [17] Mihcakan et al., 1986 et Burk, J. H.1987 Alkali FLOODING
- [18] Alkali and Hybrid-Alkali Flooding as a Tertiary Oil Recovery Mode: Prospects and Challenges Nithin Chacko Thomas¹, Bisweswar Ghosh², Waleed S. AlAmeri³, Alibi Kilybay⁴ 1,2,3,4The Petroleum Institute, Abu Dhabi, UAE
- [19] SONATRACH Etude des Mécanismes de Récupération du Pétrole Petroleum Engineering Noureddine MOULOUDJ
- [20] I. Teraoka, Polymer Solutions, An introduction to physical properties, Ed. Polytechnique University Brooklyn, New York, 2002)
- [21] Williams, P. A. Handbook of Industrial Water Soluble Polymers.
- [22] James G. Speight PhD, DSC, in Heavy Oil Production Processes, 2013
- [23] Thèse de doctorat CONTRIBUTION A L'ETUDE RHEOLOGIQUE ET HYDRODYNAMIQUE DU SYSTEME FLUIDE INJECTE/ROCHE RESERVOIR/PETROLE ET/OU GAZ POUR LA RECUPERATION OPTIMISEE DES RESSOURCES ENERGETIQUES Par HADJI Mohamed El Monder
- [24] Green, D. W., & Willhite, G. P. (1998). Enhanced oil recovery. Richardson, Tex.: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers
- [25] Goddard D. E, "Application of polymer–surfactant systems", Chapter 4, In: Interaction of surfactants with polymers and proteins. Goddard ED, Ananthapadmanabhan KP, CRC, Boca Raton, (1993), 395–413

[26] Laughlin, 1991). Cet état zwitterioniques est dépendant du pH. Version finale - Mars 2020 Rédacteurs : Hugues Bijoux, Jean-Philippe Besse, Perrine GAMAIN, Sabine Jeandenand Rapport d'étude : Les tensioactifs

[27] M. Yazid, PHOTOTRANSFORMATION DE TENSIOACTIF ANIONIQUE INDUITE PAR UN OXYHYDEOXYDE DE FER(III) (GOETHITE) EN SOLUTION AQUEUSE, Génie des procédés, 2012

[28] R. A. M. Ojeda, ALTERNATIVES DE RUPTURE D'UNE EMULSION CATIONIQUE PAR HETEROFLOCULATION OU PAR CHANGEMENT DE pH, UNIVERSITE DE LORRAINE Ecole Nationale Supérieure des Industries Chimiques, le 3 Juillet 2012

[29] Nougueir douret, 2005

[30] THESE DE DOCTORAT En Génie Chimique : INTERACTION TENSIOACTIFS / POLYMERES ET LEURS INFLUENCE SUR LE COMPORTEMENT DE PHASES :APPLICATION A LA RECUPERATION ASSISTEE DU PETROLE. Présenté par DJEDRI-BANI Safia

[31] N. PIERAT, THESE : PREPARATIONS D'EMULSIONS PAR INVERSION DE PHASE INDUITE PAR AGITATION, UNIVERSITE HENRI POINCARÉ - NANCY 1, Le 13 Juillet 2010

[32] Effet de la microémulsion sur la stabilité de la mousse Mai 2018 Nanosciences appliquées DOI : 10.1007 / s13204-018-0808-7 Stephen Jong Université du Texas à Austin

[33] la fondation de recherche scientifique pour l'introduction de talents de la Northwest Petroleum Université pour combiné l'avantage du surfactant sulfobétaine et un tensioactif Gemini

[34] Department of Petroleum Engineering, Northeast Petroleum University. Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery (Northeast Petroleum University), Ministry of Education, Daqing, Heilongjiang, 163318, China, Author Chunxue Cui Zhijun Zhou Ziang He

[35] Amélioration des performances de récupération d'huile et des caractéristiques de viscosité de la solution de gomme de polysaccharide xanthane

[36] Examen de la récupération assistée du pétrole par injection de polymères : principes fondamentaux, simulation expérimentale et numérique Mohsenatabar Firozjahi Hamid Reza Saghafi

[37] État de la technologie EOR surfactant