

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
REpubLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF - M'SILA

FACULTE DES SCIENCES
DEPARTEMENT DE CHIMIE
N° :



DOMAINE : *Sciences de la matière*
FILIERE : **Chimie**
OPTION : **Chimie Organique**

*Mémoire présenté pour l'obtention
du diplôme de Master Académique*

Réalisé par:

Slimani Younes et **Hamidi Messaoud**

Thème

*Récupération assistée du pétrole par injection de
Surfactants*

Soutenu le :

Devant le jury composé de:

Reffas Abdelbaki	Président	UNIVERSITE M'SILA
Seghouani Horia	Examineur	UNIVERSITE M'SILA
Hadi Debih	Encadreur	UNIVERSITE M'SILA

Année universitaire : 2019-2020

Remerciements

Dieu merci pour nous avoir aidés à réaliser ce modeste travail. Nous tenons à remercier vivement Dr. hadi debih notre promoteur qui a fourni des efforts énormes, par ses Informations ses conseils et ses encouragements.

Nous tenons également à remercier messieurs les membres de jury pour L'honneur à juger ce travail.

Nos remerciements vont aussi aux professeurs, enseignants et administrateurs du département de chimie

Nos plus chaleureux remerciements pour tous ceux qui de près ou de loin ont contribué à la réalisation de ce travail.

Hamidi Messaoud

Et

Slimani Younes

Dédicaces

Je dédie mon travail à ma chère maman ; à qui je souhaite une très longue vie, pleine de joie, de bonheur et de prospérité.

- à mon père, que DIEU le tout puissant ait leurs âmes et les accueille en son vaste paradis ;

mes soeurs , et frères et tous les membres des familles« Hamidi»

sans oublier les amies et camarades avec lesquels j'avais partagés des moments inoubliables.

Hamidi Messaouud

REMERCIEMENTS	I
DEDICACES	II
SOMMAIRE	IV
LISTE DES FIGURES	VII
LISTE DES TABLEAUX	IX
LISTE DES SYMBOLES ET ABREVIATIONS	X

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE	01
-----------------------------	----

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LE CHAMP HASSI MESSAOU

I.1 Présentation du champ de Hassi Messaoud04
I.1.1 Situation géographique	04
I.1.2 Aperçu géologique	05
I.1.3 Description de drain et subdivisions du réservoir.....	05
I.1.4 Problèmes d'exploitation du champ.....	05
I.2 Nations Générales sur la récupération du pétrole.....	06
I.2.1 Définition d'un hydrocarbure.....	06
I.2.2 Classification par nature	06
I.2.3 Classification par provenance	06
I.2.4. La récupération du pétrole	07
I.2.5 Les mécanismes de drainage de la roche réservoir	08
I.2.5.1 Drainage naturel	08
I.2.5.2 Drainage assisté	08
I.2.5.3 Drainage amélioré	09
I.3 Le piégeage d'une goutte dans un milieu poreux	10
I.3.1 L'échelle du pore	10
I.3.2 Déplacement d'une gouttelette avec un fluide totalement non miscibl	10
A) Origine des forces capillaire: "Mouillabilité –angle de contact ".....	11
B) Les forces capillaires dans le milieu poreux	12
I.3.3 La perméabilité relative	13
I.4. Classification des procédés de récupération tertiaire d'huile	14

CHAPITRE II : PROPRIETES ET APPLICATIONS DES SURFACTANTS ET POLYMERES

I.5. La technique d'injection.....	16
II.1. Généralités sur les émulsions	17
II.1.1. Définition d'une émulsion	17
II.1.2. Différents types d'émulsions	18
II.1.2.1. Sens de l'émulsion	18
II.1.2.2. Complexité du mélange	18
II.1.2.3. Caractéristiques et stabilité	19
II.1.2.4. Interfaces	20
II.2. Composition d'une émulsion	21
II.2.1 Notion de tensioactif	21
II.2.2. Différents types de molécules tensioactives.....	22
II.3. Polymères.....	22
II.3.1. Définition	22
II.3.2. Structure des polymères	23
II.3.3. Types des polymères.....	23

CHAPITRE III : TECHNIQUES D'INJECTION DES SURFACTANTS

III.1. Introduction.....	26
III.2. Chimie des produits tensioactifs.....	26
III.2.1 Structure.....	27
III.2.2. Propriétés et domaines d'utilisation.....	28
III.2.3. Domaines d'applications.....	29
III.3. Classification.....	30
III.4. La récupération tertiaire par surfactants.....	32
III.4.1. Injection de polymères (polymère flooding) dans la récupération assistée.....	33
III.4.2. Les solutions tensioactives	35
III.4.3. Le comportement de la phase huile / saumure / tensioactif.....	36
III.5. Théorie de rétention des surfactants par la roche réservoir.....	37
III.5.1. Généralité sur l'adsorption.....	37
III.5.2. La rétention à l'interface solide-liquide.....	38
III.5.3. Les facteurs influençant sur la surface solide/liquide.....	38

Conclusion	40
Références bibliographiques.....	42

Liste des Figures

Figure I.1 : Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud.	04
Figure I.2 : Profil de la récupération d'un réservoir Conventionnel.....	07
Figure I.3 : Drainage naturel résultant de la pression du gaz et de l'eau du gisement.	08
Figure I.4 : Drainage assisté du réservoir.	09
Figure I.5 : Vue de dessus d'un drainage radial de réservoir.	10
Figure I.6 : Une gouttelette d'huile à l'échelle du pore	11
Figure I.7 : Les forces capillaires.....	11
Figure I.8 : Trois surfaces avec différentes mouillabilités.....	12
Figure I.9 : Schéma représentant une interface de deux liquides dans un capillaire.....	13
Figure I.10 : Classification des procédés de récupération de l'huile TOR	14
Figure 2.1. : Représentation schématique d'une émulsion.....	17
Figure 2.2 : Représentations schématiques d'une émulsion directe et inverse (en bleu l'eau, en jaune l'huile).....	18
Figure 2.3 : Représentations schématiques de deux types d'émulsions multiples.....	19
Figure 2.4 : Représentation schématique de microémulsion et de nano émulsion....	20
Figure 2.5 : Schéma structural d'un tensioactif.....	21
Figure 2.6 : Schéma de l'orientation des tensioactifs dans deux types d'émulsion	22
Figure 2.7 : Schéma d'un polymère	22
Figure 2.8 : Schéma d'une macromolécule ramifiée.....	23
Figure 2.9 : Schéma d'une macromolécule en réseau ou réticulée.....	23
Figure 2.10 : Monomère d'acrylamide et molécule de polyacrylamide.....	23
Figure 3.1 : Schéma d'injection chimique pour l'huile piégée dans le réservoir.	26
Figure 3.2 : Représentation d'un surfactant et des liaisons d'hydrogène.....	27
Figure 3.3 : Représentation du sulfonate commercial utilisé dans l'industrie pétrolière	27
Figure 3.4 : La technique d'injection de surfactant et polymère en récupération assistée.	32
Figure 3.5 : Rapport de mobilité eau/huile : 100.....	33
Figure 3.6 : Rapport de mobilité eau/huile :	33

Figure 3.7 : La saturation résiduelle d'eau en fonction du volume du fluide déplaçant.....	33
Injecté pour l'eau et une formulation eau-polymère.	34
Figure 3.8 : Courbe de micellisation et détermination de la concentration micellaire critique CMC.	36
Figure 3.9 : Les types de diagrammes ternaires pour les systèmes tensioactif / eau / huile.....	37
Figure 3.10 : Représentation du phénomène de l'adsorption.....	38

Liste des tableaux

Tableau 1.1 : Différentes méthodes de récupération.	15
Tableau 2.1 : Les différents types de colloïdes.....	17
Tableau 2.2 : Caractéristiques des différentes catégories d'émulsions.....	19
Tableau 3.1: Représentation de la classification des surfactants.....	31

Liste des Sigles et Abréviations

<i>Symboles</i>	<i>Signification</i>
<i>K</i>	La perméabilité absolue en md.
μ	la viscosité dynamique en cp.
<i>P</i>	La pression (kg/cm ²).
Δ	Le module de gradient
<i>g</i>	L'accélération de pesanteur en m/s ² .
<i>K_{rw}</i>	La perméabilité relative à l'eau en md.
μ_w	La viscosité de l'eau (fluide déplaçant) en cp.
μ_o	Viscosité de l'huile en cp.
<i>K_{ro}</i>	La perméabilité relative à l'huile en md.
<i>S_w</i>	La saturation de l'eau.
<i>S_o</i>	La saturation de l'huile.
<i>M</i>	Le rapport de mobilité.
<i>S_{wi}</i>	La saturation d'eau irréductible
<i>S_{or}</i>	La saturation d'huile résiduelle.
θ	L'angle de mouillage en degré.
<i>P_c</i>	La pression capillaire.
<i>r</i>	Le rayon du tube capillaire en mm
$\gamma_{(o,w)}$	la tension interfaciale eau/ huile en N/m ou J/m ² .
<i>N_{ca}</i>	<i>ca</i> le nombre capillaire.
ϑ	La vitesse d'écoulement en m/s.
<i>R</i>	le rapport entre les interactions des molécules de tensioactif localisées à l'interface avec les molécules voisines d'huile et d'eau respectivement.
<i>A_{SE}</i>	Interactions moléculaires Tensioactif/Huile par unité d'aire interfaciale.
<i>A_{SH}</i>	<i>ASH</i> Interactions moléculaires Tensioactif/Eau par unité d'aire interfaciale
λ_w	λ_w La mobilité en eau md / cp.
λ_o	λ_o La mobilité en huile md / cp.
<i>Ii</i>	<i>Ii</i> Indice d'injectivité.

Q_w	Débit d'injection en m ³ /j.
P_g	Pression de gisement (kg/cm ²).
P_{fd}	Pression de fond (kg/cm ²).
T_p(T_{EtAc})	Le volume du réactif restant.
T_i(T_{EtOH})	Le volume l'alcool produit de l'hydrolyse.
K_i	Coefficient de partitioning (déterminé expérimentalement).
T_{NPA}	Le volume du traceur passif.
β	Facteur de retardement du traceur.
R₊	L'indice de dureté de l'eau.
CMC	Concentration micellaire critique.
MCC	Moteur contrôle center.
SWCTT	Single Well Chemical Tracer Test.
EOR	Enhanced Oil Recovery.
LCP	Liner Cimenté Perforé.
IFT	Tension Interfacial.
GOR	Gaz Oil Ratio.
IPA	Iso Propyl Alcool.
NPA	Normal Propyl Alcool.
EtAc	Ethyl Acetate.
SP	Surfactant et Polymères.
OOIP	Original Oil in place.
MP	Micelle Polymères.
HMD	Hassi Messaoud.
IOR	Improved Oil Recovery.
RAP	Récupération assistée de pétrole.
HLB	Hydrophile lipophile balance.

Introduction générale

Introduction

Introduction

Afin d'augmenter la récupération du pétrole au-delà de la récupération primaire et secondaire, les industriels pratiquent des processus de récupération assistée (EOR : Enhanced Oil Recovery) qui consistent à l'injection de fluides autres que l'eau dans le réservoir de telle sorte qu'on estime récupérer environ 65% de huile initiale en place (OOIP) restant dans le réservoir après récupération secondaire. La valeur croissante des EOR dans le monde, rendu possible par le rapport de nouvelles technologies, est exactement argumentée par la quantité importante à récupérer [1]. Dans cet objectif, nous allons exposer les mesures et les méthodes d'injection de tensioactifs et polymères.

L'EOR chimique c'est l'injection de tensioactifs, dans laquelle le comportement d'une phase à l'intérieur du réservoir peut être manipulé. L'ensemble des systèmes de tensioactifs et l'huile brut créent des microémulsions à l'interface entre huile brut et l'eau, avec des limites pour la réduction de la tension interfaciale jusqu'à une valeur ultrabasse (0,001mN/m) et automatiquement l'huile résiduelle va être mobilisée dans la récupération tertiaire. [2]

Il est nécessaire que les tensioactifs soient résistants et actifs par rapport aux conditions de réservoir comme la salinité et la température. En abaissant les tensions interfaciales, les tensioactifs contribuent à la réduction des forces capillaires, ce qui conduit à baisser les forces visqueuses, alors que les polymères utilisés dans les mêmes conditions de réservoir font de sorte à élever la viscosité de fluide déplaçant, donc le taux de récupération dépend du nombre capillaire lié directement aux forces visqueuses et capillaires, c'est-à-dire plus le nombre capillaire est élevé, plus le taux de récupération sera important.

L'objectif de notre travail c'est pour étudier l'influence de l'injection des surfactants et polymères ou mélange à mouillabilité mixte, et son application au champ de Hassi Messaoud pour augmenter le taux de récupération de l'huile.

Cette étude comporte trois chapitres.

Dans le **Chapitre I** on expose des notions générales sur la récupération du pétrole, où des généralités sur les techniques de récupération sont présentées. 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, et la présentation de champ de Hassi Messaoud.

Introduction

Dans **le chapitre II** on aborde 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.

Pour ce qui est du **Chapitre III**, les techniques d'injection des surfactants sont présentées.

On achèvera ce mémoire par une conclusion.

CHAPITRE I

Présentation du champ pétrolier Hassi Messaoud

Notions générales sur la récupération du pétrole.

I.1. Présentation du champ de HassiMessaoud

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus grands et des plus complexes gisements du monde[1]. Ce champ s'étend sur une superficie qui avoisine les 2500 km². Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi Messaoud continue de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qui est le pétrole brut. Il compte plus de 1153 puits et il est divisé en 25 zones de production. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres sont en cours pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération totale.

I.1.1. Situation géographique. Le champ de Hassi Messaoud se situe à 650 Km au SE d'Alger et à 350 Km de la frontière Algéro-tunisienne. Il est limité au Nord par Touggourt, au Sud par Gassi-Touil et à l'Ouest par Ouargla. Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante :

$X=790.000 - 840.000$ Est, $Y=110.000 - 150.000$ Nord.

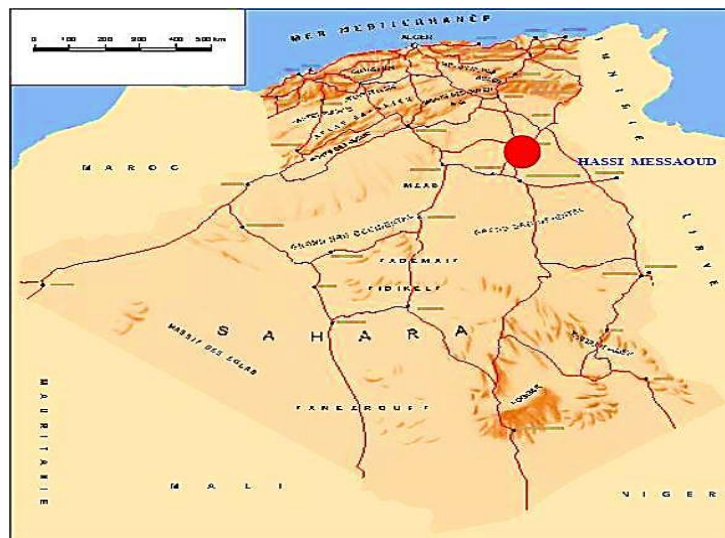


Figure I.1 : Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud. [1]

I.1.2. Aperçu géologique. Durant l'histoire géologique, ce gisement est intensément compartimenté par des réseaux de failles soit à l'échelle du champ (Nord-Est Sud-Ouest), ou d'échelle moins importante (Est-Ouest et Nord-Ouest Sud-Est) ; et il a subi aux conditions de dépôts des grès cambro-ordoviciens, une évolution tectonique intense lors de l'enfouissement jusqu'à ce que le gisement prit sa forme actuelle. Ces événements peuvent améliorer les caractéristiques pétrophysiques (fissuration, dissolution, etc...), comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, la création de matrices de petits grains, la création des barrières imperméable etc...). Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique Nord orientale qui, de par sa superficie et ses réserves constitue la plus grande province petro-gazière en Algérie.

I.1.3. Description de drain et subdivisions du réservoir. Le gisement de Hassi Messaoud est situé à une profondeur qui varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m, il comprend trois réservoirs gréseux d'âge Cambrien, reposants directement sur le socle granitique. Il est représenté par une série gréseuse dans le centre du champ. Il se subdivise de haut en bas comme suit :

Ri : Elle correspond au drain D5. Zone isométrique habituellement très compacte (13% des réserves), dont l'épaisseur moyenne non érodée de 45 m essentiellement quartzite à grès fin, une bonne continuité des couches a des faibles perméabilités.

Ra : réservoir principal de Hassi Messaoud où tous les puits produisent (68% des réserves). Zone anisométrique dont l'épaisseur moyenne est de 120 m, composée de grès à ciment silico-argileux de grains moyens à grossiers. Il est subdivisé sédiment logiquement de bas en haut de la Zone I (drains : D1, ID, D2), Zone II (D3), Zone III (D4).

R2 : série gréseuse à ciment argileux, d'une épaisseur moyenne de 80 m au niveau de R2c, et une meilleure perméabilité dans le R2ab. Ne présente que de 19% des réserves, il alimente le réservoir Ra par un important flux vertical d'huile.

R3 : d'une hauteur d'environ 300 m, c'est une série gréseuse très grossière, très argileuse, généralement aquifère, sans aucun intérêt pétrolier.

I.1.4. Problèmes d'exploitation du champ. Au fur et à mesure de l'épuisement de l'énergie de gisement, il y a nécessité d'injecter le gaz pour les besoins de gaz lift, aussi l'injection d'eau douce traitée dans les puits à forte salinité, pour les problèmes de dépôts de sels (sulfate de baryum aux zones Sud-Est) vu l'incompatibilité avec l'eau de formation, provoquant le bouchage et la corrosion des installations. Ces dépôts sont très difficiles à éliminer malgré l'injection des inhibiteurs (D32 par exemple), pour le cas contraire un bouchon est suffisant.

Malgré que la teneur des asphaltes soit faible (0,15%), des problèmes virulents apparaissent dans les zones Sud-Ouest du champ. Les percées de gaz et d'eau réduisent considérablement l'indice de production [3].

I.2. Nations Générales sur la récupération du pétrole.

I.2.1. Définition d'un hydrocarbure. Un hydrocarbure est un composé contenant des atomes de carbone et d'hydrogène. C'est pour cette raison qu'on lui donne la formule moléculaire HC. On peut le trouver sous forme d'énergie fossile (carbone), ce qui fait de lui une ressource énergétique assez importante pour l'économie des pays, notamment pour alimenter certaines industries et certains secteurs professionnels. Cette énergie est souvent associée au pétrole et au gaz naturel. Comme c'est une énergie fossile, l'hydrocarbure est non renouvelable et ses gisements commencent à se raréfier depuis ces dernières années. Son utilisation est donc de plus en plus coûteuse et son exploitation de plus en plus difficile. Les derniers gisements se trouvent en majeure partie dans les fonds marins, ce qui rend leur extraction complexe.

I.2.2. Classification par nature : saturés et insaturés. L'hydrocarbure a deux possibilités de classification. La première relève de la nature des hydrocarbures, la seconde classification relève de la provenance des hydrocarbures. Dans le premier cas, il s'agit de distinguer les hydrocarbures dits « saturés » des hydrocarbures dits « insaturés ». Les saturés sont ceux qui ne contiennent que des atomes de carbone et d'hydrogène, reliés par des liaisons simples : on les appelle aussi les « alcanes ». Les insaturés présentent quant à eux une liaison double, voire triple. Ils sont plus riches en électrons qu'un hydrocarbure saturé. De cette classification, les chimistes émettent une subdivision entre hydrocarbures acycliques et cycliques, qui relève purement de la considération moléculaire des énergies.

I.2.3. Classification par provenance : conventionnel, non conventionnel et biogénique. La seconde classification relève de la provenance des hydrocarbures. Elle est plus simple pour le grand public que celle qui relève de la classification par nature. Cette classification est plus vaste, mais sans aucun doute plus claire. On y trouve en premier lieu les hydrocarbures conventionnels (tels que le pétrole, les charbons issus d'extraction géologique, les gaz naturels...). Ces derniers tendent à se raréfier en raison de leur sur exploitation. Ensuite, il y a les hydrocarbures dits non conventionnels : par exemple, le gaz de schiste, les sables bitumineux ou le gaz de houille. Enfin, on trouve les hydrocarbures biogéniques, comme les gaz issus de la méthanisation naturelle. [4]

I.2.4. La récupération du pétrole. Elle est divisée en trois étapes telles que la récupération primaire, secondaire et tertiaire. La pression du fluide présente dans le réservoir est le plus souvent supérieure à la pression hydrostatique. Ainsi, l'huile remonte naturellement à la surface grâce au puits producteur. Cette récupération qui ne fait intervenir que la différence de pression est appelée **récupération primaire** (5 à 30% d'huile présente initialement dans le gisement OOIP). L'huile est récupérée donc lorsque la pression dans le réservoir chute avec la production d'huile, la production donne à la fois de l'huile, de l'eau et du gaz. [4]

La récupération secondaire (Improved Oil Recovery (IOR)) qui consiste à injecter un autre fluide de manière à maintenir la pression dans le réservoir et ainsi récupérer plus d'huile. L'injection d'eau ou de gaz aux grands gisements est distribuée sur tout le réservoir, celle-ci déplace l'huile vers les puits de production. La récupération secondaire atteint ses limites lorsque la proportion d'eau est supérieure à celle de l'huile au niveau du mélange récupéré (20 à 35% de l'OOIP). La récupération primaire et secondaire ne permettent de récupérer dans le meilleur des cas que ~ 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) ; (Enhanced Oil Recovery (EOR)) où il existe différentes techniques de récupération tertiaire. Elles visent à récupérer de l'huile à des endroits qui n'ont pas été balayés par le fluide déplaçant (ce qui est toujours le cas avec le gaz). [4]

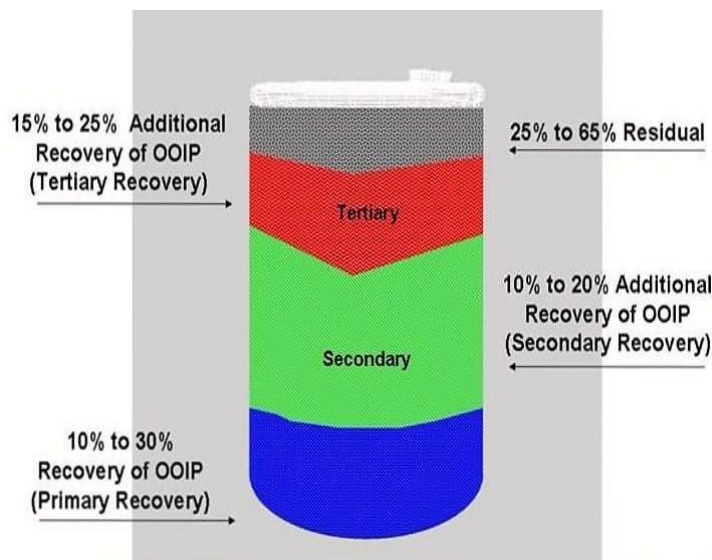


Figure I.2 : Profil de la récupération d'un réservoir Conventionnel [5]

I.2.5. Les mécanismes de drainage de la roche réservoir. Drainer le pétrole d'une roche profonde nécessite moins de moyens et d'énergie que d'extraire un solide comme le charbon du sous-sol. Le drainage est contrôlé par la mobilité du fluide dans le réseau des pores et par les mécanismes assurant une pression de refoulement.

I.2.5.1. Drainage naturel. L'expansion ou l'avancement des fluides dans la roche limite la chute de pression voire la maintient, en l'absence des zones de gaz ou d'eau, le mécanisme de drainage est faible, moins de 10% de l'huile est récupéré du fait du faible coefficient de compressibilité isotherme de l'huile. La présence de gaz dissous améliore cette expansion. Mais en dessous de la pression de bulle, le gaz est libéré dans les pores réduisant la perméabilité effective du pétrole. La baisse de pression s'accompagne aussi de l'expansion de l'eau interstitielle de la roche.

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.

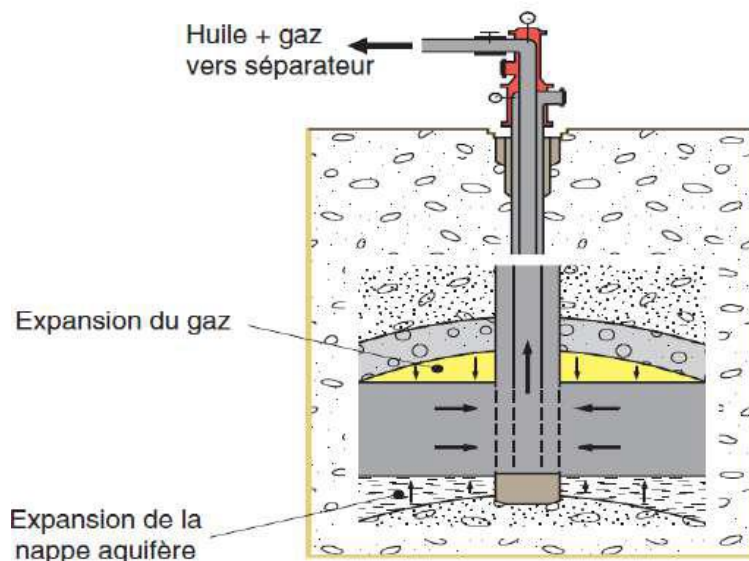


Figure I.3 : Drainage naturel résultant de la pression du gaz et de l'eau du gisement [4].

I.2.5.2. Drainage assisté. La méthode d'injection de fluides est utilisée pour pousser l'huile, quand la pression devient trop basse, voire même dès le début de l'exploitation pour accélérer la production. Dans tous les cas cette méthode est affectée par le risque d'instabilité hydrodynamique du front. Ce phénomène arrive d'autant plus fréquemment que la mobilité de l'huile est inférieure à celle du fluide déplaçant (ce qui est toujours le cas avec le gaz). Les hétérogénéités de la roche (fractures actives, couches très perméables) et la zone de dépression créée par le puits favorisent aussi ces instabilités qui amènent ainsi le fluide

déplaçant dans le puits au lieu de l'huile. Les forces de gravité et de capillarité réduisent par contre ces instabilités. Un paramètre crucial est le débit d'injection. Les modèles et les expériences montrent que la stabilité (le taux de récupération), sont améliorés en réduisant ce débit, c'est à dire qu'il est nécessaire de modérer la production afin de récupérer plus de pétrole à long terme (Figure. 1.4).

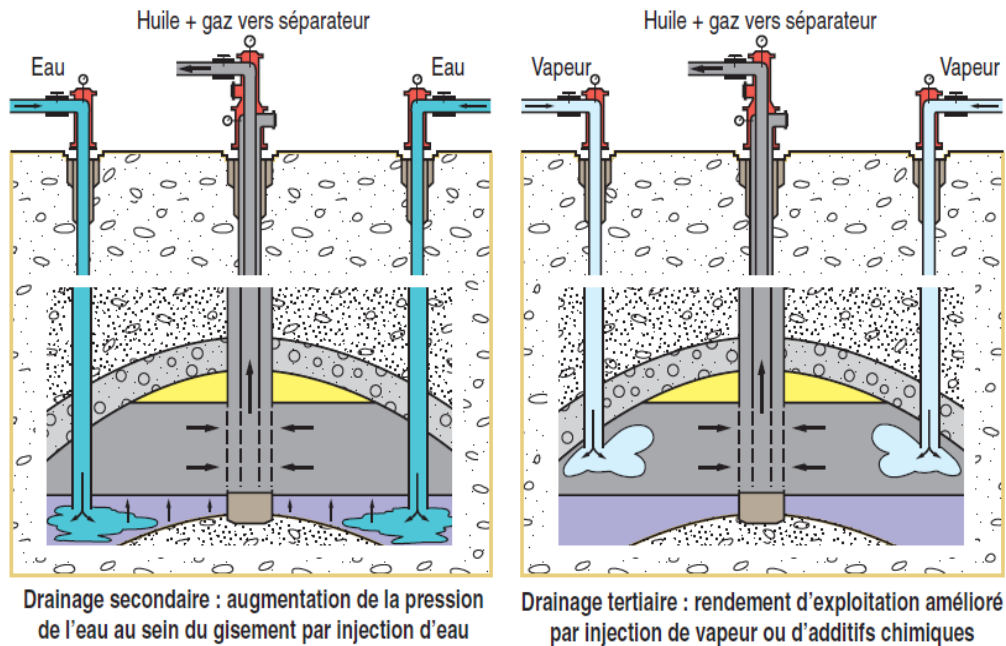


Figure I.4 : Drainage assisté du réservoir. [4]

Les phénomènes capillaires peuvent aider à l'expulsion de l'huile des zones de roche peu perméables si l'eau mouille préférentiellement les parois. Mais le front d'eau dans les parties perméables adjacentes (où les phénomènes capillaires sont faibles) ne doit pas progresser trop vite sinon le pétrole ne pourra pas s'évacuer, de par sa faible mobilité dans l'eau.

I.2.5.3. Drainage amélioré : « modification des caractéristiques des fluides ». Ces méthodes consistent à modifier une des caractéristiques physiques des fluides (viscosité, tension de surface, densité...) du pétrole pour l'extraire plus facilement. Une des méthodes consiste à dissoudre dans le pétrole des gaz miscibles (CH_4 ou CO_2) pour le rendre plus fluide. L'injection avec l'eau de surfactants ou de polymères, c'est -à-dire la réduction de la tension de surface de l'eau avec le pétrole. Il existe aussi les méthodes de récupération thermiques. [6]

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 1.5). [4*]

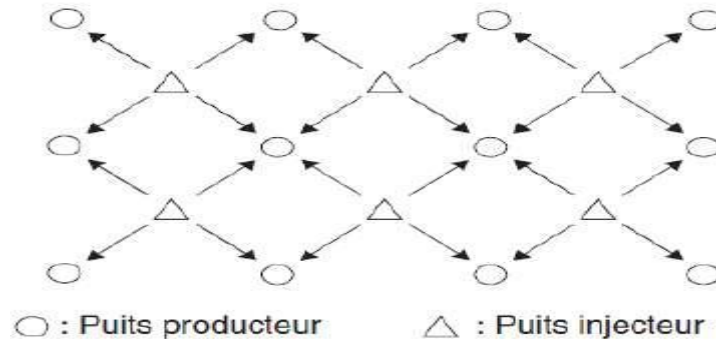


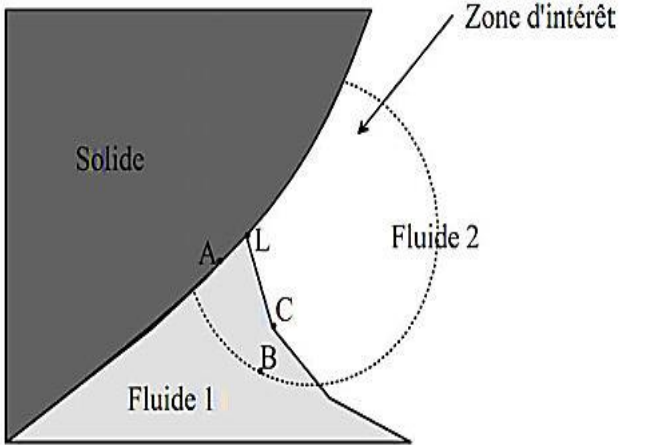
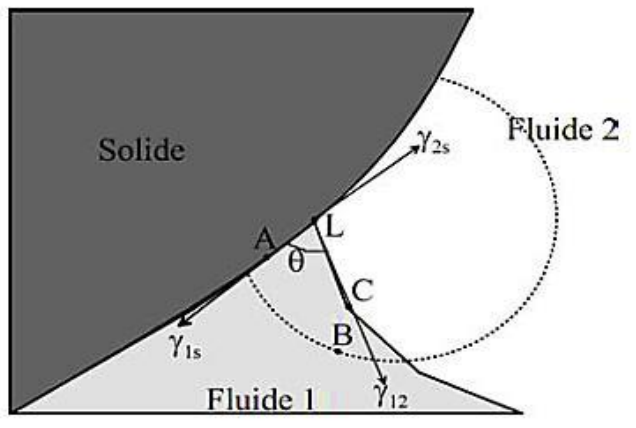
Figure I.5 : Vue de dessus d'un drainage radial de réservoir. [4]

I.3. Le piégeage d'une goutte dans un milieu poreux. Après les opérations de récupération conventionnelle qui vont contribuer à récupérer l'huile "mobilisable" dans le réservoir, une certaine quantité d'huile résiduelle reste piégée dans la roche par des effets capillaires.

I.3.1. L'échelle du pore. Lors du déplacement d'huile par un fluide, on peut distinguer deux cas : le fluide déplaçant est complètement non miscible avec l'huile ou le fluide déplaçant est miscible (ou partiellement miscible) avec l'huile.

I.3.2. Déplacement d'une gouttelette avec un fluide totalement non miscible. Considérons une zone de l'espace poral délimitée par une ligne. Elle est soumise à différentes forces, la force de gravité s'exerçant sur le volume de la gouttelette et les forces de contact s'exerçant le long de la ligne de contact.

Représentation d'une gouttelette de fluide et forces de contact en présence.

 <p>Figure I.6 : Une gouttelette d'huile à l'échelle du pore</p>	<p>Au point A, la goutte est liée au solide et les forces de contact, où la vitesse du fluide égale à celle du solide (l'écoulement de fluide satisfait la condition de non-glissement).</p> <p>Au point B, les forces de contact existant à l'intérieur de la phase fluide proviennent des contraintes (le non uniformité de la vitesse du fluide).</p> <p>Lorsque le fluide s'écoule dans le pore, il subit une très grande déformation à cause de la condition de non-glissement, une partie de la goutte (celle attachée au grain) est au repos.</p>
 <p>Figure I.7 : Les forces capillaires</p>	<p>Au point C, la frontière se fait avec autre fluide et les forces de contact sont les forces capillaires qui s'exercent sur l'interface fluide-fluide.</p> <p>Au niveau delà ligne de contact L, l'interface entre les fluides est principalement contrôlée par les propriétés de mouillage de la surface. Les forces capillaires s'exercent aux interfaces fluide-fluide et fluide-solide (sont perpendiculaires à la ligne de contact).</p>

Pour comprendre la nature de ces forces, il faut d'abord définir la grandeur physique qui est à son origine : la tension superficielle et autres grandeurs qui sont reliées à la pression capillaire.

A) Origine des forces capillaire." mouillabilité angle de contact ". Le mouillage peut être défini thermodynamiquement comme, «la tendance d'un fluide à s'étaler ou adhérer sur une

surface solide en présence des autres fluides immiscibles». La mouillabilité définissant l'angle de contact (ou angle de mouillage) est noté θ . Cet angle est mesuré entre deux fluides séparés par une interface, qui est d'autant plus mouillable à l'un de ces fluides que l'angle de contact est proche de zéro. L'angle de contact au-dessous de 90° indique une surface avec haute affinité pour l'eau (Water-wet). Si l'angle de contact est au-dessus de 90° , la surface a une haute affinité pour l'huile (Oil-wet). [7]

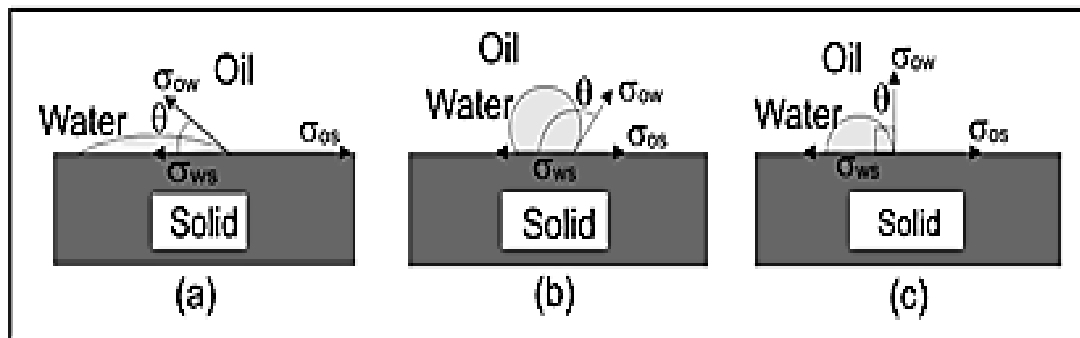


Figure I.8 : Trois surfaces avec différentes mouillabilités. (a) water-wet ($\theta < 90^\circ$), (b) oil-wet ($\theta > 90^\circ$), et (c) neutral-wet ($\theta = 90^\circ$).

La valeur de l'angle de contact diffère également selon que les fluides sont statiques ou mobiles. Le coefficient d'étalement S dont le signe permet de déterminer si le mouillage est total ($S > 0$) ou partiel ($S < 0$) :

$$S = \gamma \sigma_{\beta 1} - (\gamma \sigma_{\beta 2} + \gamma \sigma_{\beta 1 \beta 2}) \quad (I.1)$$

A partir de la mouillabilité, les notions d'imbibition et de drainage peuvent être définies. L'imbibition est le déplacement d'un fluide non-mouillant par un fluide mouillant (pour un milieu mouillable à l'eau, le déplacement de l'huile par l'eau). Inversement, le drainage est le déplacement d'un fluide mouillant par un fluide non-mouillant (pour un milieu mouillable à l'eau, le déplacement de l'eau par l'huile). Les roches réservoirs ayant des mouillabilités très différentes à cause des constituants minéraux.

B) Les forces capillaires dans le milieu poreux. 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, l'application de l'équation de Laplace. $P_c = P_o - P_w = 2\gamma/R = (\sigma_{o,w})s\theta/r$, tel que: $\cos\theta = r/R$

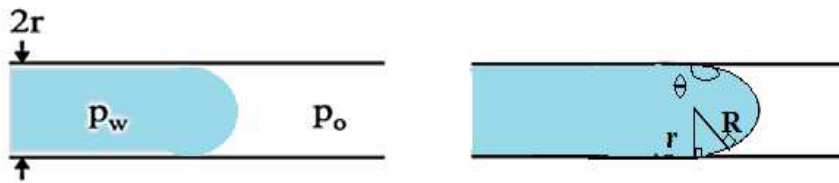


Figure I.9 : Schéma représentant une interface de deux liquides dans un capillaire.

Où r est le rayon du tube capillaire, R est le rayon de ménisque, θ est l'angle de mouillage et $\gamma_{(o,w)}$ est la tension interfaciale eau/huile. Donc La pression capillaire est proportionnelle à la tension interfaciale et inversement proportionnelle au rayons des capillaires. [7]

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_{or} d'où le taux de récupération augmente. [10]

I.3.3. La perméabilité relative. 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 de référence K , de la manière suivante :

$$K_{ri}(S_i) = K_i(S_i) / K \tag{I.3}$$

Où K_i : est la perméabilité effective, K_{ri} perméabilité relative 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 la saturation résiduelle en huile

$$K_{ro}(S_{wi}) \gg K_{rw}(S_{or}).$$

I.4. Classification des procédés de récupération tertiaire d'huile. En récupération assistée, il existe des méthodes permettant d'agir sur l'efficacité de balayage à grande échelle.

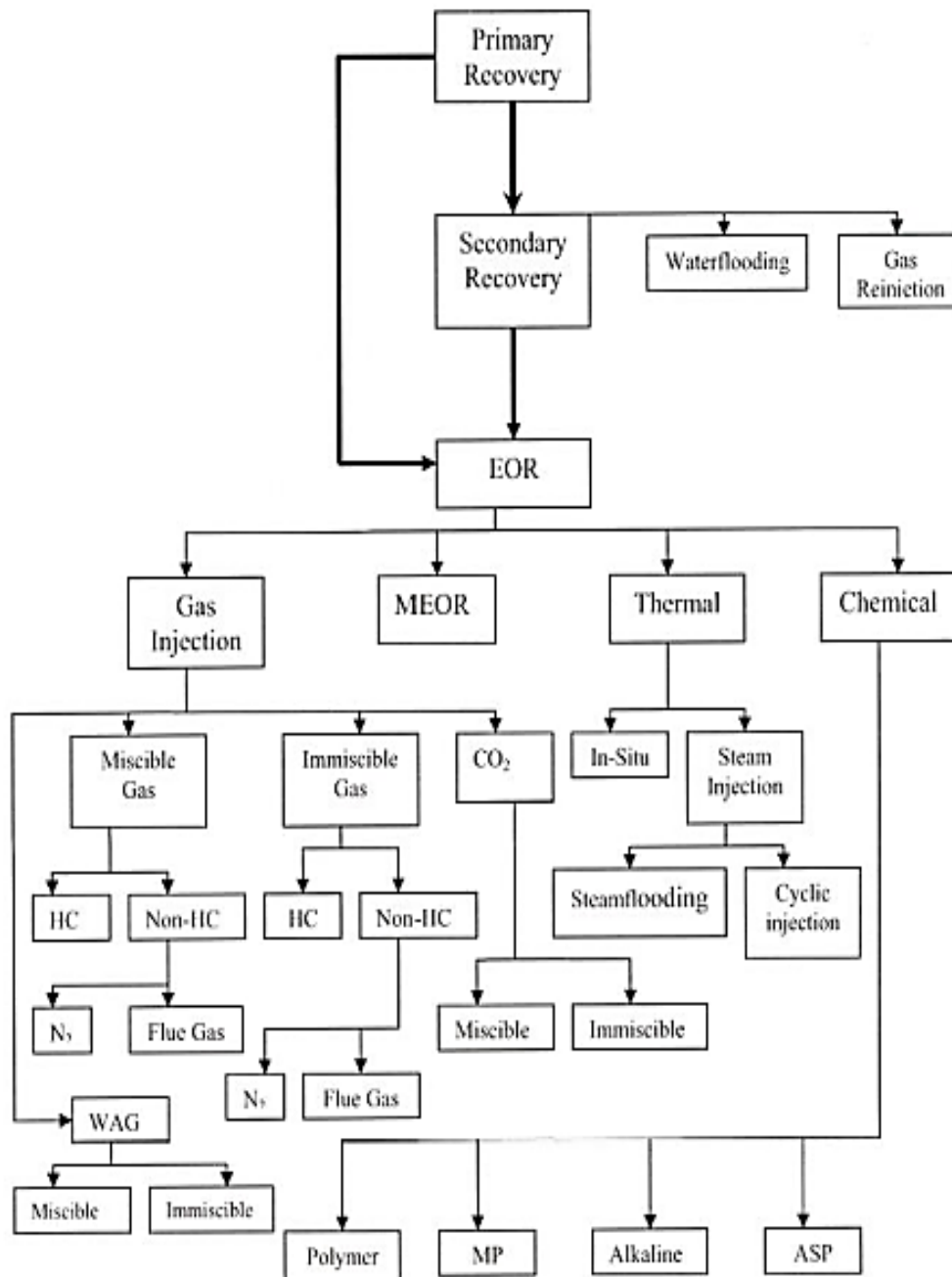


Figure I.10 : Classification des procédés de récupération de l'huile TOR. [10]

Tableau 1.1 : Différentes méthodes de récupération. [11]

Procédé	Types	Principe
Procédés Miscibles	Gaz Natural enrichi	Diminuer la viscosité d'huile brut par réduction de la tension interfaciale entre le fluide injecté et l'huile brut à partir de gravité médium du gaz miscible de minimiser le piégeage d'huile dans les pores de la roches par les forces capillaires ou de sur
	Azote, N ₂	
	Dioxyde du carbone CO ₂	
	WAG	
Injection Chimique	Alcalines	débutant par solution de carbonate de sodium, improuve la récupération d'huile par l'utilisation dans situ les tensioactifs produisent à partir la réaction de alcaline et organique naturel qui elle est utilisée pour les huiles conventionnelles, est limitée due à ratio d'inversement de la mobilité entre les phases d'eau et huile
	Polymères	Le polymère est additionner aux résultats de l'eau injectée dans la viscosité de l'eau et la réduction dans relative perméabilité de l'eau, il est favorable dans les réservoirs quand la viscosité d'huile est élevée
	Surfactants	De récupérer l'huile résiduelle piégée par la capillarité après l'injection d'eau, huile peut être mobile à la tension interfaciale diminue entre l'eau et l'huile
	ASP	Combinaison d'alcaline et surfactant et l'injection du polymère auquel les trois fluides doivent être mélangés et les injectés comme un seul slug
Récupération thermique	Combustion in-situ : Toe-to-Heel Air Injection (THAI)	Les méthodes de récupération thermiques basées sur la fluidification du pétrole par chauffage, utilisés pour réduire les forces retenir responsable de piéger l'huile de haute viscosités et basse gravité API (huile lourde), et l'efficacité de récupération assistée
	based thermal recovery processes : -Cyclic Steam Simulation (CSS), Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD)	
	Solvant based tertiary resources thermal solvent, VAPEX, hybrid (steam solvent) and co-injection processes	
Procédé bactérien : Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR)		Repose sur les microbes fermenter hydrocarbures et produire des sous-produits tels que bio-surfactants et le dioxyde de carbone qui contribuent à remplacer le pétrole de même manière que dans les procédés de RAH classiques. La croissance bactérienne se produit à un rythme exponentiel, donc tensioactifs sont produits rapidement

Remarque : Parmi les méthodes de la récupération assistée, la méthode chimique d'injection est la plus efficace pour une meilleure récupération d'huile piégée.

I.5. La technique d'injection :

La technique d'injection (Flooding) c'est une technique d'augmentation de la récupération de pétrole à partir d'un réservoir par l'injection d'eau ou un autre liquide, comme une solution alcaline, une solution tensioactif, dans la formation pour conduire à la production de l'huile.

CHAPITRE II

Propriétés et applications des surfactants et polymères

II.1. Généralités sur les émulsions. Les émulsions font partie de la famille des colloïdes, que l'on peut définir comme un système composé de deux phases distinctes en suspension et dont la dimension caractéristique (diamètre des gouttelettes ou longueur des discontinuités) se situe entre le micromètre et le nanomètre. Il existe une grande variété de classes de colloïdes en fonction de la nature des deux elles sont présentées sur la figure 2.1.

Phase dispersée → Phase continue ↓	Solide	Liquide	Gazeuse
Solide	Suspension solide	Émulsion solide	Mousse solide
Liquide	Sol	Émulsion	Mousse
Gazeuse	Aérosol	Aérosol liquide	/

Tableau 2.1 : Les différents types de colloïdes

II.1.1. Définition d'une émulsion. Une émulsion se définit comme la dispersion de deux phases liquides non miscibles. C'est un mélange de solutions lipophile et hydrophile se caractérisant par la présence de deux phases distinctes dont l'une est dispersée dans l'autre (figure 2.1). On appelle phase dispersée ou phase discontinue, le liquide formant des gouttelettes, alors que l'on désigne le second fluide comme étant la phase dispersante ou la phase continue [12]. Les émulsions faisant partie des colloïdes, la dimension des gouttelettes est située entre le micromètre et le nanomètre.

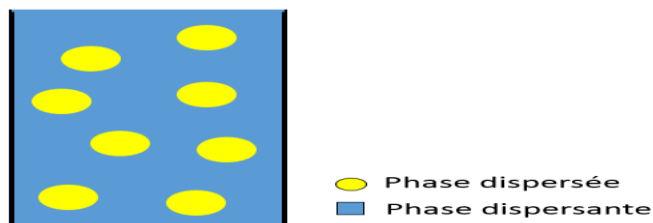


Figure 2.1 : Représentation schématique d'une émulsion

Une émulsion possède un aspect macroscopique homogène alors que sa structure microscopique est hétérogène. Cette répartition des deux liquides s'explique par la présence d'une énergie de surface au niveau de l'interface appelée tension interfaciale. Lorsque cette

force est faible, on a besoin d'apporter moins d'énergie pour augmenter la surface des gouttelettes. L'émulsion est alors plus stable car on favorise la séparation des phases.

II.1.2. Différents types d'émulsions. Il existe plusieurs critères pour caractériser une émulsion.

II.1.2.1. Sens de l'émulsion. On différencie deux types d'émulsions selon la répartition des différentes phases employées. Une émulsion est dite directe (notée H/E pour Huile dans Eau) lorsque la phase dispersante est hydrophile et que la phase dispersée est lipophile. Au contraire, une émulsion inverse (notée E/H pour Eau dans Huile) se caractérise par une phase dispersante lipophile et une phase dispersée hydrophile (figure 3). [13]

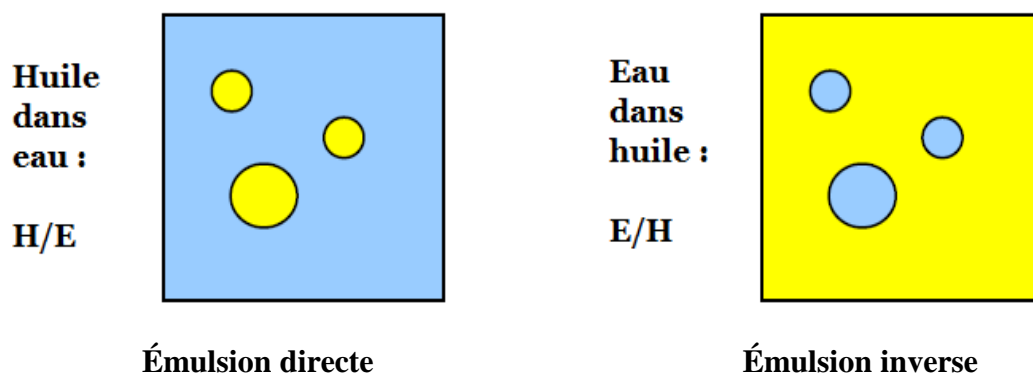


Figure 2.2 : Représentations schématiques d'une émulsion directe et inverse (en bleu l'eau, en jaune l'huile).

II.1.2.2. Complexité du mélange. Lorsque l'émulsion est composée uniquement de deux phases, on la qualifie de "simple". À l'inverse, si le mélange se présente sous plus de deux phases imbriquées les unes dans les autres, le système est désigné comme "multiple" ou est appelée "émulsion d'émulsion". Celle-ci se caractérise par une première émulsion dans laquelle est présente des gouttelettes composées elles même d'une émulsion. (Figure 4)

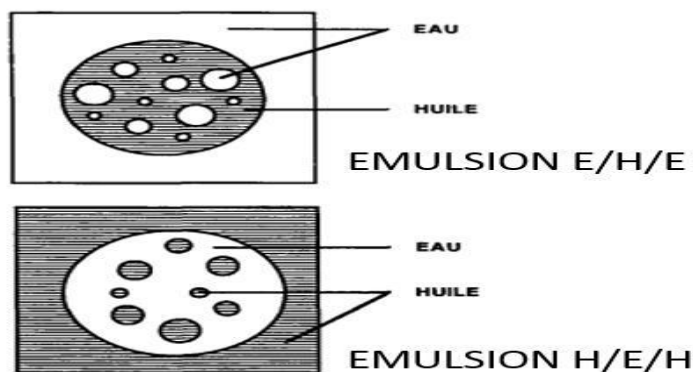


Figure 2.3 : Représentations schématiques de deux types d'émulsions multiples

Il est possible d'obtenir des émulsions multiples E/H/E pour "Eau dans Huile dans Eau" ou H/E/H pour "Huile dans Eau dans Huile" [14]

II.1.2.3. Caractéristiques et stabilité. On distingue trois grandes catégories d'émulsions selon la dimension des gouttelettes présentes dans la phase dispersée. En les classant dans l'ordre croissant de taille, on trouve les micro-émulsions, nano-émulsions, et macro-émulsions. De plus chacun de ces types d'émulsions possède des caractéristiques qui lui sont propres. [15]

Propriétés :	Macro-émulsion :	Nano-émulsion :	Micro-émulsion :
Apparence	Opaque	Transparent ou légèrement turbide	Transparent ou légèrement turbide
Stabilité	Thermodynamiquement instable	Thermodynamiquement instable mais cinétiquement stable	Thermodynamiquement stable
Durée de vie	Courte	Courte	Longue
Taille gouttelettes	Supérieur à 1 µm	Entre 20 et 500 nm	Entre 10 et 100 nm
Energie nécessaire à la formation	Méthodes à forte ou faible énergie	Méthodes à forte ou faible énergie	Méthode à faible énergie (formation spontanée)
Coût pour la formation	Peu important	Important	Peu important
Pourcentage de tensioactif	Inférieur à 5%	Entre 5 et 10%	Supérieur à 10%

Tableau 2.2 : Caractéristiques des différentes catégories d'émulsions.

Contrairement à ce que l'on pense la dimension des gouttelettes des microémulsions est inférieure à celle des nano-émulsions. Cette confusion provient de l'ordre de découverte et de nomination de ces deux types d'émulsion (figure 2.5). [16]

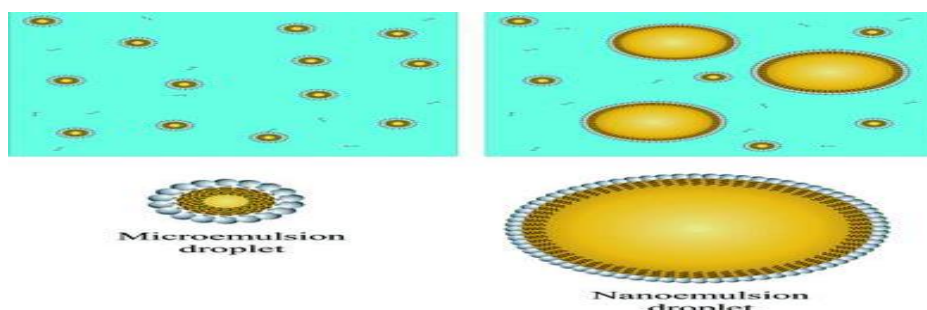


Figure 2.4 : Représentation schématique de microémulsion et de nano émulsion

Une des propriétés des émulsions est qu'elles ne sont pas naturellement stables. Il est donc nécessaire d'appliquer un traitement (mécanique ou chimique) pour garantir sa stabilité dans le temps.

II.1.2.4. Interfaces. Lors de l'élaboration d'une émulsion, on retrouve de nombreuses surfaces de séparation entre les différentes phases, appelées interfaces. Celles-ci se caractérisent par des propriétés physico-chimiques caractéristiques. En effet, cet espace est dans un état énergétiquement différent due à la présence d'une tension interfaciale (notée γ_{int}). Celle-ci s'explique par une réorganisation des molécules au niveau de la zone de contact induisant de nouvelles interactions. Cette force correspond à l'énergie qu'il faut apporter pour attirer les molécules vers l'interface. On peut déterminer sa valeur en faisant le rapport entre la variation d'énergie libre dF et la variation de surface notée ds . [17]

$$\gamma_{\text{int}} = dF/ds$$

Cette force doit être la plus réduite possible afin d'assurer la stabilité temporelle de l'émulsion. Les molécules tendent ainsi à réduire la surface séparant les deux phases ce qui se traduit par l'apparition de gouttelettes de forme sphériques assurant un rapport volume/surface optimal. Un des objectifs majeurs lors de la formulation d'une émulsion stable est donc de réduire la tension interfaciale. Cela est possible en ajoutant des molécules capables d'abaisser cette barrière énergétique.

II.2. Composition d'une émulsion. Tout d'abord, pour formuler une émulsion il faut une phase hydrophile et une phase lipophile. Ces deux phases étant naturellement non miscibles, on utilise un tensioactif afin de lier ces deux phases. Le tensioactif est le constituant clé, sans lui, il est impossible de former une émulsion [18].

II.2.1. Notion de tensioactif. Un tensioactif (aussi appelé surfactant ou agent de surface) est une molécule modifiant la tension interfaciale entre deux phases.

Généralement, un tensioactif est une molécule amphiphile, c'est à dire possédant à la fois une partie hydrophile polaire et une autre hydrophobe apolaire [19]. Le schéma d'un tensioactif est présenté figure 2.5.

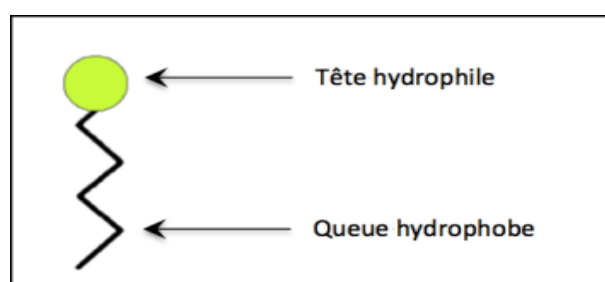


Figure 2.5 : Schéma structural d'un tensioactif

Grâce à la "tête" hydrophile et à la "queue" hydrophobe, le tensioactif a une affinité avec les phases hydrophiles et les phases non hydrophiles (lipophiles par exemple). Il se place donc à l'interface de ces deux phases et permet de faire chuter la tension interfaciale. Ceci permet donc de solubiliser deux phases initialement non miscibles.

Dans le cas des émulsions, le tensioactif utilisé est appelé émulsifiant ou émulsionnant. Il aura une affinité avec la phase hydrophile (aqueuse) et une affinité avec la phase lipophile (grasse). Les tensioactifs sont essentiels dans les émulsions. Ce sont eux qui facilitent, en abaissant la tension interfaciale, la formation de l'émulsion. Lors de la préparation d'une émulsion, une étape d'agitation permet aux tensioactifs de faciliter la dispersion d'une phase dans l'autre sous forme de gouttelettes. Ils assurent également la stabilité d'une émulsion dans le temps (de manière relative) en inhibant la coalescence des gouttes.

En fonction du type d'émulsion, l'orientation des tensioactifs ne sera pas la même. En effet, dans le cas d'une émulsion Huile dans l'eau, la tête hydrophile est placée à l'extérieur des gouttelettes et inversement dans le cas d'une émulsion Eau dans l'huile [13]. Cette orientation des tensioactifs est présentée figure 2.6.

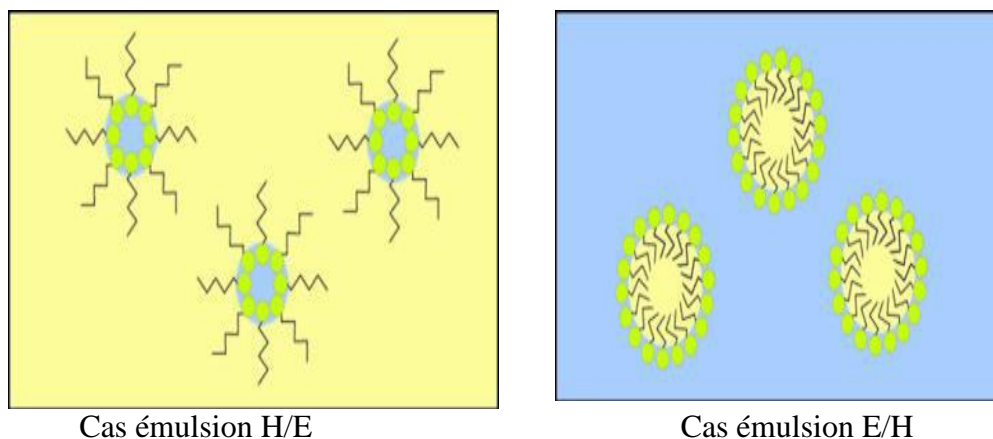


Figure 2.6 : Schéma de l'orientation des tensioactifs dans deux types d'émulsion

La loi de Bancroft définit la phase continue comme la phase dans laquelle le tensioactif est le plus soluble. Ainsi si le tensioactif est hydrophile, on obtiendra une émulsion directe et si au contraire le tensioactif est lipophile, l'émulsion sera inverse.

II.2.2. Différents types de molécules tensioactives. Cette répartition des deux liquides s'explique par la présence d'une énergie de surface au niveau de l'interface appelée tension interfaciale. Lorsque cette force est faible, on a besoin d'apporter moins d'énergie pour augmenter la surface des gouttelettes. L'émulsion est alors plus stable car on favorise la séparation des phases.

II.3. Polymères.

II.3.1. Définition. Les polymères sont des macromolécules formés de l'association d'unités élémentaires, La plupart des polymères communs se constituent de répétitions régulières d'un petit nombre, voire d'une seule de ces unités individuelles que l'on nomme monomère (figure 2.7). [21]

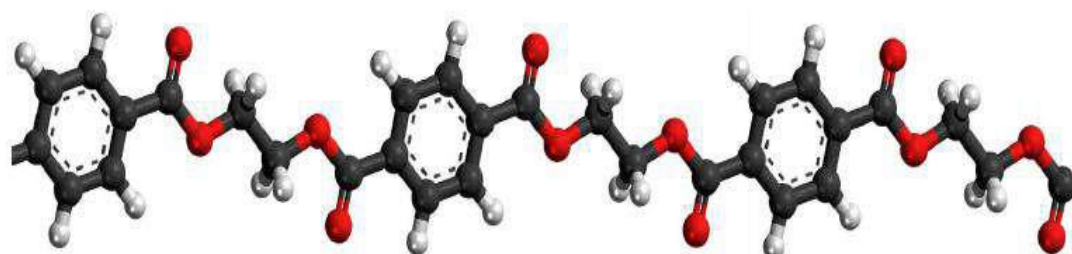


Figure 2.7 : Schéma d'un polymère [20].

II.3.2. Structure des polymères. Dans une molécule de polymères linéaire, les monomères sont enchainés en ligne. En réalité, la molécule est rarement parfaitement linéaire. Elle peut être branchue ou **ramifiée** (figure 2.8). Enfin, les chaines moléculaires peuvent être **interconnectées en réseau** (réticulées) et constituent alors une seule supère molécule (figure 2.9). [22]

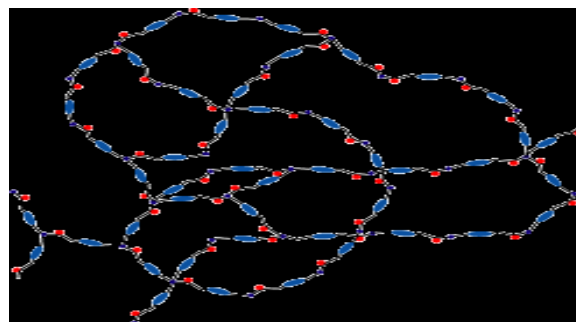
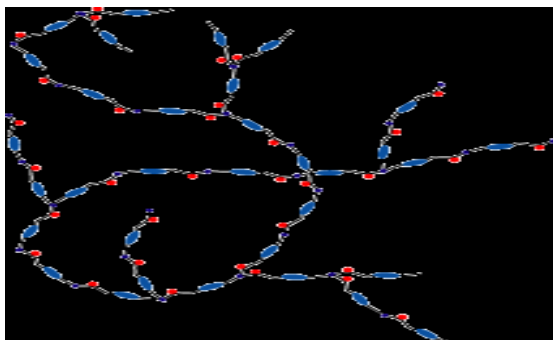


Figure 2.8 : Schéma d'une macromolécule en réseau Ramifié

Figure 2.9 : Schéma d'une macromolécule ou réticulée

II.3.3. Types des polymères. Les polymères communément utilisés pour augmenter la viscosité de la phase aqueuse sont **les polyacrylamides** ($-\text{CH}_2\text{CHCONH}_2-$) (figure 2.11) et **les polysaccharides** de formule $(\text{C}_6\text{H}_{10}\text{O}_5)_n$. Les polyacrylamides sont des polymères synthétiques (polymérisation de l'acrylamide) solubles en phase aqueuse, qui peuvent être linéaires ou réticulés. [23]

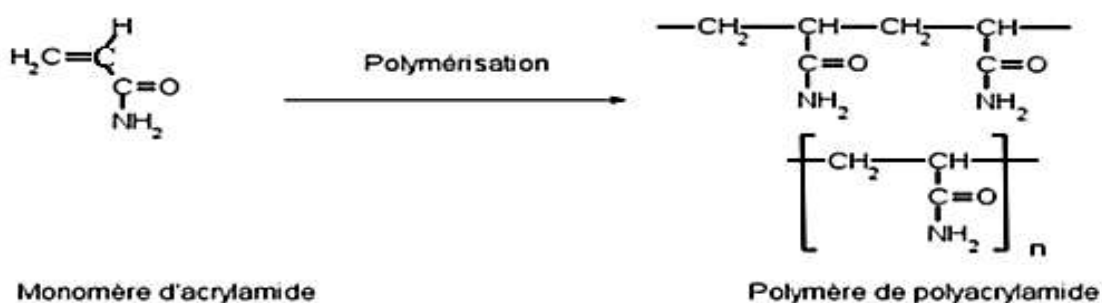


Figure 2.10 : Monomère d'acrylamide et molécule de polyacrylamide.

- **Les polysaccharides** sont des biopolymères susceptibles de former des gels en solution aqueuse ; le plus utilisé en EOR est **le xanthane**, puisque il est très résistant à la dégradation mécanique, et lui permet de maintenir une viscosité élevée dans des gisements à haute salinité. Leur coût important a limité leur utilisation par rapport aux

polyacrylamides. Le xanthane est aussi résistants aux températures modérées ; il commence à être dégradé autour de 90°C. [23]

- **Les polyacrylamides, en** solution aqueuse sont susceptibles de voir leurs caractéristiques rhéologiques modifiées si les concentrations de sel sont élevées (plus de 1 % de sel, comme c'est le cas dans les saumures). Par ailleurs, les polyacrylamides de haute masse moléculaire donnent des solutions plus visqueuses et plus résistantes par effet du sel, de pH et de la température. Les polyacrylamides sont aussi résistants aux températures modérées bien qu'ils puissent commencer à précipiter dans des eaux salées à près de 80°C. Enfin, les polyacrylamides sont souvent plus sensible aux problèmes d'adsorption sur la paroi du gisement. [23]

CHAPITRE III

Techniques d'injection des surfactants

III.1. Introduction. L'injection du surfactant est un processus dont les principaux objectifs est de récupérer l'huile par deux méthodes :

1. la réduction de mobilité de l'agent de déplacement "méthode de contrôle de la mobilité",
2. la réduction de la tension interfaciale du mélange huile/eau.

L'injection micellaire/polymère (MP flooding) été utilisée aux effets d'altération de la mouillabilité. La récupération améliorée d'huile se produit par la réduction à la fois de l'IFT et les forces capillaires dans la formation. L'injection de tensioactif fera diminuer la saturation d'huile résiduelle (ROS) et est appliquée premièrement dans les réservoirs. Le Processus qui injecte le tensioactif est appelé "MP" flood en raison de la tendance des agents tensioactifs pour former des micelles dans des solutions aqueuses et la nécessité inévitable pour conduire la solution micellaire avec un polymère.

La diminution de l'IFT doit être maintenue au déplacement du front mobile dans l'ordre de mobiliser l'huile piégée par les forces capillaires. La stabilité de tensioactif aux conditions de réservoir est aussi nécessaire pour un procédé de déplacement réussi. [25]

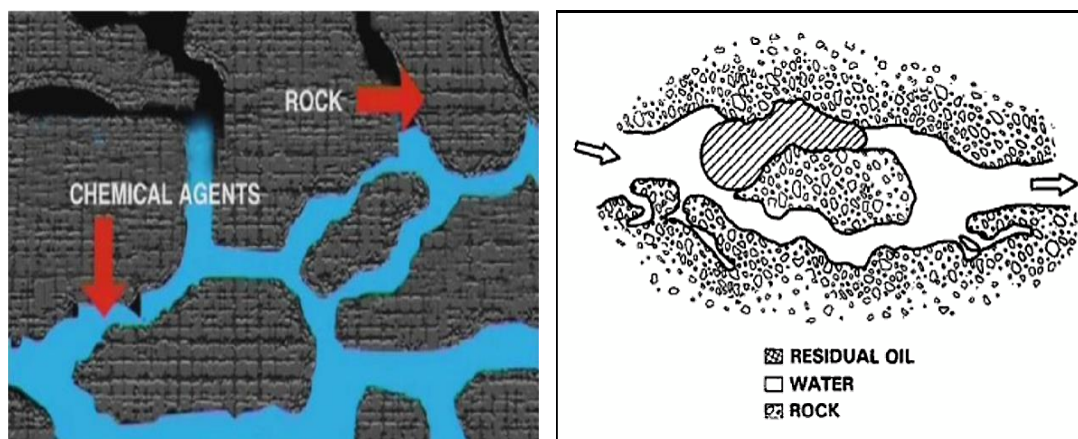


Figure 3.1 : Schéma d'injection chimique pour l'huile piégée dans le réservoir. [26]

III.2. Chimie des produits tensioactifs. Les tensioactifs, que l'on appelle aussi, agents de surface, ou surfactant pour désigner une substance qui possède une activité interfaciale (l'énergie libre de Gibbs), amphiphiles (possède à la fois un groupe hydrophile et un groupe hydrophobe) ; au point de vue physico-chimique comme une dualité polaire-apolaire. Ce sont des molécules aux propriétés spécifiques : détergente, mouillante, et solubilisant dans l'eau, ayant la propriété de se concentrer, de s'agréger aux interfaces entre l'eau et d'autres substances peu solubles dans l'eau. [27]

III.2.1. Structure. Un monomère typique d'agent tensioactif est constitué d'une partie apolaire (lipophile ayant une forte affinité pour «l'huile») et une partie polaire (hydrophile c-à-dire une forte affinité pour l'eau). La totalité du monomère est un composé amphiphile (affinité pour l'huile et l'eau) à cause de cette double nature.

1. la partie **hydrophile** (tête), polaire qui contient des hétéroatomes comme O, S, P, ou N, qui se trouvent dans des groupes alcools, acides, sulfates, sulfonâtes, phosphates, amines; et forment des liaisons électrostatiques avec l'hydrogène de ces molécules.

2. la partie **hydrophobe** (queue), apolaire ou peu polaire qui est en général un groupe de chaîne hydrocarbonée de type alkyle ou alkyl benzène donc non ramifiées, ou fluor carbonée qui contient de 8-18 atomes de carbone, et qui peut contenir éventuellement des atomes d'halogène et même des atomes d'oxygène. [28]

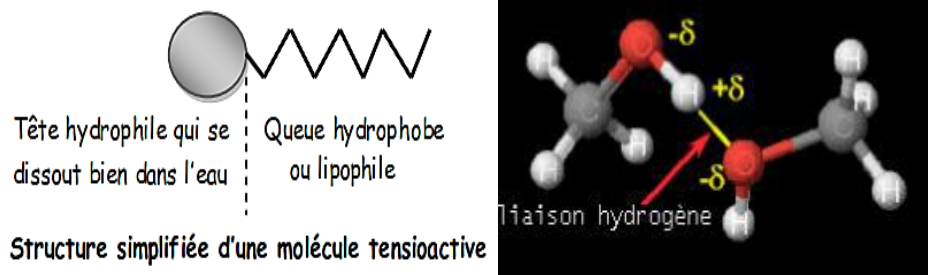


Figure 3.2 : Représentation d'un surfactant et des liaisons d'hydrogène

Le terme **hydrophobe** caractérise un composé qui présente **une affinité envers** les lipides (les graisses : **l'huile**) et qui y est donc insoluble. Au contraire le terme **hydrophile** caractérise un composé qui présente certaine **affinité avec l'eau** et qui y est donc entièrement soluble. Selon la structure chimique, les tensioactifs se caractérisent par deux propriétés fondamentales :

- **l'adsorption** : aux interfaces (liquide-roche, liquide-liquide) ;
- **l'association** : en solution par les deux parties.



Figure 3.3 : Représentation du sulfonate commercial utilisé dans l'industrie pétrolière.

III.2.2. Propriétés et domaines d'utilisation. Les tensioactifs constituent l'une des grandes familles d'auxiliaires chimiques. Ils ont la particularité de posséder des propriétés multiples, comme celle de disperser les corps gras dans l'eau, mais peuvent aussi présenter de nombreux autres rôles :

1. **pouvoir solubilisant** : les solutions d'agents de surface, au-delà de leur CMC, ont la propriété d'augmenter la solubilité apparente des composés pas ou peu solubles dans l'eau, soit en incluant dans la micelle des molécules de produits, soit en formant des micelles mixtes avec le produit à solubiliser. Ce phénomène est mis à profit, par exemple, dans la teinture des fibres polyester ou pour la polymérisation en émulsion ;
2. **pouvoir moussant** : il est lié aux caractéristiques mécaniques des films superficiels qui constituent les parois des bulles de la mousse. Certains tensioactifs ont la capacité de former rapidement des couches inter-faciales et superficielles, assez résistantes pour ne pas céder à la pression interne de l'air emprisonné et à la pression externe des molécules d'eau, mais également assez élastiques pour encaisser sans éclater tous les petits chocs mécaniques au cours de leur déplacement. Cette propriété est mise à profit principalement dans les shampooings, les produits douche et les forages à mousse ;
3. **pouvoir anti-moussant** : à l'opposé, les anti-mousses sont des produits susceptibles de se rassembler aux interfaces et de désorganiser les films superficiels en faisant chuter leurs propriétés mécaniques ;
4. **pouvoir émulsionnant** : il permet de disperser et de maintenir en suspension un liquide dans un autre liquide non miscible. Les applications des émulsions sont très nombreuses, notamment en cosmétique, car elles permettent de présenter des principes actifs le plus souvent présents dans les corps gras sous des formes directement utilisables, car dispersées dans une quantité d'eau suffisante ;
5. **pouvoir mouillant** : il favorise l'étalement d'un liquide sur une surface lisse et augmente la vitesse de pénétration dans les substances poreuses. Cette propriété est mise à profit quand une solution traitante doit agir sur une surface lisse (lavage des sols, traitement phytosanitaire des feuilles...) ou lorsque des corps poreux doivent être traités par une solution aqueuse (teinture et blanchiment des textiles...) ;
6. **pouvoir dispersant** : il augmente la stabilité des suspensions de petites particules solides dans un liquide en évitant leur agrégation. Cette caractéristique est utilisée pour des dispersions de boues de forage, de pigments dans les peintures ;
7. **pouvoir détergent** : il permet, aux agents de surface, de détacher d'un support les produits qui le souillent et de les maintenir en dispersion. Il résulte principalement de la conjugaison

des pouvoirs mouillant, émulsionnant et dispersant. Il n'existe pas de détergent universel et chaque application nécessite le choix des produits et d'une formulation.

Cette liste de propriétés n'est pas exhaustive, les agents de surface peuvent également avoir un pouvoir antistatique, épaississant, lubrifiant..., ce qui explique l'extrême diversité de leurs Applications. Les surfactants sont en effet indispensables dans de nombreux aspects de la vie courante. Plusieurs grands domaines, mentionnés ci-après, font appel à de telles molécules dont la structure est plus ou moins complexe.

8. **détergence** : qu'elle soit ménagère ou industrielle, c'est le domaine le plus important au niveau des débouchés des agents de surface. C'est également le domaine où les formules évoluent depuis plus de 30 ans. Dans la détergence industrielle, on peut citer la blanchisserie mais également la métallurgie qui correspond au nettoyage des métaux.

III.2.3. Domaines d'applications.

1. **industrie chimique** : c'est le premier secteur industriel à mettre à profit son savoir-faire en matière de tensioactifs. Elle totalise 30 % des consommations industrielles de surfactants. Les tensioactifs sont utilisés pour effectuer des réactions en émulsion, en particulier en polymérisation ou pour effectuer certaines hydrolyses. Ils interviennent également pour faciliter certains traitements d'extraction, de séparation, de broyage, d'évaporation...

2. **industrie textile** : c'est le secteur qui a été à l'origine des progrès de la détergence. C'est le deuxième consommateur de tensioactifs. En plus de la détergence, ceux-ci sont présents à tous les stades, de la filature à la confection. Ils interviennent, entre autres, dans les opérations de nettoyage de fibres naturelles, ils réduisent les frictions au cours du filage et du tissage, ils sont déterminants pour les opérations de teinture, et ils minimisent la charge statique.

3. **industries pharmaceutiques et cosmétiques** : les tensioactifs sont utilisés comme détergents, émulsifiants et dispersants. Les agents de surface sont des produits de base pour la formulation de la plupart des préparations dans le domaine de la cosmétique blanche (crèmes, lait...) et de la cosmétique rincée (shampooings, gels douche, ...). Bien que les tonnages utilisés soient peu importants, la pharmacie utilise un grand nombre de tensioactifs. Ils entrent dans les formulations de 45 principes actifs dans les pommades, sirops et autres. Les liposomes en tant que vésicules phospholipidiques bi lamellaires, sont ainsi un cas particulier d'émulsion d'eau dans l'huile où la solution aqueuse de principe actif est emprisonnée dans deux parois hydrophobes formant des microgouttelettes dispersées dans l'huile. Ils ont aussi des applications dans le domaine médical.

4. **industrie agroalimentaire** : outre le fait que les tensioactifs sont utilisés pour leurs propriétés détergentes et éventuellement bactéricides, ils entrent également dans de

nombreuses préparations alimentaires industrielles (mousses, crèmes, émulsions, ...) pour améliorer la stabilité des émulsions, favoriser l'aération et le foisonnement, modifier la viscosité ...

5. **industrie des matières plastiques** : les agents de surface favorisent la polymérisation de monomères. Ils sont utilisés également en tant qu'antistatique.

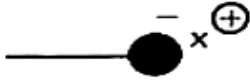

6. **industrie des peintures** : les tensioactifs permettent la mise en émulsion ou en suspension de divers constituants des peintures, tels que les solvants, résines, pigments, charges et autres.

7. **industries de la pâte à papier et de la papeterie** : les tensioactifs sont utilisés pour l'obtention de la pâte de cellulose. Ils permettent de réduire le moussage lors de la fabrication du papier, permettent aussi, le désencrage et le blanchiment ainsi que la suppression des additifs lors de la préparation du papier recyclé.

8. **secteur des minerais** : les agents de surface sont employés en tant qu'agents de flottaison car ils permettent de rendre plus hydrophobes les minéraux de haute valeur ajoutée.

9. **industrie pétrolière** : les tensioactifs sont utilisés à divers stades comme la récupération assistée qui consiste à utiliser une microémulsion pour améliorer le taux de récupération dans les gisements, ou encore comme le traitement des eaux d'injection par des inhibiteurs de corrosion.

III.3. Classification. Une simple classification des tensioactifs est basée sur la nature de la partie hydrophobique (partie polaire), représentée sur le tableau ci-dessous. (Tableau III.1)

Tensioactif	Caractéristiques	Principales propriétés
<p>Anioniques</p> 	<p>La partie hydrophile du tensioactif est chargée négativement (Anion).</p> <p>Exemple :</p> <p>alkyl-benzène</p> <p>sulfonate (ABS) $R-C_6H_4-SO_3^- - NH^+$ (R=C10 à C13),</p> <p>alcool sulfate $R-CH_2-O-SO_3^- - NH^+$ (R=C11 à C17),</p> <p>Sulfates, Carboxylates, Phosphates</p>	<p>Les plus courants, peu onéreux, bons mouillants, représentent environ de 55% dans le monde. Les plus communs dans l'EOR parce qu'ils sont de bons agents tensioactifs. Relativement résistant à la rétention.</p>
<p>Cationiques</p> 	<p>La partie hydrophile du tensioactif est chargée positivement, sont des composés azo-</p> <p>de type d'ammonium quaternaire.</p> <p>Exemple : chlorure-tétralkylammonium $R-N^+(CH_3)_2 Cl^-$ (R'=C16 à C18)</p> <p>Pyridinium, Imidazolium</p>	<p>Peu mouillant, utilisable dans applications particulières. En peu d'utilité dans l'EOR parce qu'ils sont adsorbés fortement par les surfaces anioniques d'argiles interstitielles.</p>
	<p>La partie hydrophile du tensioactif a une</p>	<p>Bonne synergie avec les</p>

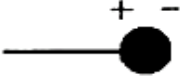

<p>Amphotère : zwitterioniques</p> 	<p>charge nulle, les aminoacides, les phospholipides, certains insensibles au pH (pH acide type cationique ; pH élevé anionique). Exemple : Acide aminés substitués $R-N^+-$ $(CH_3)_2-CH_2-COO^-$ ($R=C12$ à $C18$), Amino carboxylic</p>	<p>anioniques, bon mouillant, bon dispersant, utilisation limitée. Ne sont pas utilisés dans les EOR.</p>
<p>Non ioniques</p> 	<p>La partie hydrophile du tensioactif (ionise pas) pas de charge comme alcool, phénol, ester, éther : alcool ethoxylates $R-CH_2-O-(CH_2-CH_2-O)_n-H$ ($R=C10$ à $C18, n=5-10$), alkylphénoethoxylates $R-C_6H_4-O-(CH_2-CH_2-O)_n-H$, Alkyl-Alkyl-arylAcyl, Acylamindo-Acylaminepolyglycolethers</p>	<p>l'importance industrielle un peu moins de 40% du total.</p>

Tableau 3.1 : Représentation de la classification des surfactants.

Utilisation conjointe du surfactants : - Anionique / cationique : impossible ;

- Cationique/ non ionique : possible ; - Anionique/ non ionique : possible.

III.4. La récupération tertiaire par surfactants. Les tensioactifs sont utilisés en récupération assistée, afin d'agir à l'échelle du pore en réduisant la tension interfaciale entre l'huile et l'eau. En récupération assistée, les solutions de tensioactifs sont injectées sur une durée relativement courte, de façon à avoir un bouchon de tensioactifs qui est balayé par une solution de polymère. Les interactions entre le fluide et la roche peuvent d'avoir des effets sur l'efficacité d'injection de tensioactifs. Elles s'agissent de l'adsorption, des phénomènes capillaires, des échanges de cation et phénomène de précipitation-dissolution. Ces phénomènes peuvent affecter directement ou indirectement sur la rétention des molécules de tensioactifs et réduire l'efficacité de cette méthode.

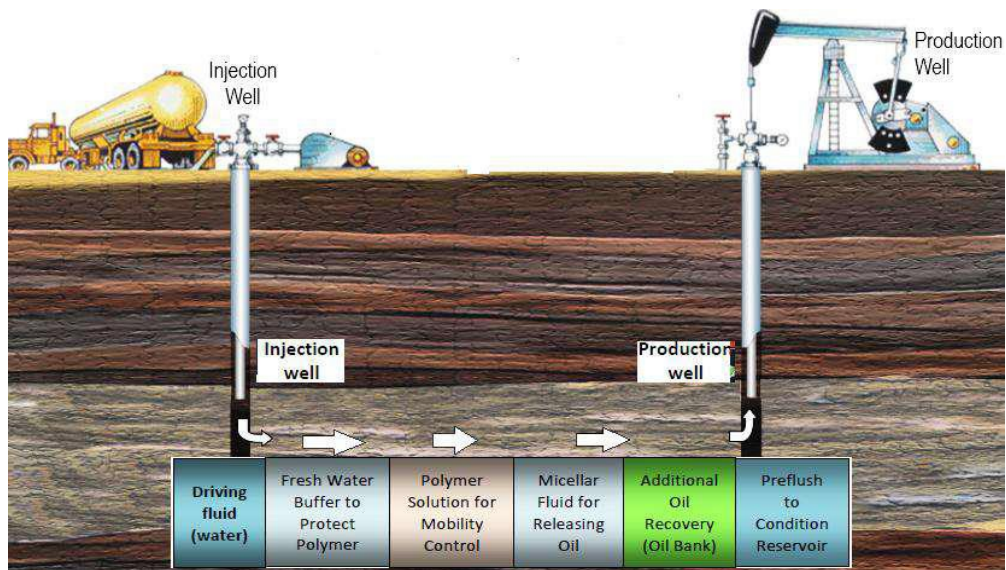


Figure 3.4 : La technique d'injection de surfactant et polymère en récupération Assistée. [8*]

Le procédé d'injection est appliqué invariablement à la récupération tertiaire (ce qui produit à haute WOR). Ce processus se compose de :

A. Preflush : Cette étape consiste à injecter un volume de saumure (généralement plus faible), dont le but de changer la salinité et la réduction du pH, pour optimiser les conditions de réservoir et diminuer le phénomène de rétention.

B.MP Slug : Ce volume allant de 5 à 40% de PV dans les applications sur le terrain. Composition : Le surfactant primaire, a des concentrations allant de 1à 20% vol. (co-surfactants, alcools, huile, polymère, biocide,) sont généralement nécessaires pour une bonne récupération du pétrole.

C. Mobility Buffer : Ce fluide est une solution diluée d'un polymère (1 PV) soluble dans l'eau dont le but est de conduire le tensioactif et les fluides, surmontant dans les puits de production.

D. Freshwater buffer : Injection de volume de saumure pour déplacer la solution polymère.

E. ChaseWater : Et utilisé tout simplement pour réduire les effets d'injection de polymère.

N.B. : Le cumul de récupération d'huile est mesuré en fonction des la taille des pores PV

II.4.1. Injection de polymères (*polymère flooding*) dans la récupération assistée.

L'injection de polymère consiste à mélanger des molécules de polymère à longue chaîne (comme le polyacrylamide ou le xanthane) avec l'eau injectée en vue d'accroître la viscosité de l'eau à injecter. Cette méthode permet d'améliorer le rapport de mobilité par une

augmentation des forces visqueuses et aussi le rendement du balayage vertical et horizontal. [24]

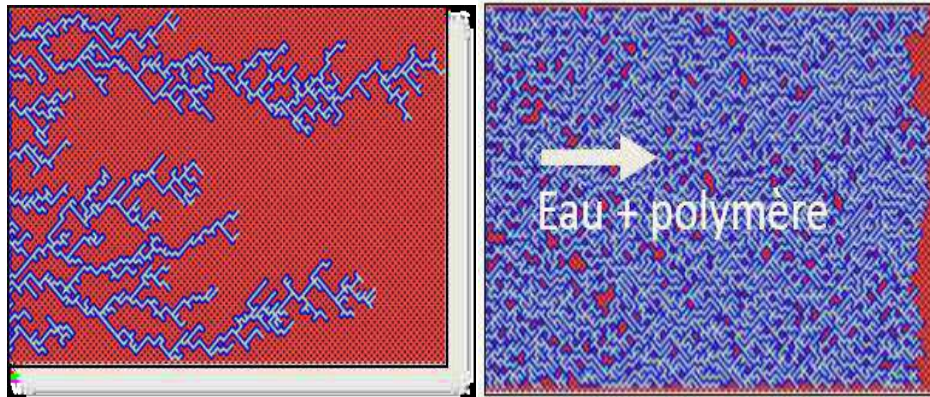


Figure 3.5 : Rapport de mobilité

eau/huile : 100

Figure 3.6 : Rapport de mobilité

eau/huile : 0.01

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 comprise entre 10 et 100 fois plus grande par rapport à celle de l'eau, voir un exemple (Figure 3.5 et 3.6) .

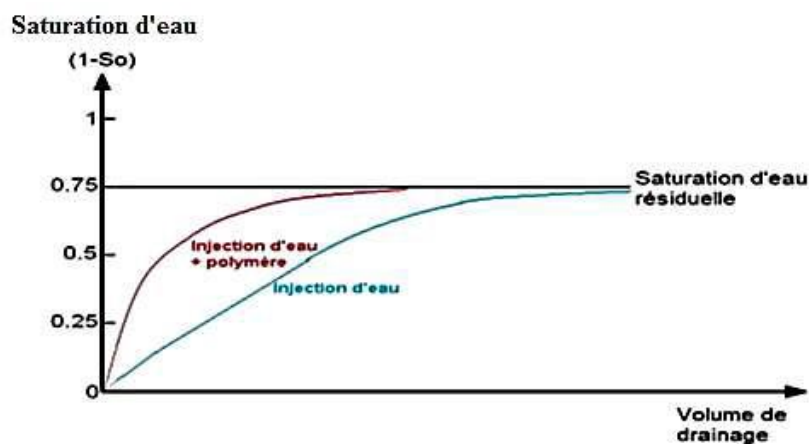


Figure 3.7 : La saturation résiduelle d'eau en fonction du volume du fluide déplaçant

Injecté pour l'eau et une formulation eau-polymère. [23]

Les échecs le plus souvent rencontrés dans les opérations de *polymère flooding* sont la perte du polymère (par adsorption dans la roche) et la dégradation de la formulation pendant l'injection. Les caractéristiques idéales pour l'utilisation de *polymère 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. [23]

Lorsqu'elles 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 sont l'adsorption, le piégeage mécanique et la rétention hydrodynamique.

III.4. Les méthodes chimiques de récupération. Nous avons vu qu'à l'échelle du pore, le piégeage de l'huile est principalement dû aux forces capillaires et visqueuses interprétées par du nombre capillaire. Les méthodes de récupération assistée permettent d'agir à cette échelle en améliorant le déplacement de l'huile (Figure 3.8). [10]



III.4.2. Les solutions tensioactives. Si un tensioactif anionique est dissous dans l'eau salée, il se dissocie en un cation et un monomère. Lors de l'augmentation de la concentration de tensioactif, les portions lipophiles de ce dernier commencent à s'associer entre eux pour former des agrégats ou micelles contenant plusieurs monomères.

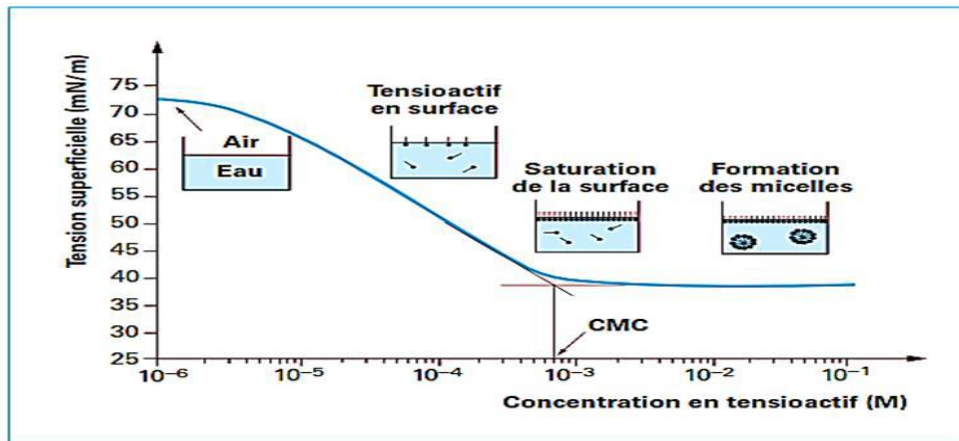


Figure 3.8 : Courbe de micellisation et détermination de la concentration micellaire critique CMC. [30]

Les structures de micelles réelles peuvent prendre des formes diverses, qui peuvent être variées avec le temps. Lorsque la solution tensioactive contactée avec la saumure, une phase oléique générée (le terme "Oléique" indique que cette phase peut contenir plus d'huile), le tensioactif a une tendance d'accumuler à l'interface intermédiaire. La partie lipophile dissoute dans la phase oléique, et la partie hydrophile dans la phase aqueuse. L'accumulation au niveau de l'interface provoque l'abaissement de l'IFT entre les deux phases

III.4.3. Le comportement de la phase huile / saumure / tensioactif. En 1954, Winsor a publié un livre qui résume ses recherches antérieures sur le comportement de la phase des systèmes eau/ huile/ surfactant. Pour expliquer ces résultats, il a proposé un nouveau concept : le rapport R entre les interactions des molécules de surfactant qui ont localisées à l'interface avec les molécules voisines d'huile et d'eau respectivement, présente dans l'équation suivante :

$$R = ASH/ASE$$

Où A : interaction moléculaire par unité d'aire interfaciale, E , H , S : indices se référant respectivement à l'eau, à l'huile et surfactant, R : le rapport est supérieur, inférieur ou égal à l'unité, on obtient des diagrammes de phase caractéristiques appelés diagrammes de Winsor I, II ou III, représentés sur la figure 3.9. À forte concentration en surfactant, on observe toujours une zone monophasique à laquelle on se réfère en parlant d'un comportement de type Winsor IV. Dans les cas idéalisés les diagrammes de Winsor, la zone monophasique s'étend jusqu'aux sommets E et H ; cela suppose que le surfactant soit complètement miscible à la fois avec l'eau et avec l'huile. Au voisinage du côté EH , on observe la présence d'une zone polyphasique (en général biphasique) s'étendant sur toute la largeur du diagramme, sauf lorsque les phases aqueuses et huileuses sont partiellement miscibles entre elles (c'est le cas représenté). Si l'on se déplace vers le haut du diagramme en ajoutant du surfactant, la largeur

de la zone biphasique diminue, ce qui signifie que le surfactant rend l'eau et l'huile de plus en plus compatibles. À partir d'une certaine concentration en surfactant, comprise entre 10 % et 50 %, la zone polyphasique disparaît et le surfactant co-solubilise l'eau et l'huile sous forme d'une structure plus ou moins bien organisée. Dans les microémulsions ou des gels (zone monophasique), les lignes tracées dans la zone biphasique sont appelées lignes de conjugaison ou de partage. La ligne de partage passe par un certain point de la zone diphasique atteint la frontière bimodale deux points représentatifs de la composition des deux phases en équilibre. L'inclinaison des lignes de partage indique que la plus grande partie du surfactant se trouve dans l'eau dans le cas de Winsor I et dans l'huile dans le case de Winsor II. Le cas du diagramme Winsor III, il existe une zone, inscrite dans un triangle, où le système se sépare en trois phases : une microémulsion (dont la composition correspond au sommet supérieur du triangle) contenant pratiquement tout le surfactant et deux autres phases constituées d'huile et d'eau pratiquement pures.

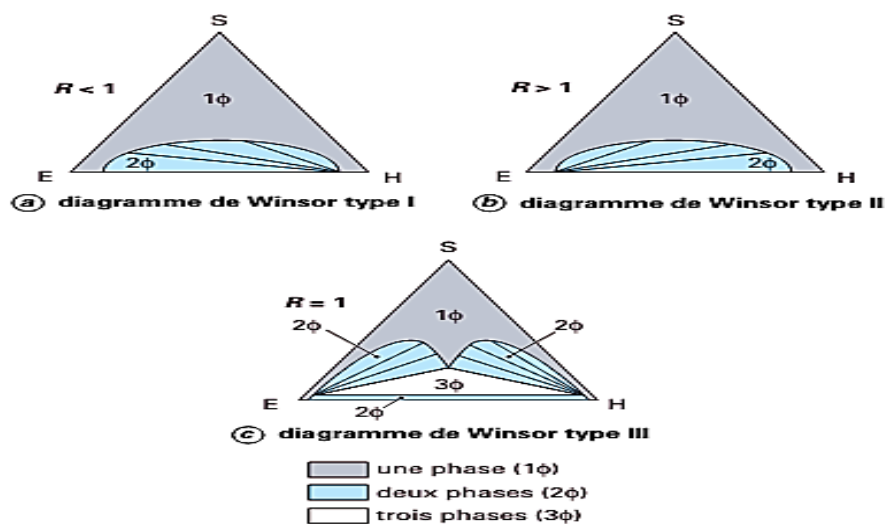


Figure 3.9 : Les types de diagrammes ternaires pour les systèmes tensioactif / eau / huile.

III.5. Théorie de rétention des surfactants par la roche réservoir.

III.5.1. Généralité sur l'adsorption. L'adsorption est un phénomène de surface par laquelle des atomes ou des molécules de gaz ou de liquides (adsorbats) se fixent sur une surface solide (adsorbant) selon divers processus plus ou moins intenses comme les interactions de Van der Waals ou les interactions dipolaires. Un atome adsorbé est un ad atome. Ce phénomène a une très grande importance dans l'évolution de nombreuses réactions chimiques. L'adsorption est l'aptitude de certains solides à concentrer spécifiquement à leur surface les constituants d'une solution permettant ainsi leur séparation.

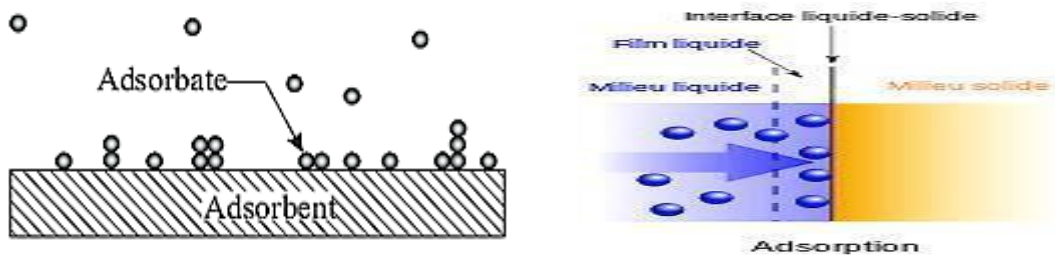


Figure 3.10 : Représentation du phénomène de l'adsorption.

Il existe deux types d'adsorption qui se diffèrent complètement par les énergies mises en jeu et par leur nature [21] :

1. l'adsorption physique ou adsorption de Van der Waals ;
2. l'adsorption chimique ou chimisorption ou encore adsorption activée ;
3. Les changements de l'énergie, de van der Waals et les forces électrostatiques sont principalement responsables de l'adsorption physique qui est également caractérisée par une haute vitesse d'adsorption et la formation des multicouches ;
4. l'adsorption chimique résulte d'une interaction chimique se fait par la liaison covalente et la liaison qui se traduit par un transfert d'électrons entre le solide et l'adsorbat. Il y a alors formation d'un composé chimique à la surface de l'adsorbant.

N.B. : La rétention c'est le phénomène d'adsorption négative où les surfactants sont fixés sur l'interface solide de façon que la quantité initiale de surfactants diminue considérablement.

III.5.2. La rétention à l'interface solide-liquide. La plupart des surfaces solides minérales incluent dans des roches réservoirs, sont chargées. Bien que la calcite, dolomite et argile puissent avoir des charges positives sur ces surfaces à un pH neutre, la silice puisse être de charge négative. Le tensioactif peut s'adsorber sur la silice en présence de plusieurs cations du métal à pH élevé. [22]

III.5.3. Les facteurs influant sur la surface solide/liquide. La rétention de tensioactif à l'interface solide/liquide est beaucoup influencée par un nombre des facteurs :

- (a) la nature de structure des groupes sur la surface solide si la surface contient beaucoup des charges remplacées ou essentiellement les groupes non polaires et la nature des atomes ou les groupes sont constitués;
- (b) la structure moléculaire de tensioactif qui était adsorbé si il est ionique ou non ionique, et si le groupe hydrophobe est longue ou court, la chaîne droite ou branchée, aliphatique, ou aromatique;

(c) la détermination du potentiel des ions dans une solution et de la salinité.

(d) l'environnement de la phase aqueuse ; son pH, son électrolyte contenu, la présence de tous les additifs tel que la chaîne courte solubles polaires (l'alcool, etc.), et de sa température. L'ensemble de ces facteurs déterminent le mécanisme par lequel se produisent l'adsorption, et l'efficacité d'adsorption.

Conclusion

Conclusion

Conclusion

Le présent travail avait pour objectifs d'étudier les performances de l'injection de surfactants sur le taux de récupération du pétrole au niveau des champs de pétrole. L'étude a été faite théoriquement pour des raisons de l'épidémie Covid19. On peut augmenter la production de pétrole par l'ajout des agents de surface agissant sur la pression capillaire et la mouillabilité par les méthodes chimiques de récupération améliorée ce qui permet de remobiliser l'huile piégée par les effets capillaires principalement en diminuant la tension interfaciale entre l'huile et l'eau. La solution de polymère permettent d'augmenter la viscosité du fluide déplaçant, et donc réduire la saturation résiduelle en huile ainsi il y aura automatiquement une augmentation du taux de récupération d'huile maximale.

Certains auteurs ont utilisés les modèles capillaires pour la mise au point du procédé de récupération. L'avenage de cas modèles c'est qu'ils sont moins chers et se distinguent par la rapidité des tests et aussi ils offrent la possibilité d'observer et d'analyser les mobilités et les écoulements diphasique des fluides dans des capillaires transports. Pour clarifier l'injection de polymère, il n'a pas été réalisée a cause de la diminution de la perméabilité de la roche colmatée par les tensioactifs a forte concentration (10g/L) et le test de gonflement monte le caractère inhibiteur de KCl, ce qui a permet d'éviter la diminution de la porosité. Cette étude nous a été bénéfique pour connaître les différents types de tensioactifs, les émulsions et leurs compositions, l'utilisation de tensioactifs, polymères pour la RAP, comprendre la nature de l'action des molécules e questions qui agissent sur la rupture et la mouillabilité de la roche nécessaire pour des gisements de haute perméabilité et faible contenu d'argile avec une viscosité de l'huile ne dépassant pas les 0,1mPa s in situ.

Références

Références Bibliographiques

- [1] L.P.Dake. The Practice of Reservoir Engineering. Edition Elsevier. Edinburgh Scotland (1994).
- [2] K. HADJ AISSA, et N. KERMAD. Performances du Short Radius et intérêt du double drain sur le champ de HMD, mémoire d'induction. Hassi Messaoud, Décembre (2002).
- [3] S. BOURBIH, et A. SIAGHI. Analyse et Evaluation des fracturations hydrauliques sur le champ de HMD, mémoire d'induction. Hassi Messaoud, Décembre (2002).
- [4] E.T. DJIVEDE. Ecoulements de fluides complexes en milieu poreux: utilisation de micelles Géantes pour la Récupération Améliorée du Pétrole, thèse, l'Université Bordeaux 1.
- [5] Omar., Surfactant enhanced oil recovery by wettability alteration in sandstone reservoirs (2012).
- [6] X. Chavanne. La production des champs pétroliers .Equipe Géomatériaux et Environnement, Uni.D. Diderot et IPGP, Paris, avril (2007).
- [7] S. Dag Chun, Enhanced Oil Recovery from Oil-Wet carbonate rock by Spontaneous Imbibition of Aqueous Surfactant Solutions.
- [10] M. Baviere. Basic Concepts in Enhanced Oil Recovery Processes. Kluwer Academic Publishers, Septembre(1991).
- [11] S. Touray. Effect of Water Alteration Gas Injection on Ultimate Oil Recovery. Petroleum Engineering, at Dalhousie University Halifax ; Nova Scotia. Décembre, (2013).
- [12] Friberg Stig E., Larsson Kare and Sjöblom, Food Emulsions Fourth Edition [Consulté le 1er décembre 2017]
- [13] Doumeix Olivier, Les émulsions [Consulté le 1er décembre 2017]
- [14] M. de luca ; P. Rocha-Filho', J.L. Grossiord', A. Rabaron, C. Vautionl et M. Seiller, les émulsions multiples [Consulté le 5 décembre 2017]
- [15] Danielsson I. Lindman B, The définition of micro-emulsion, Colloids and Surfaces, 1981 volume 3, Pages 391 à 392. [Consulté le 5 décembre 2017]
- [16] Mc Clements David Julian, Nano émulsions versus microémulsions : terminology, différences, and similarités. DOI : 10.1039/c2sm06903b [consulté le 5 décembre 2017]
- [17] Ziyani Layla. Etude des phénomènes physico-chimiques à l'interface émulsion de bitume/substrat minéral - Application à la formulation de Bétons Bitumineux à l'Émulsion (BBE). Matériaux. Université Nantes Angers Le Mans, 2013. Français. Page 30
- [18] Legrand, J. Emulsions alimentaires et foisonnement. Paris : Hermes science publ.. Lavoisier. 2013. Chapitre 1.4 : Ingrédients et additifs dans la formulation des émulsions et des mousses. ISBN : 978-2-7462-3203-7

- [19] Dupasquier, M.-L., Nazari, A., Fontaine-vive, F. et al. Ressource unisciel [en ligne]. Disponible sur : http://ressources.unisciel.fr/formulation_cosmetique/co/1-1.html
[consulté le 21 novembre 2017]
- [20] S. Criollo castillo. water and surfactant flooding at different wettability conditions (2011).
- [21] V. Nardello-rataj, L.Ho Tan Tai, Formulation des détergents ; Produits d'entretien des articles textiles. Lille I, France.
- [22] S. Liu. Alkaline Surfactant Polymer Enhanced Oil Recovery Process. Decembre, (2007).
- [23] V. Vladimir, Adsorption en Silica Surfaces ; surfactant science, davvdov département of Chemistry, M. V.Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia.
- [24] F. Tharwat Tadros. An introduction to surfactants, Germany, (2014).
- [25] S.Sarker.Evaluation of Alkaline, Surfactant and Polymer Flooding for Enhanced Oil Recovery in the Norn E-segment Based on Applied Reservoir Simulation. Master's Thesis 2 Petroleum Engineering, Norwegian University of Science and Technology; Octobre(2012).
- [26] B.Howard. Petroleum Engineering. Professional/Technical Training Consultant. (1987).
- [27] S.Bülow sandersen, Enhanced Oil Recovery with Surfactant Flooding, Ph.D. Thesis, Kongens Lyngby, Denmark, (2012).
- [28] Séquence 3-SPO3, les matériaux, Académie en ligne.
- [16] A. Mathis. Les produits tensioactifs, Bulletin de l'union des physiciens. Strasbourg (1992).
- [30] C.Chinenye emeg walu. Enhanced Oil Recovery : Surfactant flooding as a possibility for the Norne E-Segment. Reservoir Engineering specialization project, (2009).