

N° Série : ...../2023

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

**Département de Production des Hydrocarbures**

**MÉMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production des hydrocarbures**

Présenté Par :

**BELHANAFI Kacem, BOULKENAFET Wail, BOUMERDAS Farouk**

-THEME-

---

**L'IMPACT D'INJECTION DES TENSIOACTIFS SUR LA  
PRODUCTION DU CHAMP HMD**

---

Soutenu le : 07 / 06 / 2023 devant la commission d'examen

**Jury :**

Président :	Mr. Bouchireb Abelouahab	MCB	Univ. Ouargla
Examineur :	Mr. Lebtahi Hamid	MCB	Univ. Ouargla
Encadrant :	Mme. Hafsi Fadila	MAA	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2022/2023



# *Remerciement*

*Voici venu le temps de mettre un point final à ce manuscrit et à ces années de travaux de recherche effectués au sein du Laboratoire de chimie de l'université KASDI MERBAH. C'est avec plaisir que je réserve cette page en signe de gratitude et de profonde reconnaissance à tous ceux qui m'ont aidé tout au long de ces années.*

*Le tout remercie à notre dieu, par sa grâce, par nous donnant la santé, la force et le courage d'avancer et passons à ce que nous sommes.*

*Nous tenons surtout à exprimer mes vifs remerciements à nos chers parents pour leurs sacrifices, pour leur soutien financier et moral, pour être notre support toutes les années.*

*Nos sincère gratitude va aussi à Mme HAFSI et Mme BAZINE pour la confiance dont elles ont toujours fait preuve à nos égards et pour ses perpétuels encouragements.*

*Je tiens à remercier Mr. BOUCHIREB, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury de cette thèse.*

*Je présente également ma profonde reconnaissance à Mr. LEBTAHI qui ont accepté d'examiner mon travail.*

*Merci encore à tous les amis que nous avons rencontrés pendant ce parcours, que nous avons ri avec eux, étudié avec eux, passé les difficultés avec eux et que nous avons créé des souvenirs inoubliables avec eux. Ces années étaient moins difficiles grâce à vous.*

# *Dédicace*

*Je dédie cet ouvrage :*

- ✧ A ma maman qui m'a soutenu et encouragé durant ces années d'études. Qu'elle trouve ici le témoignage de ma profonde reconnaissance.*
- ✧ A mon père qui été toujours à mes côtés. Merci pour le support morale et financier.*
- ✧ A mon frère, ma petite sœur, mes grands-parents et Ceux qui ont partagé avec moi tous les moments d'émotion lors de la réalisation de ce travail. Ils m'ont chaleureusement supporté et encouragé tout au long de mon parcours.*
- ✧ A ma famille, mes proches et à ceux qui me donnent de l'amour et de la vivacité.*
- ✧ A tous mes amis qui m'ont toujours encouragé, et à qui je souhaite plus de succès.*
- ✧ A tous ceux que j'aime.*

*Belharafi Kacem*

# *Dédicace*

*Je dédie ce mémoire à :*

- ✧ Mes chers parents, que nulle dédicace ne puisse exprimer mes sincères sentiments, pour leur patience illimitée, leur encouragement contenu, leur aide, en témoignage de mon profond amour et respect pour leurs grands sacrifices.*
- ✧ Mes chers frères, pour leur amour et leur soutien qu'ils trouvent ici l'expression de ma haute gratitude*
- ✧ Mes chers amis qui sans leur encouragement ce travail n'aura jamais vu le jour.*
- ✧ Et toute ma famille et à tous ceux que j'aime.*

*Boukerafet Nail*

# *Dédicace*

*Avec l'expression de ma reconnaissance, je dédie ce modeste travail à ceux qui, quels soient les termes embrassés, je n'arriverais jamais à leur exprimer mon amour sincère.*

✧ *A mon cher père, mon précieux offre du dieu, qui doit ma vie, ma réussite et tout mon respect.*

✧ *A la femme qui a souffert sans me laisser souffrir, qui n'a jamais dit non à mes exigences et qui n'a épargné aucun effort pour me rendre heureux : mon adorable mère.*

✧ *A mes chers frères que dieu les protège et leurs offre la chance et le bonheur.*

✧ *A mon adorable petite sœur qui sait toujours comment procurer ma joie et le bonheur pour toute la famille.*

✧ *A tous les amis qui l'ai passé avec les bons et les mauvais jours.*

*Merci pour leurs amours et leurs encouragements*

*Boumerda Farouk*

## Résumé:

La récupération assistée des hydrocarbures EOR désigne un ensemble de techniques permettant d'augmenter l'efficacité de la récupération du pétrole. L'injection des agents tensioactifs est couramment utilisée comme une méthode chimique de récupération tertiaire grâce à leur capacité d'abaisser la tension interfaciale et altérer la mouillabilité de la roche améliorant le déplacement d'huile ce qui permet à augmenter le taux de récupération.

L'objectif de ce travail est d'évaluer l'impact de l'injection des tensioactifs sur la récupération des d'huile résiduelle. Deux études ont été interprétées, l'une est sur l'implication des tensioactifs anioniques et naturels pour mesurer l'altération de mouillabilité dans le procédé EOR, et l'autre est sur l'altération de la mouillabilité de la surface du quartz par les tensioactifs, considérant que la minéralogie des champs HMD sont à la base Quartz.

**Mots Clés:** Tensioactifs; Tension Interfaciale ; Mouillabilité; Angle de contact; Minéralogie.

## Abstract:

Enhanced Oil Recovery (EOR) refers to a set of techniques aimed at increasing the efficiency of oil recovery. The injection of surfactants is commonly used as a chemical method in tertiary recovery due to their ability to lower interfacial tension and alter rock wettability, thereby improving oil displacement and increasing the recovery rate.

Our goal is to evaluate the impact of this technique on production experimentally using the contact angle evaluation method and core flooding. Two studies were conducted: one focused on the implication of anionic and natural surfactants to measure wettability alteration in the EOR process, and the other on the alteration of quartz surface wettability by surfactants, considering that the mineralogy of the HMD fields is primarily quartz-based.

**Keywords:** Surfactants; Interfacial Tension; Wettability; Contact Angle; Mineralogy.

## ملخص :

نقصد بالاستخراج المعزز للنفط مجموعة من التقنيات التي تهدف الى زيادة مردودية انتاج النفط. من بين هذه التقنيات, هناك طريقة كيميائية حيث يتم حقن مواد كيميائية معقدة تؤثر على التوتر السطحي بين الماء و النفط و تعتبر من الطرق الشائعة للاستخراج المدعم للبتروول لقدرتهم على خفض التوتر السطحي و تغيير قابلية جذب الصخرة مما يؤدي لتحسين تدفق البتروول و رفع معدل الاسترداد.

هدف الدراسة هو تقييم تأثير هذه التقنية على مردودية الإنتاج تجريبيا عن طريق تقييم زاوية الإتصال و حقن نواة العينة. تمت دراسة مقالين احدهما عن استلزام المعاملات الأيونية و الطبيعية لقياس تغيير خاصية جذب الصخور, و الأخرى عن تغيير خاصية الجذب لسطح الكوارتز باستعمال المعاملات السطحية اعتبارا ان التركيب المعدني لحقول حاسي مسعود مبني على الكوارتز.

**الكلمات المفتاحية :** معاملات سطحية, التوتر السطحي, خاصية الجذب, زاوية الإتصال, التركيب المعدني.

# Tableau des matières

<b>Introduction Générale</b> .....	1
<b>Chapitre I : Aspects générales sur les Tensioactifs</b> .....	
<b>I. 1. Définition des tensioactifs</b> .....	2
<b>I. 2. Les grandes classes des tensioactifs</b> .....	2
<b>I. 2. 1. Les tensioactifs anioniques</b> .....	3
<b>I. 2. 2. Les tensioactifs cationiques</b> .....	4
<b>I. 2. 3. Les tensioactifs amphotères</b> .....	4
<b>I. 2. 4. Les tensioactifs non-ioniques</b> .....	5
<b>I. 3. Propriétés des tensioactifs</b> .....	6
<b>I. 3. 1. Balance Hydrophile-Lipophile (HLB)</b> .....	6
<b>I. 3. 2. Auto-Agrégations ou Micellisation</b> .....	6
<b>I. 3. 3. Adsorption aux interfaces</b> .....	8
<b>I. 4. Application des tensioactifs dans l'industrie pétrolière</b> .....	9
<b>I. 5. Effet des tensioactifs sur la tension de surface pression capillaire et la mouillabilité des     roche réservoirs</b> .....	11
<b>I. 5. 1. Tension de surface</b> .....	11
<b>I. 5. 2. Mouillabilité</b> .....	11
<b>I. 5. 3. Pression capillaire</b> .....	13
<b>I. 5. 4. L'effet des tensioactifs sur ces paramètres</b> .....	13
<b>Chapitre II : Mécanismes d'injection des tensioactifs pour la récupération des hydrocarbures</b> .....	
<b>II. 1. Les différentes méthodes de récupération des Hydrocarbures</b> .....	16
<b>II. 1. 1. Récupération primaire</b> .....	16
<b>II. 1. 2. Récupération secondaire</b> .....	16
<b>II. 1. 3. Récupération tertiaire</b> .....	17
<b>II. 2. Récupération du pétrole à l'aide de tensioactifs</b> .....	21
<b>II. 3. Procédés d'injection de tensioactif pour l'EOR chimique</b> .....	23
<b>II. 3. 1. Preflush</b> .....	23
<b>II. 3. 2. MP Slug</b> .....	23
<b>II. 3. 3. Mobility Buffer</b> .....	23
<b>II. 3. 4. Fresh Water Buffer</b> .....	23
<b>II. 4. Formulations des tensioactifs dans l'EOR</b> .....	24
<b>II. 5. Facteurs et paramètres affectant l'injection des tensioactifs</b> .....	25
<b>II. 6. Comportement des phases des tensioactifs, de l'huile et de la saumure</b> .....	26
<b>II. 7. Adsorption et rétention des tensioactifs</b> .....	27
<b>Chapitre III : Présentation du champ Hassi Messaoud</b> .....	
<b>III. 1. Introduction</b> .....	29
<b>III. 2. Aperçu géologique</b> .....	29
<b>III. 3. Situation géographique</b> .....	29
<b>III. 4. Situation géologique</b> .....	30
<b>III. 5. Description de drain et subdivisions du réservoir</b> .....	30
<b>III. 6. Caractéristiques du réservoir</b> .....	31

<b>III. 7. Problèmes d'exploitation du champ</b> .....	32
<b>Chapitre IV : Etude Expérimentale</b> .....	
<i>Etude N°01</i> .....	33
<b>IV. 1. Matériels</b> .....	33
<b>IV. 2. Méthodes</b> .....	37
<b>IV. 2. 1. Evaluation d'angle de contact</b> .....	37
<b>IV. 2. 2. Core flooding</b> .....	37
<b>IV. 3. Résultats et discussion</b> .....	39
<b>IV. 3. 1. Evaluation d'angle de contact</b> .....	39
<b>IV. 3. 2. Core flooding</b> .....	42
<b>IV. 3. Conclusions</b> .....	46
<i>Etude N°02</i> .....	47
<b>IV. 1. Matériels</b> .....	47
<b>IV. 2. Méthodes</b> .....	47
<b>IV. 3. Résultats et discussion</b> .....	39
<b>IV. 3. 1. Effets des tensioactifs sur l'altération de la mouillabilité de plaques de quartz mouillant à l'eau</b> .....	48
<b>IV.3.2. Effets des tensioactifs sur l'altération de la mouillabilité de plaques de quartz mouillant à l'huile</b> .....	50
<b>IV. 4. Conclusions</b> .....	52
<b>Conclusions Générales</b> .....	53

# Liste des figures

<b>Figure. I. 1 :</b> Représentation schématique d'un tensioactif.....	2
<b>Figure. I. 2 :</b> Exemple d'agent tensioactif anionique .....	4
<b>Figure. I. 3 :</b> Exemple d'agent tensioactif cationique .....	4
<b>Figure. I. 4 :</b> Exemple d'agent tensioactif amphotères.....	5
<b>Figure. I. 5 :</b> Exemple d'agents tensioactif non-ionique .....	5
<b>Figure. I. 6 :</b> Production mondiale des tensioactifs .....	6
<b>Figure. I. 7 :</b> Courbe de micellisation et détermination de la concentration micellaire critique CMC .....	7
<b>Figure. I. 8 :</b> Formation des micelles.....	7
<b>Figure. I. 9 :</b> Emulsion en deux phases .....	8
<b>Figure. I. 10 :</b> Angles de contact définissant la mouillabilité.....	13
<b>Figure. I. 11 :</b> Modèle d'un ganglion huileux piégé par un capillaire et une constriction des pores .....	14
<b>Figure. II. 1 :</b> Drainage naturel résultant de la pression du gaz et de l'eau du gisement .....	16
<b>Figure. II. 2 :</b> Exemple de récupération secondaire par l'injection d'eau .....	17
<b>Figure. II. 3 :</b> Profil de récupération d'un réservoir conventionnel .....	17
<b>Figure. II. 4 :</b> Exemple de récupération tertiaire par injection de vapeur .....	18
<b>Figure. II. 6 :</b> La technique d'injection de tensioactifs à la récupération assisté .....	22
<b>Figure. II. 7 :</b> La procédure d'injection de tensioactif à la récupération assistée.....	23
<b>Figure. II. 8 :</b> Les types des diagrammes ternaires pour les systèmes Tensioactif/Eau/Huile	26
<b>Figure. II. 9 :</b> Représentation du Phénomène de l'adsorption.....	28
<b>Figure. III. 1 :</b> Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud.....	30
<b>Figure. III. 2 :</b> Carte structurale du réservoir de Hassi-Messaoud.....	31
<b>Figure. IV.1 :</b> Schéma de la structure chimique des tensioactifs utilisés : A) SDBS ; B) Zizyphus Spina Christi.....	33
<b>Figure. IV. 2 :</b> Carottes utilisées (Calcite, Dolomite, Quartz).....	35
<b>Figure. IV. 3 :</b> Schéma de la disposition des carottes dans le cylindre filtré .....	35
<b>Figure. IV. 4 :</b> Pastilles des carottes utilisées dans l'étude .....	36
<b>Figure. IV. 5 :</b> Plan Schématique de la méthodologie utilisées dans l'évaluation d'angle de contact.....	37
<b>Figure. IV. 6 :</b> Schéma de la configuration expérimentale de core flooding .....	38
<b>Figure. IV. 7 :</b> L'angle de contact des minéraux exposés au SDBS .....	40
<b>Figure. IV. 8 :</b> L'effet de la concentration de SDBS sur l'angle de contact .....	40
<b>Figure. IV. 9 :</b> L'angle de contact des minéraux exposés au Zizyphus Spina Christi .....	41
<b>Figure. IV. 10 :</b> L'effet de la concentration de Zizyphus Spina Christi sur l'angle de contact... ..	42
<b>Figure. IV. 11 :</b> Résultats de la récupération d'huile .....	45
<b>Figure. IV. 12 :</b> Variation de l'angle de contact sur une surface de quartz mouillable à l'eau sous l'effet des différents tensioactifs .....	48
<b>Figure. IV. 13 :</b> Variation de l'angle de contact sur une surface de quartz mouillable à l'huile sous l'effet des différents tensioactifs .....	51

## *Liste des tableaux*

<b>Tableau. I. 1 :</b> Différents types d'agents tensioactifs anionique .....	3
<b>Tableau. IV. 1 :</b> Composition du pétrole brut .....	34
<b>Tableau. IV. 2 :</b> Composition de saumure .....	34
<b>Tableau. IV. 3 :</b> Propriétés pétrophysique des carottes .....	36
<b>Tableau. IV. 4 :</b> Composition minérale des carottes .....	36
<b>Tableau. IV. 5 :</b> Variation de la saturation en huile résiduelle.....	43
<b>Tableau. IV. 6 :</b> La composition ionique de la saumure .....	47

## *Liste des abréviations*

<b>EOR</b>	Enhanced Oil Recovery
<b>OOIP</b>	Original Oil In Place
<b>HMD</b>	Hassi Messaoud
<b>IOS</b>	Internal Olefin Sulfonate
<b>AOS</b>	Alpha Olephin Sulfonate
<b>CTAB</b>	Cetyl Trimethyl Ammonium Bromide
<b>CMC</b>	Concentration Micellaire Critique
<b>IFT</b>	Interfacial Tension
<b>WAG</b>	Water Alternating Gas
<b>FAWAG</b>	Foam Assisted Water Alternating Gas
<b>CWAG</b>	Chemical Water Alternating Gas
<b>USBM</b>	US Bureau of Mines
<b>ASP</b>	Alcaline/Surfactant/Polymer
<b>EO</b>	Ethylen Oxyd
<b>PO</b>	Propylen Oxyd
<b>TDS</b>	Total Dissolved Solids
<b>EACN</b>	Equivalent Alkane Carbon Number
<b>MP Flooding</b>	Micellar-Polymer Flooding
<b>PV</b>	Pore Volume
<b>GOR</b>	Gas Oil Ratio
<b>SDBS</b>	Sodium Dodecylbenzene Sulfonate
<b>HPLC</b>	High Performance Liquid Chromatography
<b>COBR</b>	Crude Oil/Brine/Rock
<b>DDTAB</b>	Dodecyl Trimethyl Ammonium Bromide
<b>TTAB</b>	Tetradecyl Trimethyl Ammonium Bromide
<b>AES</b>	Alcohol Ether Sulfate
<b>SDS</b>	Sodium Dodecyl Sulfate

# *Notions et symboles*

$\sigma_{ow}$	Tension interfaciale entre l'huile et l'eau ( $mN/m$ )
$\sigma_{os}$	Tension interfaciale entre l'huile et le solide ( $mN/m$ )
$\sigma_{ws}$	Tension interfaciale entre l'eau et le solide ( $mN/m$ )
$\theta$	L'angle de contact ( $^{\circ}$ )
$P_c$	Pression capillaire ( $Pa$ )
$P_{nw}$	Pression de la phase non mouillante ( $Pa$ )
$P_w$	Pression de la phase mouillante ( $Pa$ )
$\sigma$	Tension interfaciale ( $mN/m$ )
$r_m$	Diamètre moyen de pore ( $m$ )
$P_o$	Pression d'huile ( $Pa$ )
$P_w$	Pression d'eau ( $Pa$ )
$\frac{\Delta P}{\Delta X}$	Gradient de pression ( $Pa/m$ )

# *Introduction Générale*

Afin d'augmenter la récupération du pétrole au-delà des méthodes primaires et secondaires, l'industrie du pétrole utilise des procédés de récupération assistée EOR (Enhanced Oil Recovery), qui consistent à injecter des fluides autres que de l'eau dans le réservoir afin de récupérer environ 65% de la quantité initiale d'huile en place (OOIP) qui reste après la récupération secondaire. La valeur croissante des techniques de récupération assistée dans le monde, facilitée par de nouvelles technologies, est justifiée par l'importante quantité d'huile susceptible d'être récupérée [1].

L'EOR chimique, utilisant des tensioactifs, permet de manipuler le comportement d'une phase à l'intérieur du réservoir. Les systèmes de tensioactifs interagissent avec le pétrole brut pour former des microémulsions à l'interface entre le brut et l'eau, réduisant ainsi la tension interfaciale à des niveaux extrêmement bas (jusqu'à 0,001 mN/m). Cette réduction de la tension interfaciale permet la mobilisation de l'huile résiduelle lors de la récupération tertiaire [2].

Il est essentiel que les tensioactifs utilisés soient résistants et efficaces dans les conditions spécifiques du réservoir, notamment en ce qui concerne la salinité, la température et la minéralogie de la roche environnante.

L'objectif de notre travail est d'étudier l'impact de l'injection des tensioactifs sur la production du champ HMD par interprétation des études expérimentale en étudiant leur efficacité sur la récupération d'huile résiduelle.

Cette étude comporte quatre chapitres.

Pour le premier chapitre on expose les tensioactifs, leur types, propriétés et applications dans l'industrie pétrolière et spécialement dans les application EOR.

Dans le Chapitre II on aborde 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, le procédé d'injection des tensioactifs et les facteurs affectants cette technique.

Le chapitre III est concerné pour la présentation du champ de Hassi Messaoud (HMD).

Pour ce qui est du Chapitre IV constitue la partie essentielle de notre travail où on a interprété les études expérimentales évaluant l'efficacité des tensioactifs pour l'amélioration du taux de récupération.

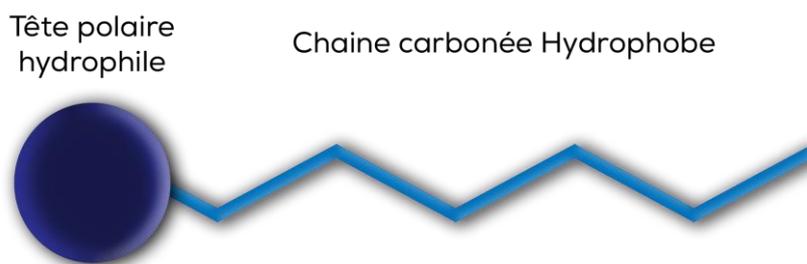
On achèvera ce mémoire par des conclusions déduit de l'étude.

*Chapitre N°01*

**Aspects Générales sur Les  
Tensioactifs**

### I. 1. Définition des tensioactifs :

Les tensioactifs, encore appelés agents de surface ou surfactants, sont des substances naturelles ou synthétiques qui sont solubles à la fois dans l'eau et dans les huiles hydrocarbonées ou végétales dont le rôle est de modifier les propriétés des interfaces. Ils sont constitués de molécules amphiphiles [3], c'est-à-dire de molécules ayant deux parties de polarité différente : l'une est lipophile et apolaire, tandis que l'autre est hydrophile et polaire. Cette composition permet de solubiliser deux phases non miscibles en interagissant entre la partie apolaire de la molécule, qui est hydrophobe et lipophile, et la partie hydrophile de la molécule, qui est polaire et miscible dans l'eau.



**Figure.I.1 : Représentation schématique d'un tensioactif**

Les tensioactifs sont des substances dont la molécule possède à la fois un groupe polaire et un groupe apolaire. Le groupe polaire est un groupe fonctionnel qui comporte des hétéroatomes d'oxygène, de soufre ou d'azote. Le groupe apolaire est composé d'une longue chaîne carbonée saturée ou partiellement insaturée. Dans une solution aqueuse très diluée, les tensioactifs se trouvent sous forme isolée, ce qui permet d'abaisser la tension interfaciale par adsorption du tensioactif à la surface de l'eau. Lorsque la concentration en tensioactif augmente, le caractère hydrophobe de la molécule devient plus marqué et sature la solution. Si cette concentration excède une valeur définie (0,001 à 0,1%), les molécules se rassemblent sous forme de petits agrégats colloïdaux appelés micelles. La présence de ces micelles provoque la diminution de l'énergie libre du système et une chute brutale de la tension interfaciale de la solution.

La plupart des tensioactifs sont d'origine synthétique, mais certains sont d'origine naturelle et sont de plus en plus utilisés.

### I. 2. Les grandes classes des tensioactifs :

Les agents tensioactifs sont couramment classés selon la nature de la partie hydrophile « tête polaire » qui est constituée par un ou plusieurs groupements polaires, ioniques ou non ioniques.

Quatre classes de tensioactifs peuvent être distinguées, à savoir anionique, cationique, amphotère et non-ionique. [4]

### I.2.1. Les tensioactifs anioniques :

Les tensioactifs anioniques sont les premiers à avoir été synthétisés et les plus utilisés dans le monde. Dans les solutions aqueuses, la tête de ces tensioactifs acquiert une charge négative (anionique) et ont la capacité de réduire la tension interfaciale de l'eau. Cela signifie qu'ils peuvent aider à dissoudre les graisses et les huiles, ainsi qu'à émulsionner les substances qui ne se mélangent normalement pas à l'eau.

Ces agents de surface constituent de très bons agents moussants et détergents [5], sont aussi d'excellents dispersants utilisés dans les boues de forage et les applications EOR. Les groupements hydrophiles les plus couramment utilisés sont les carboxylates, les sulfates, les sulfonâtes et les phosphates (L'Internal Olefin Sulfonate (IOS) et l'Alpha Olefin Sulfonate (AOS) sont couramment utilisés dans les applications EOR). Une formule générale peut être attribuée aux agents de surface anioniques selon le type de tête hydrophile [6] :

**Tableau.I.1 : Différents types d'agents tensioactifs anionique [4]**

Groupes hydrophiles	Formules générale
Carboxylates	$C_nH_{2n+1}COO^-Na^+$
Sulfates	$C_nH_{2n+1}OSO_3^-Na^+$
Sulfonâtes	$C_nH_{2n+1}SO_3^-Na^+$
Phosphates	$C_nH_{2n+1}OPO(OH)O^-Na^+$

Avec  $n = 8$  à 16 atomes.

Ces dernières années, les tensioactifs anioniques issus de ressources vertes et renouvelables, telles que les huiles naturelles, ont également pris de l'importance en raison de leur impact sur l'environnement.

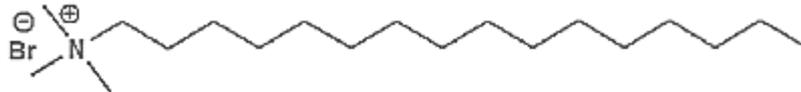
Alpha Olefin Sulfonates, AOS :

Internal Olefin Sulfonates, IOS :

**Figure.I.2 : Exemple d'agent tensioactif anionique [7]****I.2.2. Les tensioactifs cationiques :**

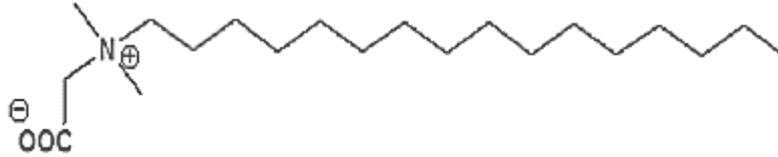
Ces tensioactifs ont une charge positive sur la tête lorsqu'ils sont dissous dans l'eau. Parmi les exemples importants, on peut citer les sels d'ammonium d'acides gras, les sels d'amines grasses simples (sels d'alkyl-amines), les sels de diamines grasses et les sels quaternaires de diester amines.

Les agents de surface cationiques sont importants dans les applications EOR en raison de leur groupe de tête chargé positivement, qui présente une adsorption relativement faible sur les surfaces chargées positivement telles que certaines formations carbonatées. Récemment, certains agents de surface cationiques ont montré des capacités de moussage remarquables dans des conditions de température et de pression élevées pour des applications EOR [6].

**CetylTrimethylAmmoniumBromide (CTAB)****Figure.I.3 : Exemple d'agent tensioactif cationique****I.2.3. Les tensioactifs amphotères :**

Les tensioactifs amphotères possèdent un groupe fonctionnel à la fois anionique et cationique, ce qui leur permet d'avoir une charge électrique variable allant du positif au zwitterionique en passant par le négatif en fonction du pH de la solution dans laquelle ils se trouvent. Grâce à leur capacité à supporter les charges positives et négatives, ces tensioactifs ont une grande partie hydrophile et sont souvent plus doux pour la peau et les yeux que les tensioactifs anioniques, cationiques et certains tensioactifs non ioniques. Les formulations contenant des tensioactifs amphotères sont souvent utilisées

en combinaison avec des tensioactifs anioniques ou non ioniques pour modifier la solubilité, la taille des micelles, la stabilité des mousses et la viscosité de divers systèmes de nettoyage et d'émulsions [8].

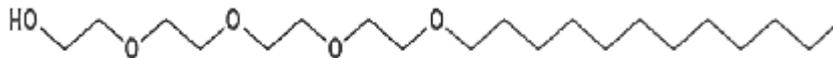


Bétaïne

**Figure.I.4 : Exemple d'agent tensioactif amphotères**

#### I.2.4. Les tensioactifs non-ioniques :

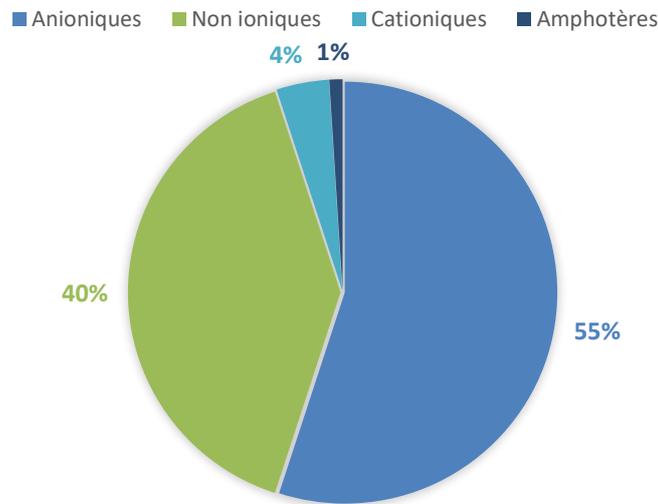
Les tensioactifs non-ioniques comportent une partie hydrophile non chargée. Ces tensioactifs sont compatibles avec les trois autres groupes et de ce fait sont souvent utilisés avec d'autres amphiphiles dans des formulations à usages spécifiques. La partie hydrophobe est greffée à la tête hydrophile par des liaisons de type éther, ester, amide... La tête polaire est constituée soit par des ponts oxygène (comme les dérivés de l'oxyde d'éthylène) ou des groupements hydroxyles (comme les produits de condensation sur des polyols). Ils moussent moins que les anioniques et sont faiblement sensible à la dureté de l'eau, en raison de problèmes de point de trouble (devenant insolubles à une température spécifique) dans des conditions de salinité élevée, ils sont rarement utilisés seuls dans les applications EOR ; ce type des agents de surface sont utilisés comme émulsifiants dans plusieurs industries et stabilisants de mousse [6].



Polyoxyéthylène-4-lauryl éther

**Figure.I.5 : Exemple d'agents tensioactif non-ionique**

## PRODUCTION MONDIALE DES TENSIOACTIFS



**Figure.I.6 : Production mondiale des tensioactifs**

Quant à la partie hydrophobe, elle est souvent constituée d'une chaîne hydrocarbonée, mais cette chaîne peut également être siliconée ou fluor-carbonée, ce qui permet de classer les tensioactifs également selon ce critère.

### I. 3. Propriétés des tensioactifs :

Le comportement en phase des tensioactifs est crucial pour la formulation de produits liquides et solides, ainsi que pour leur mode d'action. Il est donc important de bien connaître les propriétés essentielles de ces composés pour déterminer leurs domaines d'application et comprendre les phénomènes observés.

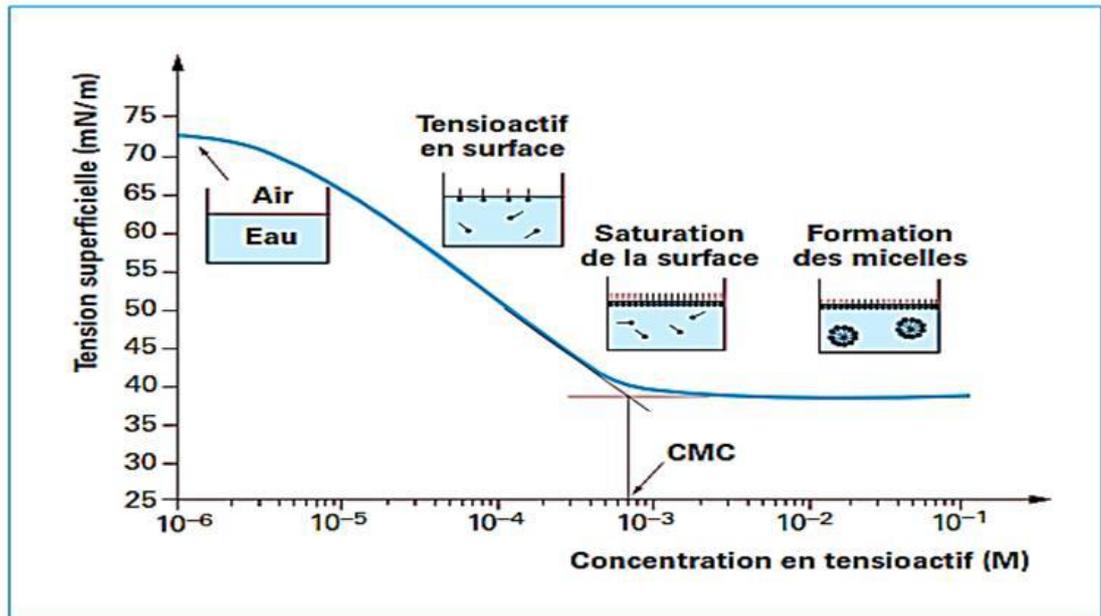
#### I.3.1. La balance hydrophile-lipophile (HLB) :

La préférence du tensioactif à se dissoudre préférentiellement dans l'huile ou dans l'eau, favorisant ainsi la formation d'émulsions eau-dans-huile ou huile-dans-eau. Une faible valeur de HLB est attribuée aux tensioactifs plus solubles dans l'huile. Lorsque la salinité de l'eau est faible, il est plus judicieux d'utiliser un tensioactif à faible HLB (lipophile). En revanche, un tensioactif à HLB élevé sera utilisé lorsque la salinité de la phase aqueuse est élevée.

#### I.3.2. Auto-agrégation ou micellisation :

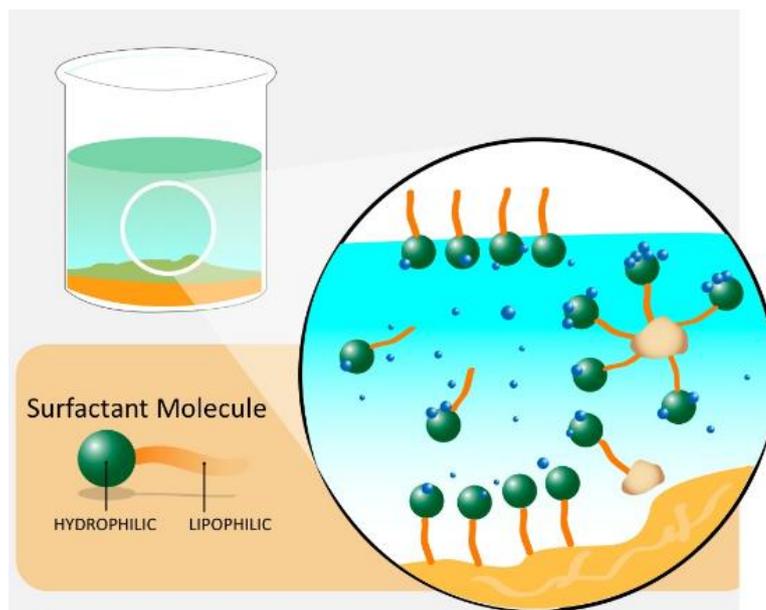
Une fois que l'interface est saturée et qu'une certaine concentration de tensioactifs est atteinte, ces derniers se regroupent pour former des agrégats ou des amas moléculaires auto-assemblés, appelés micelles, en solution. La concentration micellaire critique (CMC) correspond à la concentration à laquelle les tensioactifs commencent à former des micelles. Les groupements hydrophiles des tensioactifs sont en contact avec

l'eau, tandis que les chaînes hydrophobes se rassemblent pour former le noyau des micelles.



**Figure.I.7 : Courbe de micellisation et détermination de la concentration micellaire critique CMC [10]**

La formation de micelles entraîne la solubilisation d'espèces hydrophobes dans des groupements lipophiles situés à l'intérieur de ces structures. Ce processus se produit dans une solution thermodynamiquement stable. Le potentiel de solubilisation d'un tensioactif peut être influencé par différents facteurs tels que la structure des micelles, la température et l'ajout de sels inorganiques [11].



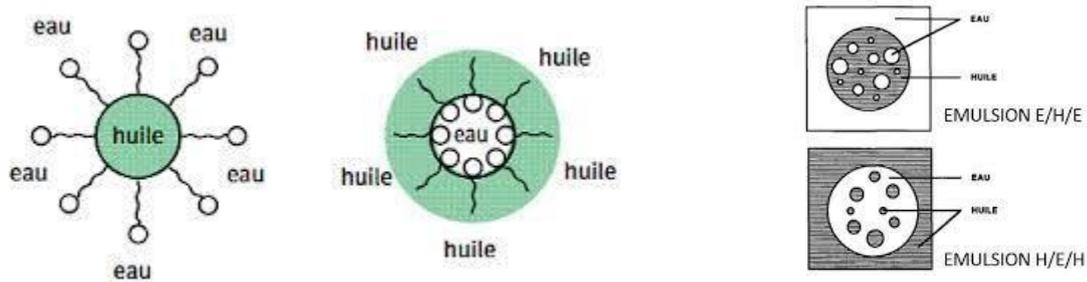
**Figure.I.8 : Formation des micelles [7]**

### I.3.3. Adsorption aux interfaces :

Un agent de surface est une substance qui a la capacité de s'adsorber à une interface en raison de ses caractéristiques structurales. Les tensioactifs ont tendance à se concentrer aux interfaces, ce qui leur permet de réduire l'énergie libre interfaciale du système dans lequel ils se trouvent. Cette propriété leur confère diverses fonctions selon le type d'interfaces utilisées [9].

Ces propriétés leur confèrent diverses fonctions, on distingue :

- ❖ **Pouvoir mouillant** : Peuvent améliorer la mouillabilité d'un liquide en abaissant la tension interfaciale entre le liquide et la surface solide. Cela permet une meilleure pénétration et répartition du produit sur la surface à traiter. Les tensioactifs peuvent également réduire l'angle de contact entre le liquide et la surface solide, ce qui facilite l'adhérence du liquide.
- ❖ **Pouvoir détergent** : Ils sont largement utilisés dans les détergents pour leur capacité à émulsifier les graisses et les saletés. Les tensioactifs agissent en détachant les impuretés de la surface et en les maintenant en suspension dans la solution, facilitant ainsi leur élimination.
- ❖ **Pouvoir moussant** : Peuvent favoriser la formation de mousse en abaissant la tension interfaciale entre l'air et le liquide. Ils forment des couches à la surface du liquide, stabilisant ainsi les bulles d'air et augmentant la surface de contact avec l'air. Cela permet de produire une mousse plus stable et durable.
- ❖ **Pouvoir dispersant** : Peuvent être utilisés pour disperser des particules solides ou liquides dans un liquide. Les tensioactifs abaissent la tension interfaciale entre les particules et le liquide, ce qui facilite leur dispersion. Les particules sont maintenues en suspension dans la solution, évitant ainsi leur décantation.
- ❖ **Pouvoir émulsionnant** : Les tensioactifs sont couramment utilisés pour stabiliser les émulsions. Ils agissent en réduisant la tension interfaciale entre les deux liquides non miscibles, permettant ainsi la formation d'une émulsion stable. Les tensioactifs peuvent également empêcher la coalescence des gouttelettes en les repoussant les unes des autres.



**Figure.I.9 : Emulsion en deux phases**

- ❖ **Pouvoir solubilisant :** Les tensioactifs peuvent être utilisés pour solubiliser des substances en formant des micelles. Les micelles sont des agrégats sphériques de molécules de tensioactifs qui encapsulent les substances insolubles. Les tensioactifs permettent ainsi la solubilisation de ces substances dans la solution.

#### **I. 4. Application des tensioactifs dans l'industrie pétrolière :**

Il convient de noter l'importance cruciale des agents de surface dans l'industrie pétrolière, en particulier dans le contexte de la récupération assistée du pétrole par des méthodes chimiques. Les tensioactifs sont largement utilisés dans différentes opérations de production pétrolière, comme expliqué dans les sections suivantes.

##### **❖ Boue de forage :**

Les tensioactifs sont couramment utilisés dans un certain nombre d'applications pour les fluides de forage et les boues de forage. Les boues de forage ont différents types tels que la boue à base d'eau, la boue à base d'huile, la boue à base synthétique, la boue de forage en émulsion et la boue de forage en émulsion inversée. Les tensioactifs sont principalement utilisés comme émulsifiant et agent mouillant dans les boues de forage à base d'huile. Diverses applications telles que les additifs moussants et déformants dans les boues de forage à base d'eau utilisent également des tensioactifs pour produire le rapport approprié de mousse de gaz et d'eau et pour éliminer la mousse indésirable [6].

##### **❖ Emulsions asphaltiques :**

Elles sont préparées en mélangeant de l'asphalte avec du kérosène en quantité mesurée appropriée à une température de 60°C. Des solutions aqueuses non-ioniques de tensioactifs sont versées dans l'asphalte à un débit lent avec un mélange continu jusqu'à l'obtention d'un mélange homogène. Ces émulsions d'asphalte sont stockées dans des cuves en acier inoxydable généralement à température ambiante, c'est-à-dire à 25°C [6].

**❖ Fluidisation de Bitume :**

Les agents tensioactifs sont couramment utilisés dans les mines de charbon pour collecter la poussière. Lors de la fluidisation du charbon bitumineux, cela dépend du type d'agent tensioactif utilisé et de la quantité de particules chargées collectées. De plus, le processus d'extraction du bitume nécessite moins d'énergie que celle nécessaire à la raffinerie d'autres carburants. Les agents tensioactifs jouent un rôle important dans la diminution de la viscosité lors de la fluidisation du bitume. Le type d'agent tensioactif utilisé affecte l'efficacité de la collecte des particules chargées. Les agents tensioactifs non ioniques ont bien fonctionné dans la capture de la poussière de charbon dans de nombreuses conditions [6].

**❖ Inhibition de la corrosion :**

Les tensioactifs sont utilisés dans les applications d'inhibition de la corrosion en combinaison avec des inhibiteurs de corrosion. Ils améliorent l'étalement et modifient les propriétés de surface pour de meilleurs effets des inhibiteurs de corrosion. Les tensioactifs sont également utilisés pour stabiliser diverses formulations d'inhibiteurs de corrosion pour une meilleure application et manipulation [6].

**❖ Nettoyage des déversements de pétrole :**

Les tensioactifs sont utilisés pour nettoyer les déversements de pétrole et la remédiation des sols. Les tensioactifs peuvent émulsionner le pétrole en émulsions et microémulsions, ce qui améliore leur élimination du sol. Ils peuvent rompre les couches de pétrole en gouttelettes à la surface pour améliorer le processus de nettoyage. Dans le sous-sol, ils peuvent modifier la pression capillaire en abaissant la tension interfaciale (IFT) entre le pétrole et l'eau, modifier la mouillabilité et améliorer l'écoulement du pétrole à partir des zones contaminées [6].

**❖ Séparation de l'huile et de l'eau et déshydratation de pétrole brut :**

Il est essentiel de séparer l'eau de l'huile afin de réduire la corrosion à l'intérieur des pipelines. Par conséquent, différents agents tensioactifs démulsiants sont utilisés, tels que Unidem120 et BJ18 [6].

**❖ Récupération assistée :**

La récupération assistée du pétrole (EOR, Enhanced Oil Recovery) peut être définie comme le processus de récupération de pétrole qui est réalisé en injectant des produits chimiques qui ne sont pas originaires du réservoir. C'est le processus de choix après la récupération primaire du pétrole (réalisée en utilisant l'énergie inhérente au réservoir telle que la haute pression) et la récupération secondaire (principalement effectuée par injection d'eau). Les méthodes EOR peuvent être largement catégorisées en fonction des types d'injectants utilisés : les méthodes thermiques, gazeuses et chimiques. Les méthodes thermiques comprennent l'injection de

vapeur, l'injection d'eau chaude, la combustion in situ, et bien d'autres. Les méthodes thermiques sont considérées comme adaptées aux huiles lourdes. Les méthodes gazeuses consistent à injecter un gaz tel que le CO<sub>2</sub> et l'azote, le choix dépendant généralement de la disponibilité du gaz, bien que d'autres facteurs soient également tout aussi importants. L'injection de gaz peut également se faire sous forme de WAG (alternance eau-gaz), FAWAG (WAG assistée par mousse) ou CWAG (WAG chimique)

Les méthodes chimiques comprennent l'injection d'alcali, de tensioactif, de polymère et de mélanges alcalins/tensioactifs/polymères. Bien que les méthodes thermiques et d'injection de gaz produisent actuellement une grande partie de la production EOR dans le monde, les méthodes chimiques sont également considérées comme ayant un avenir prometteur. Les méthodes chimiques visent généralement à réduire la tension interfaciale entre le pétrole et l'eau, à modifier la mouillabilité et à contrôler la mobilité pour améliorer la récupération du pétrole du réservoir. Les tensioactifs jouent un rôle clé dans la réduction de la tension interfaciale, la génération de mousse et les processus de modification de la mouillabilité. [6]

#### **I. 5. Effet des tensioactifs sur la tension de surface pression capillaire et la mouillabilité des roches réservoirs :**

##### **I.5.1. Tension de surface :**

Elle est causée par la différence de forces cohésives des molécules au sein d'une phase et les forces adhésives des molécules dissimilaires à l'interface. La tension interfaciale est la force par unité de longueur parallèle à l'interface entre deux phases, comme l'huile et l'eau. C'est l'excès d'énergie libre par unité de surface et est exprimé en *dynes/cm* ou *mN/m*. L'IFT entre le pétrole brut et l'eau est généralement dans l'intervalle de [20 – 30] *mN/m*. En raison de l'IFT élevée, l'huile et l'eau se comportent comme deux phases immiscibles, et l'eau seule est incapable d'éliminer le pétrole piégé dans les pores. Pour les applications d'EOR, il est généralement implicite que la valeur de l'IFT devrait être réduite à  $10^{-3}$  *mN/m*, ce qui peut être atteint en utilisant des tensioactifs. Lorsque la tension de surface est réduite entre l'huile et l'eau, ces phases deviennent plus "similaires", et donc, une condition de quasi-miscibilité peut être atteinte. Les deux phases quasi-miscibles peuvent progresser à travers le milieu poreux ensemble, et ainsi, une amélioration de la récupération du pétrole est obtenue [6].

##### **I.5.2. Mouillabilité :**

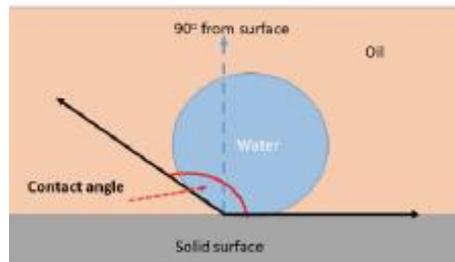
La mouillabilité fait référence à la préférence d'un fluide pour s'étaler ou adhérer à la surface solide en présence d'autres fluides non miscibles. Dans un réservoir typique, la mouillabilité dépend principalement de la composition chimique de la roche, de la composition des fluides tels que le mélange eau-huile, de la saturation initiale en eau et de la température du réservoir.

Il s'agit d'une des propriétés les plus importantes du réservoir. Les conditions de mouillabilité sont essentielles pour définir et comprendre les interactions entre la roche/eau, la roche/huile et l'eau/huile dans des conditions de réservoir données.

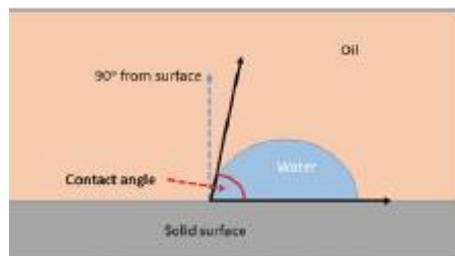
La mouillabilité peut être déterminée par de nombreuses méthodes, mais deux méthodes, le test d'Amott et le test USBM (US Bureau of Mines), qui utilisent tous deux le comportement de déplacement de la roche/saumure/huile, sont généralement utilisés. Les deux tests sont dérivés du phénomène de pression capillaire. L'angle de contact est également utilisé pour déterminer la mouillabilité. Il est basé sur les propriétés mouillantes du fluide envers la surface et est généralement mesuré à travers la phase liquide la plus dense, qui est généralement la saumure. En général, pour un système huile/eau, la mouillabilité peut être définie en fonction de l'angle de contact entre la goutte d'eau et la surface solide ou la goutte d'huile et la surface solide. En général, si l'angle de contact est de 0° à 75°, la roche est mouillée par l'eau ; si l'angle est de 75° à 115°, elle est intermédiaire, et avec un angle de 115° à 180°, la roche sera mouillée par l'huile.

Les énergies de surface peuvent être interprétées par l'équation de Young :

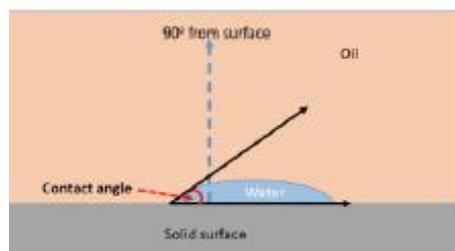
$$\sigma_{ow} \cos \theta = \sigma_{os} - \sigma_{ws}$$



A) Oil wet system, contact angle  $\approx 115^\circ \sim 180^\circ$



B) Mixed wet system, contact angle  $\approx 75^\circ \sim 115^\circ$



C) Water wet system, contact angle  $\approx 0^\circ \sim 75^\circ$

**Figure.I.10 : Angles de contact définissant la mouillabilité [6]**

où  $\sigma_{ow}$  est la tension interfaciale entre l'huile et l'eau,  $\sigma_{os}$  est la tension interfaciale entre l'huile et le solide,  $\sigma_{ws}$  est la tension interfaciale entre l'eau et le solide, et  $\theta$  est l'angle de contact (l'angle de la ligne de contact eau/huile/solide). L'angle de contact est mesuré à travers l'eau [6].

**I.5.3. Pression capillaire :**

Si de l'huile et de l'eau sont mises en contact sur une surface, une interface courbe se forme entre elles. L'angle de contact, mesuré à travers l'eau, définit la mouillabilité du système, comme présenté dans la section précédente. Comme l'interface est courbe, la pression augmente brusquement à travers l'interface pour équilibrer la différence massive des forces d'IFT. Cette haute pression est appelée pression capillaire. Par conséquent, la pression capillaire est définie comme la différence de pression entre les pressions dans les phases mouillantes et non mouillantes à l'interface. Deux phases non miscibles qui sont à l'équilibre dans un milieu poreux possèdent une distribution de forces définie par les forces capillaires, qui dépendent du diamètre du pore et de l'IFT entre les phases. La magnitude peut être déterminée par l'équation de Young-Laplace.

$$P_c = P_{nw} - P_w = \frac{2\sigma}{r_m}$$

où  $P_c$  représente la pression capillaire,  $P_{nw}$  est la pression de la phase non mouillante,  $P_w$  est la pression de la phase mouillante,  $\sigma$  est la tension interfaciale et  $r_m$  est le diamètre moyen du pore (capillaire) [6].

**I.5.4. L'effet des tensioactifs sur ces paramètres :**

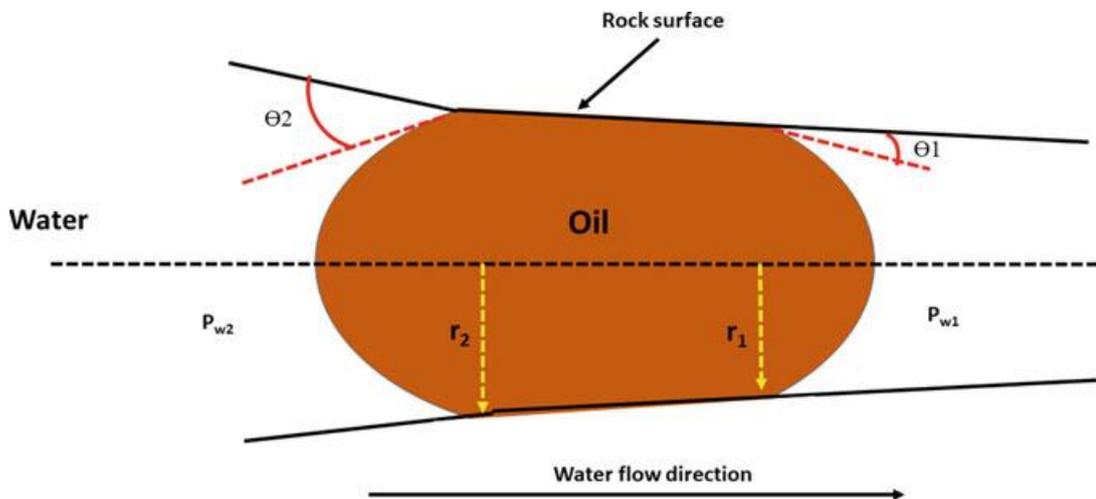
Après le processus d'inondation d'eau, l'huile résiduelle restant dans le réservoir est immobile car elle est contournée par l'eau. Ce phénomène est courant dans les capillaires d'un diamètre inégal. Cependant, l'écoulement d'huile dans les capillaires normaux, qui ont un diamètre uniforme sur toute leur longueur, n'est pas très difficile. Dans un processus d'inondation d'eau normal, l'huile est mobilisée par l'écoulement visqueux de l'eau seulement, sans utiliser beaucoup de force, comme expliqué dans l'exemple suivant. Si l'huile est dans un capillaire de diamètre uniforme,  $\Delta P$  peut être calculé en utilisant la relation suivante comme indiqué dans l'équation suivante :

$$\Delta P = P_o - P_w = \frac{2\sigma}{r}$$

où  $P_o$  et  $P_w$  sont les pressions de l'huile et de l'eau, respectivement,  $\sigma$  est la tension interfaciale entre l'huile et l'eau et  $2/r$  est la courbure interfaciale. En insérant des valeurs typiques de  $r = 10 \mu m$  ( $10 \times 10^{-6} m$ ) et  $\sigma = 30 mN/m$ ,  $\Delta P$  peut être calculé comme  $6 kPa$  ( $0,87 psi$ ). L'huile peut être mobilisée en appliquant une pression supérieure à  $0,87 psi$ . Cependant, si le capillaire présente un diamètre non uniforme, l'huile devient piégée à l'intérieur et reste immobile en utilisant seulement  $0,87 psi$ .

Si l'on considère l'exemple d'un capillaire qui a une structure de bouteille avec un diamètre de pore côté petit de  $10 \mu m$  et un grand diamètre de côté de  $100 \mu m$ , avec la longueur de l'huile piégée des deux côtés de  $50 \mu m$ , alors en utilisant la relation suivante, le gradient de pression,  $\frac{\Delta P}{\Delta X}$ , peut être calculé comme indiqué dans l'équation suivante :

$$\frac{\Delta P}{\Delta X} = \frac{P_{o2} - P_{o1}}{\Delta X} = \frac{2\sigma}{\Delta X} \left[ \frac{1}{R_2} - \frac{1}{R_1} \right]$$



**Figure.I.11 : Modèle d'un ganglion huileux piégé par un capillaire et une constriction des pores**

$\frac{\Delta P}{\Delta X} = 10^7 Pa/m$  Ou  $3500 psi/ft$ . Il s'agit d'une pression énorme à appliquer pour déplacer le pétrole et elle n'est pas pratiquement applicable car, dans les réservoirs typiques, la pression appliquée est d'environ  $1 psi/ft$ .

À partir de l'équation ci-dessus, on peut constater que les diamètres des pores ne peuvent pas être modifiés et le seul paramètre qui peut être modifié est  $\sigma$  (IFT). Si la tension interfaciale,  $\sigma$ , dans cet exemple est remplacée par un nombre typique de  $10^{-3} mN/m$ , le gradient de pression requis est réduit à  $0,175 psi/ft$ . Cette situation démontre l'importance fondamentale de réduire l'IFT. La seule façon de réduire l'IFT à ce niveau est l'utilisation de tensioactifs. Habituellement, les tensioactifs ont été utilisés dans l'EOR principalement pour réduire la tension de surface entre le pétrole et l'eau et pour modifier la mouillabilité. Ils sont utilisés seuls

ou avec d'autres produits chimiques alliés tels que les alcalis et les polymères dans les procédés AS, SP et ASP. Les principales fonctions attribuées aux tensioactifs dans le processus ASP sont la réduction de l'IFT, généralement jusqu'à  $10^{-3} \text{ mN/m}$ , et la modification de la mouillabilité. Plus récemment, cependant, les tensioactifs ont également été utilisés pour l'EOR dans la génération de mousse et pour la formation de micelles en forme de ver ayant des propriétés viscoélastiques pour le contrôle de la mobilité. Toutefois, leur rôle majeur dans l'EOR est considéré comme des agents réducteurs d'IFT. Dans ce contexte, la phase de tensioactif injectée doit atteindre une IFT ultra-basse avec le pétrole pour le mobiliser dans une phase continue avec de l'eau en formant des microémulsions.

De plus, cette condition de faible IFT doit être maintenue tout au long du processus de sorte que le pétrole mobilisé ne soit pas piégé de nouveau dans les capillaires. Il est bien compris que la formation de microémulsion à une IFT ultra-basse est le processus critique dans le balayage aux tensioactifs. Comme la microémulsion est le produit du pétrole, de l'eau et de la saumure, le comportement de phase des tensioactifs, de l'eau et du pétrole est d'une importance fondamentale. [6]

*Chapitre N°02*

**Mécanismes D'injection Des  
Tensioactifs Pour La  
Récupération Des  
Hydrocarbures**

## II. 1. Les différentes méthodes de récupération des Hydrocarbures :

### ❖ Récupération primaire :

En général, la pression interne des réservoirs géologiques pousse les hydrocarbures à travers le puits de production jusqu'à la surface. La production naturelle de puits par décompression naturelle ne représente qu'environ 10% du contenu [12]. Dans les meilleures conditions d'exploitation, il est possible d'extraire jusqu'à 25% maximum des hydrocarbures de cette manière, car la pression diminue progressivement jusqu'à devenir insuffisante. C'est pourquoi il est rapidement devenu nécessaire d'injecter de l'énergie dans ces gisements pour obtenir une meilleure récupération.

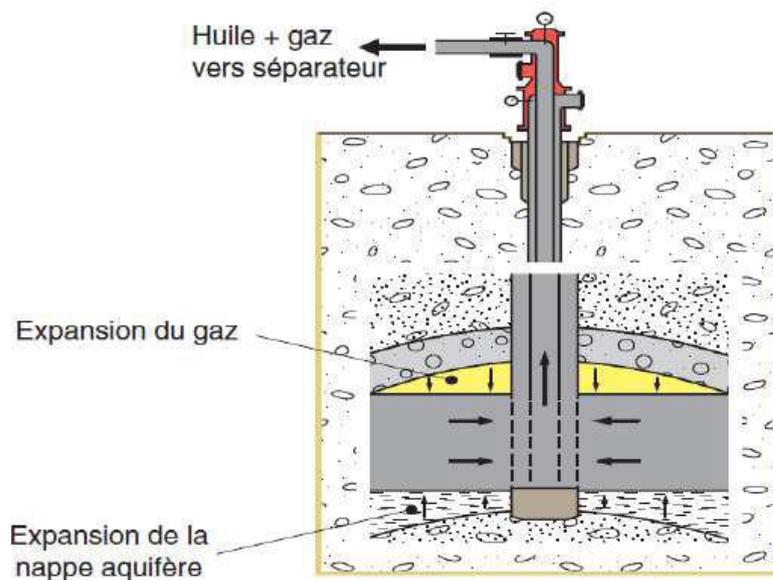


Figure.II.1 : Drainage naturel résultant de la pression du gaz et de l'eau du gisement

### ❖ Récupération secondaire :

Les méthodes de récupération secondaire consistent à injecter du gaz ou de l'eau dans un puits pour pousser le pétrole et récupérer la fraction qui n'a pas été produite par les méthodes de récupération primaire. Les forces capillaires importantes qui retiennent l'huile dans les pores de la roche-réservoir et le mauvais balayage de celle-ci (l'eau étant plus mobile que l'huile) font que ces méthodes présentent des rendements de récupération faibles, allant jusqu'à 25 à 40% maximum (peu d'huile sera mobilisée) [12].

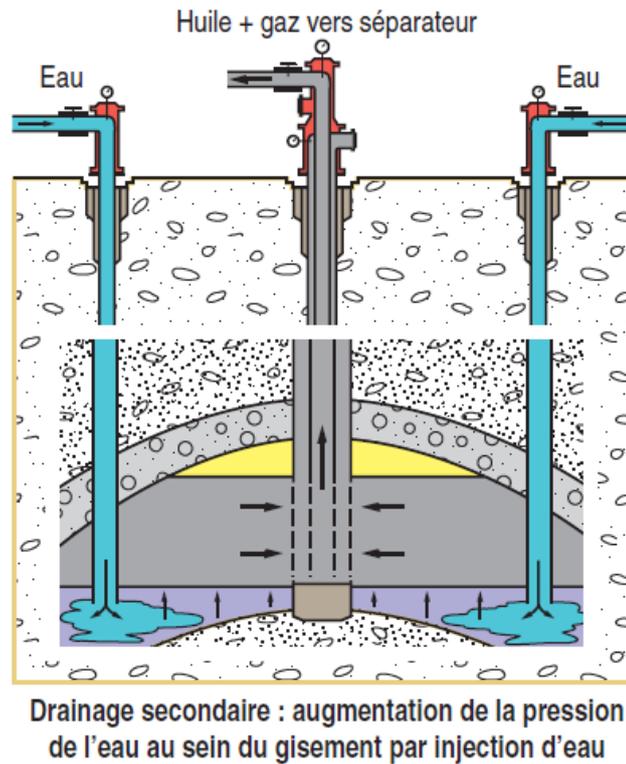


Figure.II.2 : Exemple de récupération secondaire par l'injection d'eau

❖ Récupération tertiaire :

Également appelée récupération assistée, elle regroupe toutes les méthodes et techniques de récupération autres que la production naturelle. Une méthode de récupération assistée est d'autant plus efficace qu'elle permet d'accroître la récupération de manière significative par rapport au simple drainage naturel, tout en maintenant un rythme d'exploitation économique acceptable.

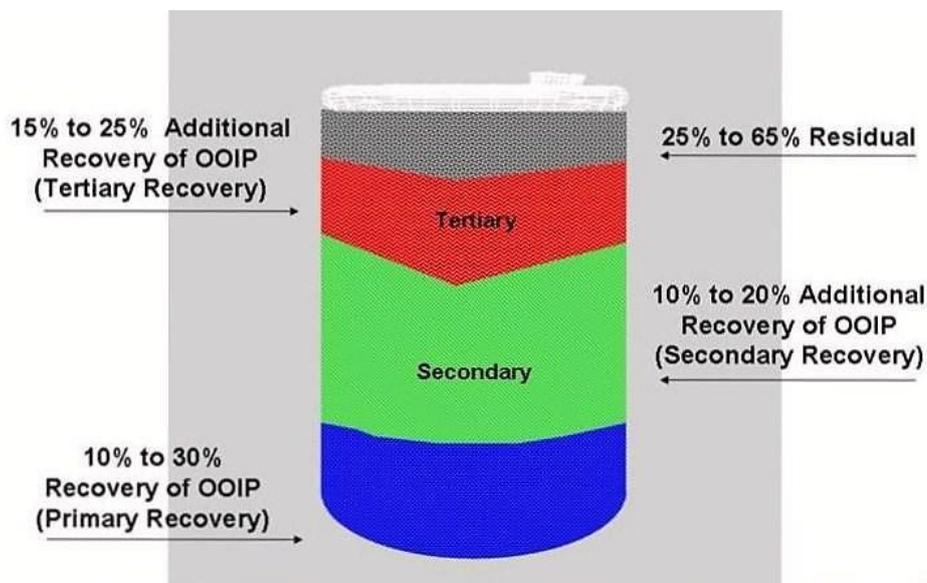
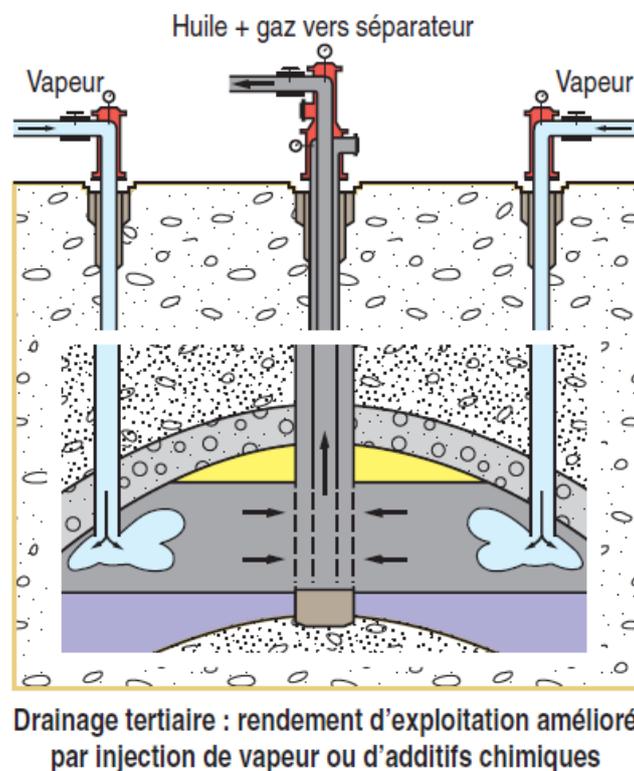


Figure.II.3 : Profil de récupération d'un réservoir conventionnel

Les gisements de gaz ne sont généralement pas concernés par la récupération assistée, mais cette technique vise plutôt à extraire des hydrocarbures liquides, qui sont souvent lourds. L'injection classique ou secondaire peut s'avérer imparfaite pour deux raisons techniques [12] : tout d'abord, l'espace du réservoir peut ne pas être entièrement balayé (piégeage macroscopique), et d'autre part, l'huile résiduelle peut être piégée par capillarité dans les zones déjà balayées (piégeage microscopique). Ainsi, toute recherche de procédés plus efficaces doit répondre à deux impératifs :

- Améliorer le balayage spatial, en réduisant le rapport de mobilité entre les deux fluides.
  - Réduire, voire éliminer, les forces capillaires en obtenant la miscibilité des deux fluides.
- Le procédé sera encore plus performant si ces deux phénomènes peuvent être améliorés simultanément.



**Figure.II.4 : Exemple de récupération tertiaire par injection de vapeur**

Il existe trois processus majeurs de récupération assistée différents, qui dépendent des propriétés physiques et chimiques de l'huile résiduelle et du type de gisement.

**LA METHODE THERMIQUE**, consistant à injecter de l'eau ou un courant de gaz à haute température, est utilisée pour récupérer le pétrole résiduel en réduisant sa viscosité et en facilitant son écoulement vers la surface. Elle permet un excellent balayage du réservoir et est couramment utilisée pour les coupes de pétrole, mais est moins efficace pour les coupes pétrolières légères [13].

**LA METHODE PAR GAZ**, en particulier celle utilisant du dioxyde de carbone, peut atteindre un rendement de récupération significatif. Cette méthode, également appelée méthode par solvant ou processus de miscibilité, est utilisée principalement pour les réservoirs à faible perméabilité et à pression élevée, ainsi que pour les coupes pétrolières légères. Cependant, elle n'est pas efficace si le réservoir est à une faible pression et s'il est difficile de trouver un supplément de gaz [14].

**LA PROCESSUS CHIMIQUE**, qui comprend le processus par polymères, l'inondation en tensioactif et l'inondation en mousse, permet de réduire la tension interfaciale entre la saumure et le pétrole, d'augmenter la mouillabilité, de former des microémulsions et de contrôler la mobilité [15]. Cette méthode est considérée comme la plus prometteuse pour les années à venir.

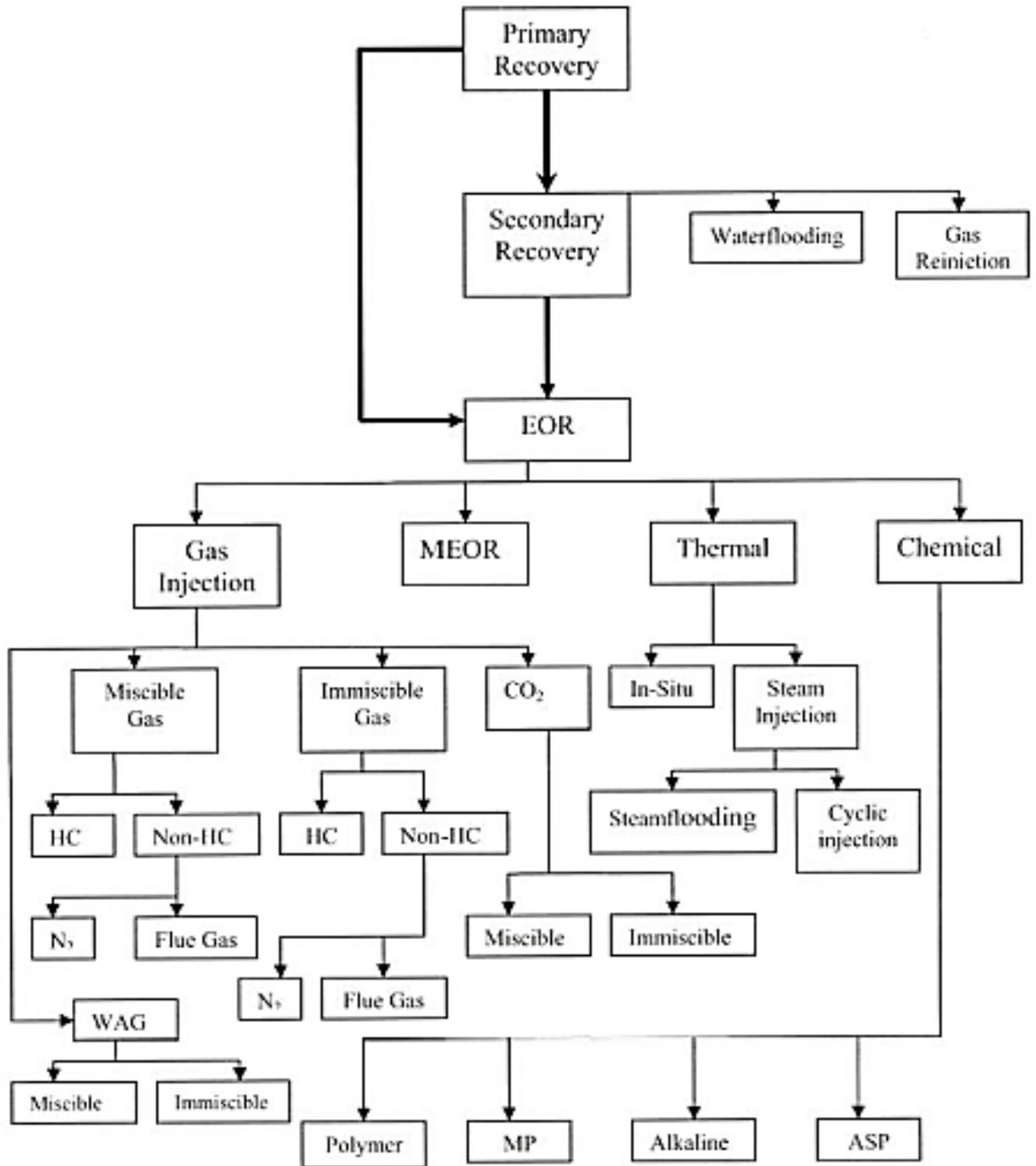


Figure.II.5 : Classification des procédés EOR [16]

## II. 2. Récupération du pétrole à l'aide de tensioactifs :

L'utilisation de tensioactifs dans les techniques de récupération assistée des hydrocarbures (EOR) est une pratique ancienne, datant des années 1920. Cependant, en raison du manque de compréhension du processus de réaction et des coûts élevés des produits chimiques, cette technique n'a pas été largement étudiée. Ce n'est qu'à partir des années 1960 que les tensioactifs ont été produits en grande quantité industriellement, ce qui a permis leur utilisation potentielle dans les inondations miscibles. Les premiers résultats ont été rapportés par Davis et Jones en 1968, qui ont utilisé un tensioactif à base de sulfonâtes de pétrole pour l'inondation miscible. Plus tard, Healy et Reed ont approfondi la compréhension des microémulsions et des systèmes micellaires dans les processus EOR en utilisant des sulfonâtes de pétrole et d'autres sulfonates pour produire des microémulsions.

L'inondation alcaline/tensioactif/polymère (ASP) a été développée par Shell au début des années 1980. Cette technique a été considérée comme une méthode EOR prometteuse en raison de l'effet bénéfique de l'alkali sur les composants acides du pétrole brut pour améliorer l'action du tensioactif en produisant des tensioactifs in situ. Les sulfonâtes d'alpha-oléfiniques et les sulfonâtes d'oléfines internes ont été introduits dans les formulations de tensioactif pour réduire la tension interfaciale (IFT) entre l'huile et l'eau salée à  $10^{-3}$  mN/m. Les sulfates d'alkyle d'alcool sont également couramment utilisés car ils sont efficaces pour réduire l'IFT et offrent une bonne tolérance contre la haute salinité. Ces tensioactifs sont constitués d'une longue chaîne alkyle, d'unités de liaison en polyéthylène glycol ou en polypropylène glycol, et d'une tête sulfate, qui combine un composant tensioactif anionique et non ionique dans une seule molécule, et ont fait l'objet de nombreuses études.

Dans les années 80, de nombreuses études ont été menées pour examiner l'impact des structures de tensioactifs sur la réduction de la tension interfaciale (IFT), les systèmes de déplacement par microémulsion, l'effet de la tension de surface sur les perméabilités relatives de l'huile et de l'eau, le rôle et la mesure des forces interfaciales lors du déplacement immiscible, le rôle des structures de tensioactifs sur la solubilisation huile/eau et le comportement de phase d'un système tensioactif, huile et saumure pour la récupération de pétrole.

Plus récemment, le développement de tensioactifs pour les applications EOR (récupération assistée du pétrole) s'est concentré sur les tensioactifs étendus pour une IFT ultra-basse. Ces tensioactifs sont des alcool alkoxy sulfates qui possèdent différentes longueurs de chaînes hydrocarbonées, ainsi que des groupes éthylène oxyde (EO) et propylène oxyde (PO). Des

sulfonâtes d'oléfines internes de poids moléculaire élevé (IOS) ont également été étudiés récemment pour leur performance dans les huiles à haute température et haute viscosité.

Les alcoxyates à partir d'alcools Guerbet ont également été utilisés pour les études en laboratoire et ont été signalés comme excellents pour les applications EOR en raison de leur grande partie hydrophobe et de leurs matières premières de départ relativement économiques.

Maura, Hirasaki et Miller ont proposé des tensioactifs adaptés à des conditions de haute salinité et haute température. Ces éthers sulfonâtes d'alcoyle glycidyle ont montré leur efficacité dans ces conditions difficiles. Les tensioactifs d'alcoxyate de carboxylate ont également été démontrés comme étant remarquables contre une température élevée (100°C) et une salinité élevée de 17 % de concentration TDS.

Julian Barnes et d'autres chercheurs de Shell ont proposé une ramification hydrocarbonée contrôlée pour correspondre à la composition du pétrole brut. Ils ont étudié des mélanges d'IOS et de sulfate d'alcool propoxy pour évaluer la relation entre la masse hydrophobe et la viscosité de la microémulsion du pétrole brut. Ils ont montré que la mise en correspondance de la partie hydrophobe du tensioactif avec le nombre d'atomes de carbone de l'alcane équivalent (EACN) peut être un outil utile pour obtenir les formulations optimales de tensioactif [6].

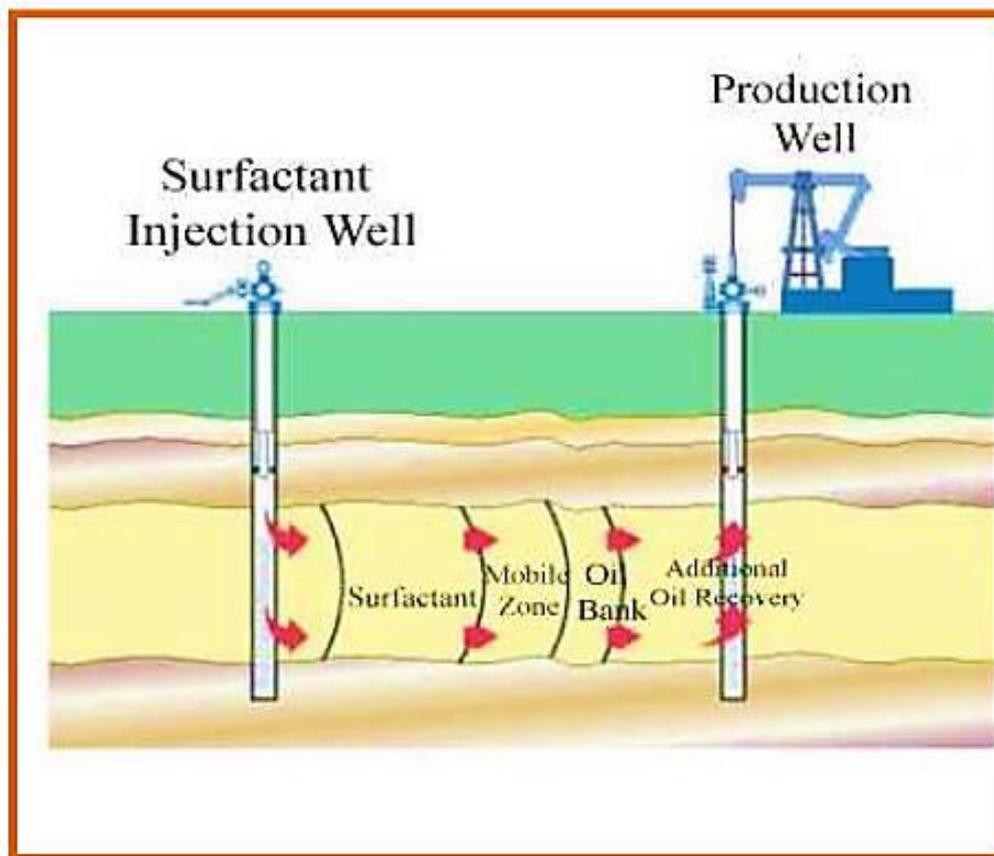


Figure.II.6 : La technique d'injection de tensioactifs à la récupération assisté [17]

## II. 3. Procédés d'injection de tensioactif pour l'EOR chimique :

Le procédé d'injection est communément utilisé pour la récupération tertiaire, qui entraîne une augmentation significative du taux d'eau produite. Ce processus « MP Flooding » se divise en plusieurs étapes :

**II.3.1. Preflush:** Il consiste en l'injection d'un volume de saumure de faible densité pour modifier la salinité et réduire le pH, afin d'optimiser les conditions du réservoir et minimiser la rétention.

**II.3.2. MP Slug:** Le volume de ce composant représente généralement entre 5 et 40 % du volume poreux du réservoir. Sa composition comprend principalement un tensioactif primaire, à des concentrations allant de 1 à 20 % en volume, ainsi que des co-tensioactifs, des alcools, de l'huile, un polymère et un biocide pour assurer une récupération efficace du pétrole.

**II.3.3. Mobility Buffer:** Ce fluide est une solution diluée d'un polymère soluble dans l'eau (1 PV) qui permet de transporter le tensioactif et les fluides, en surmontant les obstacles dans les puits de production.

**II.3.4. Fresh Water Buffer:** Il consiste à injecter un volume de saumure pour déplacer la solution polymère.

**II.3.5. Chase Water :** Il est simplement utilisé pour réduire les effets de l'injection de polymère.

Notez que l'accumulation de récupération d'huile est mesurée en fonction de la taille des pores (PV).

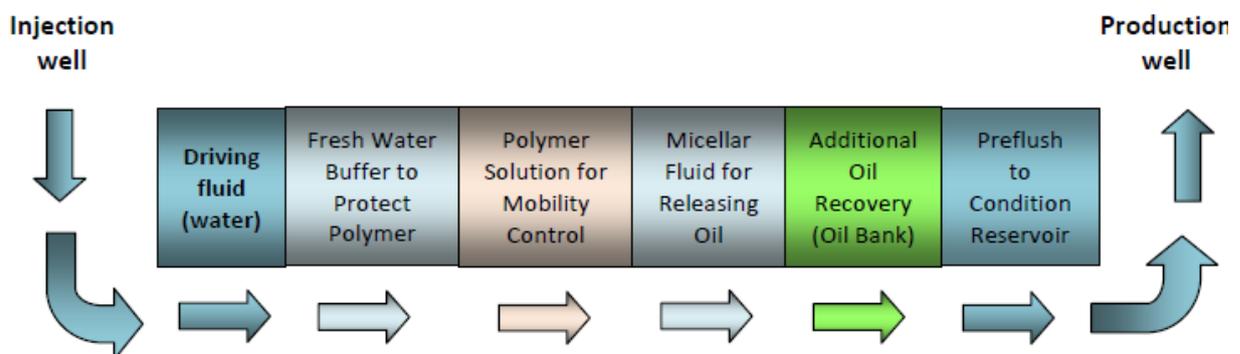


Figure.II.7 : La procédure d'injection de tensioactif à la récupération assistée [18]

## II. 4. Formulations des tensioactifs dans l'EOR :

Dans le cadre de l'EOR, les tensioactifs anioniques sont généralement privilégiés parce qu'ils s'adsorbent peu sur le grès qui est une roche chargée négativement et qu'ils conduisent à une forte réduction de la tension interfaciale [19]. Les tensioactifs non-ioniques, moins efficaces en termes de réduction de la tension interfaciale, sont peu sensibles aux sels. Ainsi, mélangés aux tensioactifs anioniques, ils augmentent la robustesse des formulations EOR [19]. Les tensioactifs cationiques peuvent être utilisés pour changer la mouillabilité des roches carbonatées : ces dernières initialement préférentiellement mouillables à l'huile deviennent plus hydrophiles [19]. Les tensioactifs zwitterioniques, tensioactifs possédant deux têtes polaires de nature identique ou différente (anionique/non-ionique, ...), ont une très haute tolérance aux variations de température et de salinité mais leur usage reste très minoritaire [19]. Initialement mis de côté en raison de leur coût élevé, ils sont actuellement étudiés afin de déterminer le ratio bénéfique sur coût qu'ils pourraient générer.

Un autre point important pour les applications EOR est la stabilité thermique des tensioactifs puisque les réservoirs peuvent atteindre des températures supérieures à la centaine de degrés Celsius [20]. Les tensioactifs possédant un groupement sulfonâtes ( $R - SO_3^-$ ) sont presque les seuls tensioactifs à être stables à une température supérieure à 200 °C. Les sulfonâtes les plus couramment étudiés pour les applications pétrolières sont les sulfonâtes de pétrole (petroleum sulfonates), les AOS ( $\alpha$ -olefin sulfonates), les alkylaryl-sulfonâtes et les IOS (internal olefin sulfonates). Contrairement à ces derniers, les tensioactifs possédant une fonction sulfate ( $R - SO_3^-$ ), le plus connu étant le SDS (Sodium Dodecyl Sulfate), voient leur fonction sulfate hydrolysée dès que la température environnante dépasse les 60 °C [19].

La salinité joue un rôle primordial dans les formulations EOR. Or, les eaux de formation peuvent contenir une quantité importante d'ions divalents. Cette eau correspondant généralement à 20 % de l'eau d'injection selon Sheng [19], il est important que les tensioactifs soient peu sensibles à ce type d'ions. Malheureusement, les sulfonâtes ne possèdent pas cette propriété, contrairement aux tensioactifs possédant un groupement sulfate, et précipitent. Néanmoins [20], la précipitation n'a pas toujours un effet néfaste. En effet, elle peut améliorer le déplacement du pétrole brut au sein de la roche poreuse en augmentant indirectement le balayage du réservoir. Cela est notamment obtenu lorsque les cristaux formés obstruent en partie les chemins préférentiels.

Enfin, un dernier point à prendre en compte est la viscosité pouvant être générée par la formation de micelles géantes sous l'action du sel pour les tensioactifs ioniques. En effet, une

viscosité trop importante peut conduire à des problèmes d'injection. Les IOS (Internal Olefin Sulfonates) possèdent une chaîne aliphatique branchée ce qui les rend moins visqueux que les tensioactifs possédant une structure linéaire. De plus, ils possèdent une bonne stabilité thermique et ont un coût de production raisonnable. Ils sont donc très utilisés dans les études *EOR* [19].

Ce paragraphe montre la complexité de la sélection des additifs et l'obligation de réaliser une formulation différente pour chaque pétrole et chaque réservoir afin de répondre à l'objectif de l'*EOR* chimique par voie tensioactive, qui est l'obtention d'une tension interfaciale ultra-basse entre la formulation *EOR* et le pétrole brut.

## II. 5. Facteurs et paramètres affectant l'injection des tensioactifs :

Les principaux facteurs et paramètres affectant l'injection des tensioactifs, sont :

### ❖ La composition chimique du gisement pétrolier :

La composition chimique du gisement pétrolier est l'un des principaux facteurs affectant l'efficacité de l'injection des tensioactifs. Les gisements pétroliers peuvent avoir des compositions différentes, ce qui peut affecter la sélection du tensioactif et la concentration nécessaire pour une injection efficace. Il est important de connaître la composition chimique du gisement pétrolier avant de sélectionner le tensioactif à utiliser.

### ❖ La température et la pression du réservoir :

La température et la pression du réservoir sont également des facteurs importants affectant l'injection des tensioactifs. Des températures et des pressions élevées peuvent entraîner la dégradation du tensioactif, réduisant ainsi son efficacité. Il est donc important de sélectionner un tensioactif qui peut fonctionner efficacement dans les conditions de température et de pression du réservoir.

### ❖ La concentration de tensioactifs :

La concentration de tensioactifs est un paramètre important qui peut affecter l'efficacité de l'injection. L'utilisation de concentrations trop faibles peut ne pas permettre une réduction suffisante de la tension interfaciale, tandis que l'utilisation de concentrations trop élevées peut entraîner une augmentation des coûts d'injection. Il est donc important de sélectionner la concentration optimale pour chaque gisement pétrolier.

### ❖ La qualité de l'eau utilisée pour l'injection :

La qualité de l'eau utilisée pour l'injection des tensioactifs peut également avoir un impact sur l'efficacité de la récupération assistée par tensioactifs. Des impuretés dans l'eau peuvent

réduire l'efficacité du tensioactif. Il est donc important d'utiliser de l'eau de qualité pour l'injection.

❖ **Les conditions de perméabilité du réservoir :**

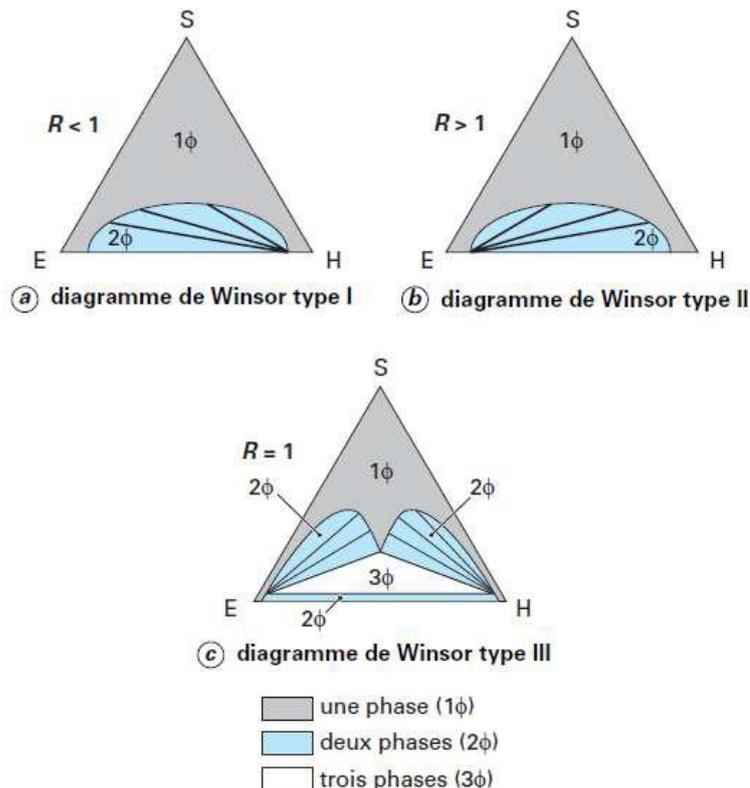
Les conditions de perméabilité du réservoir sont un autre facteur important qui peut affecter l'efficacité de l'injection des tensioactifs. La perméabilité peut affecter la capacité du tensioactif à atteindre les zones cibles et à réduire la tension interfaciale. Il est donc important de comprendre les conditions de perméabilité du réservoir avant de décider de la méthode d'injection à utiliser.

**II. 6. Comportement des phases des tensioactifs, de l'huile et de la saumure :**

En 1954, Winsor a présenté un livre synthétisant ses recherches antérieures sur la phase de comportement des systèmes eau/huile/tensioactif. Pour expliquer ses résultats, il a introduit un nouveau concept, le rapport  $R$ , qui décrit l'interaction des molécules de tensioactif localisées à l'interface avec les molécules voisines d'eau et d'huile. Le rapport  $R$  est défini comme :

$$R = \frac{A_{S/H}}{A_{S/E}}$$

Où :  $A$  est l'interaction moléculaire par unité d'aire interfaciale,  $E$ ,  $H$  et  $S$  sont des indices faisant référence à l'eau, l'huile et le tensioactif respectivement. Le rapport  $R$  peut être supérieur, inférieur ou égal à l'unité, donnant lieu à des diagrammes de phase caractéristiques appelés diagrammes de Winsor I, II ou III.



### Figure.II.8 : Les types des diagrammes ternaires pour les systèmes Tensioactif/Eau/Huile

À une forte concentration de tensioactif, on observe une zone monophasique, ce qui correspond au comportement de type Winsor IV. Dans les diagrammes de Winsor idéalisés, la zone monophasique s'étend jusqu'aux sommets  $E$  et  $H$ , ce qui suppose que le tensioactif soit complètement miscible à la fois avec l'eau et l'huile. Près du côté  $E/H$ , on observe une zone polyphasique (généralement biphasique) qui s'étend sur toute la largeur du diagramme, sauf lorsque les phases aqueuse et huileuse sont partiellement. En ajoutant du tensioactif et en se déplaçant vers le haut du diagramme, la largeur de la zone biphasique diminue, ce qui signifie que le tensioactif rend l'eau et l'huile de plus en plus compatibles.

À une certaine concentration en tensioactif, comprise entre 10% et 50%, la zone polyphasique disparaît et le tensioactif co-solubilise l'eau et l'huile sous forme d'une structure plus ou moins bien organisée, telle que des 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 tensioactif se trouve dans l'eau dans le cas de Winsor I et dans l'huile dans le cas de Winsor II. Dans 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 tensioactif, et deux autres phases constituées d'huile et d'eau pratiquement pures.

## II. 7. Adsorption et rétention des tensioactifs :

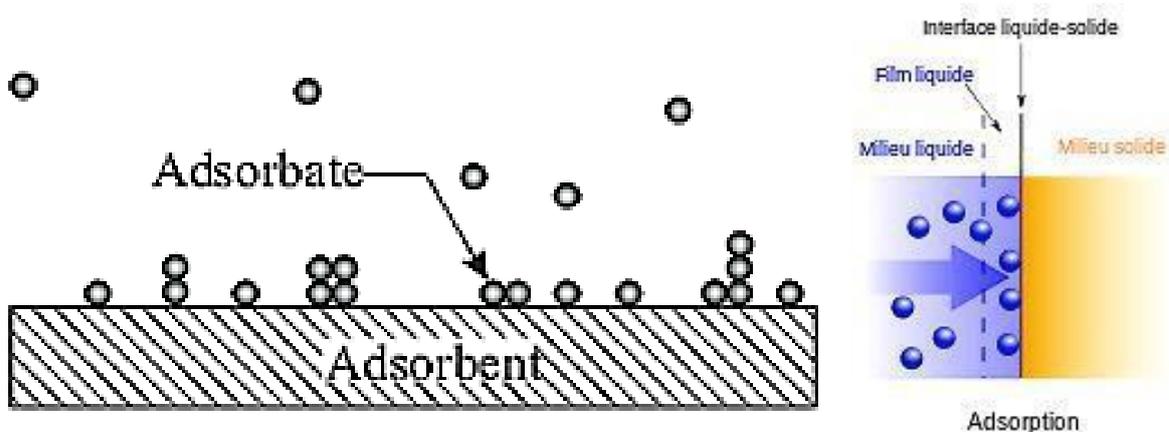
### II.7.1. Phénomène d'adsorption :

L'adsorption est un phénomène de surface où des molécules de gaz ou de liquides (adsorbats) se fixent sur une surface solide (adsorbant) via des interactions telles que les interactions de Van der Waals ou les interactions dipolaires. Lorsqu'un atome est adsorbé, il devient un adatome. Ce phénomène est d'une grande importance dans l'évolution de nombreuses réactions chimiques. L'adsorption permet à certains solides de concentrer spécifiquement les constituants d'une solution à leur surface, permettant ainsi leur séparation.

Il existe deux types d'adsorption qui diffèrent par les énergies impliquées et leur nature [21]:

- L'adsorption physique, ou adsorption de Van der Waals, est principalement due aux changements d'énergie, de van der Waals et aux forces électrostatiques. Elle est caractérisée par une vitesse d'adsorption élevée et la formation de multicouches.

- L'adsorption chimique, ou chimisorption ou encore adsorption activée, résulte d'une interaction chimique qui se traduit par une liaison covalente et une liaison avec transfert d'électrons entre le solide et l'adsorbat. Cela conduit à la formation d'un composé chimique à la surface de l'adsorbant.



**Figure.II.9 : Représentation du Phénomène de l'adsorption**

En revanche, la rétention est un phénomène d'adsorption négative dans lequel les tensioactifs sont fixés sur l'interface solide de manière à ce que la quantité initiale de tensioactifs diminue considérablement.

### **II.7.2. La rétention à l'interface solide-liquide :**

La majorité des surfaces solides minérales présentes dans les roches réservoirs sont chargées. Même si la calcite, la dolomite et l'argile peuvent avoir des charges positives à un pH neutre, la silice peut être chargée négativement. Lorsqu'il y a la présence de plusieurs cations métalliques à un pH élevé, des tensioactifs peuvent s'adsorber sur la silice [22].

### **II.7.3. Les facteurs influant sur la surface solide/liquide :**

La rétention du tensioactif à l'interface solide-liquide est influencée par plusieurs facteurs tels que :

- a. La nature de la structure des groupes présents sur la surface solide, tels que les charges remplacées ou les groupes non polaires, ainsi que la nature des atomes ou des groupes qui la composent.
- b. La structure moléculaire du tensioactif adsorbé, qu'il soit ionique ou non ionique, ainsi que la longueur ou la brièveté de la chaîne hydrophobe, la droiture ou la ramification de la chaîne, et la présence de groupes aliphatiques ou aromatiques.
- c. La détermination du potentiel des ions dans la solution et de la salinité.
- d. L'environnement de la phase aqueuse, y compris son pH, la présence d'électrolytes, d'additifs tels que les alcools solubles à chaîne courte, et sa température.

*Chapitre N°03*

**Présentation du champ  
Hassi Messaoud**

**III. 1. Introduction :**

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

**III. 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 grés cambro-ordoviciens, une évolution tectonique intense lors de son enfouissement jusqu'à ce que le gisement prît sa forme actuelle. Ces événements peuvent améliorer les caractéristiques pétro-physiques (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....).

**III. 3. Situation géographique :**

Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante :

$X = 790.000 \text{ à } 840.000 \text{ Est.}$

$Y = 110.000 \text{ à } 150.000 \text{ Nord.}$

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 et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla.

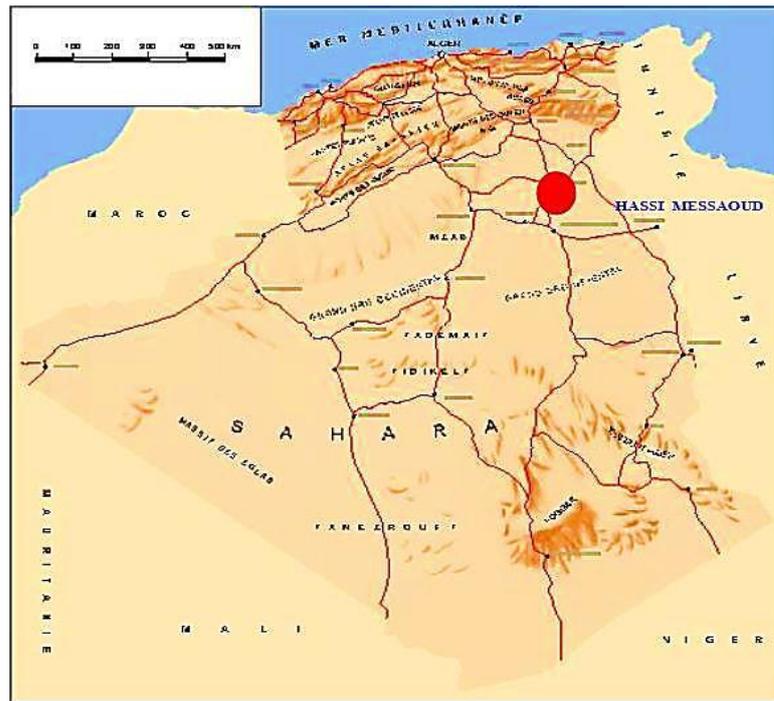


Figure.III.1 : Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud

### III. 4. Situation géologique :

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.

Au cadre géologique, il est limité :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djammaa-Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhoude El Baguel et la dépression de Ghadames.

### III. 5. 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 an-isométrique dont l'épaisseur moyenne est de 120 m, composée de

grès à ciment silico-argileux de grains moyens à grossiers. Il est subdivisé sédimentologiquement 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 un 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.

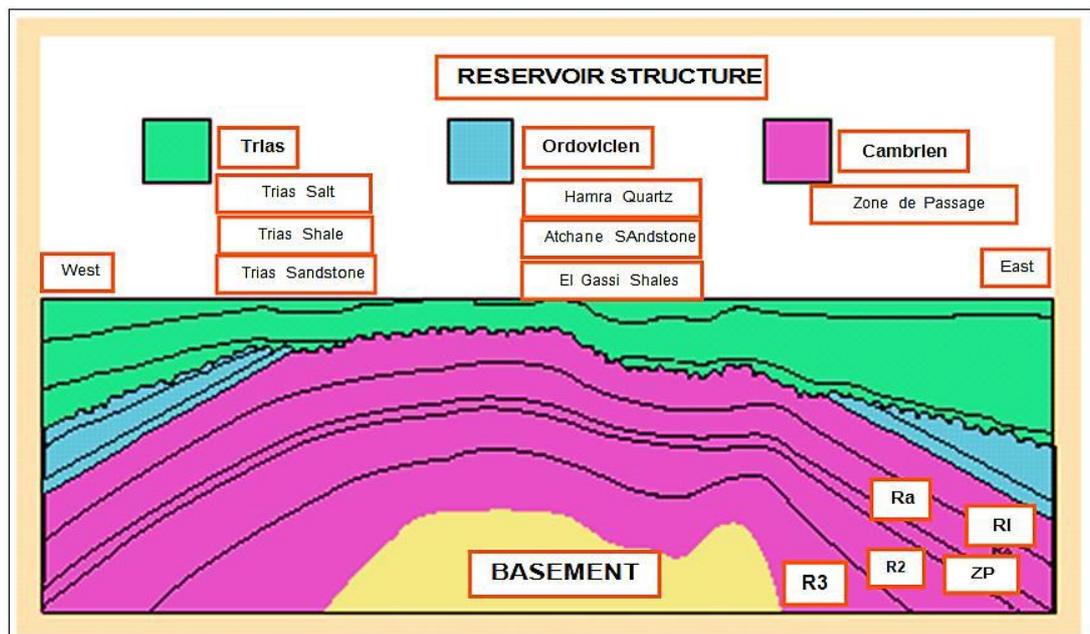


Figure.III.2 : Carte structurale du réservoir de Hassi-Messaoud

### III. 6. Caractéristiques du réservoir :

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

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

### **III. 7. Problèmes d'exploitation du champ :**

Au fur et à mesure de l'épuisement de l'énergie de gisement, nécessité à injecter le gaz pour les besoins de gas lift, ainsi 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) qui viennent de 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 asphaltènes 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.

*Chapitre N°04*

**Etude Expérimentale**

Dans cette partie, on va présenter deux études expérimentales sur l'altération de mouillabilité par des tensioactifs : anioniques, cationiques et non-ioniques ; pour évaluer l'impact de ces agents sur la récupération tertiaire (EOR).

## ❖ Etude N°01

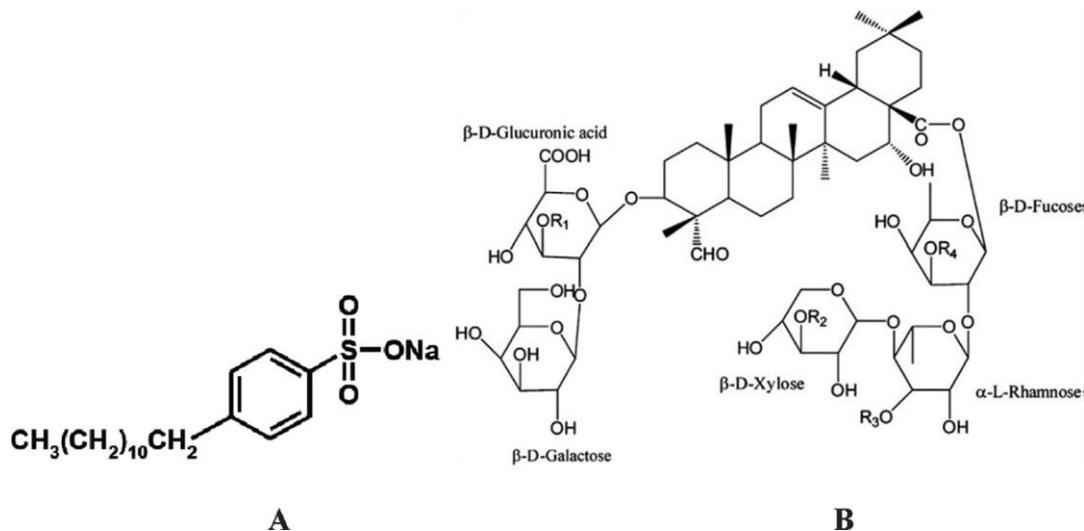
### IV. 1. Matériels :

- **Formule chimique :**

Deux différents tensioactifs sont utilisés dans cette expérience sont :

- Un tensioactif non ionique (Zizyphus Spina Christi, facilement extrait à faible coût à partir des arbres, et non nocif pour l'environnement).
- Un tensioactif anionique (SDBS, sulfonâtes de dodécylbenzène de sodium ( $CH_3(CH_2)_{11}C_6H_4SO_3Na$ ))

[Les structures chimiques de ces tensioactifs sont schématiquement représentées à la Figure.IV.1].



**Figure.IV.1 : Schéma de la structure chimique des tensioactifs utilisés**  
A) SDBS [24] ; B) Zizyphus Spina Christi [25]

- **Pétrole brut :**

La viscosité et la densité du pétrole brut utilisé dans cette étude est à température ambiante sont respectivement de 26 cp et de 0,88 g/cm<sup>3</sup>.

[La composition du pétrole brut est expliquée de manière statistique dans le Tableau.IV.1]

**Tableau.IV.1 : Composition du pétrole brut**

Composition	% Moléculaire	Composition	% Moléculaire
C <sub>1</sub>	20.14	C <sub>8</sub>	3.42
C <sub>2</sub>	6.59	C <sub>9</sub>	4.13
C <sub>3</sub>	5.14	C <sub>10</sub>	3.84
nC <sub>4</sub>	1.25	C <sub>11</sub>	3.85
iC <sub>4</sub>	2.96	C <sub>12+</sub>	2.4
nC <sub>5</sub>	1.54	CO <sub>2</sub>	0.84
iC <sub>5</sub>	2.36	H <sub>2</sub> S	0
C <sub>6</sub>	4.52	N <sub>2</sub>	0.3
C <sub>7</sub>	20.14		

• **Saumure :**

De l'eau distillée a été utilisée comme phase aqueuse pour tous les tests en raison de la précipitation du tensioactif lors de l'utilisation de la saumure [27].

[Les propriétés de la saumure sont décrites dans le Tableau.IV.2]

**Tableau.IV.2 : Composition de saumure**

Type de saumure	TDS (mg/L)	pH (25 °C)	pH (85 °C)	Densité (25 °C) (g/cm <sup>3</sup> )	Densité (85 °C) (g/cm <sup>3</sup> )
KCl	1540	6,6–6,9	6,5–6,8	1–1,0045	0,985–0,99
MgCl <sub>2</sub>	5142	6,8–7,1	6,65–7	0,95–1	0,98–0,985
CaCl <sub>2</sub>	3125	6,7–7,1	6,5–7	1,0002–1,003	0,98–0,985
NaCl	112,540	6,21–6,68	6,12–6,53	1–1,0025	0,975–0,98

• **Carottes :**

- Trois carottes constituées de calcite, de dolomite et de quartz ont été utilisées dans cette étude, comme le montre la Figure.IV.2.
- Une carotte est constituée de roche dolomitique et l'autre de roche calcaïque. La raison du choix de ces roches est la quantité de calcite et de dolomite présente.
- Un autre bouchon utilisé dans cette étude expérimentale est un bouchon en quartz.

Le broyage à billes est l'une des techniques hors équilibre permettant de produire des alliages renforcés contenant des microstructures fines. Ce processus comprend le broyage mécanique et l'affinage mécanique pour réduire la taille des grains et des éléments solides à l'échelle

nanométrique. Nous utilisons une méthode de broyage à billes pour affiner les tailles de grains à l'échelle nanométrique dans cette étude [26].

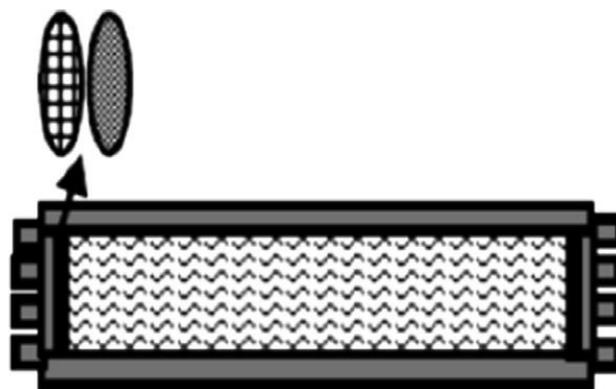
Un acier inoxydable cylindrique de haute pression et haute température d'une longueur de 13,3 cm a été utilisé comme collecteur de particules.



**Figure.IV.2 : Carottes utilisées (Calcite, Dolomite, Quartz)**

Les contraintes de pression et de température pour ce système sont respectivement de 4000 psi et de 300 °F.

Le quartz cristallin de haute pureté a été concassé et réduit en poudre, puis tamisé à travers des tamis de taille 45 et 50 mesh. De très petits fragments de roche d'un diamètre de 350 à 450  $\mu\text{m}$  ont été obtenus après le tamisage. Pour empêcher la sortie des fines particules de roche de quartz pendant l'inondation, deux filtres ont été placés à l'entrée et à la sortie du cylindre (Figure.IV.3).



**Figure.IV.3 : Schéma de la disposition des carottes dans le cylindre filtré**

La taille des mailles du filtre est d'environ 300 microns, ce qui est plus petit que la taille des particules. Pour une distribution appropriée des fluides et la conservation des filtres, le cylindre est équipé de deux plaques de distribution.

Après l'obtention des particules de roche d'une taille de 350 à 450  $\mu\text{m}$ , environ 92% de quartz, 4% de grès et 4% de ciment Portland ont été mélangés. Le ciment Portland a été utilisé pour renforcer et consolider cette composition et prévenir la migration du sable. Les propriétés des données pétrophysiques et minéralogiques sont présentées dans les Tableaux IV.4 et IV.5.

**Tableau.IV.3 : Propriétés pétrophysique des carottes**

Carotte	L (cm)	D (cm)	Vb (cm <sup>3</sup> )	$\emptyset$ (%)	K (mD)	PV (ml)
Calcite	12,2	3,8	138,3	4,7	6,02	6,5
Dolomite	14,4	3,8	163,3	8,2	24,5	13,4
Quartz	13,3	3,8	150,7	29,4	570	44,2

**Tableau.IV.4 : Composition minérale des carottes**

Carotte	Calcite (%)	Dolomite (%)	Quartz (%)	Argile (%)
Calcite	~90	~5	-	~5
Dolomite	~6~7	~85	~1~2	~6~7
Quartz	4	-	~92	4

- Les échantillons de pastilles utilisés dans cette étude sont des cristaux purs de minéraux tels que la calcite, la dolomite, le quartz, le gypse, l'anhydrite et le schiste.

[Cela est représenté dans la Figure.IV.4]



**Figure.IV.4 : Pastilles des carottes utilisées dans l'étude**

## IV. 2. Méthodes :

### IV.2.1. Evaluation d'angle de contact :

- Dans la première étape, des pastilles cristallines polies et nettoyées (de 1 cm de diamètre et 4 mm d'épaisseur) ont été placées dans un extracteur Soxhlet pour être nettoyées avec du toluène comme solvant.
- Les échantillons de pastilles préparées ont été immergés dans le pétrole brut et placés dans un four à haute température (environ 60 °C) pendant au moins 100 heures afin de devenir mouillés par l'huile [28].

[La mesure de l'angle de contact a été évaluée dans un système à trois phases [29]. Un instrument de goutte captive (fabriqué par l'Alberta Research Council, Canada, 2002) a été utilisé pour mesurer la mouillabilité dans cette expérience]

- Les différentes concentrations de tensioactif ont été mélangées dans de l'eau distillée, et cette solution homogène a été injectée dans la cellule, et l'huile a été suspendue à la surface de l'échantillon par un tube capillaire. Cette procédure doit être réalisée avec une grande maîtrise pour garantir que la goutte d'huile reste stable à la surface de l'échantillon [30].
- Les mesures ont été effectuées à 25 °C, et les images de la forme de la goutte ont été capturées avec un appareil photo numérique (Figure.IV.5).

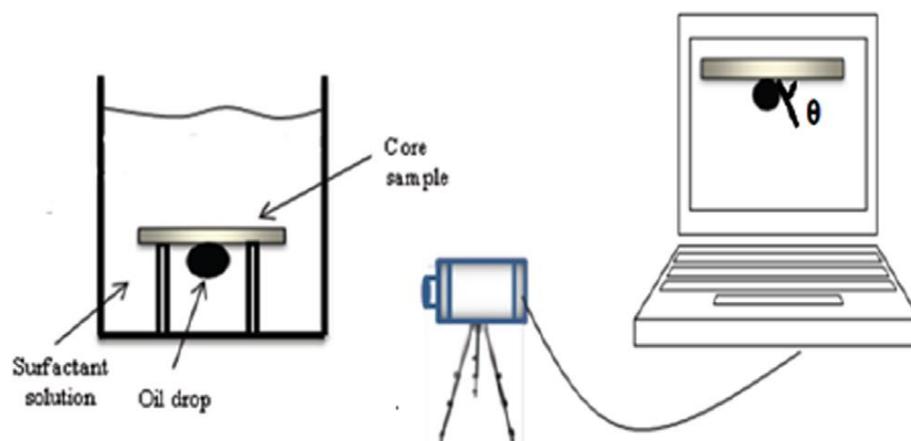
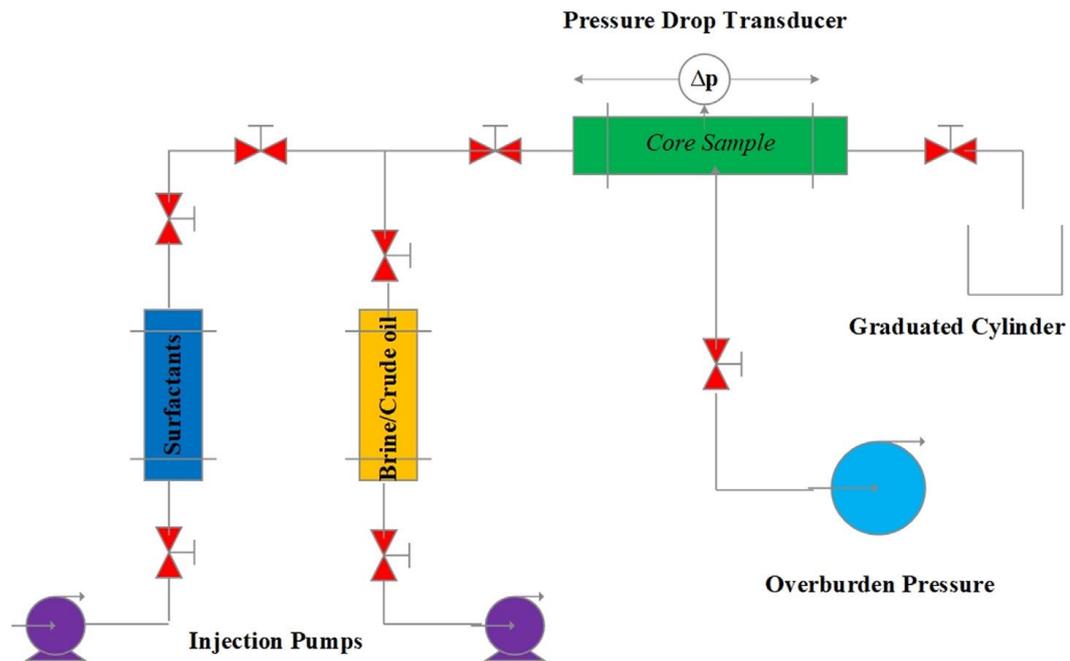


Figure.IV.5 : Plan Schématique de la méthodologie utilisées dans l'évaluation d'angle de contact [31]

### IV.2.2. Core flooding :

Figure.IV.6 présente un schéma du dispositif de laboratoire utilisé pour les expériences de core flooding.



**Figure.IV.6 : Schéma de la configuration expérimentale de core flooding**

- Les fluides (saumure, pétrole et agent tensioactif) sont injectés dans le noyau à l'aide d'une pompe à HPLC (High Performance Liquid Chromatography).
- Une surcharge est maintenue à 20 bars.
- Pour mesurer la chute de pression tout au long de ce processus, un transmetteur de pression différentielle est intégré aux extrémités d'entrée et de sortie du noyau, et les données sont enregistrées dans l'ordinateur de manière répétée.

Tous les tests ont été réalisés dans des conditions expérimentales (pression et température).

Les étapes de cette procédure sont les suivantes :

- 1) La perméabilité absolue et la porosité ont été obtenues.
- 2) La carotte est saturée avec de l'eau distillée.
- 3) Le pétrole est injecté à un débit faible de 0,5 ou 1  $cm^3/min$  pendant 2 volumes de pore car il doit déplacer l'eau avec une frontière uniforme.
- 4) Ensuite, le pétrole est injecté à un débit de 2 ou 3  $cm^3/min$  pour s'assurer qu'il ne reste plus d'eau mobile dans les échantillons.
- 5) À cette étape, la saturation en eau conné est présente dans l'échantillon, et l'eau distillée ne peut pas être détectée dans l'effluent produit par l'injection de pétrole sur 1 ou 2 volumes de pore.
- 6) À l'étape suivante, de l'eau est injectée à faible débit pour déterminer la saturation résiduelle en pétrole ( $S_{or}$ ). Tout d'abord, l'eau est injectée, puis lorsque le pétrole n'est

plus observé dans l'effluent, le pétrole produit est collecté, mesuré et la saturation résiduelle en pétrole est obtenue [31].

Dans cette étude, un manchon et un support central ont été utilisés respectivement pour le revêtement et le positionnement du bouchon. La pression de la surcharge a été fixée, et de l'eau distillée a commencé à être injectée depuis le réservoir de transfert jusqu'au bouchon avec un débit constant. La pression a été enregistrée à l'aide d'un manomètre. La récupération de pétrole a été calculée en mesurant la production de pétrole. Une inondation d'eau avec de l'eau distillée a été réalisée après l'inondation de pétrole pour mesurer la saturation résiduelle en huile. Après l'injection d'environ 3 PV d'eau distillée dans le cœur à un débit constant faible de  $0,2$  à  $0,5 \text{ cm}^3/\text{min}$ , les fluides évacués ont été produits et la  $S_{or}$  a été estimée. À ce stade, la solution de tensioactif a été injectée dans les bouchons de cœur, et la quantité de production de pétrole a été mesurée afin d'obtenir à la fois une récupération améliorée du pétrole (EOR) et une saturation critique en pétrole.

#### IV. 3. Résultats et discussion :

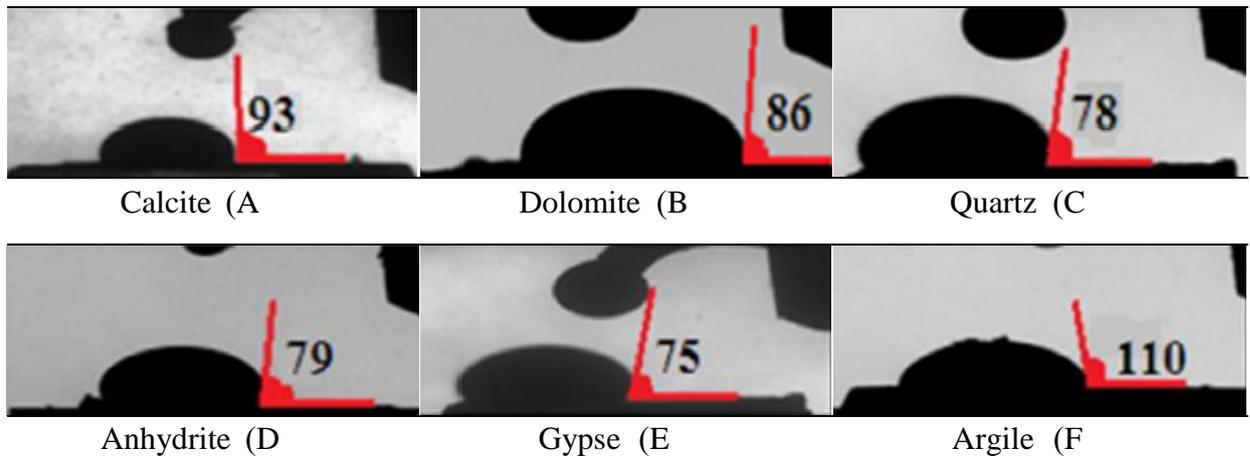
##### IV.3.1. Evaluation d'angle de contact :

L'impact des tensioactifs (SDBS et Zizyphus Spina Christi) sur la mouillabilité des granulés de minéraux cristallins a été évalué en estimant l'angle de contact. L'angle de contact a été mesuré entre la surface du granulé et une gouttelette d'huile (système COBR) (environ 1 à 2 minutes après la fixation de la goutte).

Initialement, les mesures de l'angle de contact ( $\theta$ ) pour les granulés de minéraux cristallins exposés à de l'eau distillée étaient les suivantes : calcite  $149^\circ$ , dolomite  $158^\circ$ , quartz  $142^\circ$ , anhydrite  $144^\circ$ , gypse  $78^\circ$  et schiste  $130^\circ$ . Ces résultats indiquaient que la calcite, la dolomite, le quartz, l'anhydrite et le schiste étaient fortement mouillés par l'huile et que le gypse était légèrement mouillable à l'eau.

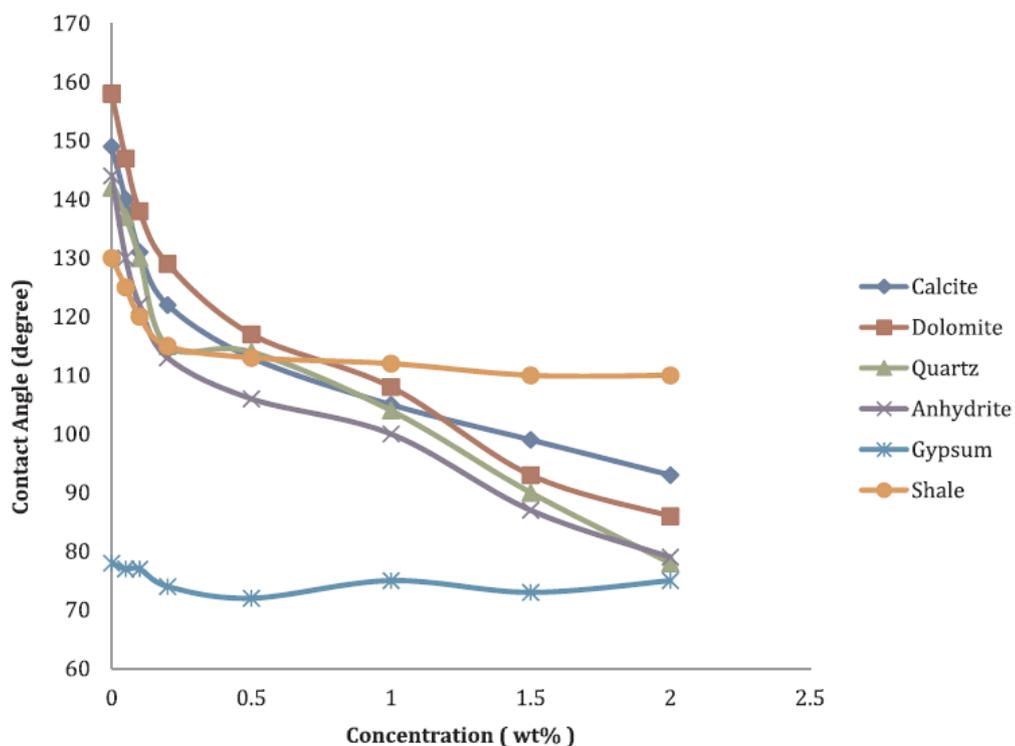
Un tensioactif anionique (SDBS) à différentes concentrations (0,05, 0,1, 0,2, 0,5, 1, 1,5 et 2 % en poids) a été utilisé. Les résultats pour la surface de calcite vieillie, traitée à faible concentration (0,05 % en poids), montrent que l'angle de contact est passé de  $149^\circ$  à  $140^\circ$  ; cependant, lorsque la concentration a été augmentée à un niveau élevé (2 % en poids), l'angle de contact est passé à  $93^\circ$  et la mouillabilité de la surface de calcite est devenue neutre. Pour la surface de dolomite vieillie, en modifiant la concentration (de 0,05 % en poids à 2 % en poids), l'angle de contact a varié de  $158^\circ$  à  $86^\circ$ . Pour les surfaces de quartz, d'anhydrite, de gypse et de

schiste vieillis, la variation de l'angle de contact a été observée de  $142^\circ$  à  $78^\circ$ , de  $144^\circ$  à  $79^\circ$ , de  $78^\circ$  à  $75^\circ$  et de  $130^\circ$  à  $110^\circ$  respectivement, comme indiqué dans la Figure.IV.7.



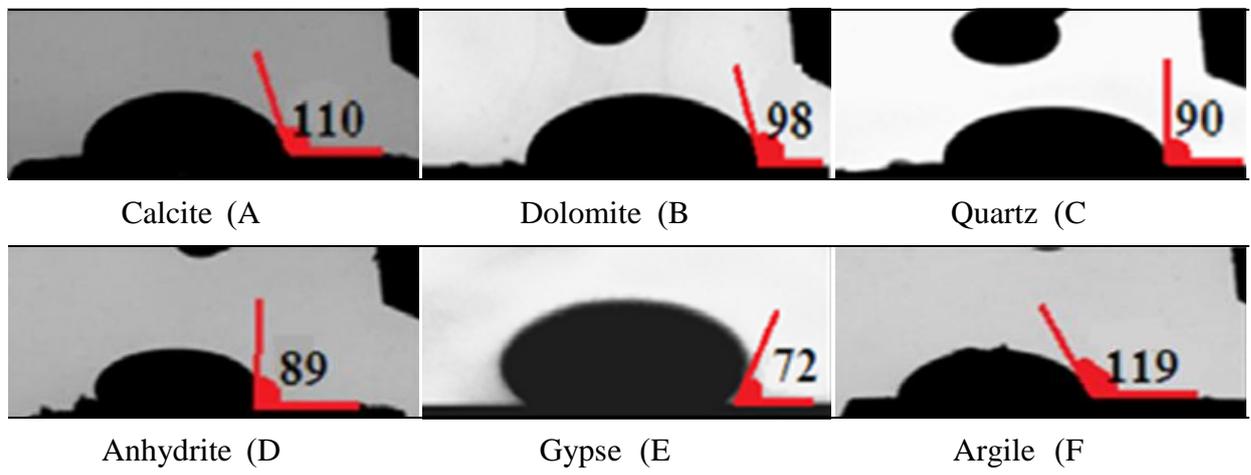
**Figure.IV.7 : L'angle de contact des minéraux exposés au SDBS [31]**

La Figure.IV.8 montre l'angle de contact avec différentes concentrations de tensioactif SDBS. Les surfaces de calcite, de dolomite, de quartz et d'anhydrite ont presque le même comportement lorsqu'elles sont exposées au SDBS, mais ce tensioactif n'est pas suffisamment efficace pour modifier la mouillabilité des surfaces de gypse et de schiste. Cela est représenté dans la Figure.IV.8.



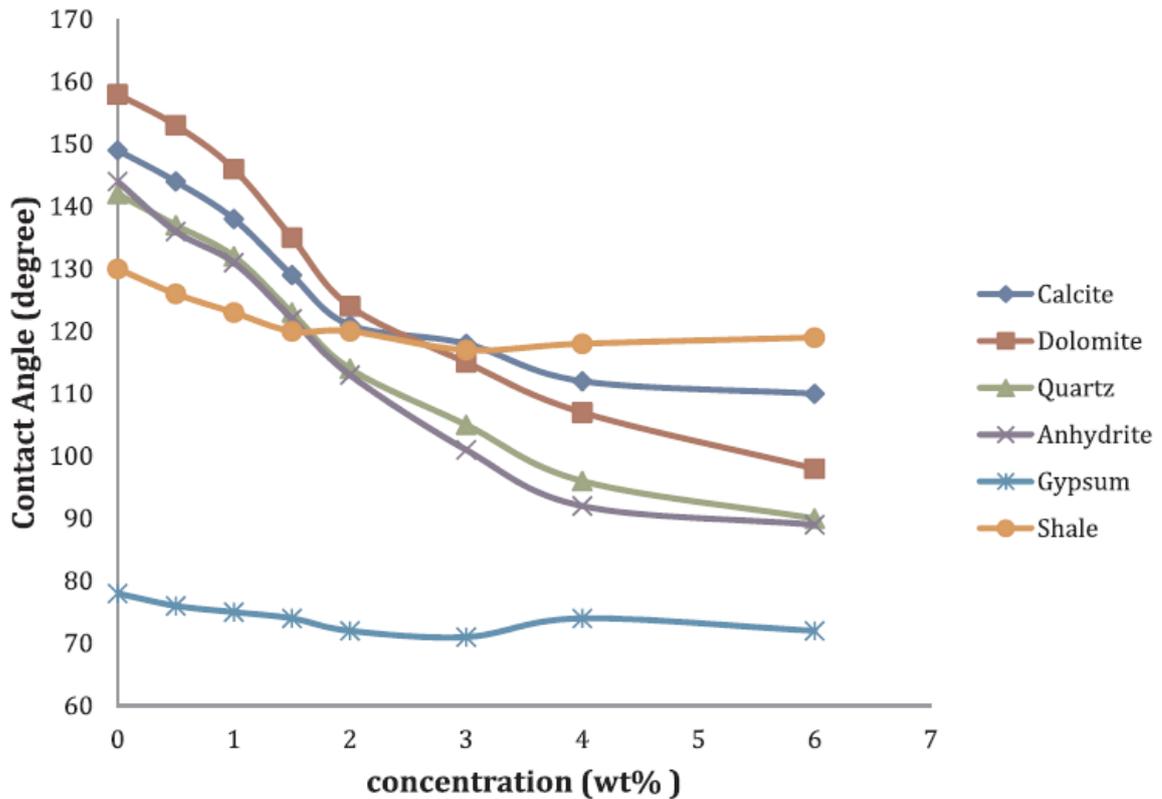
**Figure.IV.8 : L'effet de la concentration de SDBS sur l'angle de contact**

L'effet de différentes concentrations (0,5, 1, 1,5, 2, 3, 4 et 6 % en poids) d'un tensioactif non ionique (*Zizyphus Spina Christi*) sur l'altération de la mouillabilité est illustré dans la Figure.IV.9. Pour la surface de calcite vieillie, traitée à faible concentration (0,5 % en poids), les résultats montrent que l'angle de contact a changé de 149° à 144°. Cependant, lorsque la concentration a augmenté jusqu'à un niveau élevé (6 % en poids), l'angle de contact est passé à 110° et la mouillabilité de la surface de calcite est devenue neutre-humide. Pour la surface de dolomite vieillie, en modifiant la concentration (de 0,5 % en poids à 6 % en poids), l'angle de contact a changé de 158° à 98°. Pour les surfaces de quartz, d'anhydrite, de gypse et d'argile, l'angle de contact a changé respectivement de 142° à 90°, de 144° à 89°, de 78° à 72° et de 130° à 119°. Cela est représenté schématiquement dans la Figure.IV.9.

**Figure.IV.9 : L'angle de contact des minéraux exposés au *Zizyphus Spina Christi* [31]**

L'effet de *Zizyphus Spina Christi* sur l'altération de la mouillabilité des surfaces minérales est inférieur à celui du SDBS. Ce tensioactif modifie la mouillabilité des surfaces de calcite et de dolomite, passant de fortement huileuses à légèrement huileuses, et la mouillabilité des surfaces de quartz et d'anhydrite, passant de fortement huileuses à neutres-humides. Le tensioactif *Zizyphus Spina Christi* n'a pas suffisamment d'impact sur l'altération de la mouillabilité des surfaces de gypse et d'argile. Les performances des tensioactifs utilisés pour la réduction maximale de l'angle de contact et l'altération de la mouillabilité des surfaces de calcite, de dolomite et d'anhydrite sont, dans l'ordre, le SDBS et le *Zizyphus Spina Christi*. Pour la surface de quartz, l'altération de la mouillabilité la plus importante est obtenue avec le SDBS, suivi du *Zizyphus Spina Christi*. Cependant, ces tensioactifs n'ont pas suffisamment d'effet sur la réduction de l'angle de contact pour les surfaces d'argile et de gypse.

Ces résultats confirment que ce type de tensioactifs modifie la mouillabilité des surfaces de calcite, de dolomite, de quartz et d'anhydrite vers neutres-humides ou légèrement humides, et qu'ils ne modifient pas beaucoup la mouillabilité des surfaces de gypse et d'argile. Cela est représenté schématiquement dans la Figure.IV.10.



**Figure.IV.10 : L'effet de la concentration de Zizyphus Spina Christi sur l'angle de contact**

#### IV.3.2. Core flooding :

- **Saturation en huile :**

Comme indiqué dans le Tableau.IV.3, la saturation initiale en pétrole et la saturation résiduelle en pétrole pour le bouchon de calcite après l'injection d'eau sont respectivement de 79 % et de 46 %. De même, les résultats correspondants pour le bouchon de dolomite sont de 76 % et de 56 %, respectivement. En outre, les mesures du bouchon de quartz sont de 61 % et de 23 %, respectivement.

Par injection d'eau, la saturation résiduelle en pétrole obtenue pour les bouchons de calcite, de dolomite et de quartz est de 46 %, 56 % et 23 % respectivement.

Après l'injection de tensioactif avec un tensioactif non ionique à base de Zizyphus Spina Christi, la saturation résiduelle en pétrole pour le bouchon de calcite est de 36,3 %, pour le bouchon de dolomite est de 25 % et pour le bouchon de quartz, elle est de 8,5 %. Ces résultats montrent que

la réduction la plus importante de la saturation résiduelle en pétrole a été observée pour le bouchon de dolomite, soit 31 %. La deuxième diminution la plus importante de la saturation résiduelle en pétrole a été observée pour le bouchon de quartz, soit 14,5 %, et la réduction la plus faible de la saturation résiduelle en pétrole concerne le bouchon de calcite, soit 9,7 %. Ces résultats confirment que le tensioactif non ionique à base de Zizyphus Spina Christi est efficace pour modifier la mouillabilité des bouchons de calcite, de dolomite et de quartz. La modification de la mouillabilité et la récupération du pétrole sont les plus importantes pour les bouchons de dolomite, de quartz et de calcite, respectivement.

Après l'injection de tensioactif avec un tensioactif anionique SDBS, la saturation résiduelle en pétrole pour le bouchon de calcite est de 26,8 %, pour le bouchon de dolomite est de 44,8 % et pour le bouchon de quartz, elle est de 4,3 %.

Ces résultats montrent que la réduction la plus importante de la saturation résiduelle en pétrole a été observée pour le bouchon de calcite, soit 19,2 %. La deuxième plus forte diminution de la saturation résiduelle en pétrole a été observée pour le bouchon de quartz, soit 18,7 %, et la plus faible diminution de la saturation résiduelle en pétrole est associée au bouchon de dolomite, soit 11,2 %. Ces résultats confirment que le SDBS anionique est efficace pour modifier la mouillabilité des bouchons de calcite, de dolomite et de quartz. La modification de la mouillabilité et la récupération du pétrole sont les plus importantes pour les bouchons de quartz, de calcite et de dolomite, respectivement. Cela est démontré de manière statistique dans le Tableau.IV.5.

**Tableau.IV.5 : Variation de la saturation en huile résiduelle**

	<b>Carotte de Calcite</b>	<b>Carotte de Dolomite</b>	<b>Carotte de Quartz</b>
<i>Saturation en huile initiale</i>	79%	76%	61%
<i>Saturation en huile résiduelle par injection d'eau</i>	46%	56%	23%
<i>Saturation en huile résiduelle par injection de SDBS</i>	36.6%	25%	8.5%
<i>Saturation en huile résiduelle par injection de Zizyphus Spina Christi</i>	26.8%	44.8%	4.3%

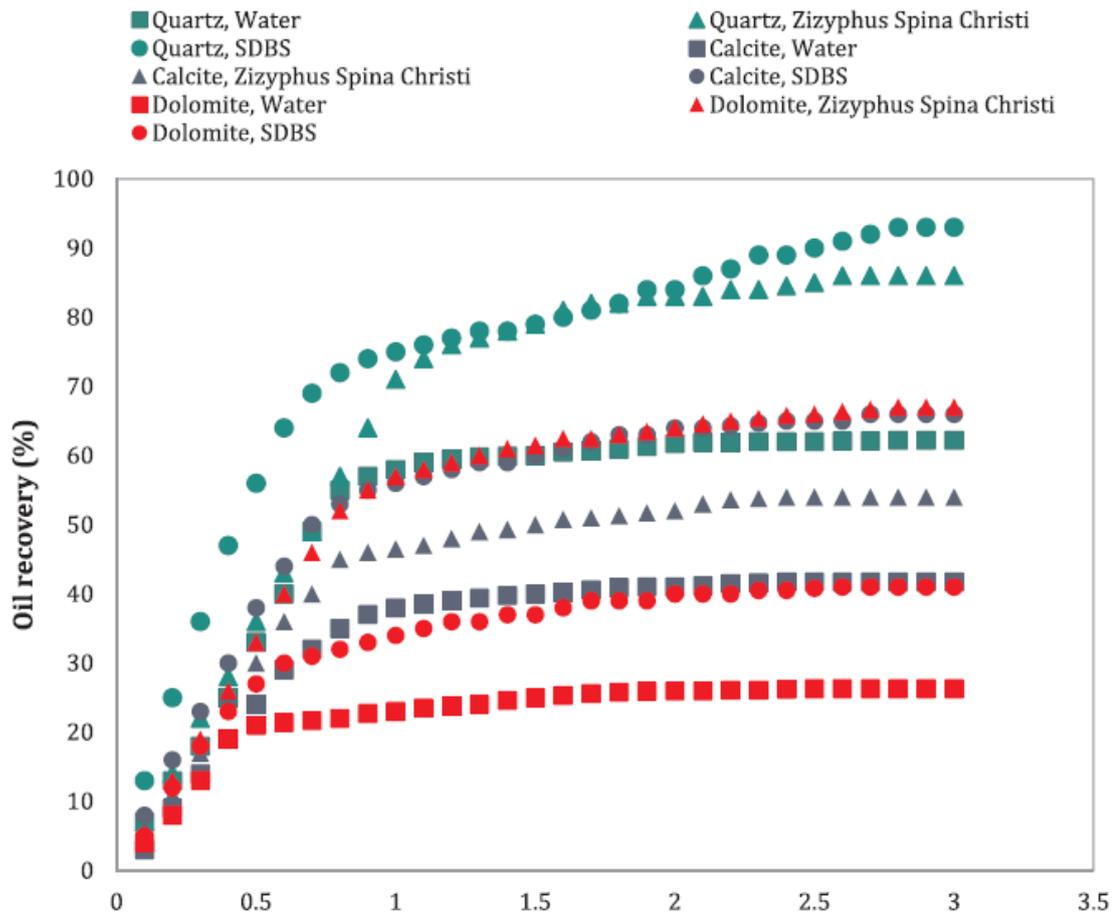
- **Récupération d'huile :**

La Figure.IV.11 illustre les courbes de récupération du pétrole dans différents processus d'injection. Dans le cas de l'injection d'eau, la récupération du pétrole augmente rapidement jusqu'à la percée. Pendant cette période, le pétrole est le seul fluide effluent de l'échantillon de

base. Dans la deuxième région, le graphique de récupération change légèrement ou reste pratiquement inchangé. Cela montre que la majeure partie du pétrole, qui se trouve dans les pores plus grands, est épuisée et que les autres, répartis dans les petits pores, nécessitent une force visqueuse élevée pour surmonter la pression capillaire et être produite.

Des expériences d'injection ont été réalisées sur trois minéraux différents (calcite, dolomite et quartz). Deux types de tensioactifs ont été utilisés : un tensioactif non ionique (Zizyphus Spina Christi) et un tensioactif anionique (SDBS). Selon les résultats des tests d'angle de contact, la concentration optimale de SDBS est d'environ 1% en poids, et la meilleure concentration de Zizyphus Spina Christi est de 4% en poids. Les études de récupération du pétrole ont été menées en utilisant un tensioactif non ionique de Zizyphus Spina Christi à une concentration de 4% en poids (selon les résultats des tests d'angle de contact), ce qui a entraîné une amélioration de la récupération du pétrole à partir des échantillons.

Selon la Figure.IV.11, la récupération du pétrole avec le tensioactif non ionique de Zizyphus Spina Christi pour les échantillons de calcite, de dolomite et de quartz est de 54%, 67% et 86%, respectivement. Par conséquent, la récupération du pétrole pour l'échantillon de calcite passe de 41,7% à 54%, pour l'échantillon de dolomite de 26,3% à 67%, et pour l'échantillon de quartz de 62,2% à 86%. Ces résultats montrent que l'augmentation la plus importante de la récupération du pétrole est observée pour l'échantillon de dolomite, soit 40,7%, l'augmentation la plus faible est observée pour l'échantillon de quartz, soit 23,8%, et l'augmentation la plus faible de la récupération du pétrole parmi ces roches est observée pour l'échantillon de calcite, soit 12,3%.



**Figure.IV.11 : Résultats de la récupération d'huile**

Les investigations sur la récupération du pétrole ont été menées en utilisant une concentration de 1% en poids de tensioactif anionique SDBS (selon les résultats de l'angle de contact), ce qui a montré une amélioration de la récupération du pétrole à partir des bouchons. Comme le montre cette Figure, la récupération du pétrole avec le tensioactif anionique SDBS pour les bouchons de calcite, de dolomite et de quartz est respectivement de 66%, 41% et 93%. Ainsi, la récupération du pétrole pour le bouchon de calcite passe de 41,7% à 66%, pour le bouchon de dolomite de 26,3% à 41%, et le bouchon de quartz passe de 62,2% à 93%. Ces résultats indiquent que l'augmentation la plus importante de la récupération du pétrole est observée pour le bouchon de quartz, soit 30,8%, suivie par le bouchon de calcite avec une augmentation de 24,3%, et la plus faible augmentation de la récupération du pétrole parmi ces roches est observée pour le bouchon de dolomite, soit 14,7%.

**IV. 4. Conclusions :**

Selon les résultats obtenus, il peut être conclu que ces tensioactifs ont un impact significatif sur l'industrie pétrolière. De plus, dans ce travail, nous étudions le comportement de différents types de minéraux en contact avec le tensioactif dans les roches réservoirs, ce qui donne une vision parfaite de l'altération de la mouillabilité et de la dépendance de la minéralogie

- Les deux tensioactifs sont utiles pour réduire l'angle de contact, mais le SDBS est plus efficace que le Zizyphus Spina Christi pour modifier la mouillabilité des surfaces de calcite, de dolomite et d'anhydrite, les rendant moins mouillées par l'huile et plutôt neutres ou légèrement mouillées par l'eau.
- Sur la surface de quartz, l'agent tensioactif anionique (SDBS) provoque la plus grande modification de la mouillabilité, passant d'une forte mouillabilité par l'huile à une mouillabilité neutre.
- Pour la carotte de quartz, l'agent tensioactif anionique (SDBS) est plus actif pour modifier la mouillabilité et améliorer la récupération d'huile.
- Pour la carotte de calcite, l'agent tensioactif anionique (SDBS) est plus efficace pour modifier la mouillabilité, réduire la saturation en huile résiduelle et améliorer la récupération d'huile.
- Dans la carotte de dolomite, l'agent tensioactif non ionique (Zizyphus Spina Christi) est plus utile pour modifier la mouillabilité et réduire la saturation en huile résiduelle.

## ❖ Etude N°02

### IV. 1. Matériels:

- **Formule chimique :**

- Les tensioactifs sont des tensioactifs cationiques, notamment le bromure de cetyl trimethyl ammonium (CTAB, 99,5 %), le bromure de dodecyltriméthylammonium (DDTAB, 99,5 %), le bromure de tétradécyl triméthyl ammonium (TTAB).
- Des tensioactifs anioniques, notamment le sulfate d'éther d'alcool dodécylsodium (AES, 99,5 %), le dodécylsulfate de sodium (SDS, 99,5 %).
- Des tensioactifs non ioniques, le glucoside d'alkyle (GD70, échantillon obtenu auprès de BASF, avec une teneur effective de 70 %) et l'OP-10.

- **Pétrole brut :**

La viscosité et la densité du pétrole brut utilisé dans cette étude est à température de 30 °C sont respectivement de 65 mPa.s et de 0,8729 g/cm<sup>3</sup>.

- **Carottes :**

Les lames de quartz ont les dimensions de 1 mm × 25,4 mm × 38,2 mm.

- **Saumure :**

La composition de la saumure est indiquée dans le Tableau.IV.6.

**Tableau.IV.6 : La composition ionique de la saumure [32]**

Compositions	Na <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>
Conc [mg/L]	6907.64	421.16	223.53	12521.1

### IV.2. Méthodes :

- Les lames de quartz ont d'abord été trempées dans de l'acide chromique pendant 24 heures, puis rincées à l'eau déionisée.
- Les lames ont été séchées et vieilles dans un mélange de 20% de n-heptane/huile à 75°C pendant 3 jours. Les plaques de quartz ont ensuite été rincées à l'aide de n-heptane pour éliminer l'huile en surface jusqu'à ce que l'heptane devienne incolore.
- Lorsque l'heptane sur les plaques s'est évaporé, les mesures dynamiques de l'angle de contact ont été effectuées dans des conditions ambiantes à l'aide d'un tensiomètre de tension de surface/interfaciale DCAT21.

Dans cette étude, nous utilisons l'angle de contact avançant pour représenter la mouillabilité de la surface en quartz. Trois mesures ont été répétées pour obtenir l'angle de contact moyen.

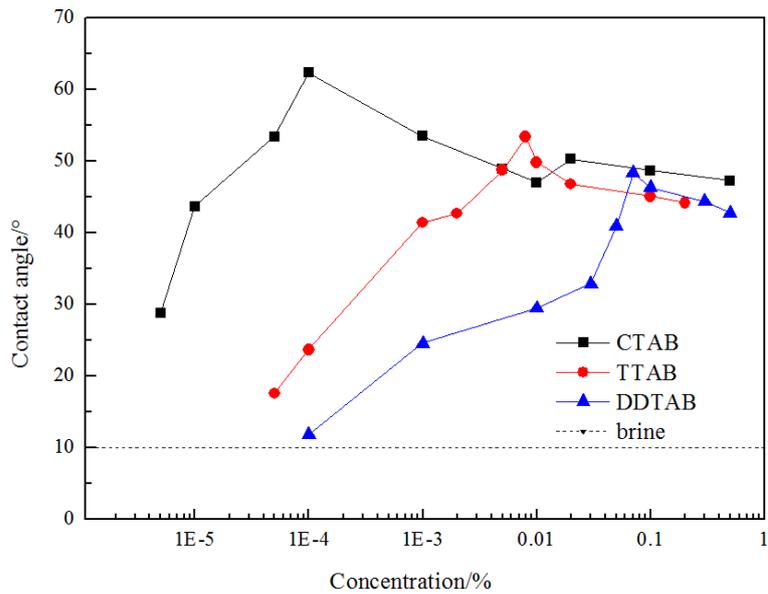
Les angles de contact avant et après le vieillissement sont respectivement de 10° et 130°, ce qui correspond à un état mouillable à l'eau et un état mouillable à l'huile [32].

**IV. 3. Résultats et discussion :**

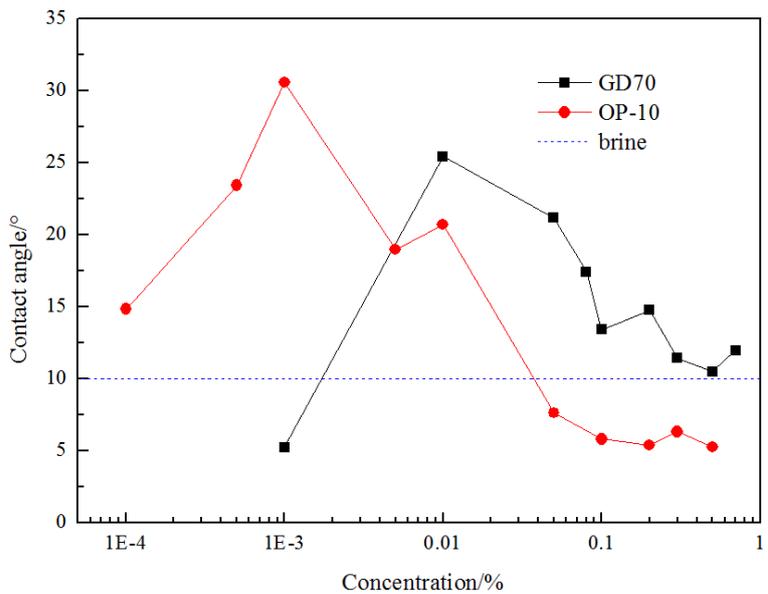
**IV.3.1. Effets des tensioactifs sur l'altération de la mouillabilité de plaques de quartz mouillant à l'eau :**

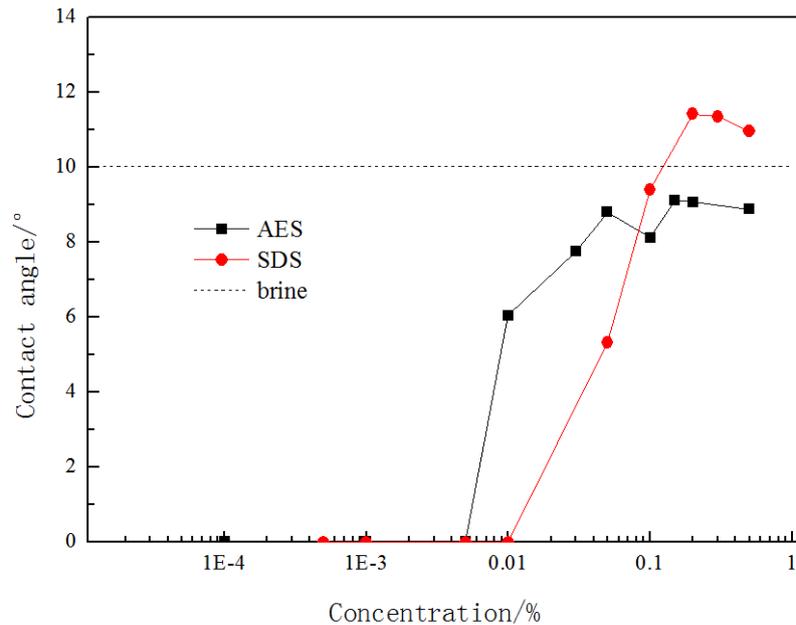
Les angles de contact croissants ont été mesurés pour étudier l'effet de différents agents tensioactifs sur la surface de quartz mouillée par l'eau, et les résultats ont été présentés dans la Figure.IV.12.

**A) Tensioactif cationiques**



**B) Tensioactifs anioniques**





**Figure.IV.12 : Variation de l'angle de contact sur une surface de quartz mouillable à l'eau sous l'effet des différents tensioactifs [32]**

Il ressort de la Figure.IV.12(A) que, avec l'augmentation de la concentration des solutions d'agents tensioactifs cationiques, les angles de contact sur la surface de quartz augmentent d'abord, puis diminuent légèrement jusqu'à atteindre une valeur stable. Cela est dû à l'interaction entre l'agent tensioactif et la surface de quartz, laquelle est chargée négativement et peut attirer les agents tensioactifs cationiques par attraction électrostatique. Lorsque la concentration est faible, les molécules d'agents tensioactifs ont tendance à former une monocouche [33], et les groupes hydrophobes sont orientés vers la phase aqueuse, rendant la surface de quartz plus mouillée par l'huile. Avec l'augmentation de la concentration, l'adsorption de l'agent tensioactif tend à former une structure en double couche, et les groupes hydrophobes de la deuxième couche sont orientés vers les mêmes groupes hydrophobes de la couche inférieure, laissant les groupes polaires face à la phase aqueuse, ce qui fait diminuer la valeur de l'angle de contact.

La Figure.IV.12(B) montre les angles de contact des agents tensioactifs anioniques sur la surface de quartz mouillée par l'eau. Étant donné qu'il y a une répulsion électrostatique entre les molécules d'agents tensioactifs négativement chargées et la surface de quartz, l'agent tensioactif ne peut s'adsorber sur la surface que par des forces de Van der Waals et des effets hydrophobes. Son effet sur l'angle de contact du quartz mouillable à l'eau est négligeable.

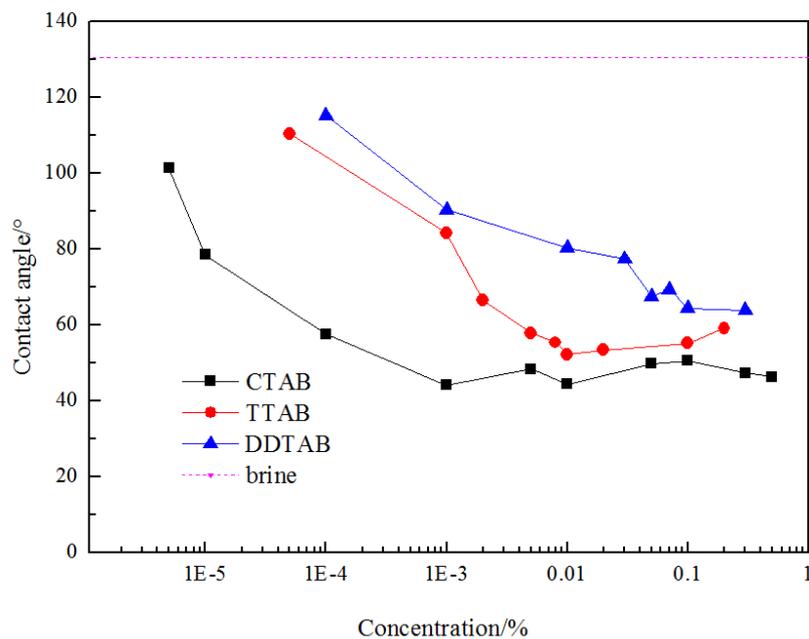
Les angles de contact des tensioactifs non ioniques sur une surface de quartz hydrophile ont été mesurés et les résultats sont présentés dans la Figure.IV.12(C). Les tensioactifs non ioniques ne peuvent pas s'ioniser dans l'eau, donc l'attraction électrostatique peut être négligée. Lorsque la concentration de tensioactif est faible, les molécules de tensioactif non ionique s'adsorbent

sur la surface solide par la force de Van der Waals ou par liaison hydrogène, et les molécules s'agrègent de manière aléatoire sur la surface de silice, maintenant ainsi une forte mouillabilité par l'eau. Avec l'augmentation de la concentration, les molécules ont tendance à s'aligner verticalement sur la surface, et les groupes polaires sont orientés vers la surface solide, laissant les groupes hydrophobes dans l'eau. Lorsque la concentration du tensioactif continue d'augmenter, une double couche d'adsorption de tensioactif se forme et l'angle de contact commence à diminuer.

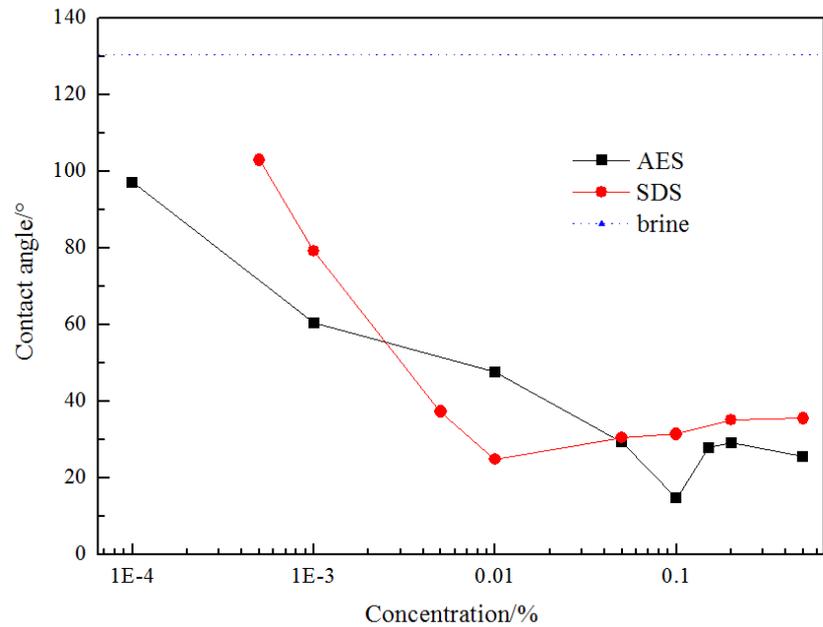
#### IV.2.2. Effets des tensioactifs sur l'altération de la mouillabilité de plaques de quartz mouillant à l'huile :

Les plaques de quartz sèches et propres ont été trempées pendant 3 jours dans un mélange de 20 % de n-heptane/pétrole brut afin de rendre la surface hydrophobe. Lorsque le pétrole brut est dilué par le n-heptane, ce dernier peut rompre le colloïde entourant les asphaltènes, permettant ainsi aux asphaltènes de s'associer pour former des agrégats plus importants. Ces agrégats précipitent ensuite et s'adsorbent sur la surface de quartz pour la rendre hydrophobe [34].

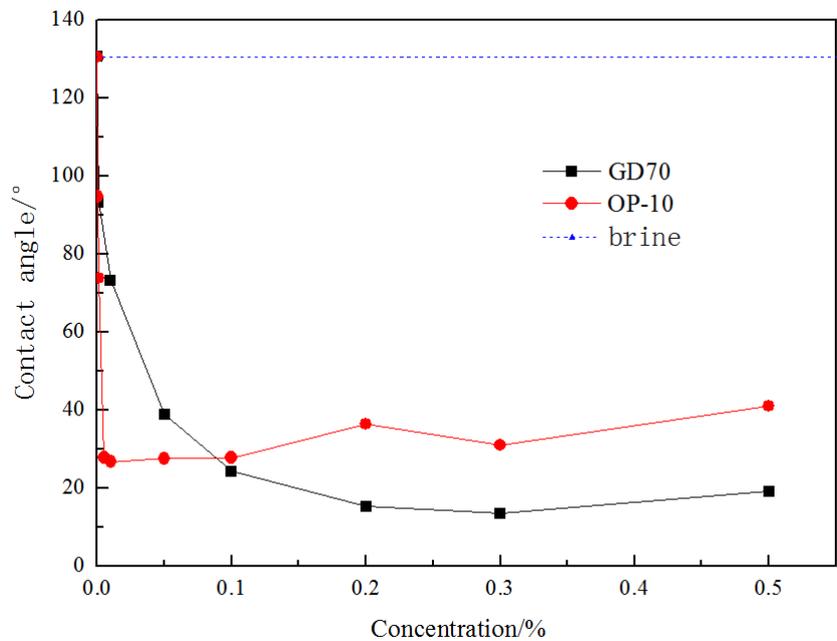
##### A) Tensioactifs cationiques



### B) Tensioactifs anioniques



### C) Tensioactifs non-ioniques



**Figure.IV.13 : Variation de l'angle de contact sur une surface de quartz mouillable à l'huile sous l'effet des différents tensioactifs [32]**

La Figure.IV.13(A) présente les angles de contact des tensioactifs cationiques sur la surface de quartz hydrophobe. On peut en conclure que l'angle de contact de la solution de tensioactif est beaucoup plus faible que celui de la saumure, ce qui indique que les tensioactifs cationiques peuvent transformer la surface hydrophobe en surface hydrophile avec une concentration très faible de tensioactif. Avec l'augmentation de la concentration de tensioactif, les angles de contact diminuent tous et, à des concentrations élevées, les angles de contact se situent dans la

plage de 55 à 80°. Le tensioactif cationique peut s'adsorber sur la surface de quartz par attraction électrostatique, et les molécules de tensioactif peuvent également former une paire d'ions avec un composant polaire, tel que l'asphaltène. Ensuite, la paire d'ions peut se détacher de la surface de silice, ce qui fait diminuer la valeur de l'angle de contact.

La Figure.IV.13(B) et la Figure.IV.13(C) montrent les angles de contact des tensioactifs anioniques et non ioniques sur la surface de quartz hydrophobe. Avec l'augmentation de la concentration de tensioactif, les angles de contact diminuent et la surface hydrophobe devient fortement hydrophile avec une faible concentration de tensioactif. Cela est dû à l'attraction entre les groupes hydrophobes des molécules de tensioactif et le composant polaire du pétrole brut. Les tensioactifs s'adsorbent sur la surface en raison de cette interaction et, avec l'augmentation de la concentration, la couche d'adsorption devient plus compacte, ce qui rend la surface plus hydrophobe.

#### IV. 3. Conclusions :

- Pour les plaques de quartz mouillées par l'eau, les angles de contact des différents agents tensioactifs restent dans le rang mouillable à l'eau, et l'agent tensioactif cationique présente l'angle de contact le plus élevé parmi les trois types ; pour les surfaces de quartz mouillées par le pétrole.
- L'agent tensioactif peut modifier l'état de mouillabilité par le pétrole en état de mouillabilité par l'eau avec une concentration d'agent tensioactif très faible.
- La force électrostatique, la force hydrophobe et l'attraction entre l'agent tensioactif et les composants polaires du pétrole brut sont des interactions clés dans le processus de modification de la mouillabilité.

# Conclusions Générales

L'étude d'injections des agents tensioactifs comme une méthode chimique de récupération améliorée, a mis en évidence l'importance et le potentiel de cette technique pour augmenter le taux de récupération. La recherche bibliographique a mis en lumière les différents types des tensioactifs, leur propriétés et applications, ainsi que leur techniques d'injection.

L'étude expérimentale nous ont permis de conclure que :

- Le tensioactif anionique a prouvé son efficacité à améliorer la de récupération avec les carottes de calcite et quartz pour un taux de 66% et 93% respectivement, et à réduire la saturation en huile résiduelle à 36,6% et 8,5%.
- Le meilleur résultat avec la carotte de dolomite était avec le tensioactif non ionique pour une capacité de récupération de 67% et une  $S_{OR}$  réduit à 44.8%.
- La méthode d'injection de tensioactif est considérée comme l'une des techniques efficaces de récupération assistée par produits chimiques au cours des dernières décennies, car elle a la capacité potentielle de modifier la mouillabilité et de réduire la tension interfaciale entre l'eau et l'huile ce qui facilite la mobilité d'huile piégé.
- La composition de la roche a une influence majeure sur la mouillabilité et la mobilité de l'huile dans les réservoirs. Par conséquent, reconnaître les minéraux présents dans le réservoir et leur comportement par rapport au système pétrole brut/eau de formation/roche (COBR) est un paramètre essentiel dans les processus de récupération assistée par produits chimiques (EOR).

## ❖ Recommandations

Compte tenu de l'importance des tensioactifs sur l'altération de la mouillabilité reconnue comme un mécanisme de récupération d'huile résiduelle, l'amélioration des performances des tensioactifs et l'augmentations de taux de récupération des hydrocarbures nécessite :

- L'utilisation des tensioactifs avec les polymères pour assurer une récupération efficace de récupération d'huile piégé.
- Des études sur la compatibilité des tensioactifs avec les roche réservoirs (minéralogie).
- Mettre en compte les mécanismes d'adsorptions à la surface des roches réservoirs pour le choix des tensioactifs adéquats.

# 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] J.P. Marty; « Progrès En Dermato-Allergologie », Dijon (2002).
- [4] Tadros.T.F; « Applied Surfactants, Principles and Applications », Wiley-VCH, (2005).
- [5] B. F. Greek; « Chemical & Engineering News »; (1990).
- [6] Muhammad Sagir, Muhammad Mushtaq, M. Suleman Tahir, Muhammad Bilal Tahir, Abdul Ravoof Shaik; « Surfactants for Enhanced Oil Recovery Applications »; (2020).
- [7] Thomas COCHARD; « Injection de tensioactif pour la récupération assistée du pétrole : implication sur les lois régissant les écoulements eau-hydrocarbure-tensioactif en milieu poreux »; (2017).
- [8] Farn.R.J « Chemistry and Technology of Surfactants », Wiley-Blackwell, (2006).
- [9] Myers.D « Surfaces, Interfaces and Colloids. Principles and Applications », Wiley-VCH (1999).
- [10] C.Chinenye Emegwalu. Enhanced Oil Recovery: Surfactant flooding as a possibility for the Norne E-Segment. Reservoir Engineering specialization project, (2009).
- [11] Nakama Kishi Kasei.Y and Co., «Surfactant », Cosmetic science and technology, (2017) Pages 231-244
- [12] British Petroleum statistical review of world energy 2006.  
<http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do>.
- [13] Greaser, G. R., and Ortiz J. R., “New Thermal Recovery Technology and Technology Transfer for Successful Heavy Oil Development,” SPE 69731, 12-14 March 2001.
- [14]. Lake, L. W., “Enhanced Oil Recovery“, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1989.
- [15]. Aoudia M, Al-Shibli M. N, Al-Kassimi L. H, Al-Maamari S. R, Al-Bemani A “Novel Surfactants for Low Interfacial Tension in a Wide Range of Surfactant Concentration and Temperature“. Journal of Surfactants and Detergents 9(3): 293, 2006.
- [16] M. Baviere. Basic Concepts in Enhanced Oil Recovery Processes. Kluwer Academic Publishers, Septembre (1991).
- [17] J-L.SALAGER. Interfaces Rhéologie ET Procédés, Surfactifs types et usages, Laboratoire de Formulations, LOS ANDES, Méridia-Vénézuéla (2002).

- [18] B.Howard. Petroleum Engineering Handbook. Richardson, TX, U.S.A. (1987).
- [19] J. J. Sheng, Modern Chemical Enhanced Oil Recovery : Theories and Practice. Elsevier, 2011, p. 650.
- [20] J. C. Lopez and J. Salager, Microemulsion - Background, new concepts, applications, perspectives, Blackwell . 2008.
- [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, (2007).
- [23] V. Vladimir, Adsorption en Silica Surfaces; surfactant science, DAVVDOV Department of Chemistry, M. V.Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia.
- [24] Golabi E, Seyedeyn Azad F, Ayatollahi S, et al. (2012) Experimental study of wettability alteration of limestone rock from oil wet to water wet by applying various surfactants. SPE Heavy Oil Conference Canada. Society of Petroleum Engineers.
- [25] Ahmadi MA, Shadizadeh SR. Experimental investigation of adsorption of a new nonionic surfactant on carbonate minerals. Fuel 2013;104:462–7.
- [26] Ullah M, Ali M, Hamid SBA. Surfactant-assisted ball milling: a novel route to novel materials with controlled nanostructure-a review. Rev Adv Mater Sci 2014;37.
- [27] Deymeh H, Shadizadeh S, Motafakkerfard R. Experimental investigation of Seidlitzia rosmarinus effect on oil–water interfacial tension: usable for chemical enhanced oil recovery. Scientia Iranica 2012;19:1661–4.
- [28] Peters E. (2012) Advanced Petrophysics: Volume 2: Dispersion, Interfacial Phenomena. Wettability, Capillarity/Capillary Pressure, Relative Permeability.
- [29] Buckley J, Liu Y. Some mechanisms of crude oil/brine/solid interactions. J Petrol Sci Eng 1998;20:155–60.
- [30] Zhang R, Qin N, Peng L, et al. Wettability alteration by trimeric cationic surfactant at water-wet/oil-wet mica mineral surfaces. Appl Surf Sci 2012;258:7943–9.
- [31] Hamid Esfandyari, Seyed Reza Shadizadeh,, Feridun Esmaeilzadeh, Afshin Davarpanah. Implications of anionic and natural surfactants to measure wettability alteration in EOR processes. Fuel 278 (2020) 118392.
- [32] Ziyuan Qi, Yefei Wang , Haiyang Yu, and Xiaoli Xu; Study on Wettability Alteration of Quartz Surface by Surfactants. China University of Petroleum (East China), Shandong, China (20140)
- [33] L.Zhang ,Z.Wang., Z.Li, et al. Langmuir, 2010, 26(24): 18834-18840.
- [34] J.Buckley. Oil & Gas Science and Technology, 1998, 53(3): 303-312.