



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET
POPULAIRE MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
Université Kasdi Merbah d'Ouargla

N° d'ordre :

N° de série :

Faculté Des Hydrocarbures Des Energies Renouvelables Et Des
Sciences De La Terre Et Univers

Mémoire De Fin D'étude

En vue de l'obtention du diplôme de:

MASTER

DEPARTEMENT DE PRODUCTION

Spécialité : Production académique

Option : Production académique

Thème

**Etude de la rétention de surfactant par la
roche réservoir lors du Micellar/Polymer
flooding**

Réalisé par :

M^{elles} ZIANI SAMIA et BARKAT HANANE

Soutenu publiquement : Le : 22/05/2016

Devant le jury composé de:

Mme. BOUDJEMA Souheyla

Présidente

U.K.M, Ouargla

Mr. REMITA Abderaouf

Examinateur

U.K.M, Ouargla

Mr. LEBTAHI Hamid

Encadreur

U.K.M, Ouargla

Année universitaire : 2015-2016



Remerciements



Nos remerciements s'adressent premièrement et avant tout à Allah tout puissant, qui nous a aidé à réaliser ce travail, et pour sa grâce tout au long de notre vie professionnelle et personnelle.

*Nous voudrions exprimer nos remerciements à monsieur **Lebtahi Hamid**, pour notre encadrement, son aide, ses orientations, ses conseils au cours de cette période et pour son large soutien et le temps bénéfique qu'il nous a consacré. Pour la réalisation de cette étude.*

*Nos sincères remerciements sont adressés à **M^{elle} Maetala Djamila et M^{elle} Leila Bekka, au Dr Hamouda** et surtout à **Mr. Abderaouf** pour tous ces efforts ces encouragements fournis durant ce travail.*

Nos remerciements s'adressent Bien sûr à tous les enseignants du Département de Production pétrolière de l'université de Ouargla, sans oublier tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail ; Bref, un grand merci à tous...



M^{elles}

ZIANI SAMIA ET

BARKAT HANNANE

DEDICACES



Je dédie ce modeste travail à mes grands-parents ; que DIEU le tout puissant ait leur âmes et les accueille en son vaste paradis.

Ma pieuse grande mère que dieu la protège et la garde pour moi.

Chers parents Abdelkader et Yamina, à qui je souhaite une très longue vie, pleine de joie, de bonheur et de prospérité.

A mes très chers parents à qui, je devrai toute la reconnaissance, pour tous ce qu'ils ont fait et donné pour moi, depuis ma naissance, jusqu'à ce que je puisse atteindre ce niveau-là, mes sœurs et frères de la famille «Ziani», Naima, Fadila, Amel, Mohamed, Hassni, Chourouk et surtout Mébirouk Kacem. Et sans oublier les amies et camarades avec lesquels j'avais partagé des moments inoubliables.

ZIANI SAMIA

Dédicace

Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail:

A ma très chère mère Malika, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mon très cher père Salah, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A mon adorable sœur : Safa Manar

A mes chers frères : sief eddin; abderrahim; abdelwahabe; mohamed

A toute personne qui porte le nom Barkat.

A Tous ceux que j'aime et je respecte

Barkat Hanane



Résumé:

Parmi les méthodes de Récupération Tertiaire du Pétrole (Tertiary Oil Recovery « TOR »), il en existe une, dite chimique, qui fait appel à des fluides complexes tel que le tensioactif de type (TDS) qui permet de modifier la viscosité et une réduction drastique de la tension interfaciale (IFT) et d'augmenter ainsi la récupération d'huile au champ de Hassi Messaoud.

L'objectif de ce travail est d'étudier l'écoulement d'une solution de Micellar / Polymer (injection de MP) en milieu poreux, dans le but de déterminer son éventuel utilisation dans la TOR. Il s'agit d'une caractérisation en milieu poreux à l'échelle du laboratoire, utilisant des milieux poreux naturels, de façon à se placer dans un cadre d'étude le plus réaliste possible. Cette étude se divise en quatre parties:

- Détermination de la formulation de tensioactif.
- Choix de la roche réservoir candidat.
- Evaluation de l'adsorption en milieu poreux à partir l'injection de tensioactif.
- Extrapolation de la roche réservoir de la zone 7 à HMD.

Les résultats de cette étude sont comparés avec des expériences de références utilisant des techniques classiques de récupération assistée d'huile par les surfactants, puis prédire de cette efficacité.

Les mots clés:

Tensioactif TDS – Micellaire / Polymère MP – Milieu poreux – Roche modèle.

Abstract:

Among all the Tertiary Oil Recovery (TOR) methods it exist one say chemical, require the use of complex fluids like surfactant type (TDS). Those fluids present particular chemical and mechanical properties allowing modifying viscosity and decreases interfacial tension to increase oil recovery. Adsorption behavior on sandstone rock and used to improve oil recovery to field Hassi Messaoud.

The goal of this experimental work is to study the flow Micellar / Polymer (MP Flooding) solutions to porous medium in order to determine its ability to flow and displace oil in place. It consists in a characterization at laboratory scale. We will use natural porous media in order to close to a realistic situation. This is divided in four parts:

- Détermination of formulation surfactant.
- Choice rock reservoir candidate.
- Evaluation of adsorption to medium porous from a surfactant injection.
- Extrapolation a rock reservoir of area 7 to HMD.

The results of this work are compared to standard reference experiments using classical techniques of Enhanced Oil Recovery through the surfactant injection, and then predict this efficiency.

Keywords:

TDS Surfactant – Micellar / Polymer – Medium porous – Rock model.

TABLE DES MATIÈRES

Remerciement	II
Dédicace	III
Résumé.....	IV
Table des matières.....	VI
Liste des figures	X
Liste des tableaux	XII
Liste des singles et abréviations	XIII
Introduction générale	1

CHAPITRE I: GENERALITES SUR LE CHAMP HASSI MESSAOUD

I.1 Présentation du champ de Hassi Messaoud.....	3
I.1.1 Situation géographique	3
I.1.2 Aperçu géologique.....	3
I.1.2.1 Description de drain et subdivisions du réservoir.....	4
I.2 Problèmes d'exploitation du champ.....	5
I.3 Présentation de la zone.....	6
I.3.1 Description structurelle du réservoir de la zone.....	6
I.3.2 Caractéristiques des fluides du réservoir de la zone.....	6
a) Caractéristiques de l'huile.....	6
b) Caractéristiques du gaz.....	6
c) Caractéristiques de l'eau du gisement.....	6
I.3.3 Historique de la production.....	7
I.3.4 Historique de l'injection d'eau.....	7

CHAPITRE II: NOTIONS GENERALES DE LA RECUPERATION DU PETROLE

II.1 Introduction.....	8
II.2 Les mécanismes de drainage de la roche réservoir.....	8
II.2.1 Drainage naturel.....	9

II.2.2 Drainage assisté.....	9
II.2.3 Drainage amélioré.....	9
II.3 Le piégeage d'une goutte dans un milieu poreux	10
II.3.1 L'échelle du pore.....	10
II.3.1.1 Déplacement d'une gouttelette avec un fluide totalement non miscible.....	10
A) Origine des forces capillaire: " Mouillabilité – angle de contact ".....	11
B) Les forces capillaires dans le milieu poreux.....	11
C) Nombre capillaire, rapport de viscosité.....	14
D) La perméabilité relative.....	15
II.3.1.2 Déplacement de l'huile par un fluide totalement miscible.....	16
II.3.1.3 Déplacement de l'huile par un fluide partiellement miscible.....	16
II.3.2 L'échelle du réservoir.....	16
II.4 L'influence de diminution des pressions capillaires sur la mobilisation d'huile.....	16
II.4.1 La loi de darcy en milieu poreux.....	16
II.4.2 La mobilité dans le milieu poreux.....	17
II.4.2.1 Effet de la mobilité sur la récupération du pétrole.....	17
II.5 Classification des procédés de récupération tertiaire d'huile.....	18
II.6 Injection	21

CHAPITRE III: LA TECHNIQUE D'INJECTION DE

III.1 Introduction.....	22
III.2 Chimie des produits tensioactifs.....	22
III.2.1 Structure.....	23
III.2.2 Classification.....	23
III.3 Chimie des produits polymères.....	25
III.4 La récupération tertiaire par surfactants.....	26
III.4.1 L'injection de surfactant par " MP Flooding".....	26
A. Preflush.....	26
B.MP Slug.....	26
C. Mobility Buffer.....	26
D. Freshwater Buffer.....	27
E. Chase Water.....	27

III.4.2 Les solutions tensioactives.....	27
III.4.3 Le comportement de la phase huile / saumure / tensioactif (Surfactant Brine Oil Phase Behavior).....	28
III.4.4 Le Comportement de la Phase et IFT.....	29
III.4.5 La génération des conditions optimales pour le déplacement MP.....	30
III.4.6 La rétention de Surfactant.....	30

CHAPITRE IV : THEORIE DE RETENTION DES SURFACTANTS PAR LA ROCHE RESERVOIR

IV.1 Généralité sur l'adsorption.....	31
IV.2 la rétention à l'interface solide-liquide	32
IV.2.1 Les facteurs influant sur la surface solide/liquide.....	32
IV.2.2 Mécanismes d'adsorption et d'agrégation.....	33
IV.3 La rétention des tensioactifs.....	33

CHAPITRE V : CHOIX DE LA ROCHE CANDIDAT

V.1 La récupération tertiaire par l'injection de surfactant à HMD.....	34
V.1.1 Objectifs de l'étude.....	34
V.1.2 Les tests chimiques sur la roche réservoir au laboratoire.....	34
a) Tests de mesure.....	34
b) Préparation des fluide.....	34
c) Sélection d'un réservoir candidat.....	34

CHAPITRE VI : EVALUATION DE LA RTENTION DE SURFACTANT PAR LA ROCHE RESERVOIR DE LA ZONE 7 A "HMD"

VI.1 Introduction.....	36
VI.2 Caractérisation et préparation des fluides et des carottes	36
VI.2.1 Préparation de tensioatif, KCl et les échantillons d'huile.....	36
VI.2.2 Les caractéristiques pétrophysiques de la roche de HMD.....	37
VI. 3 Mode opératoire.....	37

VI.3.1 Le matériel utilisé « montage expérimentale ».....	37
VI.3.2 Le Protocol expérimental des tests.....	38
a- Le test d'adsorption dynamique.....	38
b - Le test d'influence de salinité sur l'adsorption.....	38
c - Le test d'influence de pH sur adsorption.....	38
d- Le test d'évaluation du taux de récupération.....	38
VI.4 Le plan de recherche.....	39
VI.5 Traitement des données.....	39
VI.5.1 description de logiciel	39
VI.5.2 Les informations nécessaires	39
VI.5.1 Les résultats.....	41
VI.5.2 Les interprétations.....	44
Conclusion	
Références et bibliographies	
Annexes	

Liste des Figures

Figure I.1 : Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud.....	3
Figure I.2 : Carte structurale du réservoir de Hassi-Messaoud [2].....	5
Figure I.3 : Présentation de la zone 7.....	6
Figure I.4: La production cumulée de la zone 7.....	7
Figure II.1: Profil de la récupération d'un réservoir Conventionnel [5].....	8
Figure II.2:Une gouttelette d'huile à l'échelle du pore.....	10
FigureII.3: Les forces capillaires.....	10
Figure II.4: Trois surfaces avec différentes mouillabilités. (a) water-wet ($\theta < 90^\circ$), (b) oil-wet ($\theta > 90^\circ$), et (c) neutral-wet ($\theta = 90^\circ$).....	11
Figure II.5: Modèle de doublet de pore	13
Figure II.6: Modèle de snap-off.....	13
Figure II.7: Courbe de désaturation.....	15
Figure II.8: Déplacement d'huile à travers un réservoir a deux couches.....	18
Figure II.9: Classification des procédés TOR [10].....	19
FigureIII.1: Schéma d'injection chimique pour l'huile piégée dans le réservoir [11].....	18
Figure III.2 : Représentation d'un surfactant et des liaisons d'hydrogène.....	20
FigureIII.3: Représentation schématique du sulfonate commercial dans l'industrie pétrolière.....	20
Figure III.4: Schéma d'un polymère réticulé.....	21
Figure III.5: La technique d'injection de surfactant à la récupération assistée [17].....	23
Figure III.6 : La technique d'injection de surfactant à la récupération assistée [18].....	24
FigureIII.7: Courbe de micellisation et détermination de la concentration micellaire critique [19].....	25
Figure III.8: Les types de diagrammes ternaires pour les systèmes tensioactif / eau /huile...	27
Figure III.9 : Représentation de l'IFT et le taux de solubilisation [20].....	28
Figure IV.1 : Représentation du phénomène de l'adsorption.....	30
Figure IV.2 : Schéma de déroulement de la rétention.....	31
	33

2^{ème} partie : Résultats expérimentaux

Figure VI.1 : Montage expérimental de teste d'adsorption –sketch of Flooding rig-.....	37
Figure VI.2 : Schéma superficielle de réservoir par le module 7spot" ou le réservoir composée à des mailles et blockgrides.....	40
Figure VI.3 : Le réservoir simulé par la technique de 18 acer regular 7spot model.....	41
Figure VI.4: L'adsorption en fonction de la concentration du surfactant.....	42
Figure VI.5: L'adsorption en fonction de la salinité du surfactant.....	42
FigureVI.6 : L'adsorption de surfactant en fonction de pH.....	43
FigureVI.7: Le taux de récupération en fonction de volume injecté du surfactant " avec et pas de rétention".....	43
Figure VI.8: La saturation résiduelle en fonction du logarithme du nombre capillaire.....	44

Liste des tableaux

Tableau II.1: Représente une gouttelette de fluide et examinons les forces de contact en Présence.....	10
Tableau II.2: Représente les différentes méthodes de la récupération [9].....	20
Tableau III.1 : Représentation de la classification des surfactants [14].....	24
Tableau VI.1: Représentation des constituants du gaz recombinaé.....	37
Tableau VI.2: Caractéristiques pétrophysiques de roche réservoir d’HMD.....	37
Tableau VI.3: Propriété de la roche et le fluide pour le teste de corefloode.....	39
Tableau VI.4: Core M1 flood design.....	40
Tableau VI.5: La composition de la saumure.....	40

Liste des Sigles et Abréviations

<i>Symboles</i>	<i>Signification</i>
S	Le coefficient de s'étalement
r	Le rayon du tube capillaire
θ	L'angle de mouillage
$\gamma_{(o,w)}$	La tension interfaciale eau/ huile
Nc	Le nombre capillaire
μ_w	La viscosité de l'eau (fluide déplaçant)
R_m	La réduction de mobilité
v	La vitesse de Darcy dans la phase aqueuse
γ_{ow}	La tension interfaciale entre l'huile et l'eau
$K_{ri}(S_i)$	La perméabilité relative de la phase i
S_i	Une saturation de phase i
K	La perméabilité de référence
K_{rw}	La perméabilité relative à l'eau
S_{or}	La saturation d'huile résiduelle
K_{ro}	La perméabilité à l'huile
S_{wi}	La saturation d'eau irréductible
K	La perméabilité absolue
μ	La viscosité
Φ	Le potentiel d'écoulement
ρ	La masse volumique du fluide
g	Est l'accélération de la pesanteur
D	La profondeur par rapport à une certaine donnée
λ_i	La mobilité de chaque phase i
μ_d, μ_h	Les viscosités du fluide déplaçant
K_d, K_h	Les perméabilités de fluides déplaçant
M	Mobilité
R	Le rapport entre les interactions des molécules de surfactant et de l'huile et d'eau
A	Interaction moléculaire par unité d'aire interfaciale
E, H, S	Indices se référant respectivement à l'Eau, à l'Huile et Surfactant.
F_{mo}	Le paramètre de solubilisation entre les phases de la microémulsion-oléique
F_{mw}	Le paramètre des phases d'une microémulsion aqueuse
V_o, V_w, V_s	Sont les fractions de volume d'huile, saumure, tensioactif dans la phase de microémulsion
σ_{mo}, σ_{mw}	Les tensions interfaciales entre microémulsion et les phases d'huile et l'eau

INTRODUCTION GENERALE

Introduction:

La récupération tertiaire d'huile (TOR) est de plus en plus appliquée dans l'industrie pétrolière et plusieurs technologies ont émergé durant cette dernière décennie dans le but d'optimiser la récupération d'huile après l'application des méthodes de récupération conventionnelle.

L'injection de tensioactif est une technique chimique «TOR», dans laquelle le comportement d'une phase à l'intérieur du réservoir peut être manipulé. L'ensemble des systèmes de tensioactifs / l'huile brut peut créer des microémulsions à l'interface entre huile brut et l'eau, ainsi la réduction de tension interfaciale (IFT) à ultra-basse (0.001 mN/m), à partir de la variation de la concentration de tensioactif. Par conséquent l'huile résiduelle sera mobilisée dans la récupération tertiaire.

Cependant, cette technologie «TOR» est influencée par un nombre de facteurs, tel que la rétention de tensioactif à la roche pendant l'injection.

Les tensioactifs doivent être résistants et actifs aux conditions de réservoir tel que les salinités, température. Ils doivent réduire les forces capillaires. Les tensioactifs contribuent à l'augmentation de nombre capillaire par une viscosité élevée de fluide déplaçant tel que l'eau, selon une vitesse favorable de la solution aqueuse Micellar / Polymer (MP flooding) au-delà la saturation d'huile résiduelle sera minimale et petite quand le tensioactif perd son efficacité, et si la viscosité d'huile était plus élevée le polymère va augmenter la viscosité d'eau injectée μ_w , puis balayer le maximum de cette huile piégée ; dont le but d'accroître le potentiel de production du pétrole.

Dans ce présent travail, on s'intéresse à l'étude du phénomène de la rétention des surfactants par la roche réservoir de la couche Ra dans Inter drain de la zone 7 du gisement de Hassi Messaoud (HMD) en vue de les rendre ajustables aux données expérimentales.

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

Dans le premier chapitre intitulé «Notions générales sur la récupération du pétrole» sont présentées des généralités sur les techniques de récupération du pétrole. Cela concerne les différents mécanismes de drainage du pétrole et l'importance de la connaissance de la théorie de piégeage de la gouttelette d'huile dans le milieu poreux et leur impact sur la production du pétrole et le choix de la technique de récupération.

Le chapitre II constitue une partie essentielle de notre étude. Il a mis l'accent sur la technique expérimentale d'injection des surfactants.

Introduction générale

Dans les chapitres III et IV, qui constituent la partie la plus importante dans ce mémoire, on trouve les données de base de cette étude de zone 7 à Hassi Messaoud où sera choisi le réservoir candidat pour appliquer la technique d'injection ainsi que le détail de la procédure de test au laboratoire.

Le dernier chapitre est consacré aux discussions des résultats de la rétention de réservoir et l'estimation des valeurs de taux de récupération avec les changements des différentes conditions. On achève ce manuscrit par une conclusion générale.

A decorative border resembling a scroll, with a red outline and grey circular accents at the corners and along the left edge.

CHAPITRE I

***GENERALITE SUR LE CHAMP
DE HASSI MASSEOUD***

pétrophysiques (fissuration, dissolution etc...), comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, la création de matrices de petits grains, la création des barrières imperméable etc...). Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique Nord orientale qui, de par sa superficie et ses réserves constitue la plus grande province petro- gazière en Algérie.

1.1.2.1 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 sédiment logiquement de bas en haut de la Zone I (drains: D1, ID, D2), Zone II (D3), Zone III (D4).

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

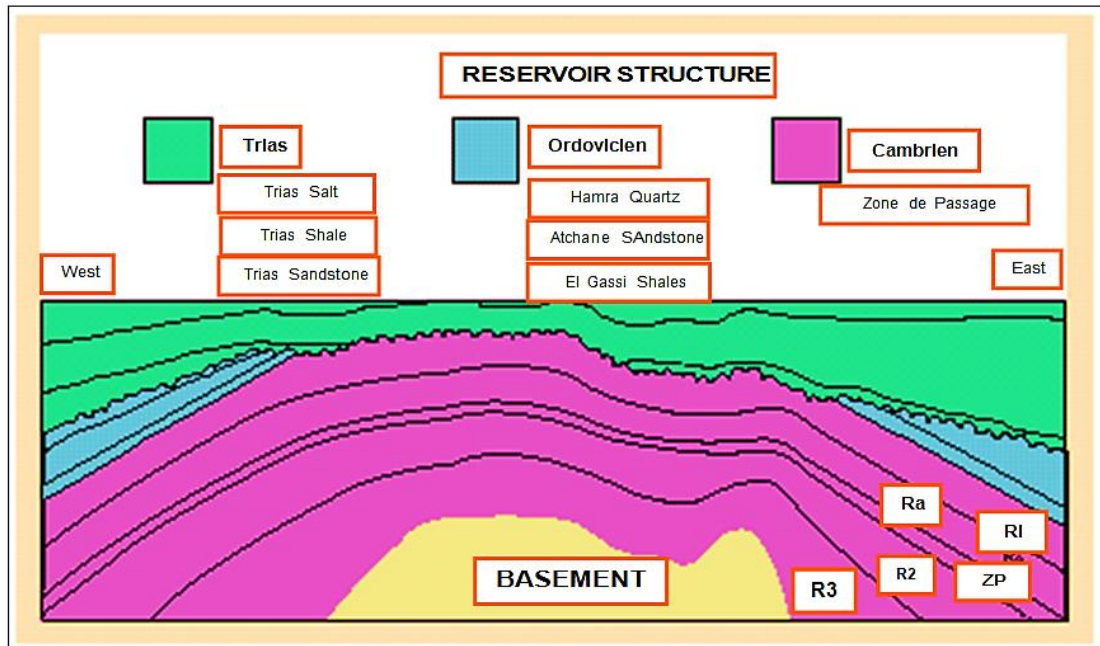


Figure I.2 : Carte structurale du réservoir de Hassi-Messaoud [2]

I.2 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 [3].

I.3 Présentation de la zone 7 :

Cette zone (notre secteur d'étude) est située au Nord-Ouest du champ, dans la partie centrale extrême nord de l'anticlinal, où l'effet de la discordance hercynienne (érosion) est très sévère. Elle est limitée au Sud par les zones 2 et 6, à l'Est par la zone 8 et à l'Ouest elle est voisine de la zone 4 dont elle est séparée par une faille qui passe entre les puits OMO252 pour la zone 7 et OMO16 pour la zone 4.

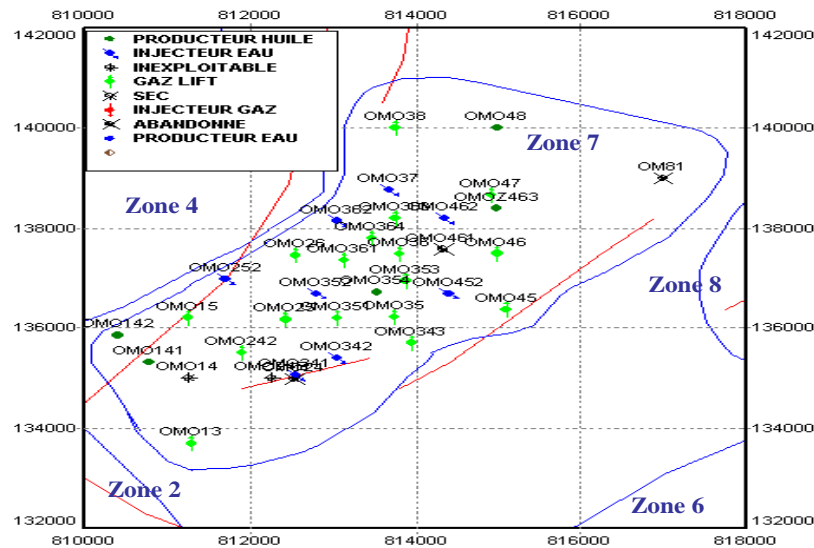


Figure I.3 : Présentation de la zone 7

I.3.1 Description structurale du réservoir de la zone :

Le centre de la zone 7 se présente structurellement comme un monoclinale de pente Nord-est, Sud-ouest, les deux failles principales, délimitant ce centre ont sensiblement la même direction. Les puits produisent à partir du Ra qui est le seul niveau possédant les caractéristiques pétrophysiques qui permettant la production.

I.3.2 Caractéristiques des fluides du réservoir de la zone 7 :

a) Caractéristiques de l'huile :

La pression de saturation moyenne dans la zone est de l'ordre 175 kg/cm^2 , à cette pression, l'huile a les caractéristiques suivantes :

- Facteur volumétrique est de $2.01375 \text{ m}^3/\text{m}^3$.
- Rapport gaz /huile dissolution est de $234 \text{ m}^3/\text{m}^3$.
- Viscosité de l'huile est de 0.2235 cp .
- La densité de l'huile dans les conditions de stockage est de 0.8.

b) Caractéristiques du gaz :

A la pression de saturation moyenne de la zone (175 kg/cm^2), le gaz se caractérise par :

- Coefficient de compressibilité du gaz est $Z=0.8$.
- La viscosité est de 0.0233 cpo .
- Densité relative du gaz à la densité de l'air est 0.70.

c) Caractéristiques de l'eau du gisement :

La salinité de l'eau de gisement est très riche en sel (350 g/l) originellement en place dans le réservoir. Dans les conditions de gisement (482 kgf/cm^2 et de 120°C).

Cette eau a une viscosité de 0.45 cp . En conditions de stockage, sa densité est de 1.12

Avec les résultats d'analyse des carottes disponibles des puits de la zone, quelques valeurs de perméabilités peuvent être déterminées et puis une valeur moyenne de toute la zone qu'est de l'ordre de 3.4 mD, mais de 10 mD médian dans la roche candidat, ce qu'est comparable à la valeur moyenne mesurée sur l'ensemble du champ et qu'est de 2.5 mD.

1.3.3 Historique de la production :

On constate une augmentation de la production annuelle de 2166 Stm³ à 37250, due au forage de plusieurs puits (4 puits producteurs). Pendant ces années, la pression moyenne du gisement chutait d'environ 15 kg/cm² par an. Durant la période (1993 – 2006) on pratique l'injection d'eau depuis avril 1993 qui permet le balayage d'une partie des réserves encore en place et l'augmentation de la récupération, plusieurs puits sont mis en production, la production cumulée est de 37.9556 Millions de Stm³, la pression de gisement et égale à 178kg/cm². La percée d'eau dans cette zone a commencé à partir de l'année 1996.

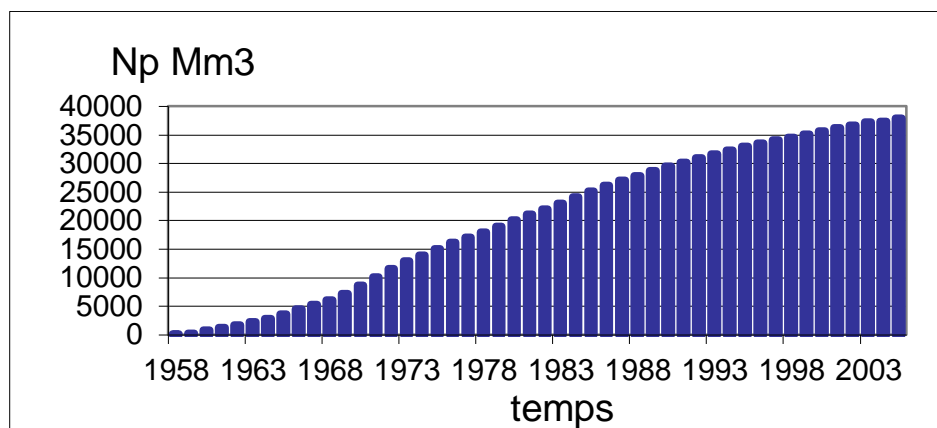


Figure I.4: La production cumulée de la zone 7

1.3.4 Historique de l'injection d'eau :

L'injection d'eau qui est considérée comme mode de récupération secondaire est utilisée à Hassi Messaoud depuis une vingtaine d'année. Elle permet le balayage d'une partie des réserves encore en place, l'augmentation de la récupération, et aussi la stabilisation de la pression.

L'injection d'eau dans cette zone a débuté en avril 1993. Les quatre puits OMO342, OMO252, OMO452, OMO362 ont été mis en injection de 1993 à 1995. Cette injection a pour conséquence la percée d'eau dans les puits producteurs d'huile. Cette percée a une influence importante sur la production par la diminution du débit d'huile et la dégradation de la capacité d'écoulement.

CHAPITRE II

NOTIONS GENERALES SUR LA RECUPERATION DU PETROLE

II.1 Introduction:

La récupération de pétrole peut être divisée en trois étapes tels que : les récupérations primaire, secondaire et tertiaire. La pression du fluide présente dans le réservoir est le plus souvent supérieure à la pression hydrostatique. Ainsi, l'huile remonte naturellement à la surface grâce au puits producteur. Cette récupération qui ne fait intervenir que la différence de pression est appelée **récupération primaire** de 5 à 30% d'huile présente initialement dans le gisement (OOIP) [4].

L'huile est récupérée donc la pression dans le réservoir chute avec la production d'huile. Dans tout le réservoir, la production donne à la fois de l'huile, de l'eau et du gaz.

La récupération secondaire (Improved Oil Recovery (IOR)) qui consiste à injecter un autre fluide, de manière à maintenir la pression dans le réservoir et ainsi produire plus d'huile. L'injection d'eau ou de gaz aux grands gisements est distribuée sur tout le réservoir, celle-ci déplace l'huile vers les puits de production. La récupération secondaire atteint ses limites lorsque la proportion d'eau est supérieure à celle de l'huile au niveau du mélange récupéré, de 20 à 35 % de l'OOIP. Les récupérations primaires et secondaires ne permettant de récupérer dans le meilleur des cas que jusqu'à 60% de l'huile contenue dans les réservoirs, une troisième phase peut être déployée afin de tenter de récupérer une partie de l'huile restant dans le réservoir [4].

Il s'agit de la **récupération tertiaire** ou récupération assistée (RAP) ; (Enhanced Oil Recovery (EOR)) où il existe différentes techniques de récupération tertiaire. Elles visent à récupérer de l'huile à des endroits qui n'ont pas été balayés par le fluide déplaçant (ce qui est toujours le cas avec le gaz).

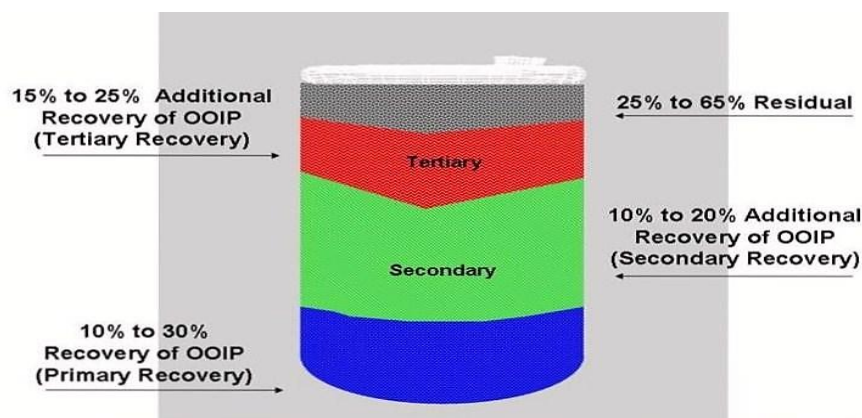


Figure II.1: Profil de la récupération d'un réservoir Conventionnel [5]

II.2 Les mécanismes de drainage de la roche réservoir:

Drainer le pétrole d'une roche profonde nécessite moins de moyens et d'énergie que

D'extraire un solide comme le charbon du sous-sol. Le drainage est contrôlé par la mobilité du fluide dans le réseau de pores et par les mécanismes assurant une pression de refoulement.

II.2.1 Drainage naturel :

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

II.2.2 Drainage assisté : La méthode d'injection de fluides utilisée pour pousser l'huile, quand la pression devient trop basse, voire même dès le début de l'exploitation pour accélérer la production. Dans tous les cas cette méthode est affectée par le risque d'instabilité hydrodynamique du front. Ce phénomène arrive d'autant plus fréquemment que la mobilité de l'huile est inférieure à celle du fluide déplaçant (ce qui est toujours le cas avec le gaz). Les hétérogénéités de la roche (fractures actives, couches très perméables) et la zone de dépression créée par le puits favorisent aussi ces instabilités qui amènent ainsi le fluide déplaçant dans le puits au lieu de l'huile. Les forces de gravité et de capillarité réduisent par contre ces instabilités. Un paramètre crucial est le débit d'injection. Les modèles et l'expérience montrent que la stabilité (le taux de récupération), sont améliorés en réduisant ce débit. C'est à dire qu'il est nécessaire de modérer la production afin de récupérer plus de pétrole à long terme. Les phénomènes capillaires peuvent aider à l'expulsion de l'huile des zones de roche peu perméables si l'eau mouille préférentiellement les parois. Mais le front d'eau dans les parties perméables adjacentes (où les phénomènes capillaires sont faibles) ne doit pas progressé trop vite sinon le pétrole ne pourra pas s'évacuer, de par sa faible mobilité dans l'eau.

II.2.3 Drainage amélioré : « modification des caractéristiques des fluides »

Ces méthodes consistent à modifier une des caractéristiques physiques des fluides (viscosité, tension de surface, densité...) du pétrole pour l'extraire plus facilement. Une des méthodes consiste à dissoudre dans le pétrole des gaz miscibles (C_2H_6 ou CO_2) pour le rendre plus fluide. L'injection avec l'eau de surfactants ou de polymères c'est t-à-dire la réduction de la tension de surface de l'eau avec le pétrole. Il existe aussi les méthodes de récupération thermiques [6].

II.3 Le piégeage d'une goutte dans un milieu poreux :

Après les opérations de récupération conventionnelle qui vont contribuer à récupérer l'huile "mobilisable" dans le réservoir, une certaine quantité d'huile résiduelle reste piégée dans La roche par des effets capillaires.

II.3.1 L'échelle du pore :

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

II.3.1.1 Déplacement d'une gouttelette avec un fluide totalement non miscible :

Considérons une zone de l'espace poral délimitée par une ligne. Elle est soumise à différentes forces, la force de gravité s'exerçant sur le volume de la gouttelette et les forces de contact s'exerçant le long de ligne de contact.

Tableau II.1: Représente une gouttelette de fluide et examinons les forces de contact en présence

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

Figure II.2: Une gouttelette d'huile à l'échelle du pore

Figure II.3: Les forces capillaires

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

A) Origine des forces capillaires: " Mouillabilité – angle de contact "

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

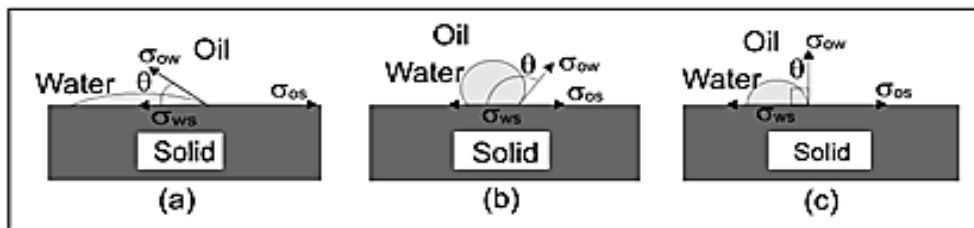


Figure II.4: Trois surfaces avec différentes mouillabilités. (a) water-wet ($\theta < 90^\circ$), (b) oil-wet ($\theta > 90^\circ$), et (c) neutral-wet ($\theta = 90^\circ$)

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

$$S = \gamma\sigma\beta_1 - (\gamma\sigma\beta_2 + \gamma\beta_1\beta_2) \quad (\text{II.1})$$

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

B) Les forces capillaires dans le milieu poreux :

➤ La pression capillaire :

La **pression capillaire**, notée P_c , est définie comme la différence de pression existant entre la phase non-mouillante (la phase d'huile) et la phase mouillante (la phase

d'eau) d'une interface à l'équilibre. À partir d'un tube capillaire mouillable à l'eau de rayon r contenant de l'huile et de l'eau, l'application de l'équation de Laplace.

$$P_c = P_1 - P_2 = \frac{2\gamma \cos\theta}{r} \quad (\text{II.2})$$

Où r est le rayon du tube capillaire et θ est l'angle de mouillage.

permet d'obtenir la relation :

$$P_c = P_o - P_w = \frac{2\gamma_{(o,w)} \cos\theta}{r} \quad (\text{II.3})$$

Où $\gamma_{(o,w)}$ est la tension interfaciale eau/ huile et θ l'angle de mouillage. La distribution des fluides au niveau du pore est donc gouvernée par les forces capillaires.

Le fluide mouillant tend à remplir les pores les plus fins tandis que le fluide non-mouillant tend à remplir les pores les plus gros (Les phénomènes capillaires sont des phénomènes de surface à l'intérieur du pore). La pression capillaire est proportionnelle à la tension interfaciale et inversement proportionnelle à la taille des rayons de pores.

➤ **Phénomènes capillaires-tension interfaciale:**

Le déséquilibre d'une attraction des molécules de l'interface dans le volume est à l'origine les **forces de surface** à l'interface non-miscibles (fluide-fluide) est de la **tension interfaciale**, qui peut être modifié par la température, la salinité, etc. Les interfaces fluides-solides sont à l'origine des forces d'adsorption et de répulsion.

Les valeurs des forces capillaires par unités de surface représentent les tensions interfaciales γ_{1s} , γ_{2s} et γ_{12} . A l'équilibre, ces tensions satisfont l'équation de Young :

$$\gamma_{1s} + \gamma_{12} \cos \theta = \gamma_{2s} \quad (\text{II.4})$$

Où θ est l'angle de contact (pris dans la phase fluide 1). Lorsque ce dernier est inférieur à $\pi/2$, le fluide 1 est mouillant au solide et le fluide 2 est non mouillant. A l'échelle du pore, les forces capillaires sont largement majoritaires et gouvernent la distribution des fluides. La phase mouillante (par exemple l'eau) occupe les zones étroites tandis que la phase non mouillante (par exemple l'huile) occupe préférentiellement les pores de grande taille.

Le modèle du doublet de pore :

Le modèle du doublet de pore ou le snap-off de piégeage (Voir figure II.5), permet d'illustrer des différences de sections transversales le long de l'écoulement possibles. Le doublet est constitué de deux pores parallèles l'un plus large que l'autre et dont les entrées et sorties sont connectées. Dans le cas où les forces capillaires sont négligeables, la vitesse d'avancée du front est supérieure dans le gros pore et le piégeage de l'huile dans le pore fin.

Par contre, dans le cas où les forces capillaires sont dominantes, la vitesse d'avancée est plus grande dans le pore fin et le piégeage de la phase non mouillante à lieu dans le pore le plus large.

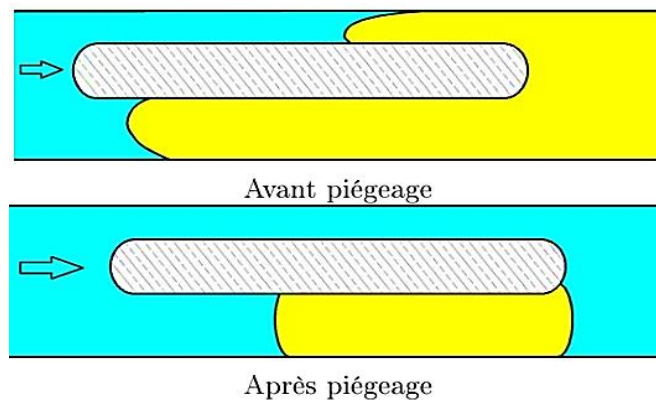


Figure II.5: Modèle de doublet de pore

Considérons une nappe d'huile poussée à travers un étranglement. Si la force appliquée est insuffisante pour le passage de l'huile, celle-ci se divise en gouttes qui restent piégées à l'intérieur du pore et l'eau les contourne (voir figure II.6). Si le fluide totalement non miscible, l'huile non balayée et n'est pas piégée définitivement car elle s'écoule avec une vitesse très faible (la composition de l'écoulement n'est pas uniforme), ainsi que le phénomène de diffusion-dispersion permet le transfert de l'huile des zones de faibles à fortes vitesses.

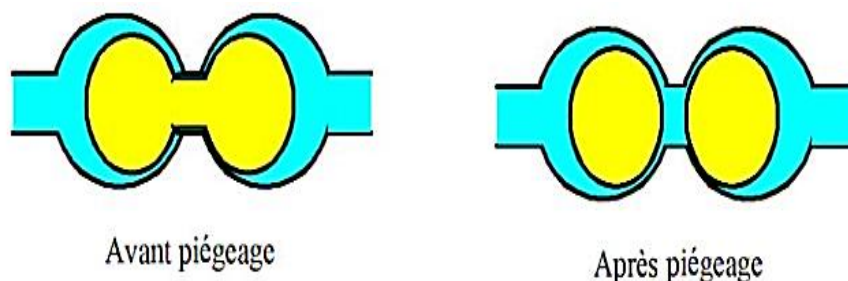


Figure II.6: Modèle de snap-off

Les trois situations décrites ci-dessus ne sont que des modèles simplifiés. Le piégeage dans un milieu réel est une combinaison de trois mécanismes de piégeage qui conduisant directement aux notions de saturations résiduelles et irréductible et le nombre capillaire, décrites au-dessous.

C) Nombre capillaire, rapport de viscosité :

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

$$N_c = \frac{\mu_w \cdot R_m \cdot v}{\gamma_{ow}} \quad (\text{II.3})$$

Avec :

N_c : le nombre capillaire.

μ_w : la viscosité de l'eau (fluide déplaçant).

R_m : la réduction de mobilité ($R_m = 1$ lorsqu'aucun polymère n'est pas utilisé).

v : La vitesse de Darcy dans la phase aqueuse.

γ_{ow} : la tension interfaciale entre l'huile et l'eau (qui varie en fonction de la concentration en tensioactif).

Lorsque $N_c \ll 1$, les effets capillaires dominent les forces visqueuses. Lors des opérations classiques de récupération de l'huile, la valeur de N_c peut être modifiée en changeant la valeur de la viscosité, par l'utilisation par exemple de tensioactifs en réduisant la tension interfaciale [8]. Les différentes forces mises en jeu à l'échelle du pore jouent un rôle dans l'efficacité de la production de pétrole, via le nombre capillaire. Ainsi, selon les roches, il advient que plus le nombre capillaire est élevé, plus la saturation résiduelle en huile diminue, signifie que plus la production augmente. Comme le montre la courbe de désaturation de la figure II.7. Sur cette figure, on voit que la saturation résiduelle en huile commence à descendre que lorsque le nombre capillaire est de l'ordre de 10^{-5} et qu'elle tend vers zéro lorsque le nombre capillaire est de l'ordre de 10^2 .

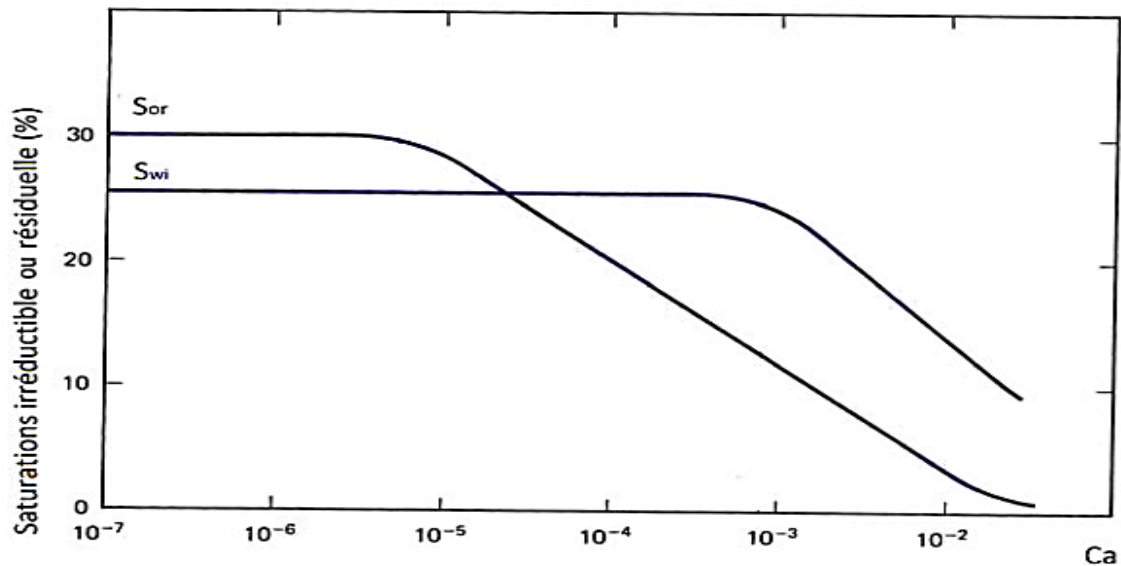


Figure II.7: Courbe de désaturation

D) La perméabilité relative :

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

$$K_{ri}(S_i) = \frac{K_i(S_i)}{K} \quad (\text{II.5})$$

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

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

Si un milieu poreux est mouillable à l'eau, alors l'eau s'écoule à travers un réseau de pores de petites tailles, donc de faible perméabilité, tandis que l'huile, ne pouvant pas accéder aux petits pores, circule au centre des gros pores constituant un réseau de forte perméabilité. C'est pourquoi pour un tel milieu, la perméabilité relative à l'huile à la saturation irréductible à l'eau est toujours supérieure à la perméabilité relative à l'eau la saturation résiduelle en huile. L'allure des courbes de perméabilités relatives est donnée par la figure (II.7) [9]. Les courbes de perméabilités relatives qui peuvent être obtenues expérimentalement par des méthodes stationnaires ou instationnaires. On observe que la perméabilité relative à l'eau K_{rw} augmente lorsque la saturation en huile diminue, jusqu'à une valeur maximale atteinte pour la saturation résiduelle en huile S_{or} . Dans le même temps, la perméabilité relative à l'huile K_{ro} diminue jusqu'à s'annuler (voir l'annexe A).

II.3.1.2 Déplacement de l'huile par un fluide totalement miscible:

Les fluides déplaçant et déplacé ne forment qu'une seule phase dont la vitesse varie en fonction de la position. Elle est maximale au centre des pores et vers zéro le long de la surface des grains. Ainsi, le fluide déplaçant se déplace plus vite au centre des gros pores et L'huile non balayée reste dans les petits pores et le long des parois.

II.3.1.3 Déplacement de l'huile par un fluide partiellement miscible:

Les gouttes d'huile peuvent rester piégées à cause des forces capillaires. Cependant, des échanges peuvent être se dérouler entre l'interface des gouttes piégées et le fluide déplaçant en écoulement, donc c'est un effet sur la récupération d'huile. En effet, les composants passant de l'huile vers le fluide déplaçant sont déplacés, tandis que les composants passant de fluide déplaçant vers les gouttes d'huile piégées, augmentent leur volume et réduisent la viscosité et abaissent la tension interfaciale, ce qui aide leur remobilisation.

II.3.2 L'échelle du réservoir:

A cette échelle les forces de gravité et la distribution de pertes de charge sont essentielles alors on peut les négliger à l'échelle du pore. Au cours de l'exploitation du réservoir, il est courant que lors de la percée du fluide déplaçant au puits producteur, une bonne partie de l'huile en place est piégée et si le déplacement continue, elle est lentement poussée vers le puits producteur. Au niveau de ceci la proportion du fluide déplaçant augmente avec le temps, ce qui rend l'exploitation du réservoir de moins en moins rentable.

II.4 L'influence de diminution des pressions capillaires sur la mobilisation d'huile:

Pour savoir l'influence de diminution des pressions capillaire sur la mobilisation d'huile nous discutons alors sur la loi de darcy en milieu poreux.

II.4.1 La loi de darcy en milieu poreux:

Le débit superficiel u donné par l'équation de Darcy:

$$\vec{u} = -\frac{\vec{k}}{\mu} \cdot \nabla \Phi$$

(II.6)

Où k : la perméabilité absolue, μ viscosité, Φ le potentiel d'écoulement, qui est défini comme l'équation suivante :

$$\Phi = p - g \int_{D_0}^D \rho dD$$

(II.7)

Où ρ : la masse volumique du fluide, g : est l'accélération de la pesanteur, D : la profondeur par rapport à une certaine donnée tel que le niveau moyen de la mer.

L'équation de Darcy peut être dérivée de l'équation de Navier-Stokes pour les fluides newtoniens en négligeant les termes d'inertie.

L'équation de Darcy est une équation macroscopique à l'origine dérivée pour un flux de phase. Quand il est appliqué à l'écoulement polyphasique, certains problèmes se poseraient. La pression capillaire entre deux phases différentes entraîne des différences dans leurs gradients locaux de pression. Aussi, la perméabilité de chaque phase dépend de la saturation locale de fluide. Pour décrire correctement le flux multi-phase, nous devons tenir compte de ces effets dans l'équation de Darcy (Voir annexe B).

II.4.2 La mobilité dans le milieu poreux:

Elle représente la fluidité d'une phase à s'écouler dans un milieu poreux particulier, par une l'équation.

$$\lambda_i = \frac{K_{ri}(S_i)}{\mu_i} \quad (\text{II.8})$$

Avec: λ_i la mobilité de chaque phase i , qui est définie comme la relation entre la perméabilité relative et la viscosité du fluide.

Lors de l'injection du fluide déplaçant, on peut définir un rapport de mobilité :

$$M = \frac{\lambda_d}{\lambda_h} = \frac{K_d \mu_h}{K_h \mu_d} \quad (\text{II.9})$$

Dans cette équation, μ_d et μ_h sont les viscosités du fluide déplaçant et de l'huile et K_d et K_h les perméabilités de ces fluides. Les rapports $\lambda_d = K_d / \mu_d$ et $\lambda_h = K_h / \mu_h$ sont les mobilités du fluide déplaçant et de l'huile. Les hétérogénéités du réservoir peuvent aussi avoir une incidence sur la vitesse de déplacement des deux fluides. L'effet des hétérogénéités est amplifié lorsque le rapport de mobilité M est supérieur à 1. Considérons le modèle de réservoir à deux couches présenté à la figure II.8. La couche du bas étant de plus vite dans celle-ci. Si, en plus la mobilité du fluide déplaçant est plus grande que celle de l'huile, l'écoulement dans la couche de forte perméabilité est rendu d'autant plus facile.

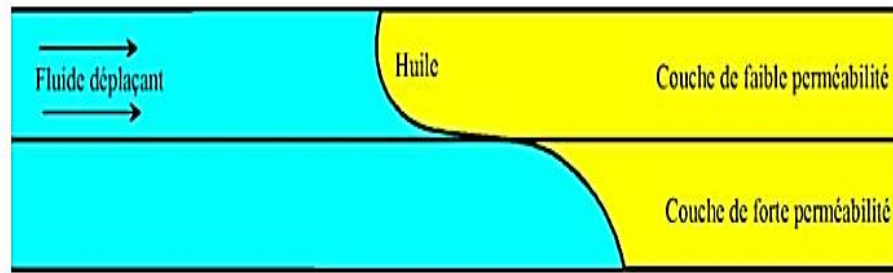


Figure II.8: déplacement d'huile à travers un réservoir a deux couches

II.4.2.1 Effet de la mobilité sur la récupération du pétrole :

Dans le domaine de la récupération améliorée, les processus de récupération sont caractérisés en fonction du ratio de mobilité M .

Si M est inférieur ou égal à 1, la phase plus « lente » est celle qui déplace l'autre, ce qui permet un balayage efficace et donc une récupération importante, si la phase qui déplace est plus « rapide » ($M > 1$), le phénomène de digitation visqueuse apparaît et rend le balayage inefficace, menant à une récupération très faible.

II.5 Classification des procédés de récupération tertiaire d'huile:

En récupération assistée, il existe des méthodes permettant d'agir sur l'efficacité de balayage à grande échelle.

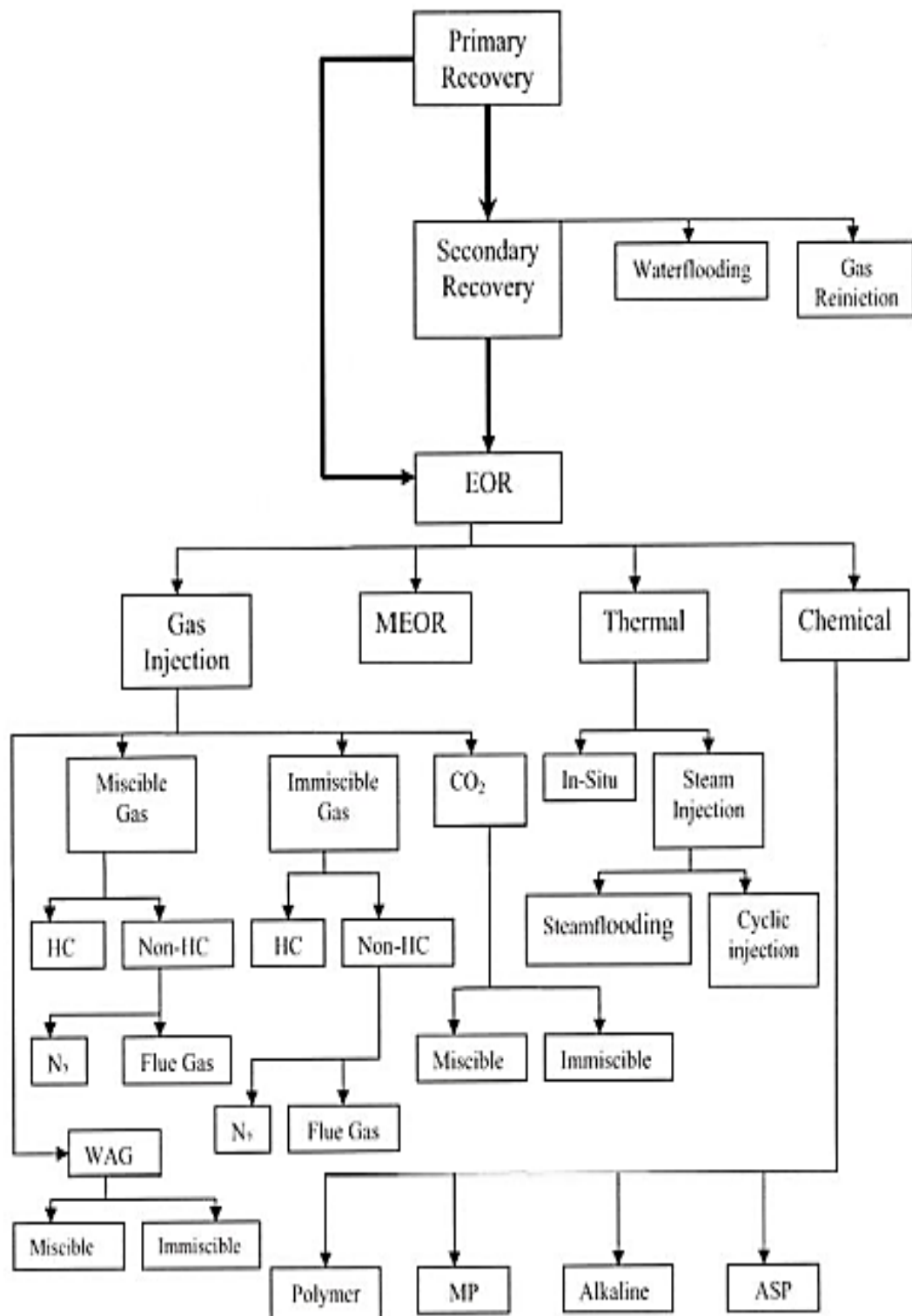


Figure II.9: Classification des procédés TOR [10]

Tableau II.2: Représente les différentes méthodes de la récupération [11]

Procédé	Types	Principe
Procédés Miscibles	Gaz naturel enrichi	Diminuer la viscosité d'huile brut par réduction de la tension interfaciale entre le fluide injecté et l'huile brut à partir de gravité médium du gaz miscible de minimiser le piégeage d'huile dans les pores de la roches par les forces capillaires ou de surfaces
	Azote, N ₂	
	Dioxyde du carbone CO ₂	
	WAG	
Injection Chimique (chemical flooding)	Alcalines	débutant par solution de carbonate de sodium, améliore la récupération d'huile par l'utilisation dans situ les tensioactifs produisent à partir la réaction de alcaline et organique naturel qui elle est utilisée pour les huiles conventionnelles, est limitée due à ratio d'inversement de la mobilité entre les phases d'eau et huile
	Polymères	Le polymère est additionner aux résultats de l'eau injectée dans la viscosité de l'eau et la réduction dans relative perméabilité de l'eau, il est favorable dans les réservoirs quand la viscosité d'huile est élevée
	Surfactants	De récupérer l'huile résiduelle piégée par la capillarité après l'injection d'eau, huile peut être mobile à la tension interfaciale diminue entre l'eau et l'huile
	ASP	Combinaison d'alcaline et surfactants et l'injection du polymère auquel les trois fluides doivent être mélangés et les injectés comme un seul slug

Récupération Thermique	Combustion in-situ: Toe-to-Heel Air Injection (THAI)	Les méthodes de récupération thermiques basées sur la fluidification du pétrole par chauffage, utilisés pour réduire les forces retenir responsable de piéger l'huile de haute viscosités et basse gravité API (huile lourde), et l'efficacité de récupération assistée
	Steam-based thermal recovery processes : -Cyclic Steam Simulation (CSS), Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD)	
	Solvent based Tertiary resources: Thermal solvent, VAPEX , Hybrid (steam solvent) and co-injection processes	
Procédé bactérien : Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR)		Repose sur les microbes fermenter hydrocarbures et produire des sous-produits tels que bio-surfactants et le dioxyde de carbone qui contribuent à remplacer le pétrole de même manière que dans les procédés de RAH classiques. La croissance bactérienne se produit à un rythme exponentiel, donc tensioactifs sont produits rapidement

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

II.6 Injection:

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



CHAPITRE III

***LA TECHNIQUE D'INJECTION
DE SURFACTANTS***

III.1 Introduction :

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

- La réduction de mobilité de l'agent de déplacement "méthode de contrôle de la mobilité".
- La réduction de la tension interfaciale du mélange huile / eau.

L'injection micellar /polymer (MP flooding) été utilisée aux effets d'altération de la mouillabilité.

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

La diminution de l'IFT doit être maintenue au déplacement du front mobile dans l'ordre de mobiliser l'huile piégée par les forces capillaires. La stabilité de tensioactif aux conditions de réservoir est aussi nécessaire pour un procédé de déplacement réussi [12].

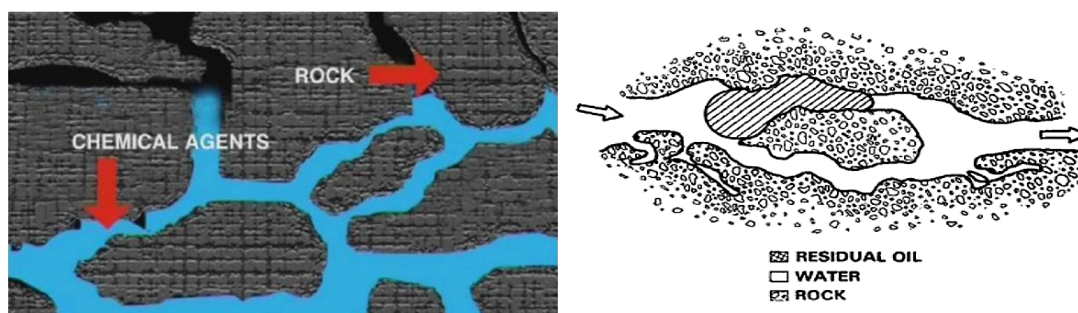


Figure III.1: Schéma d'injection chimique pour l'huile piégée dans le réservoir [13]

III.2 Chimie des produits tensioactifs :

Les tensioactifs, que l'on appelle aussi, agents de surface, surfactifs ; les anglosaxons utilisent le mot "surfactant"(surface-active-agent) pour désigner une substance qui possède une activité interfaciale (l'énergie libre de Gibbs), amphiphiles (du grec amphi « des deux côtés », « Philos » l'amitié et l'affinité) ; au point de vue physico-chimique comme une dualité polaire-apolaire.

Ceux sont des molécules aux propriétés spécifiques : détergente, mouillante, et solubilisant dans l'eau, ayant la propriété de se concentrer, de s'agréger aux interfaces entre l'eau et d'autres substances peu solubles dans l'eau [14].

III.2.1 Structure :

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

A) La partie **hydrophile** (tête), polaire qui contient des hétéroatomes comme O, S, P, ou N, qui se trouvent dans des groupes alcool, acide, sulfate, sulfonâtes, phosphate, amine; qui forme des liaisons électrostatiques avec l'hydrogène de ces molécules.

B) La partie **hydrophobe** (Queue), apolaire ou peu polaire qui est en général un groupe de chaîne hydrocarbonée de type alkyle* ou alkyl benzène donc non ramifiée ou fluor carbonée contient de 8-18 atomes de carbone, et qui peut contenir éventuellement des atomes d'halogène et même des atomes d'oxygène [15].

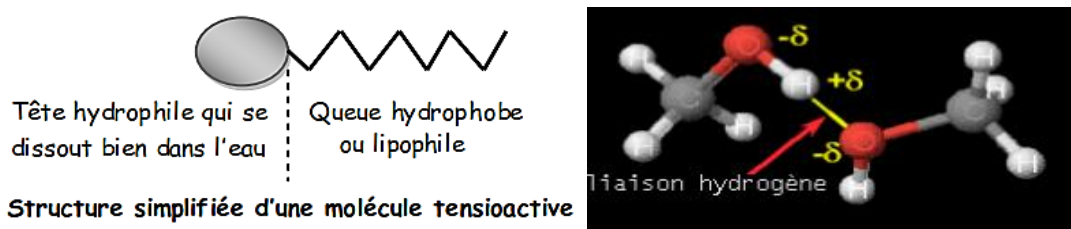


Figure III.2 : Représentation d'un surfactant et des liaisons d'hydrogène

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

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

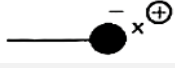

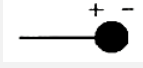
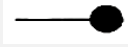


Figure III.3 : Représentation du sulfonate commercial dans l'industrie pétrolière

III.2.2 Classification :

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

Tableau III.1 : Représentation de la classification des surfactants [16]

Tensioactifs	Caractéristiques	Principales propriétés
<p>Anioniques</p> 	<p>La partie hydrophile du tensioactif est chargée négativement (Anion).</p> <p>Exemple : alkyl-benzène sulfonate (ABS) $R-C_6H_4-SO_3^-NH_4^+$ ($R=C_{10}$ à C_{13}), alcool sulfate $R-CH_2-O-SO_3^-NH_4^+$ ($R=C_{11}$ à C_{17}), Sulfates, Carboxylates, Phosphates</p>	<p>Les plus courants, peu onéreux, bons mouillants, représentent environ de 55% dans le monde. les plus communs dans l'EOR parce qu'ils sont de bons agents tensioactifs. Relativement résistant à la rétention.</p>
<p>Cationiques</p> 	<p>La partie hydrophile du tensioactif est chargée positivement, sont des composés azotés de type d'ammonium quaternaire.</p> <p>Exemple : chlorure-tétralkylammonium $R-N^+(CH_3)_4 Cl^-$ ($R=C_{16}$ à C_{18}) Pyridinium, Imidazolium</p>	<p>Peu mouillant, utilisable dans applications particulières. En peu d'utilité dans l'EOR parce qu'ils sont adsorbés fortement par les surfaces anioniques d'argiles interstitielles.</p>
<p>Amphotère : zwitterioniques</p> 	<p>La partie hydrophile du tensioactif a une charge nulle, les aminoacides, les phospholipides, certains insensibles au pH (pH acide type cationique ; pH élevé anionique).</p> <p>Exemple : Acide aminés substitués $R-N^+(CH_3)_2-CH_2-COO^-$ ($R=C_{12}$ à C_{18}), Aminocarboxylates</p>	<p>Bonne synergie avec les anioniques, bon mouillant, bon dispersant, utilisation limitée. Ne sont pas utilisés dans les EOR.</p>
<p>Non ioniques</p> 	<p>La partie hydrophile du tensioactif (ionise pas) n'a pas de charge comme alcool, phénol, ester, éther: alcoolethoxylates</p> <p>$R-CH_2-O-(CH_2-CH_2-O)_n-H$ ($R=C_{10}$ à C_{18}, $n=5-10$), alkylphénoéthoxylates $R-C_6H_4-O-(CH_2-CH_2-O)_n-H$, Alkyl- Alkyl-aryl Acyl, Acylamino-Acylaminepolyglycol ethers</p>	<p>l'importance industrielle un peu moins de 40% du total.</p>

Utilisation conjointe du surfactants :

- Anionique / cationique : impossible.
- Cationique/ non ionique: possible.
- Anionique/ non ionique: possible.

III.3 Chimie des produits polymères :

Les **polymères** sont des macromolécules résultant de la répétition d'un motif élémentaire appelé monomère. Les monomères sont reliés entre eux par des liaisons covalentes.



Lorsqu'ils ne sont constitués que d'un seul type de monomère ils sont appelés homopolymères. Lorsqu'il y a plusieurs types de monomères, on a affaire à des copolymères.

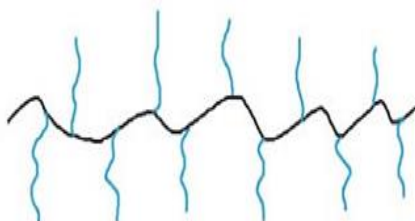


Figure III.4: Schéma d'un polymère réticulé

Les monomères ayant des fonctionnalités élevées offrent la possibilité de réaliser des polymères réticulés qui sont constitués d'une chaîne principale sur laquelle sont accrochées des chaînes plus courtes pouvant être identiques ou non (voir figure III.4).

III.4 La récupération tertiaire par surfactants :

Les tensioactifs sont utilisés en récupération assistée, afin d'agir à l'échelle du pore en réduisant la tension interfaciale entre l'huile et l'eau.

En récupération assistée, les solutions de tensioactifs sont injectées sur une durée relativement courte, de façon à avoir un bouchon de tensioactifs qui est balayé par une solution de polymère. Les interactions entre le fluide et la roche peuvent d'avoir des effets sur l'efficacité d'injection de tensioactifs.

Elles s'agissent de l'adsorption, des phénomènes capillaires, des échanges de cation et phénomène de précipitation-dissolution. Ces phénomènes peuvent affecter directement ou indirectement sur la rétention des molécules de tensioactifs et réduise l'efficacité de cette méthode.

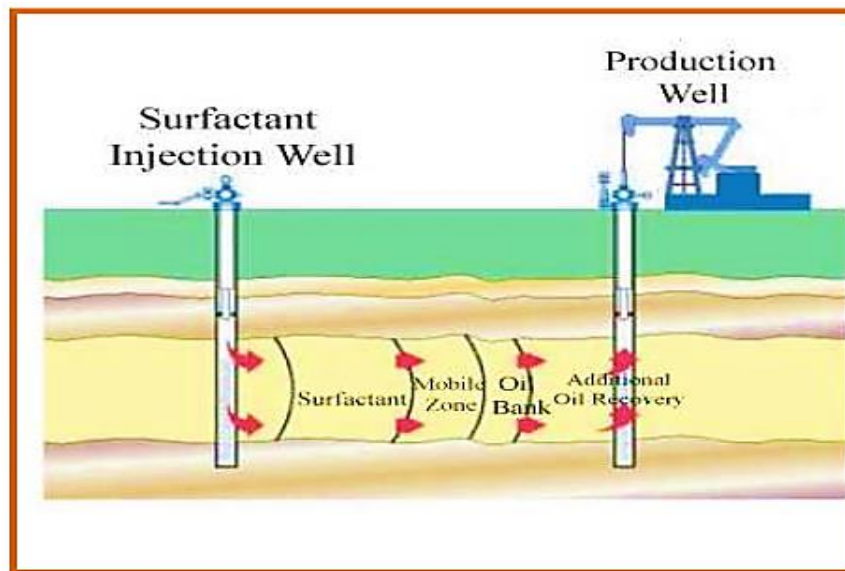


Figure III.5: La technique d'injection de surfactant à la récupération assistée [17]

III.4.1 L'injection de surfactant par "MP Flooding" :

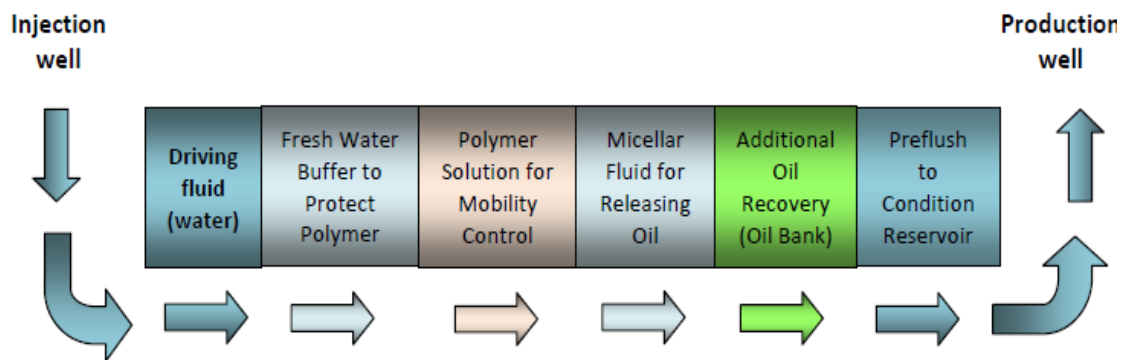


Figure III.6 : La technique d'injection de surfactant à la récupération assistée [18]

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

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

B. MP Slug : Ce volume allant de 5 à 40% de PV dans les applications sur le terrain.

Composition : Le surfactant primaire, a des concentrations allant de 1 à 20% vol.

(Co-surfactants, Alcools, Huile, polymère, Biocide, et l'oxygène charognard) sont généralement nécessaires pour une bonne récupération du pétrole.

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

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

E. Chase Water: Est utilisé tout simplement pour réduire les effets d'injection de polymère.

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

III.4.2 Les solutions tensioactives:

Si un tensioactif anionique est dissous dans l'eau salée, il se dissocie en un cation et un monomère. Lors de l'augmentation de la concentration de tensioactif, les portions lipophiles de ce dernier commencent à s'associer entre eux pour former des agrégats ou micelles contenant plusieurs monomères. La formation des micelles est représentée schématiquement sur la (figure III.7) et le tableau III.2 (Annexe C)

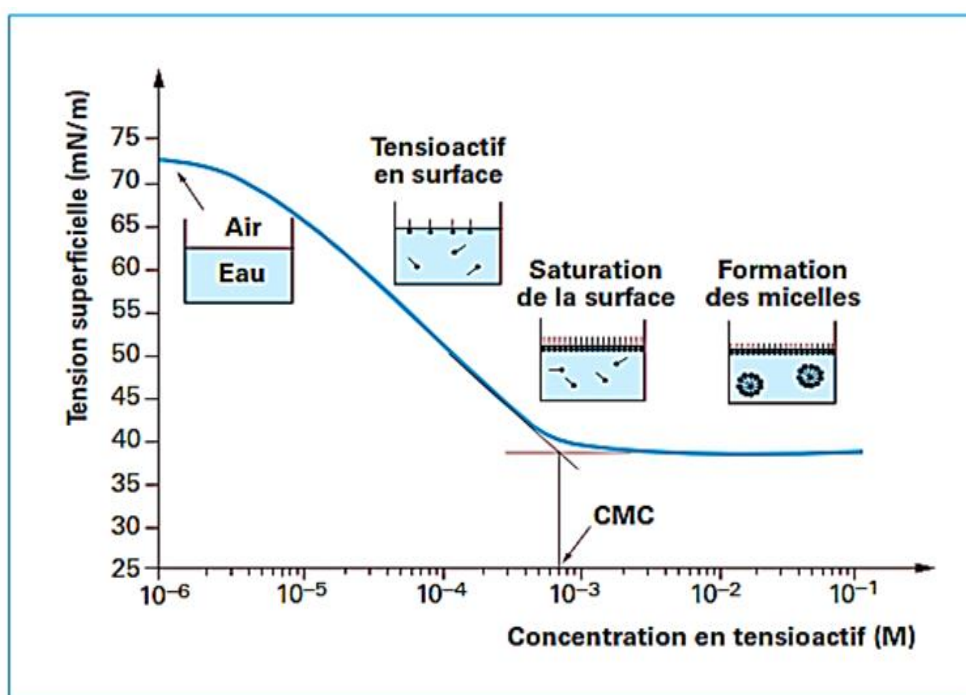


Figure III.7: Courbe de micellisation et détermination de la concentration micellaire critique CMC [19]

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

III.4.3 Le comportement de la phase huile / saumure / tensioactif (Surfactant Brine Oil Phase Behavior):

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

$$R = ASH/ASE \quad (III.1)$$

Avec: A: interaction moléculaire par unité d'aire interfaciale.

E, H, S: indices se référant respectivement à l'Eau, à l'Huile et Surfactant.

R: le rapport est supérieur, inférieur ou égal à l'unité, on obtient des diagrammes de phase caractéristiques appelés diagrammes de Winsor I, II ou III, représentés sur la figure III.7. À forte concentration en surfactant, on observe toujours une zone monophasique à laquelle on se réfère en parlant d'un comportement de type Winsor IV. Dans les cas idéalisés les diagrammes de Winsor, la zone monophasique s'étend jusqu'aux sommets E et H ; cela suppose que le surfactant soit complètement miscible à la fois avec l'eau et avec l'huile. Au voisinage du côté EH, on observe la présence d'une zone polyphasique (en général biphasique) s'étendant sur toute la largeur du diagramme, sauf lorsque les phases aqueuses et huileuses sont partiellement miscibles entre elles (c'est le cas représenté). Si l'on se déplace vers le haut du diagramme en ajoutant du surfactant, la largeur de la zone biphasique diminue, ce qui signifie que le surfactif rend l'eau et l'huile de plus en plus compatibles. À partir d'une certaine concentration en surfactant, comprise entre 10 % et 50 %, la zone polyphasique disparaître et le surfactant co-solubilise l'eau et l'huile sous forme d'une structure plus ou moins bien organisée. Dans les microémulsions ou des gels (zone monophasique), les lignes tracées dans la zone biphasique sont appelées lignes de conjugaison ou de partage. La ligne de partage passe par un certain point de la zone diphasique atteint la frontière binodale en deux points représentatifs de la composition des deux phases en équilibre. L'inclinaison des lignes de partage indique que la plus grande partie du surfactant se trouve dans l'eau dans le cas de Winsor I et dans l'huile dans le cas de Winsor II. Le cas du diagramme Winsor III, il existe une zone, inscrite dans un triangle, où le système se sépare en trois phases : une microémulsion (dont la composition correspond au sommet supérieur du triangle) contenant pratiquement tout le surfactant et deux autres phases constituées d'huile et d'eau pratiquement pures.

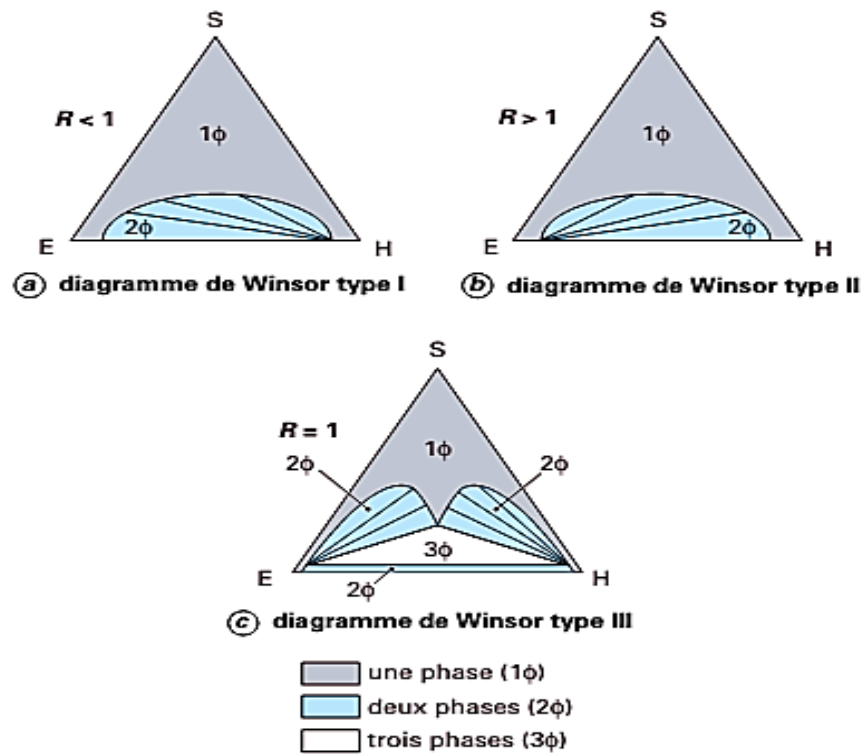


Figure III.8: Les types de diagrammes ternaires pour les systèmes tensioactif / eau / huile

III.4.4 Le comportement de la Phase et IFT :

La tension interfaciale a été corrélée directement avec le comportement de phase MP. La corrélation a été proposée à l'origine par Healy et Reed, théoriquement par Huh. La détermination de valeur de tension interfaciale basée sur l'étude des paramètres de solubilisation.

Les paramètres de solubilisation F_{mo} et F_{mw} entre les phases de la microémulsion-oléique et les phases d'une microémulsion aqueuse respectivement pour Type II et III sont définis par:

$$F_{mo} = V_o/V_s \quad (III.2)$$

$$F_{mw} = V_w/V_s \quad (III.3)$$

Soit V_o , V_w , et V_s , sont les fractions de volume d'huile, de la saumure et le tensioactif dans la phase de microémulsion, respectivement. Tous les trois quantités sont bien définies et continue.

Les tensions interfaciales entre les phases correspondantes, σ_{mo} et σ_{mw} sont des fonctions

seulement de F_{mo} et F_{mw} comme le montre Figure III.9.

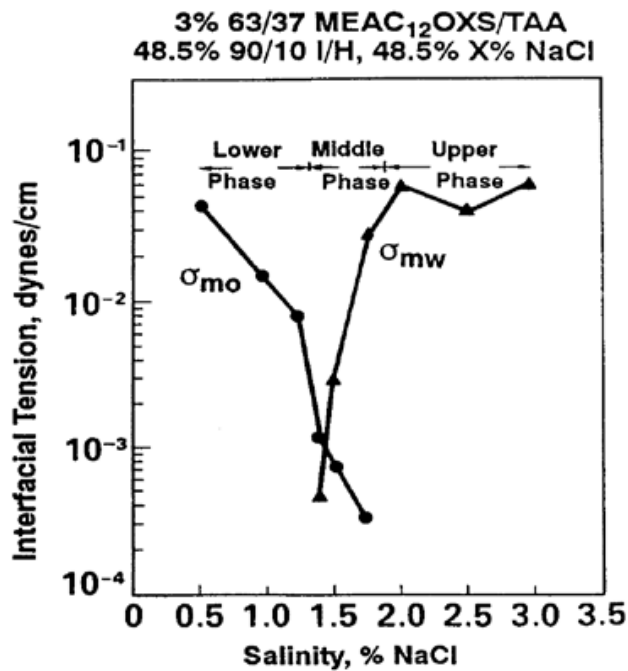


Figure III.9 : Représentation de l'IFT et le taux de solubilisation [20]

III.4.5 La génération des conditions optimales pour le déplacement MP:

- ✓ La salinité optimale de système MP peut être augmentée à celle de la salinité de la saumure résident dans le réservoir candidat.
- ✓ la salinité résident dans un réservoir candidat peut être abaissé pour correspondre à la MP slug de salinité optimale.
- ✓ La conception du gradient de salinité réduire lente dynamiquement à une salinité optimale, lors du déplacement par le MP slug intercalé entre la saumure résident super optimal et une salinité sous optimal à mobility buffer.

III.4.6 La rétention de Surfactant :

L'efficacité de méthode de la récupération par l'injection des surfactants diminue considérablement sous l'effet de phénomènes de rétention des surfactants par la roche réservoir "adsorption" pour cela on va étudier ce phénomène dans le chapitre suivant.

CHAPITRE IV

THEORIE DE RETENTION DES SURFACTANTS PAR LA ROCHE RESERVOIR

IV.1 Généralité sur l'adsorption :

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

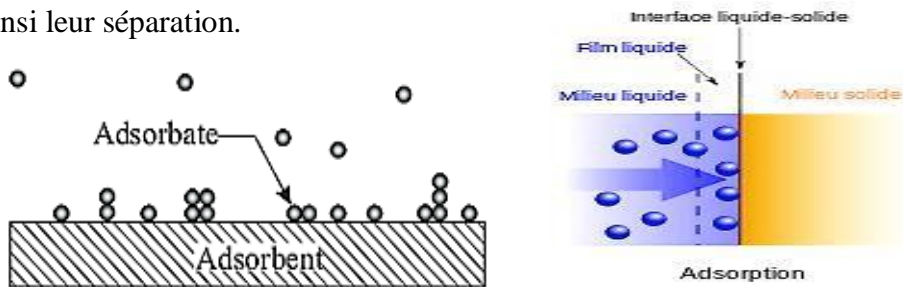


Figure IV.1 : Représentation du phénomène de l'adsorption

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

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

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

IV.2 La rétention à l'interface solide-liquide :

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

IV.2.1 Les facteurs influant sur la surface solide/liquide:

La rétention de tensioactif à l'interface solide/liquide est beaucoup influencée par un nombre des facteurs :

(a) la nature de structure des groupes sur la surface solide si la surface contient beaucoup des charges remplacées ou essentiellement les groupes non polaires et la nature des atomes ou les groupes sont constitués.

(b) la structure moléculaire de tensioactif qui était adsorbé si il est ionique ou non ionique, et si le groupe hydrophobe est longue ou court, la Chaîne droite ou branchée, aliphatique, ou aromatique.

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

(d) l'environnement de la phase aqueuse ; son pH, son électrolyte contenu, la présence de tous les additifs tel que la chaîne courte solubles polaires (L'alcool, etc.), et de sa température.

L'ensemble de ces facteurs déterminent le mécanisme par lequel se produisent l'adsorption, et l'efficacité d'adsorption. Pour un examen détaillé d'adsorption cationique à l'interface solide-liquide [23].

IV.2.2 Mécanismes d'adsorption et d'agrégation :

Il existe un certain nombre de mécanismes par lesquels les tensioactifs solubles peuvent adsorber sur des substrats solides à partir de solution aqueuse. D'une manière générale, l'adsorption des tensioactifs implique les ions plutôt que des micelles.

- ✓ **Echange d'ions:** Implique le remplacement de contre-ions adsorbé sur le substrat à partir de la solution par des tensioactifs de même charge. (voir l'annexe D)
- ✓ **Ion en paire :** Adsorption des ions tensioactifs de la solution sur l'emplacement des charges opposées inoccupées par des contre-ions. (voir l'annexe D)
- ✓ **Interaction acide-base:** Soit par formation d'une liaison hydrogène entre le substrat et d'adsorption ou une réaction acide-base. (voir l'annexe D)
- ✓ **Adsorption par la polarisation des électrons π :** se produit lors de l'attraction entre les sites d'adsorbat qui contiennent des noyaux aromatiques riches en électrons et l'adsorbant solide ayant des emplacements fortement positifs sur les résultats de substrat dans l'adsorption. (voir l'annexe D)
- ✓ **Adsorption par les forces de dispersion :** se produit via les forces de dispersion "London-van der Waals" agissant entre adsorbant et des molécules d'adsorbat. L'adsorption par ce mécanisme augmente généralement avec l'augmentation du poids moléculaire et de l'adsorbat.
- ✓ **Liaison hydrophobe :** Se produit lorsque la combinaison d'attraction mutuelle entre les groupes hydrophobes des molécules de tensioactif et leur tendance d'échapper à un environnement aqueuse devient assez grande pour leur permettre d'adsorber sur le solide adsorbant en agrégeant leurs chaînes.

IV.3 La rétention des tensioactifs:

L'isotherme de la rétention des tensioactifs est caractérisée par quatre régions dominantes qui sont attribuées aux différents mécanismes fonctionnant dans chaque région [24]. Les mécanismes impliqués dans ces régions peuvent être considérés comme

suit:

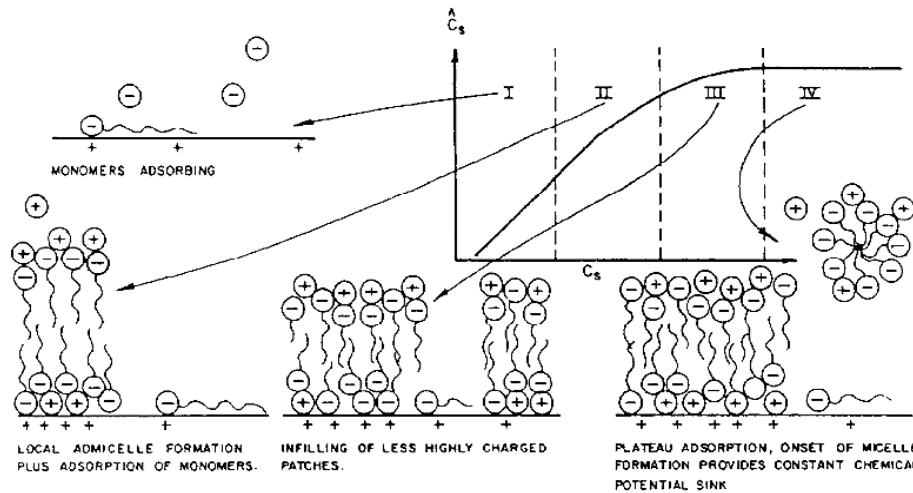


Figure IV.2 : Schéma de déroulement de la rétention

Région I : Le tensioactif s'adsorbe physiquement par liaison d'hydrogène et crée une liaison ionique avec les sites de surface cationique à des concentrations plus élevées de tensioactifs C_s [25].

Région II: La précipitation de complexe surfactant / cation sera avancer à la rétention dans un milieu à haut salinité. L'augmentation de l'adsorption résulte l'interaction des chaînes hydrophobes de sens inverse entre les ions tensioactifs et le tensioactif adsorbé auparavant. L'agrégation des groupes hydrophobes peuvent se produire à des concentrations inférieures à la concentration micellaire critique (CMC) de l'agent tensioactif, donc la formation des héli-micelles ou adsorption coopérative appelés les "colloïdes de la surface" [26].

N.B : La précipitation de complexe surfactant amènera à la rétention.

Région III : Diminution de la pente d'isotherme à cause de répulsion électrostatique entre les ions venant en sens inverses et le solide est chargé de façon similaire.

Région IV : Cette région caractérisé par la présence d'huile dans un milieu de phase "Winsor II "le tensioactif résidera dans la phase de microémulsion d'huile externe parce que cette région est supérieure à la salinité optimale. L'IFT est relativement importante dans cette phase et le tensioactif dissous peut être piégé. Tous les mécanismes conservent plus de tensioactif à forte salinité [27]. La précipitation et la phase de piégeage peut être éliminée par l'abaissement de la salinité du fluide de déplacement (bouchon de polymère).

A decorative border resembling a scroll, with a red outline and grey shaded areas at the corners and along the left edge, framing the text.

CHAPITRE V

CHOIX DE ROCHE
CANDIDAT DE LA ZONE 7

V.1 La récupération tertiaire par l'injection de surfactant à HMD:

V.1.1 Objectifs de l'étude :

La sélection de la formulation de produits chimiques (tensioactifs, additifs éventuels) permettant d'obtenir les performances suivantes:

- Faible tension interfaciale (IFT) entre l'eau et l'huile et bonne solubilité dans l'eau d'injection (tensioactifs).
- Évaluation de la performance de la formulation en milieu poreux.
- Choix d'une roche réservoir.
- Adsorption et injectivité des tensioactifs en milieu poreux.

V.1.2 Les tests chimiques sur la roche réservoir au laboratoire:

La préparation des échantillons de roches réservoirs candidats étant choisi selon les informations suivants:

a) Tests de mesure :

- Mesure de la quantité d'oxygène.
- Mesure de la quantité de H₂S .
- Mesure de la quantité de solides en suspension .
- Mesure de la teneur en ions Fer.
- Présence de bactéries .

b) Préparation des fluides:

Selon les informations précédentes le choix de fluide s'effectué par :

- ✓ Test de Stabilité chimique : compatibilité avec l'eau d'injection.
- ✓ Tests de Stabilité thermique : suivant de l'évolution de la viscosité après séjour à 120°C en conditions anaérobie.
- ✓ Test sur milieu poreux (adsorption injectivité): Sélectionner une roche modèle avec des propriétés d'adsorption similaires à celles de la roche réservoir.

c) Sélection d'un réservoir candidat:

Le réservoir candidat doit être choisi selon le test SWCTT "Single Well Chemical Tracer Test", le test SWCTT est utilisé pour mesurer la S_{or} dans le réservoir par l'injection de ester à fin de connaître le comportement de réservoir et avant l'application de l'injection de surfactant [28].

Le test SWCTT est effectué sur une zone impacte à l'intervalle favorable sur le puits OMO242 dans la zone 7 correspond aux profondeurs 3325 m MD à 3338 m MD,

éventuellement à découper en deux sous-intervalles (3325 – 3331 m MD et 3331 – 3338 m MD), de 15m de hauteur situé entre deux couches de très faibles perméabilités (zones argileuses). Cette zone est la zone Inter-Drain (ID) est située entre les drains D1 et D2 de la couche Ra, ainsi que le rayon de pénétration du fluide injecté reste constant. Cet intervalle présente une perméabilité médiane de l'ordre de 10 mD et une porosité médiane de l'ordre de 8%. SONATRACH doit valider la sélection de la zone 7 pour effectuer l'injection de surfactant.

A decorative border resembling a scroll, with a red outline and grey circular accents at the corners and along the left edge.

CHAPITRE VI

***EVALUATION DE LA
RETENTION DE SURFACTANT
PAR LA ROCHE RESERVOIR DE
LA ZONE 7***

VI.1 Introduction :

L'objectif de cette étude est de déterminer expérimentalement l'influence de phénomène de la rétention du surfactant à la récupération tertiaire de pétrole en mettant l'accent sur la variation de la rétention avec différents paramètres tels que ; la concentration de surfactant, la salinité, le pH et la température.

VI.2 Caractérisation et préparation des fluides et des carottes :

VI.2.1 Préparation de tensioactif, KCl et les échantillons d'huile :

➤ La formulation de tensioactif :

Une formulation de tensioactif adaptée à l'huile sans gaz dissous a été développée (Voir l'annexe E). La formulation de tensioactif sélectionnée pour le projet EOR HMD est livrée en solution aqueuse avec la composition suivante:

- Mélange de surfactants: SURF EOR ASP 5100 (16%).
- Co-solvant: Diéthylenglycol Butyl Ether (10%).
- Chlorure de sodium (<1%).
- Dioxane (<1%).
- Eau (>72%).

Le SURF EOR ASP 5100 est composé des molécules suivantes:

- 50%: alkyl-benzene sulfonate (SURF EOR ASP 4100).
- 50% : alkyl-glycéryl ether sulfonate (SURF EOR ASP 1100 et SURF EOR ASP 1150).

SURF EOR[®] est la marque commerciale des produits EOR commercialisés par SOLVAY [29].

- Cette formulation sera réalisée en utilisant l'ajout de KCl.

➤ **KCl :** La saumure à la concentration sera de 10 g/l, la quantité sera estimée et communiquée à SH/DP/EP/HMD, et BF/IFPEN/Solvay est la responsable pour leur utilisation.

➤ Préparation de l'huile :

Échantillon d'huile en provenance du gisement d'Hassi Massaoud a été fourni par Sonatrach, cet échantillon a été collecté sur la zone 7 du puit OMO45 d'échantillonnage d'huile envoyée de volume environ 18L. Il convient de noter que cet échantillon d'huile est extrêmement gazé. Donc c'est de l'huile brute recombinaison.

Tableau VI.1: Représentation des constituants du gaz recombinaé

	% molaire
C1	53
C2	44
C5	2

D'un GOR $215\text{m}^3/\text{m}^3$, P_b 175 bars, masse molaire de 82,7g, pour plus de détail voir les caractéristiques des fluides de réservoir de zone7, dans le chapitre VI (Voir annexe F).

V.2.2 Les caractéristiques pétrophysiques de la roche de HMD:

❖ *Roche de la zone 7 à HMD:*

Tableau VI.2: Caractéristiques pétrophysiques de roche réservoir d'HMD

Roche	Perméabilité (mD)	Porosité (%)
Roche de la zone 7	10 (médiane)	8 (médiane)

Sonatrach doit valider la sélection dans la zone 7 à partir la proposition de « BeicipFranlab ».

VI. 3 Mode opératoire :

VI .3 .1 Le matériel utilisé « montage expérimentale » :

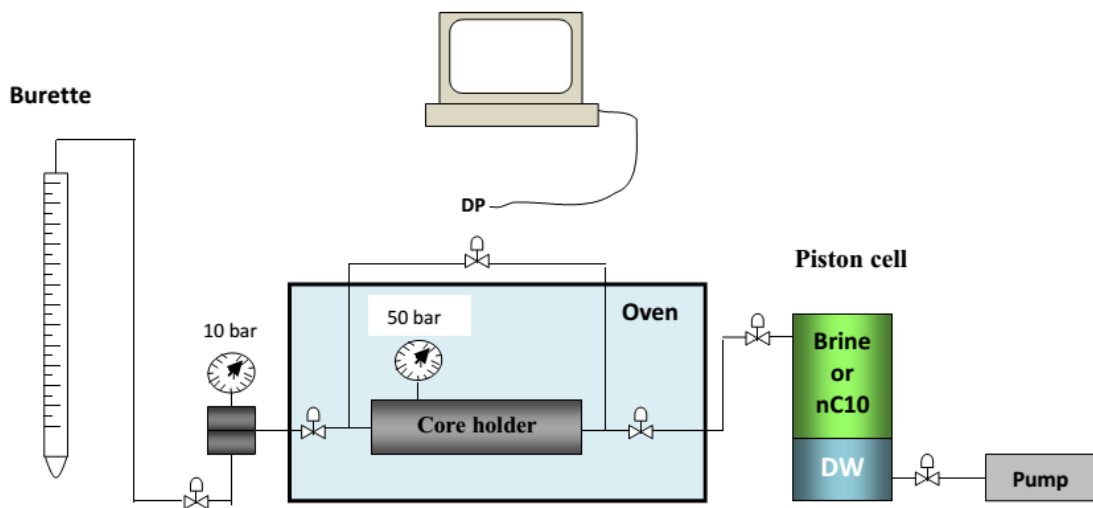


Figure VI.1 : Montage expérimental de teste d'adsorption « Sketch of Flooding Rig »

La pompe : Il s'agit d'une pompe de pharmacia®P500 permettant d'imposer un débit compris dans un gramme allant de 0 à 499 ml/h. elle permet d'injecter les différents fluides dans le milieu poreux.

Le milieu poreux : Est constitué d'un échantillon qui est monté de façon à pouvoir à la fois injecter la solution et mesurer les pertes « valeur d'adsorption ».

Le capillaire : En verre de longueur 23 cm et diamètre inférieur de 0.33 mm, il permet de repérer le passage de front de micelle.

Un capteur de pression : Capteur de pression différentielle de la marque Rosemount® qui permet de mesurer entre l'entrée et la sortie une gamme allant de 0 à 620 pour celui branché au milieu poreux.

L'acquisition des données se fait par ordinateur à l'aide d'une carte d'acquisition national instruments®.

VI.3.2 Le Protocol expérimental des tests :

- ✓ Saturation des carottes en saumure à 120 °C.
- ✓ Saturation des carottes par l'huile.
- ✓ Saturation de l'échantillon avec une solution 12 PV de solution de surfactant.

Le balayage de solution par l'eau de chasse.

- ✓ L'enregistrement de différence de concentration de tensioactif entre l'entrée et la sortie.
- ✓ Traitement des données et détermination de quantité adsorbée.

Pour préparer la carotte, on utilise les étapes suivantes :

- L'injection de MeOH pour laver la carotte.
- L'injection de N₂ pour le balayage.
- L'injection d'eau pour mesurer la perméabilité effective d'eau.
- L'injection de n-decane pour stabiliser S_{wi}.

Selon le protocole précédent quelques tests sont réalisés :

a- Le test d'adsorption dynamique :

- répéter le mode opératoire pour différents concentration de surfactant de 8 à 17 g /l.
- déterminer la variation d'adsorption en fonction de la concentration de surfactant.

b -Le test d'influence de salinité sur l'adsorption :

- répéter le mode opératoire pour différents salinité de 8 à 17 g /l avec des quantités de KCl de 6 à 15 g/l.
- déterminer la variation d'adsorption en fonction de la salinité.

c - Le test d'influence de pH sur adsorption :

- répéter le mode opératoire pour différents pH de 1 à 13 g /l.
- déterminer la variation d'adsorption en fonction du pH.

d- Le test d'évaluation du taux de récupération :

Les données traitées et extrapolées par l'ordinateur à partir UTCHEM où le principe de base est de faire la

différence entre la quantité qui est entrée et celle qui sort, ce qui donne une simple description de la performance d'injection et le taux de récupération.

VI.4 Le plan de recherche :

- 1 - Influence de la concentration du surfactant de la salinité et du pH sur l'adsorption de la roche réservoir à la température de 120°C, aux conditions de gisement.
- 2 - Détermination des conditions optimales pour le minimum de rétention.
- 3- Evaluation du taux de récupération aux conditions optimum « résultats parfaits ».
- 4 - Evaluation du taux de récupération aux conditions de gisement « résultats réels ».

VI.5 Traitement des données :

VI.5.1. Description de logiciel:

Le développement et l'application de UTCHEM, c'est un 3D, multicomposants, multiphase, modèle de composition de processus d' EOR chimique qui représente le comportement de phase complexe, transformations chimiques et physiques et les propriétés des milieux poreux hétérogènes et qui utilise des concepts avancés dans l'ordre d'élever la précision numérique et le contrôle de la dispersion et le traitement parallèle.

But: Le simulateur était développé à l'origine par Pope et Nelson en 1978 pour simuler la récupération assistée du pétrole en utilisant un surfactant et des procédés de polymère. Ainsi, le comportement de phase des fluides complexes micellaires en fonction de tensioactif.

VI.5.2. Les informations nécessaires pour le logiciel UTCHEM:

Tableau VI.3: Propriétés de la roche et du fluide pour le test de coreflood

La porosité	0.08
La perméabilité	10 mD
La saturation d'huile résiduelle	0.7
La perméabilité relative d'huile	0.3
La perméabilité relative d'eau	0.95
La viscosité d'eau à 120°C	0.37
La viscosité d'huile à 120°C	0.8

Tableau VI.4: Core M1 flood design

La composition de surfactant slug
SURF EOR ASP 5100 (16%).
Co-solvant: Diethyleneglycol Butyl Ether (10%).
Chlorure de sodium (<1%).
Dioxane (<1%).
Eau (>72%).
Le SURF EOR ASP 5100 est composé des molécules suivantes:
50% : alkyl-benzene sulfonate (SURF EOR ASP 4100).
50% : alkyl-glycéril ether sulfonate (SURF EOR ASP 1100 et SURF EOR ASP 1150).

Tableau VI.5: La composition de la saumure

Na	900 ppm
Ca	20 ppm
Mg	5 ppm
K	15 ppm
Cl	800 ppm
SO ₄	18 ppm
HCO ₃	1100 ppm

VI.5.3 L'application de l'extrapolation [30] :

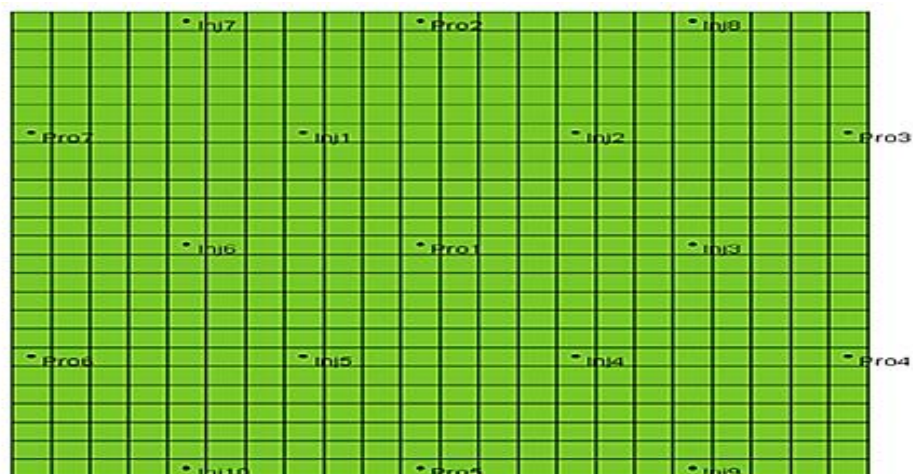


Figure VI.2 : Schéma superficielle de réservoir par le module 7spot", le réservoir a des mailles et blockgrides

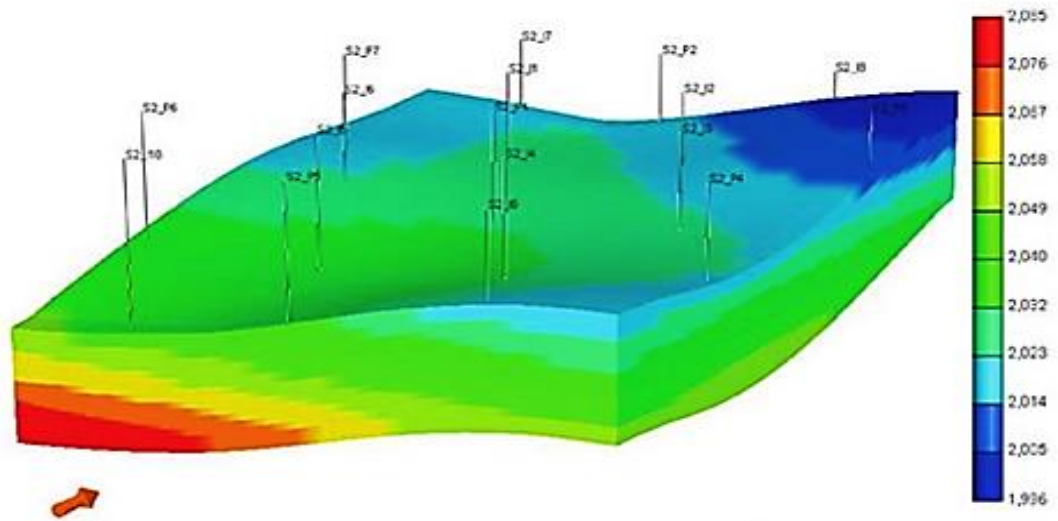


Figure VI.3 : Le réservoir simulé par la technique de 18 acer regular 7spot model

VI.5.4 Les résultats :

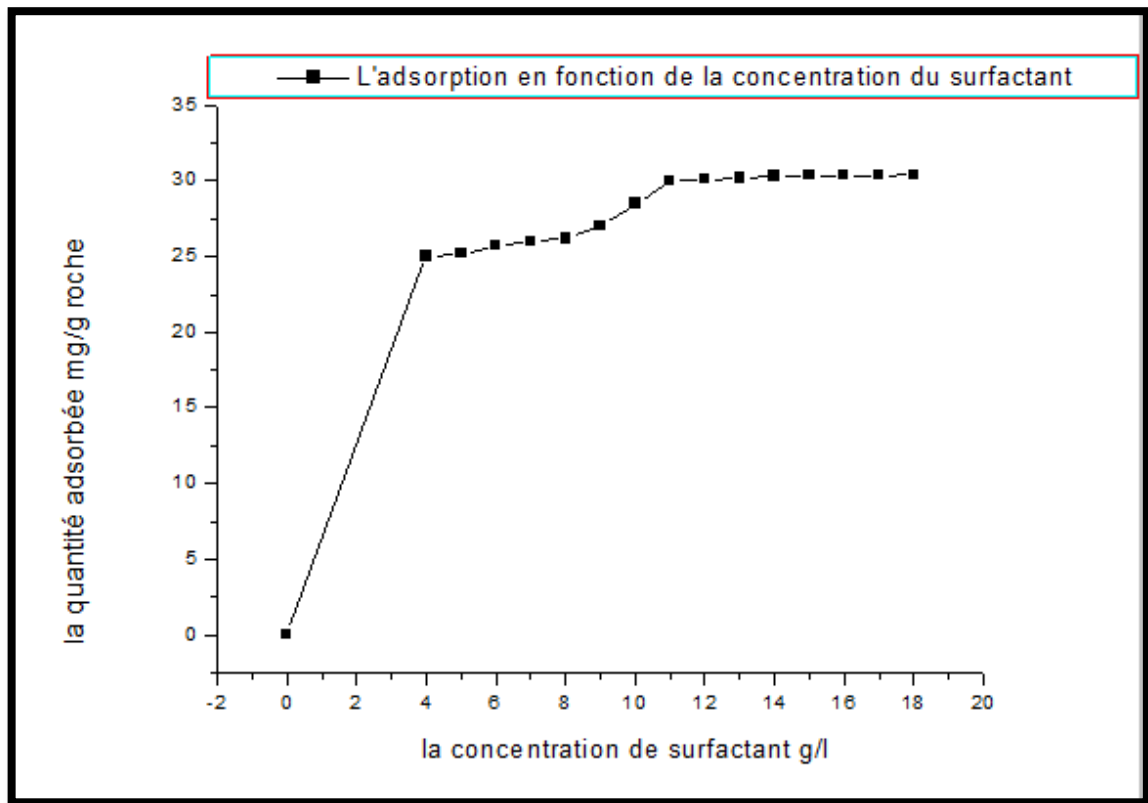


Figure VI.4: L'adsorption en fonction de la concentration du surfactant

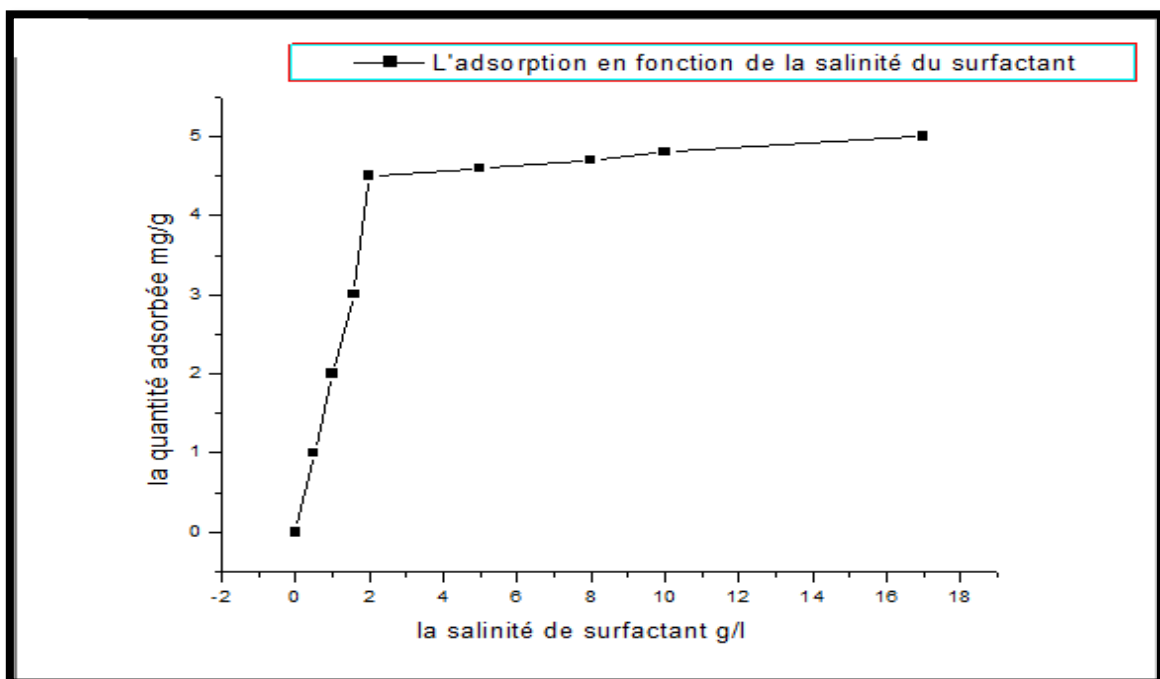
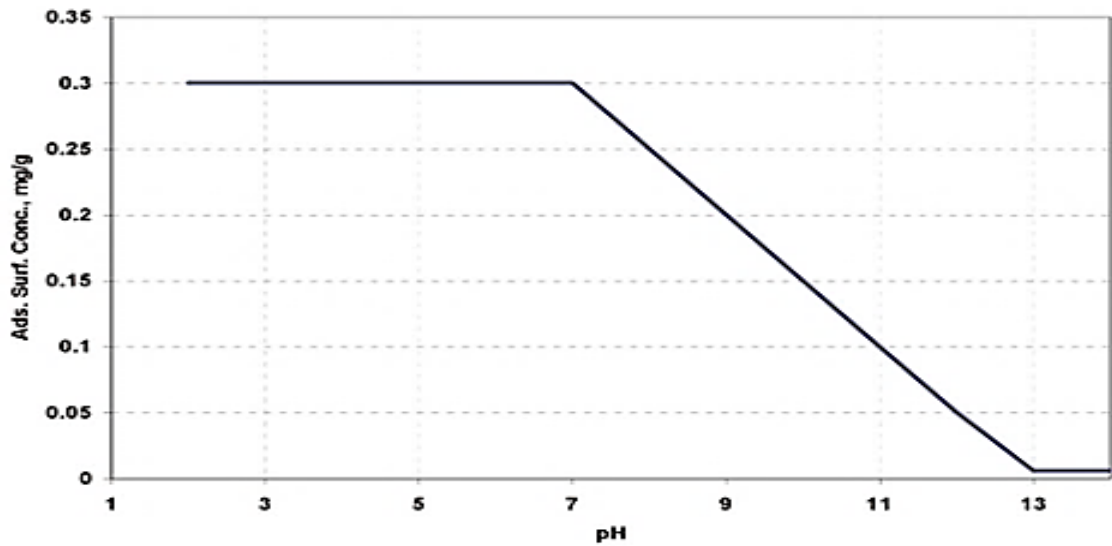
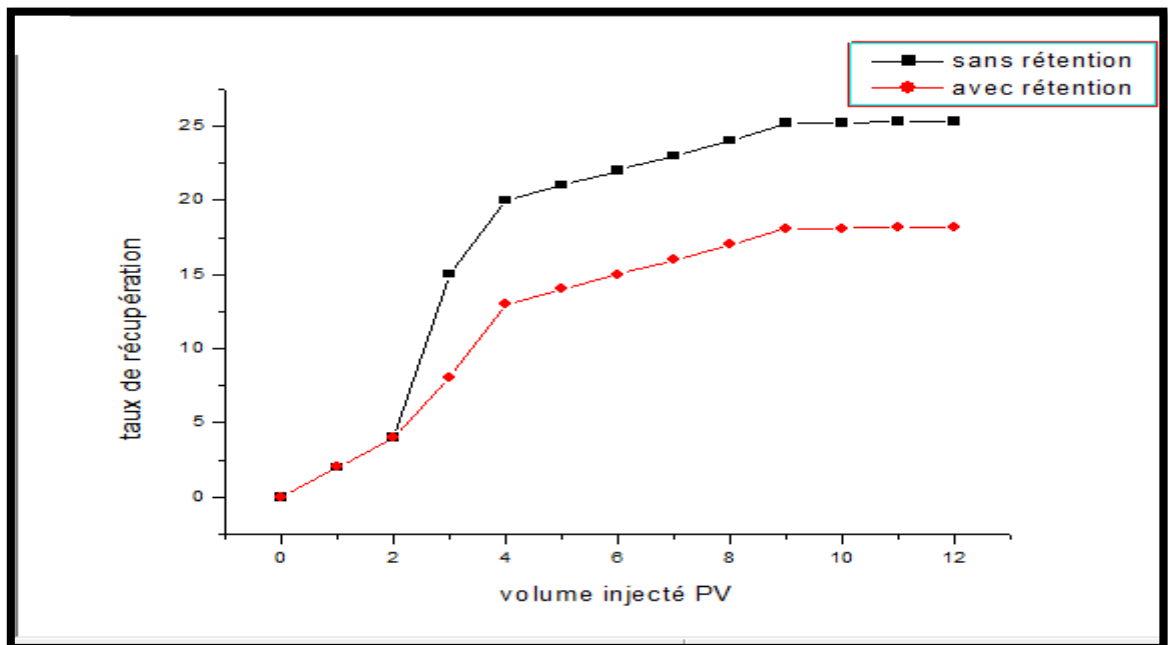


Figure VI.5: L'adsorption en fonction de la salinité du surfactant



FigureVI.6 : L'adsorption de surfactant en fonction de pH



FigureVI.7 : Le taux de récupération en fonction de volume injecté du surfactant sans et avec rétention

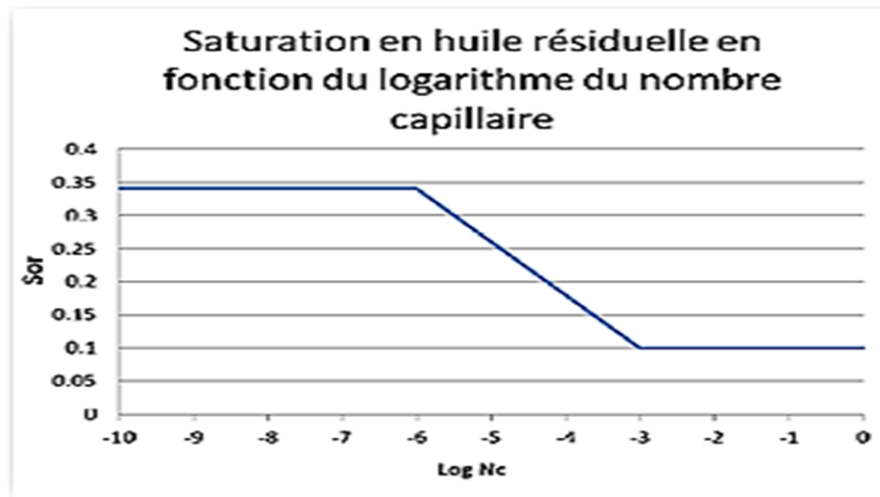


Figure VI.8 : La saturation résiduelle en fonction du logarithme du nombre capillaire

VI.5.5 Les interprétations :

a- Effet de la concentration du surfactant sur l'adsorption : « Figure VI.1 »

Représente l'isotherme d'adsorption de tensioactifs TDS en fonction des différentes concentrations. A partir la pente de la courbure, l'augmentation de la quantité adsorbée est proportionnellement lié à l'augmentation de la concentration de tensioactif jusqu'à 1.98 g/l dans la solution, où la roche adsorbe une quantité de 4.8 mg/g et puis elle atteint un palier correspondant à la stabilisation des sites d'adsorption. A partir de l'interaction de particule-particule entre les constituants de la roche et le surfactant prend la place à partir la concentration élevée de surfactant.

b- L'effet de la salinité sur l'adsorption: « Figure VI.2 »

Représente l'isotherme d'adsorption de tensioactifs TDS en fonction des différentes salinités.

L'interface entre la roche et surfactant, est toujours une distribution inégale des charges électriques:

La roche réservoir de la zone 7 constituée principalement de grés ayant des charges négatives et quelque trace de dolomite qui présente des charges positive. Cette distribution conduire à un potentiel différent dans la même surface.

Avec l'augmentation de la concentration KCl il décomposé a des cation K^{++} et des anions Cl^- les cations positive altère les tensioactifs anionique alors La capacité d'adsorption de surfactant s'élève avec l'augmentation de la salinité de système à une température de 120°C aux conditions de gisement. On fait suggérer que le procédé

d'adsorption est un processus chimique avec l'augmentation de la salinité.

c- L'effet de pH sur l'adsorption: « Figure VI.3 »

Le pH de la solution aqueuse est l'un des paramètres importants de contrôle dans l'adsorption de surfactant sur les surfaces de la roche réservoir.

On voit que l'augmentation de la quantité adsorbée est optimale à cause d'acidité du milieu, et elle minimale à cause de basicité du milieu. Donc on dit que ce dernier est neutralisé.

Les interactions entre la roche et le surfactant sont plus aux moins élevées et signifie que la capacité d'adsorption est importante.

d- L'effet de volume injecté par le surfactant sur le taux de récupération:

«Figure VI.4», «Figure VI.5»

On observe que le taux de récupération augmente avec l'augmentation de volume injecté du surfactant qui occupe les pores.

- ✓ Le taux de récupération dans le 1^{ère} cas "figure VI.4: pas de rétention " est de 25.8% OOIP.
- ✓ Le taux de récupération dans le 2^{ème} cas "figure VI.5: avec rétention" est de 18.5% OOIP.

La différence entre les deux valeurs crée sous l'effet de rétention.

e- L'effet de N_c la saturation résiduelle d'huile : «Figure VI.6»

La valeur de la saturation résiduelle en huile varie en fonction du logarithme décimal du nombre capillaire. La saturation en huile résiduelle en présence de tensioactif est 0.1 et varie entre 0.34 en l'absence de tensioactif cette dernière provient du modèle réservoir d'Hassi Messaoud pour le type de roche présent dans la zone 7 précisément dans l'Inter-Drain de la couche Ra.

CONCLUSION

Conclusion

L'étude expérimentale de phénomène de la rétention montre que le surfactant anionique (TDS) utilisé en récupération tertiaire d'huile est adsorbé par la roche réservoir de la zone 7 dans le champ de Hassi Messaoud à cette effet leur efficacité est réduite, dépend très fortement de la température et de la salinité du milieu dans lequel il se trouve. La réduction de la concentration de tensioactif dans la solution de drainage entraine une transition de système d'huile / saumure / tensioactif de type Winsor III vers le Winsor II qui est néfaste pour le déplacement.

Les tests réalisés sur la roche réservoir de HMD, indique que l'augmentation de la quantité adsorbée est proportionnelle au dosage de la formulation de tensioactif (adaptée à l'huile sans gaz dissous). L'apparition de l'adsorption à partir l'instabilité de la microémulsion du système Winsor II au-delà la tension interfaciale diminue à l'interface eau / huile pour des salinités avec ajout de KCl.

Selon les résultats obtenus dans l'étude présentée, alors le but est de diminuer l'adsorption de surfactant sur la roche. L'augmentation de l'adsorption à la salinité de la solution par le dosage du surfactant sur la surface de la roche due à la répulsion électrostatique entre espèce solide et le surfactant, avec la diminution de la concentration de surfactant et l'augmentation de la température.

L'adsorption du surfactant diminue quand le caractère des molécules à l'interface solide-solution diminue durant la fixation des molécules du surfactant sur un site actif de la surface de la roche réservoir.

Recommandations

Pour une meilleure efficacité de la méthode d'injection de tensioactifs et minimisation du phénomène de rétention nous recommandons ce qui suit :

- Test SWCTT d'injectivité avant l'injection de tensioactif pour voir son influence sur la formation et l'efficacité de la méthode.
- L'utilisation des solutions ASP afin d'augmenter l'efficacité d'injection.
- La détermination précise de la minéralogie de la roche pour un meilleur choix de tensioactif.
- Faire des tests et la considération de la polarité et le consensus du tensioactif avec la minéralogie de la roche.
- Injection de saumure de constituants bien déterminés pour améliorer les conditions de réservoir.
- Vérification de la salinité et du pH favorables de réservoir avant l'injection des surfactants.
- Vérification de la dose optimale de tensioactifs pour le minimum d'adsorption.
- Evaluer les résultats après le traitement afin de recommander les solutions adéquates pour la prochaine EOR.
- Prévoir un meilleur procédé chimique d'amélioration du puits pour le but d'augmenter le débit.



Bibliographie

- [1] L. P. Dake. The Practice of Reservoir Engineering. Edition Elsevier. Edinburgh Scotland (1994).
- [2] K. Hadj Aissa, et N. Kermad. Performances du Short Radius et intérêt du double drain sur le champ de HMD, mémoire d'induction. Hassi Messaoud, Décembre (2002).
- [3] S. Bourbih, et A. Siaghi. Analyse et Evaluation des fracturations hydrauliques sur le champ de HMD, mémoire d'induction. Hassi Messaoud, Décembre (2002).
- [4] E., T. Djivedé. Ecoulements de fluides complexes en milieu poreux : utilisation de micelles Géantes pour la Récupération Améliorée du Pétrole, thèse, l'Université Bordeaux1.
- [5] Omar., Surfactant enhanced oil recovery by wettability alteration in sandstone reservoirs (2012).
- [6] X. CHAVANNE. La production des champs pétroliers. Equipe Géomatériaux et Environnement, Uni. D. Diderot et IPGP, Paris, avril (2007).
- [7] S. Dag Chun, Enhanced Oil Recovery from Oil-Wet carbonate rock by Spontaneous Imbibition of Aqueous Surfactant Solutions.
- [8] PED. Sonatrach (Activité Amont Division). Étude de faisabilité de récupération EOR chimique dans les zones d'injection d'eau de Hassi Messaoud. Beicip Franlab ; France, Octobre (2013).
- [9] P. Barreau. Modification des propriétés polyphasiques d'un milieu poreux en présence d'une couche de polymère adsorbé : Etudes expérimentale et numérique. PhD thesis, Ecole Nationale des Arts et Métiers, (1996).
- [10] M. Baviere. Basic Concepts in Enhanced Oil Recovery Processes. Kluwer Academic Publishers, Septembre (1991).
- [11] S. Touray. Effect of Water Alteration Gas Injection on Ultimate Oil Recovery. Petroleum Engineering, at Dalhousie University Halifax; Nova Scotia. Décembre, (2013).
- [12] S. Sarker. Evaluation of Alkaline, Surfactant and Polymer Flooding for Enhanced Oil Recovery in the Norn E-segment Based on Applied Reservoir Simulation. Master's Thesis 2 Petroleum Engineering, Norwegian University of Science and Technology; Octobre (2012).
- [13] B. Howard. Petroleum Engineering. Professional / Technical Training Consultant. (1987).
- [14] S. Bülow Sandersen, Enhanced Oil Recovery with Surfactant Flooding, Ph.D. Thesis,

Kongens Lyngby, Denmark, (2012).

[15] Séquence 3-SPO3, les matériaux, Académie en ligne.

[16] A. MATHIS. Les produits tensioactifs, Bulletin de l'union des physiciens. Strasbourg (1992).

[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] C. Chinenye Emegwalu. Enhanced Oil Recovery: Surfactant flooding as a possibility for the Norne E-Segment. Reservoir Engineering specialization project, (2009).

[20] S. criollo castillo. water and surfactant flooding at different wettability conditions (2011).

[21] V. Nardello-Rataj, L. Ho Tan Tai, Formulation des détergents ; Produits d'entretien des articles textiles. Lille I, France.

[22] S. Liu. Alkaline Surfactant Polymer Enhanced Oil Recovery Process. Decembre, (2007).

[23] V. Vladimir, Adsorption en Silica Surfaces; surfactant science, DAVVDOV Department of Chemistry, M. V. Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia.

[24] F. Tharwat Tadros. An introduction to surfactants, Germany, (2014).

[25] J. Milton Rosen, T. Joy Kunjappu. Surfactants and interfacial phenomena. Canada, (2012).

[26] G. Hartely, Micellisation Solubilisation and Microemulsion (1977).

[27] N.A. Mazer, M.C. Carey et G.B. Benedek, Micellization Solubilisation and Microemulsions K.L. Mittal Ed, Plenum Press N.Y1 (1977).

[28] Sonatrach. EOR Chimique et étude de faisabilité pour une application aux zones d'injection d'eau de Hassi Messaoud (Réservoir Ra). 27 Janvier (2014).

[29] Mr M. Touami, Vice-Président. Formulation de tensioactifs sélectionnée pour le projet EOR Hassi Messaoud. SONATRACH & SOLVAY; Aubervilliers Cedex, le 3 novembre (2014).

[30] Sensitivity Analysis of chemical flooding in Sandstone Reservoir.



Annexes

Annexe A

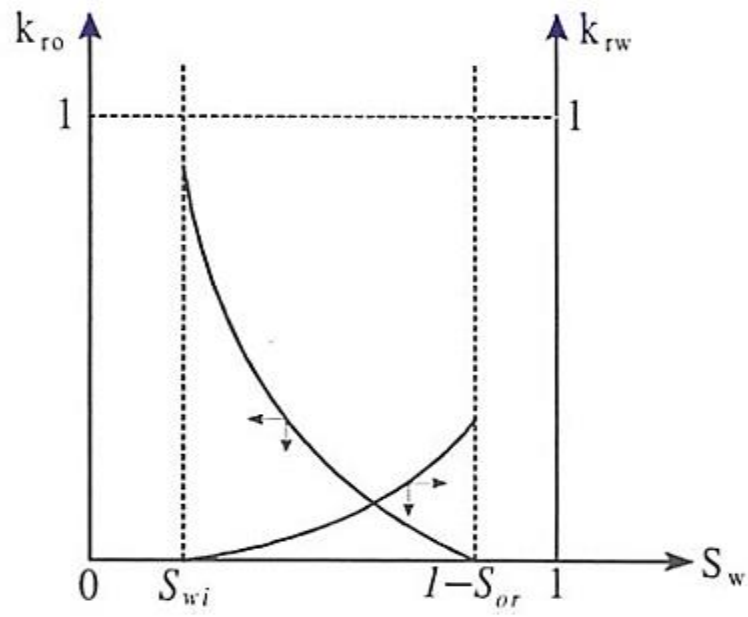


Figure I.4 : Perméabilités relatives [2]

Annexe B

$$\vec{u}_w = -\frac{\vec{k} k_{rw}(S_w)}{\mu_w} \bullet \nabla \Phi_w$$

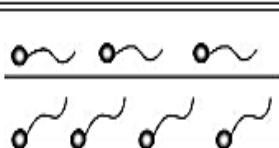
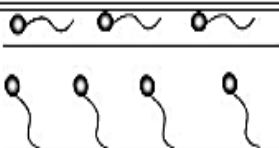
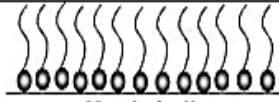
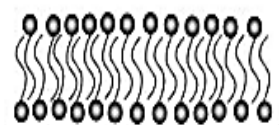





$$\vec{u}_o = -\frac{\vec{k} \cdot k_{ro}(S_o)}{\mu_o} \bullet \nabla \Phi_o$$

- ✓ $k \cdot k_{ri}$: la perméabilité effective en fonction de la saturation du fluide S_i en milieu poreux.
- ✓ i : la phase .
- ✓ S_i : la saturation de chaque phase.
- ✓ Φ_i : le potentiel d'écoulement.

Alors si la diminution de la pression capillaire réduire directement Φ ce qui conduise une diminution de débit superficiel u_i .

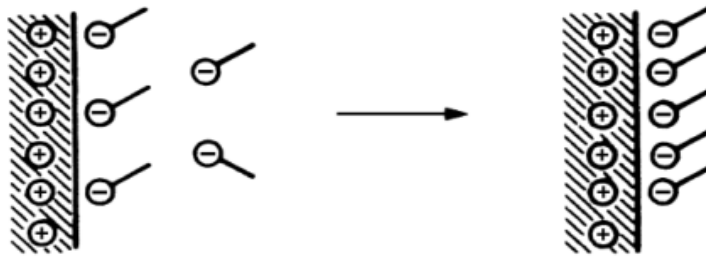
Annexe C

Tableau II.2 : La formation des micelles

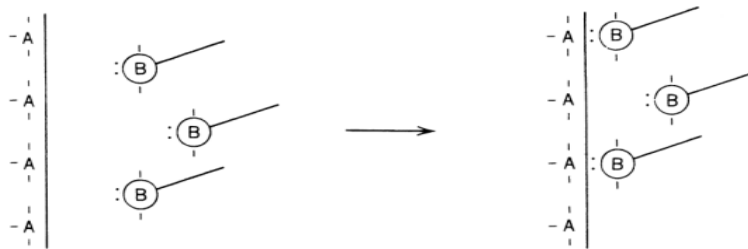
Concentration en tensioactif	Surface hydrophile	Surface hydrophobe
très inférieure à la CMC (région 1)		
inférieure à la CMC (régions 2 et 3)	 <p>Hemimicelle</p>  <p>Bicouche ou admicelle</p>	 <p>Monocouche</p>
supérieure à la CMC (région 4)	 <p>Micelle</p>  <p>Admicelle</p>	 <p>Micelle</p>  <p>Monocouche</p>

Annexe D

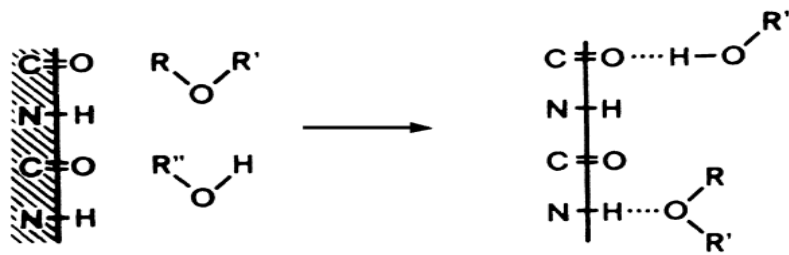
Echange d'ions



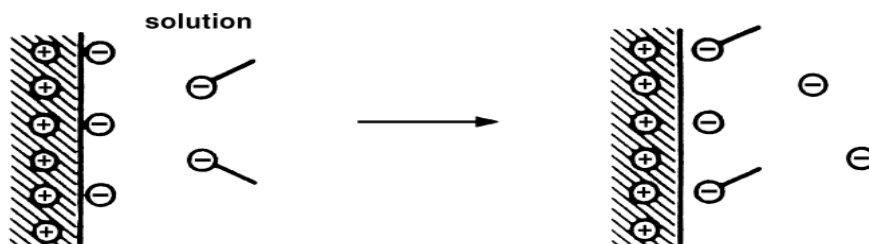
Ion en paire :



Interaction acide-base:



Adsorption par la polarisation des électrons π :



Annexe E

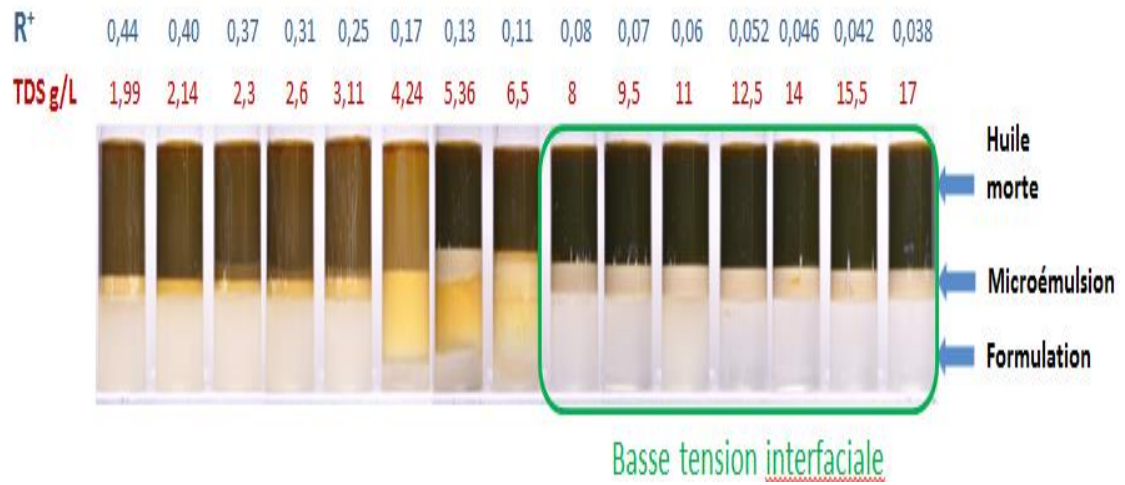


Figure: Présente de sélection de formulation de tensioactif

Des basses tensions interfaciales ont été obtenues pour des salinités comprises entre 8 et 17 g/L TDS: Ajout de KCl entre 6 et 15 g/L.

Annexe F

Huile zone 7:

	Zone 4	Zone 7	Zone 17
Pression de saturation (kg/cm ²)	155	175	195
Gor de dissolution différentiel Rs m ³ /m ³	202,5	234	270
Differential Formation Volume Factor Bo _b @Psat	1,92375	2,01375	2,1275
Viscosité à la pression de saturation	0,245	0,2235	0,1955

Composition :

	Zone 4	Zone7	Zone 17
	Pb = 155 Kg/cm2	Pb = 175 Kg/cm2	Pb = 195 Kg/cm2
N2	1,60	1,60	1,60
CO2	1,14	1,14	1,14
C1	26,87	30,26	34,09
C2	13,34	13,34	13,34
C3	10,84	9,93	9,09
IC4	1,51	1,31	1,13
NC4	5,67	4,94	4,29
IC5	1,58	1,43	1,30
NC5	2,97	2,67	2,40
C6	3,81	3,81	3,81
C7	4,30	4,14	3,90
C8+	26,40	25,46	23,93
Masse Molaire (g)	85,6	82,7	78,6

- Mise en contact de la formulation avec l'huile recombinaée en cellule saphir (185 bars, 120°C).
- Test de salinité : 17 g/L TDS (eau Albien + KCl).
- Système triphasique observé pour 20 g/L TDS.
- Nouveau test prévu à 22 g/L TDS.