

N° Série:/2017

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté Des Hydrocarbures, Des Energies Renouvelables, des Science de La Terre Et de l'Univers

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production Académique.

Présenté Par :

Melles **Bentarfa Meriem et Senoussi Manel**

-THEME-

Récupération assistée tertiaire par injection de surfactants / polymères dans des micro-modèles et application au champ de Hassi Messaoud (SWCTT)

Soutenu publiquement : Le : 28 /05 / 2017

Devant le jury composé de:

Mm. DAOUI Hafsa

Président

U.K.M, Ouargla

Mm.TEKHA Mebarka

Examineur

U.K.M, Ouargla

Mr. ATTLILI Med elhadi

Invité

U.K.M, Ouargla

Mr. LEBTAHI Hamid

Encadreur

U.K.M, Ouargla

Année universitaire : 2016-2017

Remerciements

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

Nous voudrions exprimer nos remerciements à notre encadrant: Lebtahi Hamid. Nous sommes infiniment reconnaissantes pour tout ce qu'il nous a apporté pendant ces trois mois de mémoire. Sa disponibilité, ses conseils et ses encouragements nous ont beaucoup aidés. Au-delà de tout, ça, on a appris et acquis des connaissances considérables sur les tensioactifs et les polymères. On a beaucoup progressé à ses côtés.

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

Nos remerciements vont également à tous le personnel de IRARA, en particulier Messieurs: Kafi Salim et Kafi Omar pour leur aide et leur efforts, à Ammar Sattouh, Saleh Bader pour leur connaissances de l'Ecrien; Khaled Zekkour, Rabah, Boucif, à Mesdemoiselles: Sonia Aithamouda, Sara Yasmine Bouguerche pour leur sympathies, leur remarques et leur bons conseils.

Merci à Karim Laoudi, Khalil Rezki, Lucas Mathevon et Adlane de nous avoir montré toutes les procédures de préparation de la solution du tensioactif, et toutes les installations de surface.

On remercie ainsi toutes les personnes qu'on a rencontrées durant notre stage : Abdelbasset Semghouni, Zakaria BenSeddik, Ilyes Bouhnika et Djamila Maatallah.

Nos remerciements s'adressent Bien sûr à tous les enseignants du Département de Production pétrolière de l'université de Ouargla, sans oublier l'équipe de laboratoire de chimie de l'université et tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail ; Bref, un grand merci à tous. Sans oublier l'équipe : EP-HASSI MESSAOUD

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

Enfin, dans ces dernières lignes on tient à remercier nos parents, nos sœurs et nos frères, les conseils et les encouragements qu'ils nous ont toujours prodigués ainsi que pour leur soutien tant moral que financier. Sans eux, nous ne serons pas où nous en sommes et ce que nous sommes.

Merci encore à tous....

Manel Senoussi

Et

Meriem Bentarfa

Dédicace

Avec un énorme plaisir, un cœur ouvert et une immense joie, que je dédie mon travail à ma très chère mère:

" Tu m'as donné la vie, la tendresse et le courage pour réussir.

Tout ce que je peux t'offrir ne pourra exprimer l'amour et la reconnaissance que je te porte.

En témoignage, je t'offre ce modeste travail pour te remercier pour tes sacrifices et pour l'affection dont tu m'as toujours entourée"

Je dédie également ce travail à la mémoire de mon cher et ma chère défunte père et grand-mère que Dieu ait leur âmes et l'accueillent en Son Vaste Paradis.

Mes dédicaces s'adressent également à mon très cher frère Mohamed Labri, ma très chère sœur Narimène.

Je dédie ce travail à :

- *ma chère grand-mère.*
- *Mes chers oncles: Hakim, Omar, Rafik, Mounir, Riad, Lotfi, M^{ed}Taher et Slimane.*
- *Mes chères tantes: Ilhem et Lilya.*
- *Mes chers cousins et cousines*

Mes ami(e)s et mes vrais collègues de classe. A tous ceux qui, par un mot, m'ont donné la force de continuer.....

Manel Senoussi





Dédicace

Je dédie mon travail à ma grands-parents ; que DIEU le tout puissant ait leur âmes et les accueille en son vaste paradis ;

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

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

- A à ma très chère mère à qui, je devrai toute la reconnaissance, pour tout ce qu'elle a fait et donné pour moi, depuis mon naissance, jusqu'à ce que je pouvais atteindre ce niveau-là, mes sœurs « Djehad, Imane, Ikram, Chifaa, Inasse » et frères « Islame, Laid ». Et tous les membres des familles « Bentarfa » et « Temmer » sans oublier les amies et camarades avec lesquels j'avais partagés des moments inoubliables.

Meriem Bentarfa



ملخص

من بين طرق استخراج النفط ، هناك طريقة كيميائية، تعتمد على حقن سوائل معقدة تعمل على زيادة لزوجة السائل المحقون وتقليل قوة الشد بين جزيئات الماء والبتروال المخزنة في مسامات الصخور وبالتالي زيادة مردودية الانتاج.

تم العمل في هذه الدراسة، بنموذج البلاستيك والزجاج وهذا من أجل توضيح : تأثير قابلية التبلل الخاصة بالصخور الموجودة في الخزانات البترولية على الخاصية الشعرية ، و قدرة المواد المحقونة على تغيير خاصية جذب الصخور ، من قابلية جذب البترول الى قابلية جذب الماء، و تطبيقها على حقل حاسي مسعود لزيادة استخراج كميات النفط المتبقية في باطن الارض.

الكلمات الرئيسية :

سوائل معقدة - الخاصية الشعرية - اللزوجة - مسامات الصخور - قوة الشد - قابلية التبلل .

Résumé

Parmi les méthodes de Récupération Tertiaire du Pétrole, il existe une méthode chimique, qui fait appel à des fluides complexes tels que les tensioactifs et les polymères qui permettent de modifier la viscosité et de réduire d'une façon drastique la tension interfaciale et d'augmenter ainsi la récupération d'huile du champ de Hassi Messaoud.

L'objectif de ce travail est d'étudier l'écoulement d'une solution de Micelle / Polymère dans un micro-modèle à mouillabilité mixte et application en milieu poreux (HMD). Cette étude consiste à injecter des tensioactifs et des polymères qui ont des effets sur les forces capillaires (nombre capillaire, mouillabilité, tension interfaciale ...) et les forces visqueuses.

Les mots clés:

Tensioactif – Micelle / Polymère – Milieu poreux – modèles capillaires-microémulsion.

Abstract

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

The goal of this work is to study the flow Micellar / Polymer (MP Flooding) solutions on capillary model with a mixt wettability and application on the porous medium in order to determine its ability to flow and displace oil in place and it has an effects for many forces, like a capillary force (capillary number, the wettability, interfacial tension...) and the viscosity forces.

Keywords:

TDS Surfactant – Micellaire / Polymère MP – Medium porous – capillary models-Microémulsion.

Table des matières

REMERCIEMENTS	I
DEDICACES	IV
RESUME – ABSTRACT- ملخص	V
TABLE DES MATIERES	VI
LISTE DES TABLEAUX	IX
LISTE DES FIGURES	X
LISTE DES SYMBOLES ET ABREVIATIONS	XIII
INTRODUCTION	XIV

CHAPITRE I: NOTIONS GENERALES SUR LA RECUPERATION DU PETROLE

I.1: Introduction.....	1
I.2: Mécanisme de drainage de la roche réservoir.....	2
I.2.1: Mécanisme de drainage naturel (drainage primaire)	2
I.2.2: Drainage assisté (secondaire et tertiaire)	3
I.3: Les écoulements dans les milieux poreux	4
I.3.1: La loi de Darcy	5
a) Monophasique	5
b) Diphasiques.....	5
I.3.2: La mobilité dans le milieu poreux	6
I.3.3: L'effet des phénomènes capillaires	6
a) La tension superficielle et interfaciale	6
b) Le mouillage	7
c) La pression capillaire	8
I.3.4: La perméabilité relative	8
I.3.5: Le nombre capillaire	9
I.4: Classification des procédés de récupération tertiaire d'huile	10

CHAPITRE II: PROPRIETES ET APPLICATION DE SURFACTANTS ET POLYMERES

II.1: Introduction	12
II.2: Les Tensioactifs.....	12
II.2.1: Structure	12
II.2.2: Classification	13
II.2.3: Propriétés des tensioactifs	14
II.2.4: Caractéristiques des agents tensioactifs	15
a) La concentration micellaire critique CMC.....	15
II.2.5: Comportement de phase (huile / saumure / tensioactif).....	16
a) Diagramme de Winsor	16
II.2.6: Utilisation des tensioactifs dans la récupération assistée	18
II.3: Polymères	19
II.3.1: Définition.....	19
II.3.2: Structure des polymères	20
II.3.3: Types des polymères	20
II.3.4: L'injection de polymères (polymère flooding) dans la récupération assistée	21
II.4: Les méthodes chimiques de récupération.....	23

CHAPITRE III: PRESENTATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD

III.1: Introduction.....	24
III.2: Aperçu géologique	24
III.3: Situation géographique	24
III.4: Situation géologique	25
III.5: Description de drain et subdivisions du réservoir	26
III.6: Caractéristiques du réservoir	27

CHAPITRE IV: LES ESSAIS DE DEPLACEMENT DE L'HUILE DANS DES MICRO-MODELES CAPILLAIRES

IV.1: Caractéristiques des échantillons	28
IV.2: Caractéristiques des modèles capillaires à mouillabilité mixte (PVC-Verre)	29
IV.2.1: Mode Opérateur	30

IV.3: Caractéristiques du dispositif de gonflement d'argiles.....	31
IV.3.1: Mode opératoire.....	31
IV.4: Plan de recherche.....	32
IV.5: Mise en évidence des pressions capillaires selon la mouillabilité.....	32
IV.6: Les essais sur le modèle capillaire.....	33
a) Drainage des huiles par l'eau dans le dispositif capillaire à mouillabilité mixte à 25°C.....	33
b) Drainage des huiles par solution d'eau / surfactant et polymère à 25°C.....	34
IV.7: Essais d'inhibition de gonflement des argiles dans le milieu aqueux pH = 7 et pH =12 et en présence de KCl.....	36
IV.8: Interprétation des résultats.....	37
 CHAPITRE V : APPLICATION AU CHAMP DE HASSI MESSAOUD	
V.1: Introduction.....	40
V.2: Le Single Well Chemical Tracer Test (SWCTT).....	40
V.2.1: La sélection des puits pour le SWCTT.....	40
V.2.2: Puits PILOTE 1.....	40
V.3: Mise en œuvre du procédé EOR.....	44
V.3.1: Les produits chimiques utilisés pour l'EOR.....	45
V.4: Déroulement du SWCTT.....	47
V.5: Les résultats.....	49
V.6: Interprétation des résultats.....	50
CONCLUSION.....	52

BIBLIOGRAPHIES

ANNEXES

Liste des tableaux

Tableau II-1: Représentation de la classification des surfactants. [8].....	13
Tableau IV-1: Drainage de gasoil par l'eau.	33
Tableau IV-2: Drainage du pétrole brut par l'eau.	34
Tableau IV-3: Drainage de gasoil par surfactant et polymère.	34
Tableau IV-4: Drainage du pétrole brut par surfactant et polymère.	34
Tableau IV-5: Les résultats des essais de gonflement d'argile.....	36
Tableau V-1 : planning de réalisation de l'EOR chimique.	46
Tableau V-2: Résultats des tests de traceurs.	49
Tableau 1: Les critères de sélection des tensioactifs et polymères. [29]	61

Liste des figures

Figure I-1: Profil de récupération d'un réservoir conventionnel. [3].....	1
Figure I-2 : Drainage naturel résultant de la pression du gaz et de l'eau du gisement [4].....	2
Figure I-3: Drainage assisté du réservoir [4].....	3
Figure I-4: Vue de dessus d'un drainage radial de réservoir [4].....	4
Figure I-5: Représentation schématique du milieu poreux.	4
Figure I-6:Schéma explicatif de phénomène de mobilité. [9].....	6
Figure I-7: Schéma représente l'effet de mouillabilité. [11]	7
Figure I-8: Schéma représentant une interface de deux liquides dans un capillaire.	8
Figure I-10: Courbe de la récupération de l'huile en fonction du nombre capillaire. [9].....	10
Figure I-9: Courbe de saturation résiduelle en fonction du nombre capillaire. [15].....	10
Figure I-11: Classification des procédés de récupération de l'huile [14]	11
Figure II-1: Représentation d'un surfactant. [8]	13
Figure II-2: Représentation schématique d'une émulsion H/E et E/H.	14
Figure II-3: Représentation schématique d'une émulsion H/E/H et E/H/E. [18]	15
Figure II-4: Tension superficielle, tension interfaciale, la solubilisation et la formation d'une micelle en fonction de la concentration de la solution du surfactant [19]	16
Figure II-5 : Les types de diagrammes ternaires pour les systèmes tensioactif / eau / huile [20].	17
Figure II-6: Les microémulsions.....	18
Figure II-7: La technique d'injection de surfactant et polymère en récupération assistée. [8]	19
Figure II-8: Schéma d'un polymère [9].	20
Figure II-9: Schéma d'une macromolécule ramifiée	20
FigureII-10:Schéma d'une macromolécule en réseau ou réticulée.....	20
Figure II-11: Monomère d'acrylamide et molécule de polyacrylamide.	20
Figure II-12:Rapport de mobilité eau/huile : 100	21
Figure II-13:Rapport de mobilité eau/huile : 0.01	21
Figure II-14 : La saturation résiduelle d'eau en fonction du volume du fluide déplaçant injecté pour l'eau et une formulation eau-polymère [23].	22
Figure II-15 : Les méthodes de récupération assistée du pétrole. [10]	23
Figure III-1: Situation géographique des champs de Hassi-Messaoud.....	25
Figure III-2: Carte structurale du réservoir de Hassi-Messaoud.....	26
Figure IV-1: Vue de dessus de modèle capillaire à mouillabilité mixte.....	29

Figure IV-2: Schéma de l'installation.	31
Figure IV-3: L'effet de la mouillabilité sur la pression capillaire.	32
Figure IV-4: Le taux de récupération de gasoil en fonction des types de drainages.	35
Figure IV-5: Le taux de récupération du pétrole brut en fonction des types de drainages.	35
Figure IV-6: La saturation d'huile résiduelle après chaque de type de drainage.	36
Figure IV-7: Le potentiel de gonflement des argiles dans le milieu aqueux pH = 7 et	37
Figure IV-8: L'effet de force capillaire.	37
Figure IV-9 : La mobilisation de l'huile piégée dans le tube capillaire oil–Wet (PVC).	38
Figure IV-10: La mobilisation de l'huile piégée dans le tube capillaire Water-Wet.	38
Figure IV-11: L'influence de polymères sur l'écoulement de fluide déplaçant.	39
Figure V-1: L'enregistrement du test fall off.	42
Figure V-2 : Le matching du modèle de réservoir.	43
Figure V-3: Schéma des installations de surface d'un SWCTT.	45
Figure V-4: Schéma d'injection de traceur lors d'un SWCTT.	48
Figure V-5: Schéma du temps de repos lors d'un SWCTT.	48
Figure V-6: Schéma du temps de production lors d'un SWCTT.	49
Figure V-7: Profil de production des traceurs lors d'un SWCTT.	49
Figure 1: Perméabilités relatives. [8]	57
Figure 2: Les différents types de formation des micelles. [10]	58
Figure 3: Différentes formes de Winsor. [27]	59
Figure 4: La méthode d'injection de surfactants et polymères. [28]	60
Figure 5: Image de modèle capillaire à mouillabilité mixte (a), et le dispositif de gonflement d'argile(b).	62
Figure 6: Fiche technique du puits PILOTE 1.	63
Figure 7: Photo présente de sélection de formulation de tensioactif [30].	64
Figure 8: Coupe lithologique du champ de Hassi Messaoud.	65

Liste des Symboles et Abréviations

<i>Symboles</i>	Signification
<i>K</i>	La perméabilité absolue en md.
μ	la viscosité dynamique en cp.
<i>P</i>	La pression (kg/cm ²).
Δ	Le module de gradient.
ρ	La masse volumique du fluide en kg/m ³ .
<i>g</i>	L'accélération de pesanteur en m/s ² .
<i>K_{rw}</i>	La perméabilité relative à l'eau en md.
μ_w	La viscosité de l'eau (fluide déplaçant) en cp.
μ_o	Viscosité de l'huile en cp.
<i>K_{ro}</i>	La perméabilité relative à l'huile en md.
<i>S_w</i>	La saturation de l'eau.
<i>S_o</i>	La saturation de l'huile.
<i>M</i>	Le rapport de mobilité.
<i>S_{wi}</i>	La saturation d'eau irréductible.
<i>S_{or}</i>	La saturation d'huile résiduelle.
θ	L'angle de mouillage en degré.
<i>P_c</i>	La pression capillaire.
<i>r</i>	Le rayon du tube capillaire en mm.
$\gamma_{(o,w)}$	la tension interfaciale eau/ huile en N/m ou J/m ² .
<i>N_{ca}</i>	le nombre capillaire.
ϑ	La vitesse d'écoulement en m/s.
<i>R</i>	le rapport entre les interactions des molécules de tensioactif localisées à l'interface avec les molécules voisines d'huile et d'eau respectivement.
<i>A_{SE}</i>	Interactions moléculaires Tensioactif/Huile par unité d'aire interfaciale.
<i>A_{SH}</i>	Interactions moléculaires Tensioactif/Eau par unité d'aire interfaciale.
λ_w	La mobilité en eau md / cp.
λ_o	La mobilité en huile md / cp.
<i>I_i</i>	Indice d'injectivité.
<i>Q_w</i>	Débit d'injection en m ³ /j.
<i>P_g</i>	Pression de gisement (kg/cm ²).

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



INTRODUCTION

Introduction

Introduction

Les processus de récupération assistée (EOR : Enhanced Oil Recovery) sont définis pour inclure les processus qui augmentent la récupération du pétrole au-delà de la récupération secondaire. Un procédé EOR consiste à injecter un fluide autre que l'eau dans le réservoir. On estime qu'environ 65% de l'huile initiale en place (OOIP) reste dans le réservoir après la récupération secondaire. Le nombre croissant de projets EOR à travers le monde, rendu possible par l'apport de nouvelles technologies, est clairement justifié par le potentiel pétrolier important à récupérer [1]. Enfin, nous allons mettre en revue les mesures à suivre et la mise en œuvre d'un projet EOR spécifiquement EOR chimique (injection de tensioactifs et polymères).

L'EOR chimique consiste à injecter des tensioactifs, 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, entraînant ainsi la réduction de la tension interfaciale (IFT) jusqu'à une valeur ultra-basse (0.001 mN/m). Par conséquent l'huile résiduelle sera mobilisée dans la récupération tertiaire. [2]

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

Les polymères utilisés dans la même condition de réservoir permettent d'abaisser sensiblement les forces visqueuses en élevant la viscosité de fluide déplaçant.

Le taux de récupération dépend du nombre capillaire, un facteur empirique qui est lié au rapport des forces visqueuses et capillaires. Plus le nombre capillaire est élevé, plus important sera le taux de récupération.

Le but de ce travail consiste à étudier l'influence de l'injection des surfactants et polymères dans des micro-modèles à mouillabilité mixte, et son application par le test SWCTT dans le réservoir de la zone 4 du champ de Hassi Messaoud en vue d'augmenter le taux de récupération de l'huile.

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

Dans le chapitre I intitulé «Notions générales sur la récupération du pétrole» sont présentées des généralités sur les techniques de récupération. Cela concerne les différents mécanismes de

Introduction

drainage du pétrole et l'importance de la connaissance de la théorie des phénomènes capillaires et leur impact sur la production.

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

Dans le chapitre III, inclue la présentation de champ de Hassi Messaoud.

Dans le chapitre IV, est traitée la partie expérimentale. Il renferme les essais d'injection du système eau / surfactant / polymère dans le micro-modèle capillaire de mouillabilité mixte. Et d'inhibition de gonflement d'argile dans des milieux aqueux (pH=7, pH=12, et en présence de KCl). De même les résultats et leur interprétation sont présentés.

Le chapitre V comporte les résultats de l'injection de surfactant et polymères dans la zone 4 de gisement de Hassi Messaoud (HMD) et l'estimation des valeurs de saturation résiduelle de l'huile.

On achève ce mémoire par une conclusion et recommandations.



PARTIE

THEORIQUE

CHAPITRE I:

NOTIONS GENERALES SUR LA RECUPERATION DU PETROLE

I.1: Introduction

L'exploitation d'un gisement pétrolier se déroule en trois étapes, la première étape ou récupérations primaire, puis secondaire et enfin améliorée. On distingue donc :

La récupération primaire (Original Oil in Place-OOIP): Le pétrole remonte spontanément à la surface, grâce à la différence de pression entre l'intérieur du réservoir pétrolier et la surface. Ce procédé permet, selon les réservoirs, de récupérer entre 5 et 30 % du pétrole en place (OOIP). [2]

La récupération secondaire (Improved Oil Recovery -IOR) : Pour augmenter ce taux de récupération, les procédés secondaires consistent à injecter par un puits d'injection du gaz ou de l'eau afin de drainer «pousser» le pétrole et de récupérer par le puits de production la fraction restée en place lors de la récupération primaire. Ces méthodes sont employées couramment sur les gisements suffisamment importants ; elles permettent d'atteindre un taux de récupération de l'ordre de 25% à 35% du pétrole en place (OOIP). [2]

La récupération tertiaire (Enhanced Oil Recovery – EOR) : Qui permettent d'accroître d'avantage ces taux de récupération. Trois techniques distinctes peuvent être utilisées :

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

- L'EOR miscible : c'est l'injection de gaz tel que le CO₂ qui est en se mélangeant avec le pétrole a une miscibilité réciproque va diminuer la viscosité et la tension interfaciale entre et l'huile et l'eau favorisera la production.

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

Ces techniques permettraient un gain de 20% des taux de récupération dans la plupart des champs, (voire la figure I-1). [2]

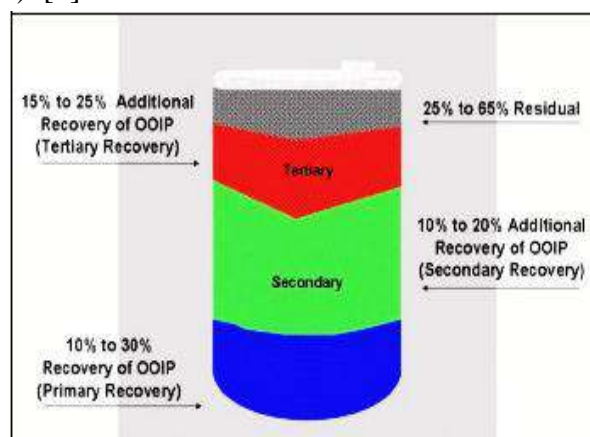


Figure I-1: Profil de récupération d'un réservoir conventionnel. [3]

I.2: Mécanisme de drainage de la roche réservoir

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

On distingue :

- ✓ Le drainage naturel d'un puits.
- ✓ Le drainage assisté. [4]

I.2.1: Mécanisme de drainage naturel (drainage primaire)

De façon générale, le taux de récupération pour le gaz est bien supérieur à celui de l'huile du fait de la compressibilité du gaz et de facilité d'écoulement.

En moyenne on obtient les taux de récupération suivants :

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

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

- ✓ **Expansion monphasique du gaz et de l'huile** : ce mécanisme est efficace pour le gaz par suite de sa compressibilité. Par contre, il est peu efficace pour l'huile (quelques pour cent)
- ✓ **Expansion du gaz dissous dans l'huile** : quand la pression du gisement baisse, il y a désorption du gaz.
- ✓ **Expansion du gaz** : situé au-dessus du gisement d'huile, le volume d'huile pompé étant compensé par l'expansion du gaz accumulé à la partie supérieure du gisement (gas-cup) (figure I-2) [3].

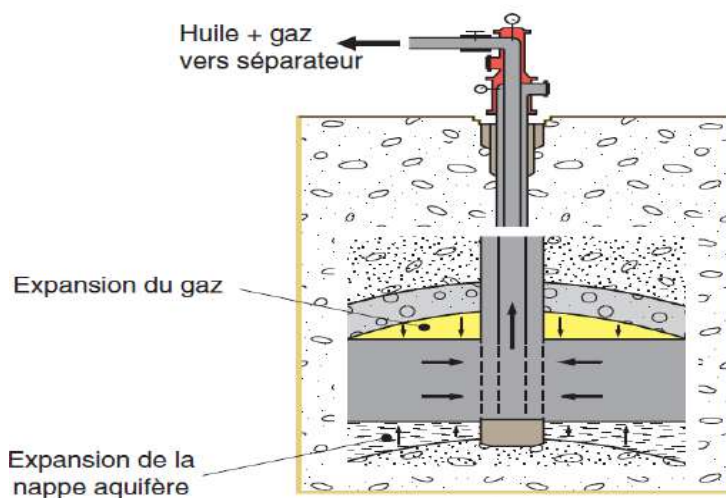


Figure I-2 : Drainage naturel résultant de la pression du gaz et de l'eau du gisement [4].

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

I.2.2: Drainage assisté (secondaire et tertiaire)

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

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

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

- **Drainage secondaire** : **injection d'eau** réalisée dans la nappe aquifère située sous le gisement d'huile ou **injection de gaz** au-dessous du gisement : on provoque un **drainage vertical** du réservoir (voir la figure I-3).

- **Drainage tertiaire** : **injection de vapeur d'eau** réalisée dans la roche réservoir en particulier pour les réservoirs d'huile lourde. Injection de produits chimiques (émulsions eau/huile/tensioactifs, solution de polymères dans l'eau) [4] ; ces produits vont diminuer la pression capillaire P_c et la saturation d'huile résiduelle en augmentant donc la production de pétrole.

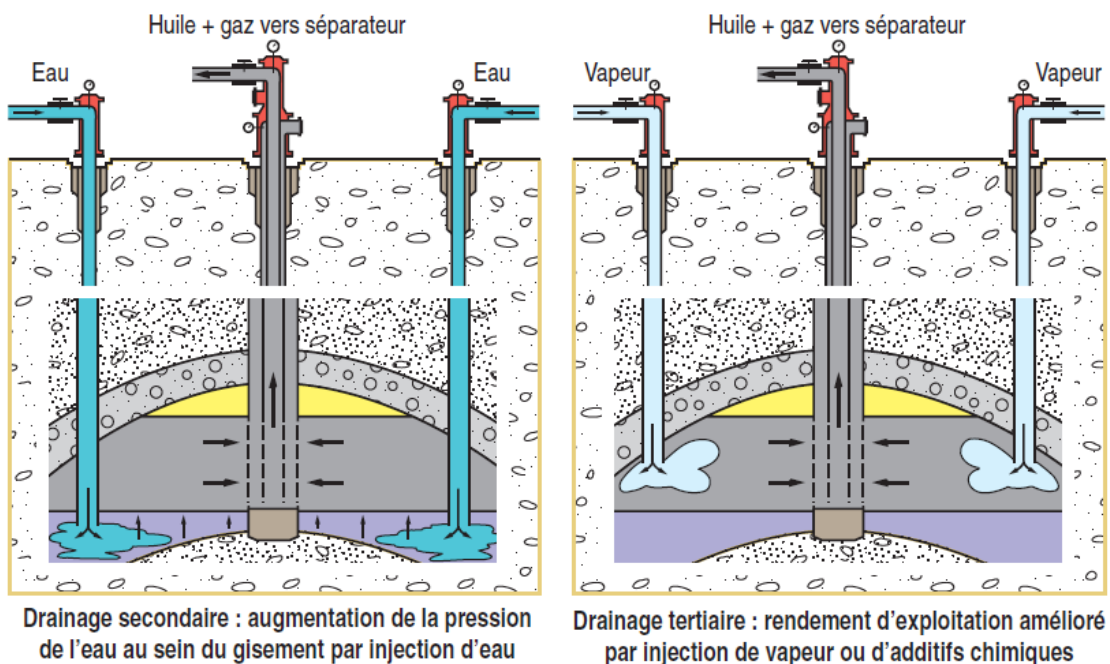


Figure I-3: Drainage assisté du réservoir [4].

✓ Pour les réservoirs de grande étendue, on injecte de l'eau et/ou du gaz par les puits injecteurs situés au centre de carrés constitués par les puits producteurs : on provoque ainsi un **drainage radial** du réservoir (figure I- 4). [4]

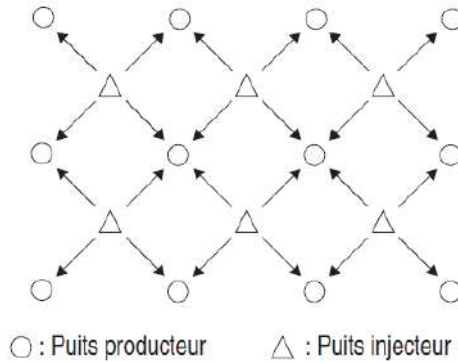


Figure I-4: Vue de dessus d'un drainage radial de réservoir [4].

I.3: Les écoulements dans les milieux poreux

Un milieu poreux est composée d'un solide de forme complexe (matrice), contenant des vides appelés "pores". Le rapport du volume de ces vides au volume total du milieu poreux constitue la porosité. Celle-ci peut être ouverte (connectée) ou fermée suivant l'arrangement spatial des minéraux (figure I-5). Les pores peuvent être saturés d'un ou plusieurs fluides (saumure, gaz, hydrocarbures) dont la facilité à s'écouler à travers le milieu poreux est caractérisée par la perméabilité. La porosité et la perméabilité monophasique (appelée perméabilité absolue) sont des propriétés intrinsèques du milieu poreux.

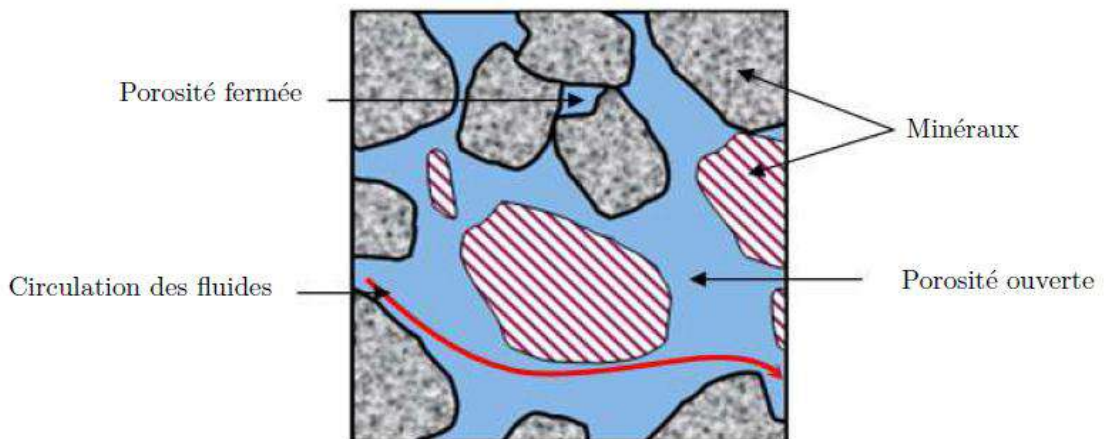


Figure I-5: Représentation schématique du milieu poreux.

En mécanique des fluides, l'écoulement d'un fluide est décrit par l'équation de Navier-Stokes : [4]

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

Où ρ : la masse volumique, V : la vitesse d'écoulement, P : la pression, μ : la viscosité dynamique du fluide et g est l'accélérateur de pesanteur.

Cette équation décrit les phénomènes de dispersion des fluides considérés comme un milieu continu. Pour les écoulements des fluides newtoniens incompressibles en régime stationnaire et laminaire, l'équation de Navier-Stokes est représentée par la loi de Darcy. [6]

I.3.1: La loi de Darcy

a) Monophasique

L'étude des écoulements des fluides dans les milieux poreux a été réalisée par Darcy en 1856; il a établi une relation linéaire entre le débit et le gradient de pression appliqué de part et d'autre d'un massif de sable. L'équation de Darcy dans un cas d'écoulement monophasique à travers un milieu poreux caractérisé par une perméabilité absolue (K) et soumis à une gravité homogène (g) s'écrit comme suit [5]:

$$q = -\frac{K}{\mu} (\Delta P - \rho g) \quad (I-2)$$

Où u : le débit superficiel, k : la perméabilité absolue, μ viscosité dynamique, ρ est la masse volumique du fluide, et la perméabilité absolue (K) est définie par la capacité de la roche à laisser passer un fluide. La valeur de la perméabilité absolue est déterminée par la structure de la roche poreuse. L'unité de mesure de la perméabilité la plus utilisée est le Darcy (D) ; $1 D = 0,9869 \mu m^2$. [7]

b) Diphasiques

Dans un cas de déplacement de deux fluides non miscibles, la notion de perméabilité relative est introduite. Pour un cas d'un milieu poreux saturé d'eau et d'huile, la loi de Darcy pour l'écoulement de la phase eau (resp. huile) d'une viscosité μ_w (resp. μ_o) et d'une masse volumique ρ_w (resp. ρ_o) est exprimée par l'équation I.3 (resp. équation I.4) :

$$q_w = -\frac{KK_{rw}}{\mu_w} (\Delta P_w - \rho_w g) \quad (I-3)$$

$$q_o = -\frac{KK_{ro}}{\mu_o} (\Delta P_o - \rho_o g) \quad (I-4)$$

Où K_{rw} et K_{ro} sont respectivement les perméabilités relatives à l'eau et à l'huile, q_w et q_o sont respectivement le débit superficiel de l'eau et de l'huile. [7]

I.3.2: La mobilité dans le milieu poreux

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

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

Où λ_w et λ_o sont les mobilités en eau et en huile, respectivement, en md / cp; k_{rw} et k_{ro} sont les perméabilités relatives à l'eau et à l'huile, μ_o et μ_w sont respectivement la viscosité de l'huile et la viscosité de l'eau.

Si M est inférieur ou égal à 1, la phase déplaçant est plus « lente », ce qui permet un balayage efficace et donc une récupération importante. Inversement, si la phase qui déplace est plus « rapide » ($M > 1$), donc le balayage inefficace (la figure I-6), menant à une récupération très faible. [8]

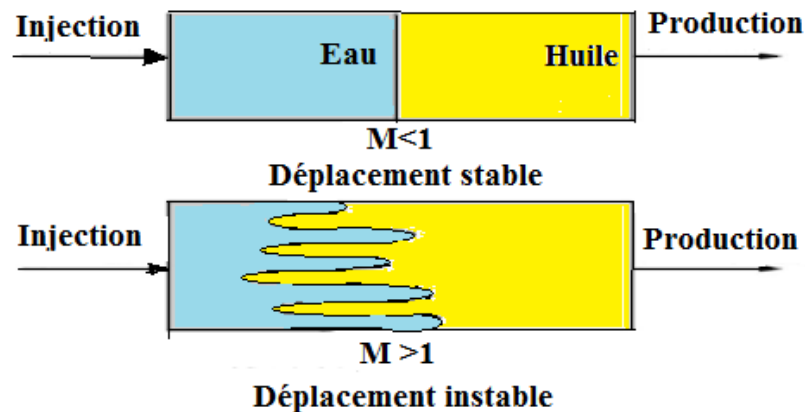


Figure I-6: Schéma explicatif de phénomène de mobilité. [9]

I.3.3: L'effet des phénomènes capillaires

a) La tension superficielle et interfaciale

La tension superficielle est définie comme la force à la surface d'un fluide due à l'attraction entre les molécules. Les forces de liaisons ont une résultante dirigée vers l'intérieur. La tension superficielle représente le travail minimum à fournir pour augmenter la surface d'une unité. Elle s'exprime en N/m ou J/m². [10]

La tension interfaciale est définie lorsque le système est composé de deux fluides non miscibles, elle est la force nécessaire pour rompre la surface entre deux ces fluides non miscibles. [7], qui peut être modifié par la température, la salinité, etc. 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 [8] :

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

Où : γ_{1s} , γ_{2s} : tension interfacial entre le fluide 1 (resp. le fluide 2) et un solide, γ_{12} est la tension interfacial entre le fluide 1 et le fluide 2.

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.

b) Le mouillage

Il peut être défini thermodynamiquement comme, « la tendance d'un fluide à s'étaler ou adhérer sur une surface solide en présence des autres fluides non miscibles ». La mouillabilité définissant l'angle de contact (ou angle de mouillage) est noté θ (Figure I-7) [8].

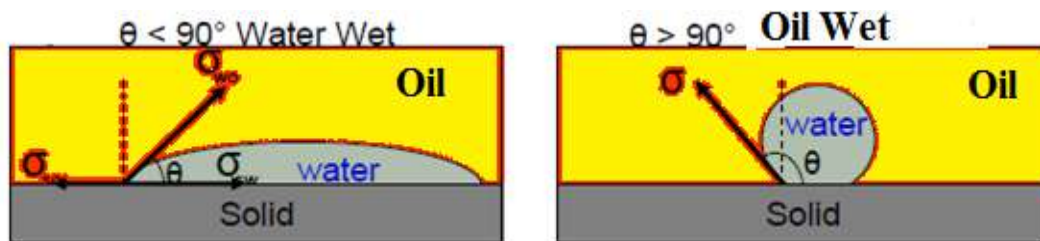


Figure I-7: Schéma représente l'effet de mouillabilité. [11]

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

La phase mouillante (par exemple l'eau) occupe les zones étroites tandis que la phase non mouillante (par exemple l'huile) occupe préférentiellement les pores de grande taille. [12]

Cette mouillabilité peut être alternée et est observée durant :

- Le forage : le fluide de forage à base d'huile crée une altération de la mouillabilité.
- La complétion : avec sa filtration dans les pores par le phénomène de pistonage.
- L'exploitation: le changement des paramètres des gisements (pression $P_g < P_b$,

température) sont les causes principales de la précipitation des particules en suspension dans brut (les paraffines, les cires, les asphaltènes et les résines). Ces particules forment un film sur les parois des pores et les capillaires et altèrent la mouillabilité de la roche d'hydrophile à hydrophobe. [13]

c) 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 (La figure I-8), l'application de l'équation de Laplace :

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

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

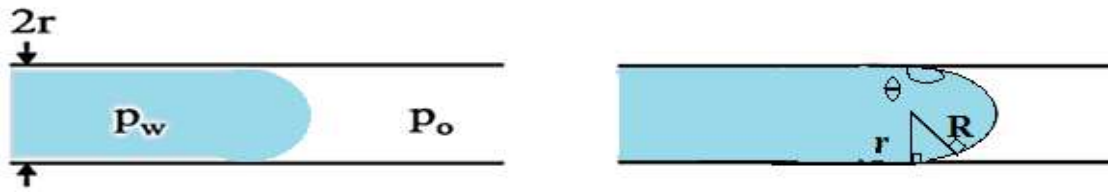


Figure I-8: Schéma représentant une interface de deux liquides dans un capillaire.

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

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

- Plus la tension interfaciale est élevée plus l'huile reste piégée dans la roche réservoir.
- Après l'altération de la mouillabilité, les roches réservoirs deviennent hydrophobe (ayant une affinité à l'huile) qui favorise le piégeage de l'huile dans le réservoir et élèvent la saturation résiduelle en huile.
- Plus les forces capillaires sont négligeables (P_c faible), plus la saturation en huile résiduelle S_{or} diminue entraînant une augmentation de perméabilité relative à l'huile K_{or} d'où le taux de récupération augmente. [10]

I.3.4: 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 absolue K , de la manière suivante :

$$K_{ri}(S_i) = \frac{K_i(S_i)}{K} \quad (\text{I-8})$$

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

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

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

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} (voir l'annexe A). [14]

I.3.5: Le nombre capillaire

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

$$N_{ca} = \frac{\mu_w \cdot \vartheta}{\gamma_{(o,w)}} \quad (I-9)$$

Avec:

N_{ca} : le nombre capillaire

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

$\gamma_{(o,w)}$: la tension interfaciale entre l'huile et l'eau (qui varie en fonction de la concentration en tensioactif)

ϑ : La vitesse d'écoulement de la phase aqueuse.

Lorsque $N_{ca} \ll 1$, les effets capillaires dominent les forces visqueuses. Lors des opérations de récupération de l'huile, la valeur de N_{ca} peut être modifiée en changeant soit la valeur de la viscosité par l'utilisation des polymères ou bien en réduisant la tension interfaciale par l'utilisation des tensioactifs. Les différentes forces mises en jeu à l'échelle du pore jouent un rôle dans l'efficacité de la production de pétrole, via le nombre capillaire. Ainsi, selon les roches, il advient que plus le nombre capillaire est élevé, plus la saturation résiduelle en huile S_{or} diminue (figure I-9), signifiant que plus le taux de récupération augmente (figure I-10). [12]

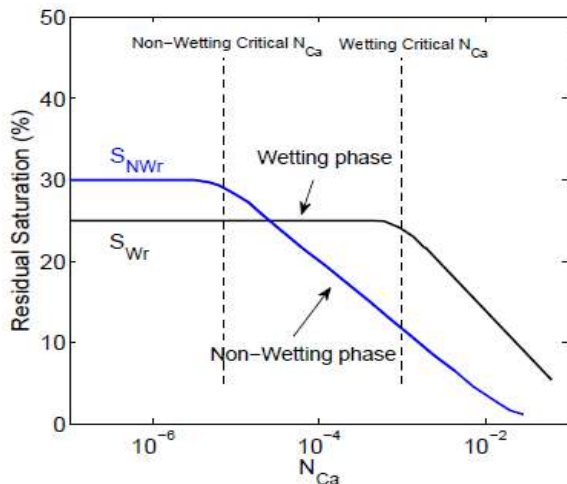


Figure I-9: Courbe de saturation résiduelle en fonction du nombre capillaire. [15]

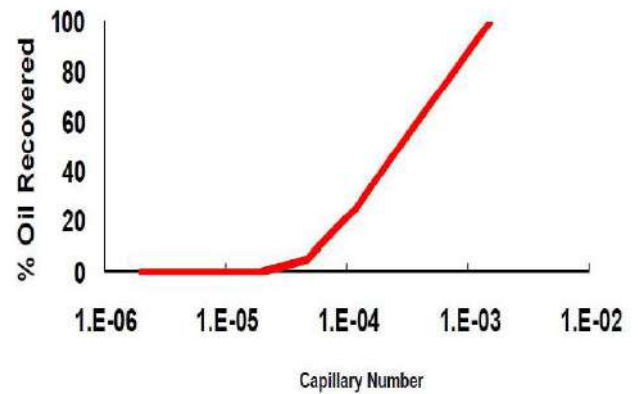


Figure I-10: Courbe de la récupération de l'huile en fonction du nombre capillaire. [9]

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

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

I.4: Classification des procédés de récupération tertiaire d'huile

En récupération assistée, il existe des méthodes permettant d'agir sur l'efficacité de balayage à grande échelle voir la figure I-11.

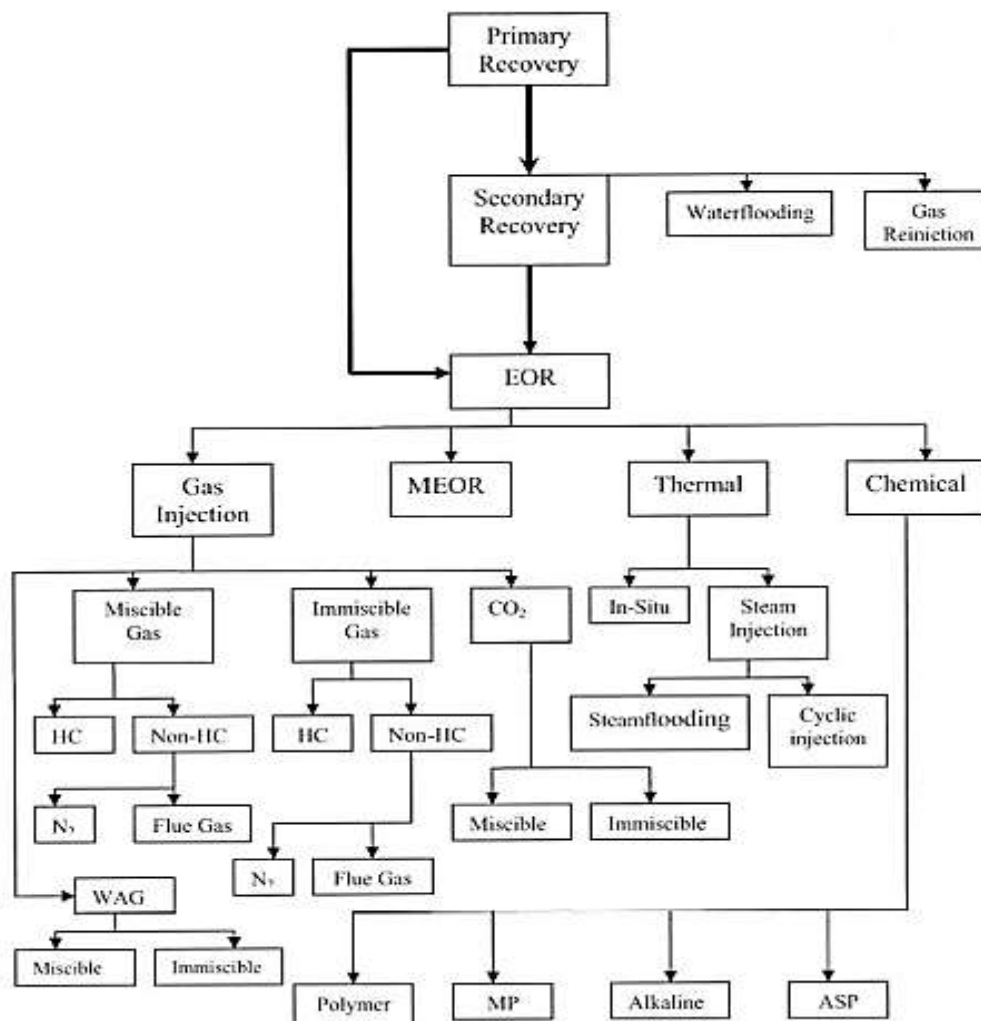


Figure I-11: Classification des procédés de récupération de l'huile [14]

Pour chaque technique de récupération il y a un programme de développement qui comporte plusieurs phases :

- Phase préliminaire : les essais de performance au niveau de laboratoire, sur des micro-modèles (verre, plastique, sable, billes en verre ...).
- La deuxième phase : des tests sont effectués sur des carottes standards de Berea.
- Troisième phase : tests effectués sur les carottes provenant de réservoir pétrolier.
- Quatrième phase : des tests pilotes.
- Et la dernière phase : application dans le gisement.

Les modèles capillaires à mouillabilité mixte offrent les possibilités :

- D'observer la mobilité des phases et des angles de contacts
- D'effectuer des essais de drainage avec des volumes réduits et dans des temps très courts.
- De concevoir des installations à manipulation facile simple rapide et à coût moins cher. [16]

CHAPITRE II :

**PROPRIETES ET APPLICATION
DE SURFACTANTS ET
POLYMERES**

II.1: Introduction

La récupération de l'huile par le drainage primaire et secondaire (water-flooding) permet d'extraire environ un tiers de l'huile en place. L'huile reste piégée dans le réservoir à cause des forces visqueuses et des forces capillaires ou à l'instabilité de front de drainage ($M > 1$).

L'objectif de la récupération tertiaire est d'augmenter économiquement l'efficacité de récupération au-delà de celle réalisée par water-flooding en réduisant la saturation résiduelle d'huile par :

- l'utilisation des tensioactifs (surfactant) pour diminuer les forces capillaires par l'abaissement des tensions interfaciales et changement de la mouillabilité.
- L'utilisation des polymères pour augmenter les forces visqueuses par l'élévation de la viscosité du fluide déplaçant (eau) et contrôler la mobilité.

II.2: Les Tensioactifs

Une molécule tensioactive se définit par la présence conjointe d'une partie hydrophile et d'une partie hydrophobe, qui lui donne son caractère amphiphile. C'est l'antagonisme de cette structure qui lui confère ses propriétés particulières d'adsorption aux interfaces. [17]

II.2.1: Structure

Une molécule typique d'agent tensioactif est constituée d'une partie polaire (Hydrophile c'est à dire une forte affinité pour l'eau) et une partie apolaire (Lipophile ayant une forte affinité pour l'huile).

a) La partie **hydrophile** (tête), polaire qui contient des groupes alcool, acide, sulfate, sulfonâtes, phosphate et amine. Ces derniers sont constitués d'hétéroatomes comme O, S, P, ou N.

b) La partie **hydrophobe** (Queue), apolaire ou peu polaire qui est en général un groupe de chaîne hydrocarbonée de type alkyle*ou alkyl benzène ou fluoro carbonée contenant de 8-18 atomes de carbone, et qui peut renfermer éventuellement des atomes d'halogène et même des atomes d'oxygène. [8]

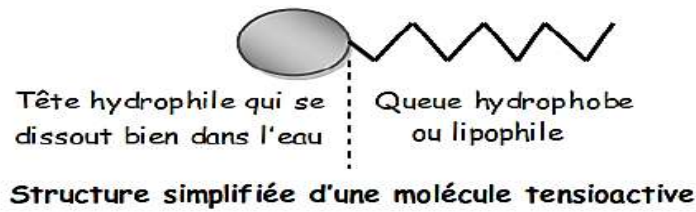


Figure II-1: Représentation d'un surfactant. [8]

Selon la structure chimique, les tensioactifs se caractérisent par deux propriétés fondamentales :

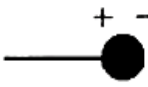
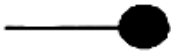
- ✓ **L'adsorption** : aux interfaces (liquide-roche, liquide-liquide).
- ✓ **L'association** : en solution sous forme de micelle. [8]

II.2.2: Classification

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

Tableau II-1: Représentation de la classification des surfactants. [8]

Tensioactifs	Caractéristiques	Principales propriétés
<p>Anioniques</p>	<p>La partie hydrophile du tensioactif est chargée négativement (Anion). Exemple : Carboxylates: $C_nH_{2n+1} COO^- X^+$ Sulfates: $C_nH_{2n+1} OSO_3^- X^+$ Sulfonates: $C_nH_{2n+1} SO_3^- X^+$ Phosphates: $C_nH_{2n+1} OPO(OH)O^- X^+$ avec n étant compris entre 8-16 atomes et le contre-ion X^+ est généralement Na^+.</p>	<p>Ils sont les plus courants, peu onéreux, bons mouillants et représentent environ de 55% des tensioactifs dans le monde. Les plus communs dans l'EOR car ils possèdent une forte activité interfaciale et une faible rétention.</p>
<p>Cationiques</p>	<p>La partie hydrophile du tensioactif est chargée positivement. Ce sont des composés azotés de type d'ammonium quaternaire. Exemple : chlorure-tétraalkylammonium $R-N^+-R'(CH_3)_2 Cl^-$ ($R'=C_{16} \text{ à } C_{18}$) Pyridinium, Lmidazolnrum</p>	<p>Peu mouillant, utilisable dans applications particulières. ont peu d'utilité dans l'EOR parce qu'ils sont adsorbés fortement par les surfaces anioniques d'argiles interstitielles.</p>

<p>Amphotère</p> 	<p>La nature de la charge de la partie hydrophile dépend du pH du milieu:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Cationique: $\text{pH} < 7$ - Anionique: $\text{pH} > 7$ - Non ionique: $\text{pH} = 7$ <p>les aminoacides, les phospholipides, Exemple : Acide aminés substitués $\text{R-N}^{+-}(\text{CH}_3)_2\text{-CH}_2\text{COO}^-$ ($\text{R}=\text{C}_{12}$ à C_{18}), Aminocarboxylate</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:</p> <p>alcoolethoxylates $\text{R-CH}_2\text{-O-(CH}_2\text{-CH}_2\text{-O)}_n\text{-H}$ ($\text{R}=\text{C}_{10}$ à C_{18}, $n=5-10$), alkylphénoethoxylates $\text{R-C}_6\text{H}_4\text{-O-(CH}_2\text{-CH}_2\text{-O)}_n\text{-H}$, Alkyl-Alkyl-aryl Acyl, Acylamino-Acylamine polyglycol ethers</p>	<p>l'importance industrielle un peu moins de 40% du total.</p>

II.2.3: Propriétés des tensioactifs

➤ *Le moussage*

Est une dispersion d'un gaz dans une phase liquide stabilisée par un film dans lequel le tensioactif est adsorbé aux deux interfaces eau/air formant une double couche. [17]

➤ *L'émulsion*

Les émulsions sont des dispersions de gouttes d'une phase liquide dans une autre phase liquide non miscible. Ces systèmes sont instables du point de vue thermodynamique. Les émulsions sont stabilisées par la présence de molécules amphiphiles nommés émulsifiants, dont le rôle va être d'abaisser la tension à l'interface. [18]

Les émulsions ayant une phase continue aqueuse et une phase dispersée huileuse sont dites émulsions directes, notées H/E (huile-dans-eau, voir la figure II-2). [18]

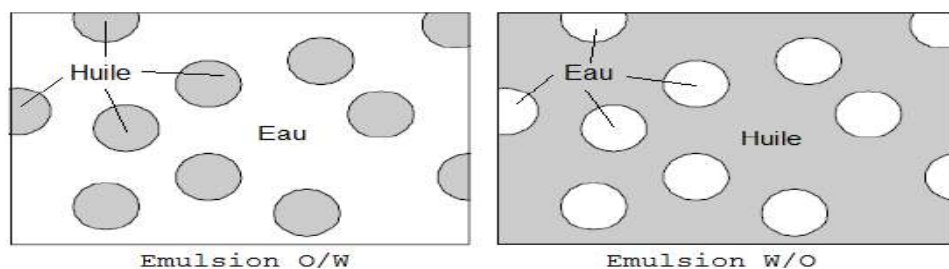


Figure II-2: Représentation schématique d'une émulsion H/E et E/H.

Les émulsions de phase continue huileuse et phase dispersée aqueuse sont appelées émulsions inverses et notées E/H (eau -dans- huile, figure II-2). [18]

On parle alors d'émulsion double ou d'émulsion multiple. Selon la phase continue, une émulsion eau dans- huile elle-même en émulsion dans l'eau sera notée E/H/E (eau-dans-huile-dans-eau), et de manière équivalente, H/E/H (huile-dans-eau-dans-huile est schématisé sur la figure II-3. [18]

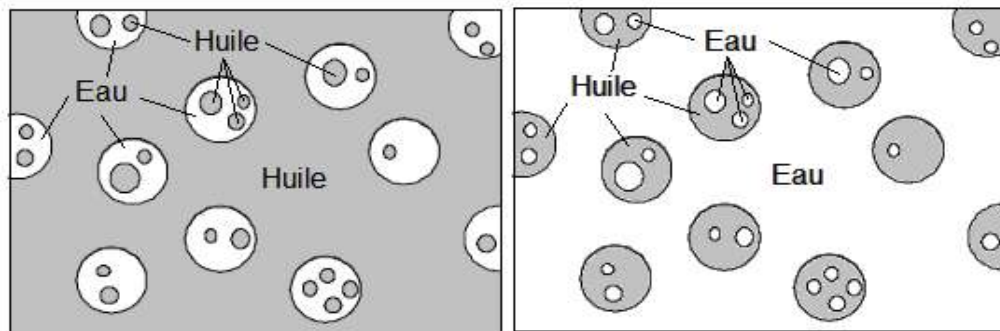


Figure II-3: Représentation schématique d'une émulsion H/E/H et E/H/E. [18]

➤ *La solubilisation*

Les tensioactifs ont la propriété de dissoudre les liquides organiques insolubles dans l'eau. Cette solubilisation résulte de l'enveloppement de ces derniers par les micelles suivant l'orientation préférentielle des tensioactifs. [17]

II.2.4: Caractéristiques des agents tensioactifs

a) La concentration micellaire critique CMC

C'est la concentration au-dessus de laquelle les micelles se forment en solution. Les micelles sont des associations des molécules d'ion en solution. Elles se forment après la saturation de la surface par les tensioactifs.

Il existe plusieurs formes des micelles selon la concentration des tensioactifs : sphérique, cylindrique, cylindrique- hexagonale et lamellaire (voir l'annexe B). [17]

Plus la concentration en tensioactif augmente plus la tension de surface diminue Jusqu'à la saturation à l'interface et que les molécules de tensioactifs commencent à former des micelles à la concentration micellaire critique (CMC). A partir de cette concentration la tension de surface n'évolue plus. (Figure II-4) [10]

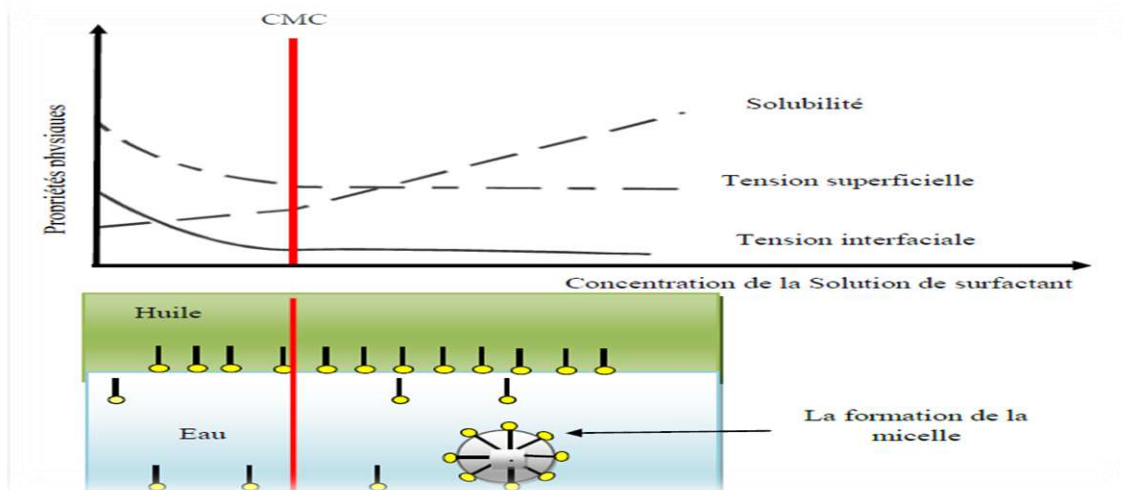


Figure II-4: Tension superficielle, tension interfaciale, la solubilisation et la formation d'une micelle en fonction de la concentration de la solution du surfactant [19]

En milieu diphasique, les solutions micellaires peuvent spontanément solubiliser une partie de l'une des deux phases existantes et créer ainsi des microémulsions thermodynamiquement stables comme la figure II-4. [10]

II.2.5: Comportement de phase (huile / saumure / tensioactif)

a) Diagramme de Winsor

Les 2 principaux types d'émulsions, H/E et E/H, impliquent la présence de deux phases non-miscibles et sont donc associés au comportement diphasique à l'équilibre. [20]

Winsor a défini les relations entre le comportement de phase d'un mélange eau/huile/tensioactif et la nature des différents composés (variables de formulation) dans un diagramme ternaire. Il a ainsi classé les comportements en 3 différents diagrammes de phase selon la valeur de R.

R est le rapport entre les interactions des molécules de tensioactif localisées à l'interface avec les molécules voisines d'huile et d'eau respectivement:

$$R = \frac{A_{SH}}{A_{SE}} \quad (II-1)$$

Avec A_{SH} : interactions moléculaires Tensioactif/Huile par unité d'aire interfaciale,

A_{SE} : interactions moléculaires Tensioactif/Eau par unité d'aire interfaciale.

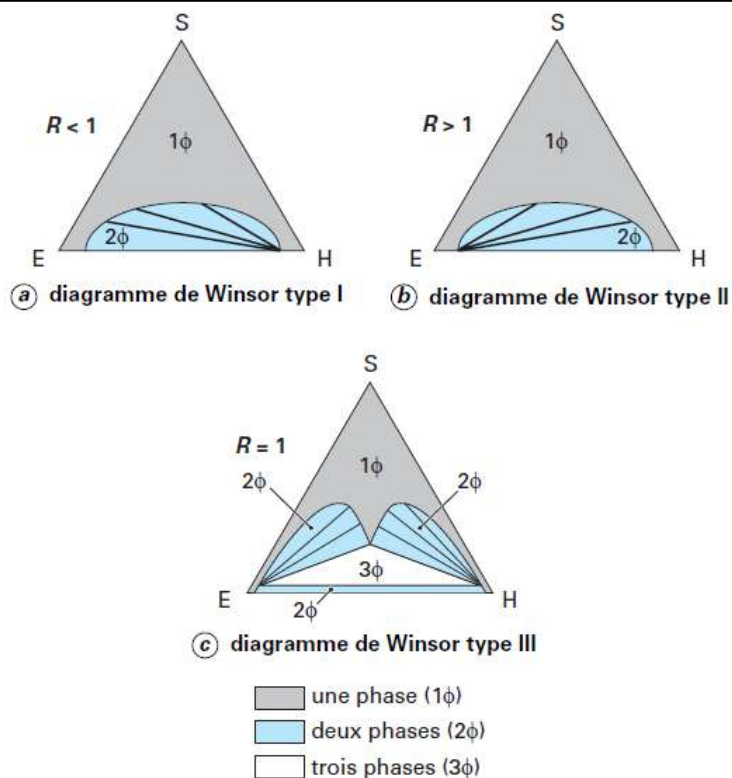


Figure II-5 : Les types de diagrammes ternaires pour les systèmes tensioactif / eau / huile [20].

Suivant que le rapport R est supérieur, inférieur ou égal à 1, on obtient des diagrammes de phases caractéristiques appelés diagrammes de **Winsor I, II ou III** (figure II-5). A forte concentration en tensioactif, on observe une zone monophasique à laquelle on se réfère en parlant d'un comportement de Winsor IV (voir l'annexe C). Au voisinage du côté EH, on observe la présence d'une zone polyphasique (en général diphasique) s'étendant sur toute la largeur du diagramme, sauf lorsque les phases aqueuses et huileuses sont partiellement miscibles entre elles. Si on se déplace vers le haut du diagramme en ajoutant du tensioactif, la largeur de la zone diphasique diminue, ce qui signifie que le tensioactif rend l'eau et l'huile de plus en plus compatibles. A partir d'une certaine concentration en tensioactif (10% à 50%), la zone polyphasique disparaît et le tensioactif « cosolubilise » l'eau et l'huile sous forme de structures plus ou moins bien organisées (zone monophasique).

Les lignes tracées dans la zone diphasique sont appelées lignes de conjugaison ou de partage : leur inclinaison indique si le tensioactif se trouve dans l'eau (Winsor I) ou dans l'huile (Winsor II). Dans le cas du diagramme Winsor III, il existe une zone triphasique. Dans ce dernier cas, la formulation du système est qualifiée « d'optimale » lorsque la microémulsion médiane contient des quantités égales d'eau et d'huile. Pour cette formulation particulière, expérimentalement et

thermodynamiquement bien définie, la solubilisation simultanée de l'eau et de l'huile est maximale pour une quantité donnée de tensioactif et les tensions interfaciales microémulsion/eau et microémulsion/huile sont toutes deux ultrabasses. [20]

II.2.6: Utilisation des tensioactifs dans la récupération assistée

Nous avons vu qu'ils agissent en réduisant la tension interfaciale entre l'eau, l'huile et le solide et/ou en modifiant la mouillabilité de la roche. Pour une action efficace sur la tension interfaciale, il est nécessaire d'abaisser très bas jusqu'à (10^{-3} mN/m). Pour cela, on utilise des systèmes de microémulsions. Ces derniers nécessitent des solutions salines :

- A basse salinité, on a des microémulsions de type I : une phase huileuse contient des traces d'eau et de tensioactifs.
- A haute salinité, on a des microémulsions de type II : une phase aqueuse contenant des traces d'huiles et de tensioactifs.

Le passage du type I au type II peut se faire graduellement en changeant les proportions des différents constituants ou la salinité. On comprend donc qu'un système intermédiaire est aussi possible dans lequel coexistent une phase aqueuse, une phase huileuse et une phase discontinue dans laquelle se trouve la microémulsion à moyenne salinité ; il s'agit de microémulsion de type III (voir la Figure II-6) :

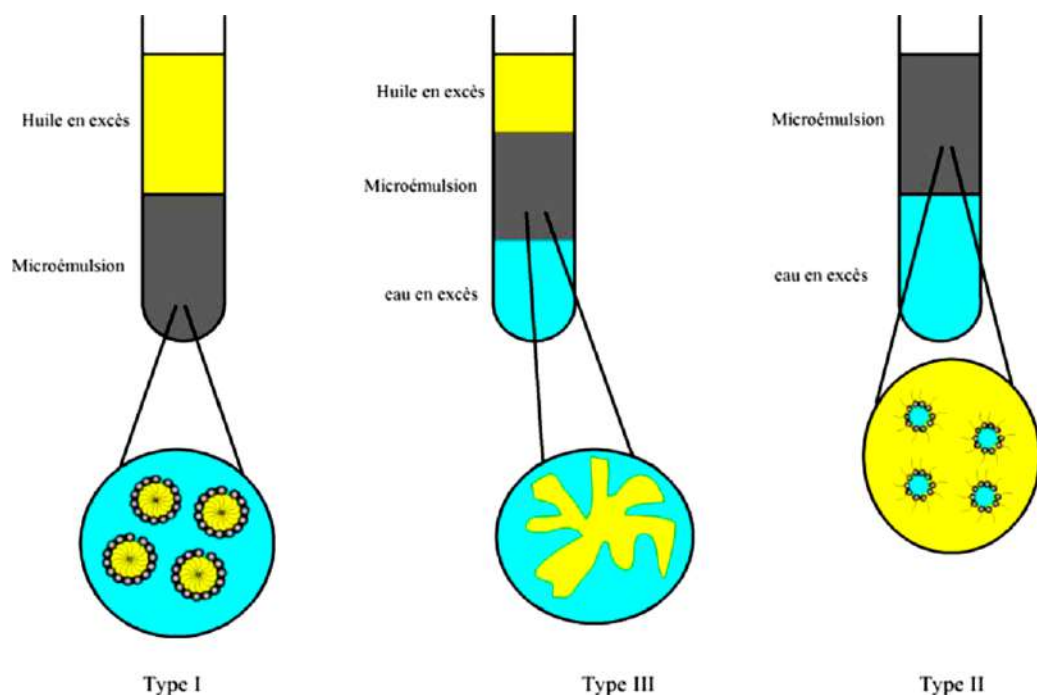


Figure II-6: Les microémulsions.

Les microémulsions de type III sont celles possédant la plus faible tension interfaciale entre les phases. Pour cela il est nécessaire d'utiliser ce type de microémulsions en récupération assistée, les solutions de tensioactifs sont injectées sur une durée relativement courte, de façon à avoir un bouchon qui est suivi par un drainage avec une solution de polymère. (Voir l'annexe D) Ce drainage permet d'assurer un contrôle de la mobilité par la viscosité de façon à ce que l'huile résiduelle remobilisée par le bouchon de tensioactifs soit déplacée de façon uniforme et efficace vers le puits de production (voir la figure II-7).

Des interactions entre le fluide et la roche peuvent avoir des effets sur l'efficacité de l'injection de tensioactifs. Il s'agit de l'adsorption et des phénomènes capillaires. Ces phénomènes peuvent directement ou indirectement affecter la rétention des molécules de tensioactifs et réduire l'efficacité de cette méthode. [10]

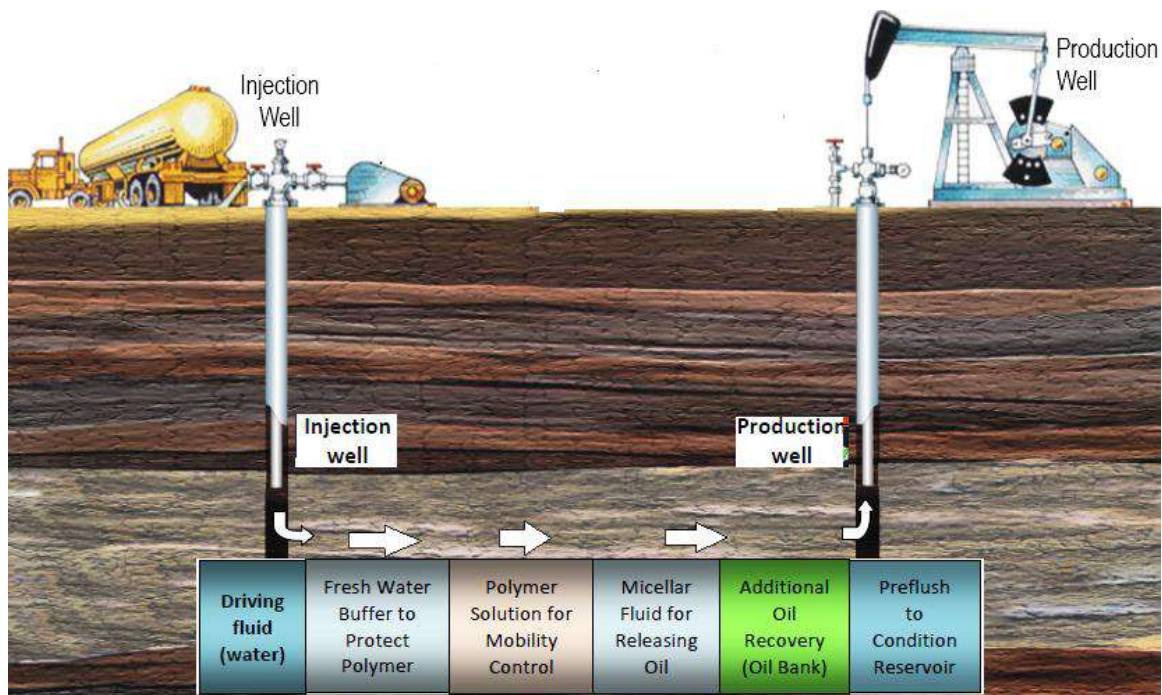


Figure II-7: La technique d'injection de surfactant et polymère en récupération assistée. [8]

II.3: Polymères

II.3.1: Définition

Les polymères sont des macromolécules formés de l'association d'unités élémentaires, La plupart des polymères communs se constituent de répétitions régulières d'un petit nombre, voire d'une seule de ces unités individuelles que l'on nomme monomère (voir figure II-8). [21]

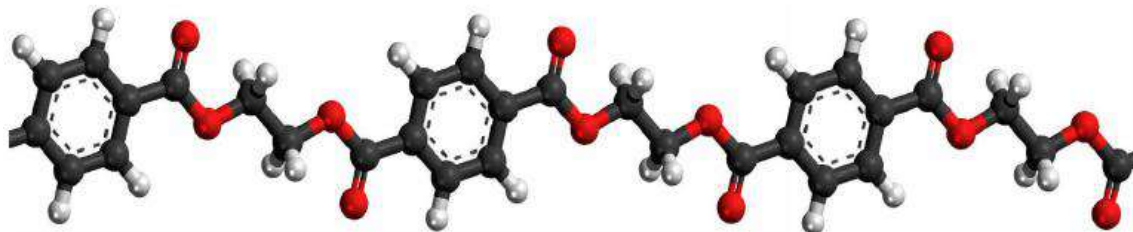


Figure II-8: Schéma d'un polymère [9].

II.3.2: Structure des polymères

Dans une molécule de polymères linéaire, les monomères sont enchainés en ligne. En réalité, la molécule est rarement parfaitement linéaire. Elle peut être branchue ou **ramifiée** (figure II-9). Enfin, les chaines moléculaires peuvent être **interconnectées en réseau** (réticulées) et constituent alors une seule supère molécule (figure II-10). [22]

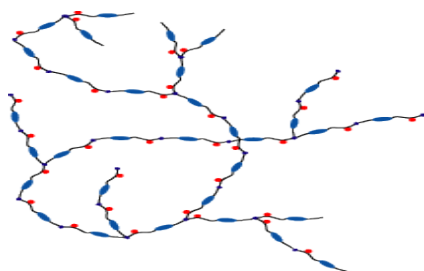


Figure II-9: Schéma d'une macromolécule ramifiée

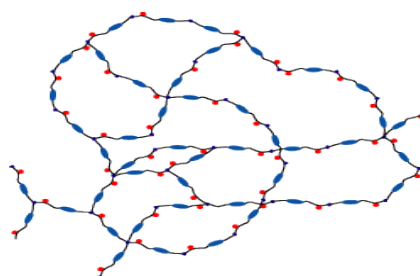


Figure II-10: Schéma d'une macromolécule en réseau ou réticulée

II.3.3: Types des polymères

Les polymères communément utilisés pour augmenter la viscosité de la phase aqueuse sont les **polyacrylamides** ($-\text{CH}_2\text{CHCONH}_2-$) (Figure II-11) et les **polysaccharides** de formule $(\text{C}_6\text{H}_{10}\text{O}_5)_n$. Les polyacrylamides sont des polymères synthétiques (polymérisation de l'acrylamide) solubles en phase aqueuse, qui peuvent être linéaires ou réticulés. [23]

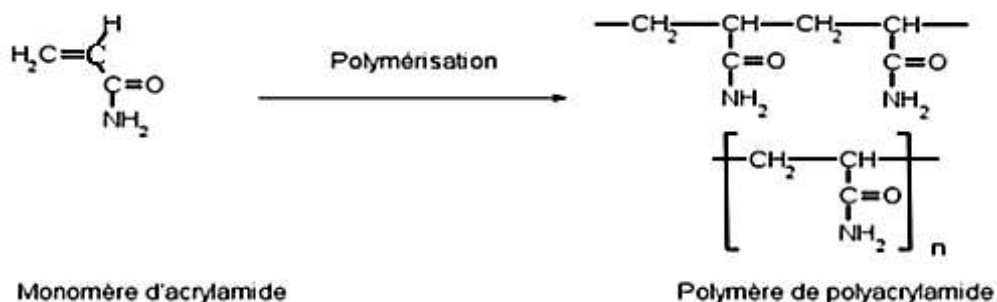


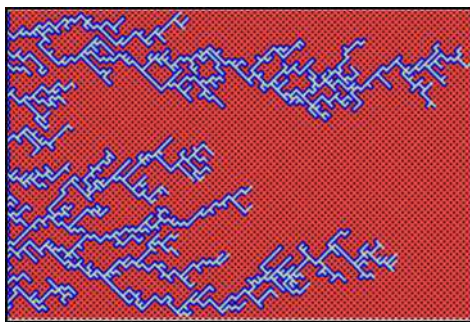
Figure II-11: Monomère d'acrylamide et molécule de polyacrylamide.

❖ **Les polysaccharides** sont des biopolymères susceptibles de former des gels en solution aqueuse; le plus utilisé en EOR est le **xanthane**, puisque il est très résistant à la dégradation mécanique, et lui permet de maintenir une viscosité élevée dans des gisements à haute salinité. Leur coût important a limité leur utilisation par rapport aux polyacrylamides. Le xanthane est aussi résistants aux températures modérées; il commence à être dégradé autour de 90 °C. [23]

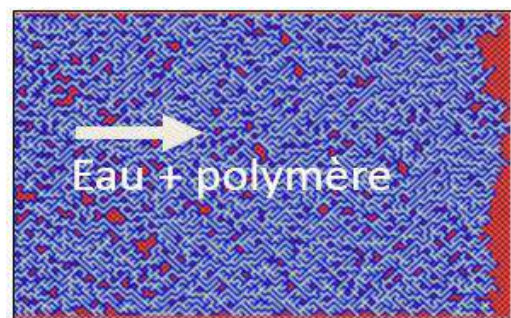
❖ **Les polyacrylamides**, en solution aqueuse sont susceptibles de voir leurs caractéristiques rhéologiques modifiées si les concentrations de sel sont élevées (plus de 1 % de sel, comme c'est le cas dans les saumures). Par ailleurs, les polyacrylamides de haute masse moléculaire donnent des solutions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

II.3.4:L'injection de polymères (*polymère flooding*) dans la récupération assistée

L'injection de polymère consiste à mélanger des molécules de polymère à longue chaîne (comme le polyacrylamide ou le xanthane) avec l'eau injectée en vue d'accroître la viscosité de l'eau à injecter. Cette méthode permet d'améliorer le rapport de mobilité par une augmentation des forces visqueuses et aussi le rendement du balayage vertical et horizontal [24].



**Figure II-12: Rapport de mobilité
eau/huile : 100**



**Figure II-13: Rapport de mobilité
eau/huile : 0.01**

Avec l'injection d'eau, la quantité maximale d'huile à déplacer sera atteinte avec un certain volume injecté. La même quantité d'huile sera déplacée avec un volume inférieur d'une formulation eau-polymère dont la viscosité est comprise entre 10 et 100 fois plus grande par rapport à celle de l'eau, voir un exemple (Figure II-14) :

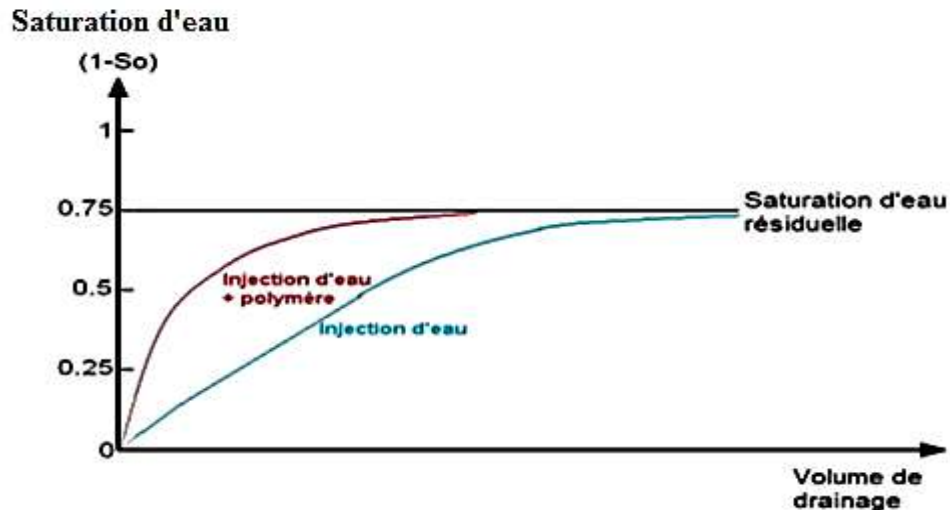


Figure II-14 : La saturation résiduelle d'eau en fonction du volume du fluide déplaçant injecté pour l'eau et une formulation eau-polymère [23].

Les échecs le plus souvent rencontrés dans les opérations de *polymère flooding* sont la perte du polymère (par adsorption dans la roche) et la dégradation de la formulation pendant l'injection. Les caractéristiques idéales pour l'utilisation de *polymère flooding* sont des gisements de haute perméabilité et à faible contenu d'argile avec une viscosité de l'huile ne dépassant pas les 0,1 mPa.s in situ. [23]

Lorsqu'elles circulent en milieu poreux, les molécules de polymères sont « retenues », ce qui a pour avantage de réduire la perméabilité de la roche à l'eau mais pour inconvénient de diminuer l'efficacité de l'injection. Les mécanismes conduisant à la rétention sont l'adsorption, le piégeage mécanique et la rétention hydrodynamique :

1. L'adsorption résulte d'une interaction entre les molécules de polymère et la surface solide. Cette interaction se caractérise par une liaison des molécules à la surface de la roche. Elle provoque une fixation des molécules sur la paroi, qui finissent par tapisser la surface solide accessible. Il s'agit du principal mécanisme de rétention de polymère. [10]

2. La rétention par piégeage mécanique a lieu lorsque les molécules de polymères de taille importante se logent dans des pores de petites tailles. Elle conduit à une obstruction de certains pores et donc à une réduction de la perméabilité pouvant être irréversible. [10]

3. La rétention hydrodynamique est difficile à distinguer du piégeage mécanique. Elle correspond au piégeage de certaines macromolécules dans des pores où apparaissent des points stagnants. Cette rétention est réversible et varie avec le débit d'injection. [10]

L'injection de système polymères / surfactants est utilisée avec succès lorsque la production d'eau est supérieure à la production d'huile, pour des rapports de mobilité très défavorables à l'imbibition, pour des roches réservoirs de perméabilité assez élevée, et peu argileuses. [10]

II.4: Les méthodes chimiques de récupération

Nous avons vu qu'à l'échelle du pore, le piégeage de l'huile est principalement dû aux forces capillaires et visqueuses interprétées par du nombre capillaire. Les méthodes de récupération assistée permettent d'agir à cette échelle en améliorant le déplacement de l'huile (Voir la figure II-15). [10]

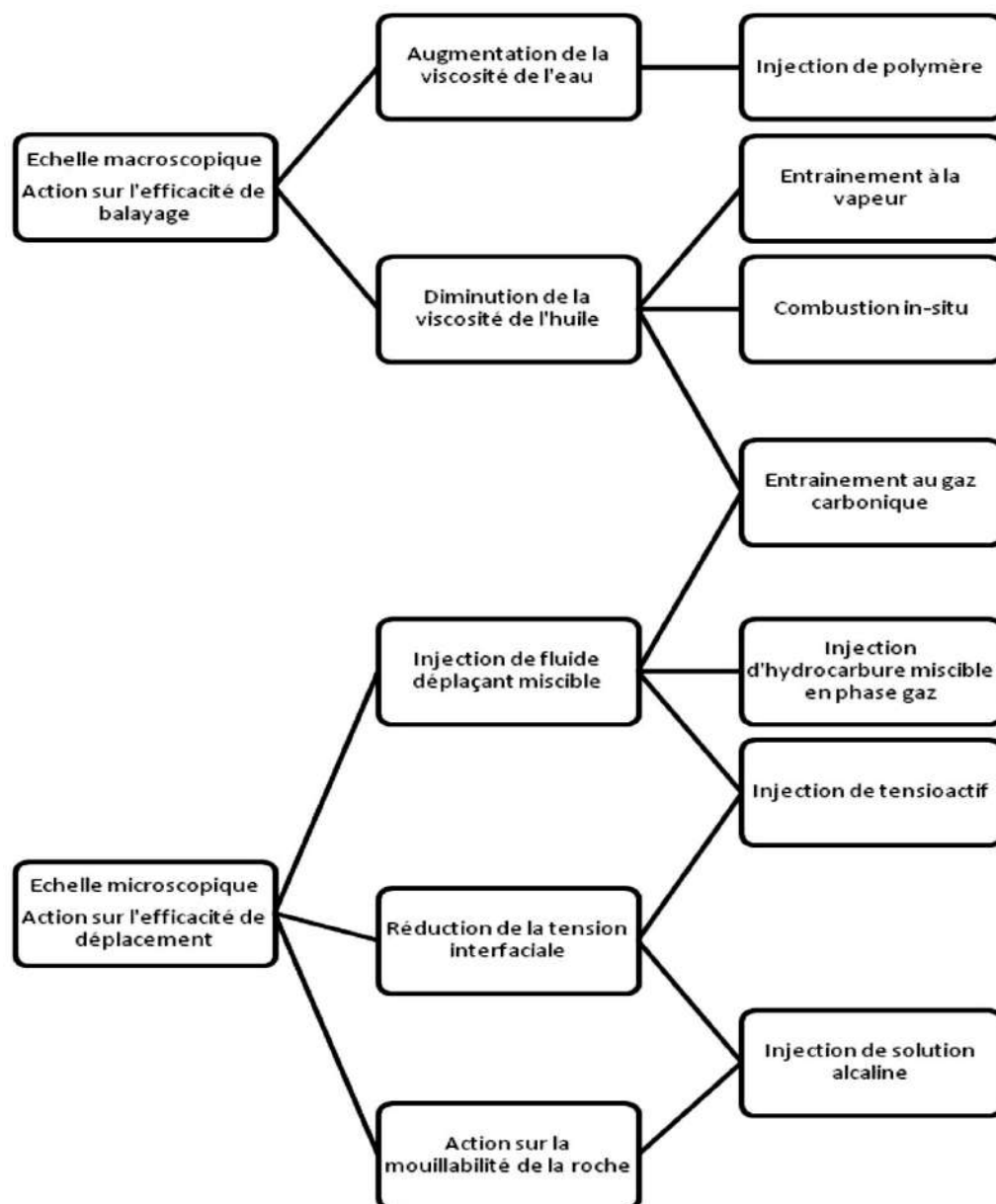


Figure II-15 : Les méthodes de récupération assistée du pétrole. [10]



CHAPITRE III :

**PRESENTATION DU CHAMP DE
HASSI MESSAOUD**

III.1: Introduction

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

III.2: Aperçu géologique

Durant l'histoire géologique, ce gisement est intensément compartimenté par des réseaux de failles soit à l'échelle du champ (Nord-Est Sud-Ouest), ou d'échelle moins importante (Est-Ouest et Nord-Ouest Sud-Est); et il a subi aux conditions de dépôts des grès cambro-ordoviciens, une évolution tectonique intense lors de son enfouissement jusqu'à ce que le gisement prit sa forme actuelle. Ces événements peuvent améliorer les caractéristiques pétrophysiques (fissuration, dissolution etc...), comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, la création de matrices de petits grains, la création des barrières imperméable etc....).

III.3: Situation géographique

Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante :

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

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



Figure III-1: Situation géographique des champs de Hassi-Messaoud. [25]

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 650 KM au SE d'ALGER et à 350 KM de la frontière Algéro-tunisienne. Il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla. [25]

III.4: Situation géologique

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique Nord orientale qui, de par sa superficie et ses réserves constitue la plus grande province petro- gazière en Algérie.

Au cadre géologique, il est limité :

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

III.5: Description de drain et subdivisions du réservoir

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

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

Ra : Réservoir principal de Hassi Messaoud où tous les puits produisent (68% des réserves). Zone an-isométrique dont l'épaisseur moyenne est de 120 m, composée de grès à ciment silico-argileux de grains moyens à grossiers. Il est subdivisé 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.

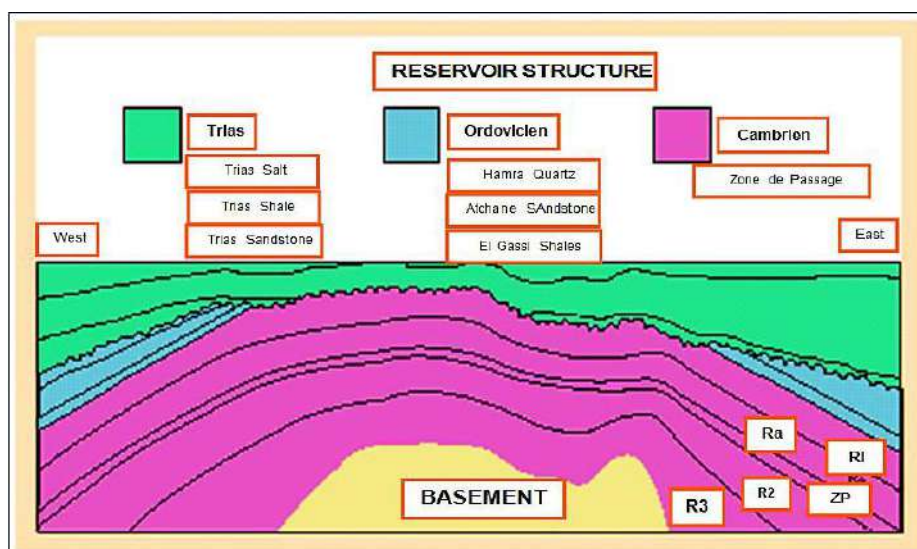


Figure III-2: Carte structurale du réservoir de Hassi-Messaoud.

III.6: Caractéristiques du réservoir

- L'huile est légère de densité moyenne 0.8 (45° API).
- La pression de gisement : variable de 120 à 400 (kg/cm²).
- La température est de l'ordre de 120 °c.
- Le GOR de dissolution est de l'ordre de 219 (v/v), sauf pour les puits en percée de gaz où le GOR peut dépasser 1000 (v/v).
- La porosité est faible, elle est de l'ordre de 5 à 10%.
- La perméabilité varie de 0.1 md à 1000 md.
- Contact huile/eau : ≈ - 3380 m.
- Point de Bulle : 140 à 200 kg/cm².
- Côte de référence : ≈ - 3200 m.
- L'épaisseur de la zone productive peut atteindre 120 m au maximum mais peut également être nulle.
- La saturation en huile est de 80 % à 90 % maximum.



PARTIE
PRATIQUE

CHAPITRE IV :

**LES ESSAIS DE DEPLACEMENT
DE L'HUILE DANS DES MICRO-
MODELES CAPILLAIRES**

Chapitre IV Les essais de déplacement de l'huile dans des micro-modèles capillaires

IV.1:Caractéristiques des échantillons

1) L'huile brute (pétrole):

C'est un échantillon de réservoir de champ HASSI MESAOUUD de :

- Viscosité : 0.30 cp.
- Densité : 0.88.

2) L'huile (Le gasoil) :

C'est un carburant commercial de la société NAPHTAL-SONATRACH de :

- Viscosité: 0.25 cp.
- Densité: 0.85.
- Point d'éclair : 55°C

3) Le tensioactif (surfactant) :

Un produit commercial de la société française SOLVAY de :

- Densité: 1.03
- Viscosité: 20 to 100cp
- Mélange de surfactants:
 - SURF EOR ASP 5100 (16%).
 - Co-solvant: Diethyleneglycol Butyl Ether (10%).
 - Chlorure de sodium (<1%).
 - Dioxane (<1%).
 - Eau (>72%).
- SURF EOR[®] est la marque commerciale des produits EOR commercialisés par SOLVAY [26].

4) Polymère :

Un produit commercial de la société SNF Floerger :

- La composition : SAV 333 MPM
- Poly-Acrylamide,
- Co-polymère ou Acrylamide et Sodium Acrylate
- Poudre, blanche.
- Masse volumique : 750 / 800 kg/m³.
- Granulométrie environ 500 µm. (Exemple: sucre)



Chapitre IV Les essais de déplacement de l'huile dans des micro-modèles capillaires

- Transporté par des sacs de 25 kg. (Voir l'annexe E)

5) Formulation du KCl:

Chlorure de Potassium, un produit chimique de caractéristique suivant :

- Poudre Blanche.
- granulées et inodore.
- Densité de 1100 / 1200 kg/m³.



6) La soude :

Utilisée sur chantier ENTP, densité : 2,5.

7) Bentonite :

Utilisée sur chantier ENTP-Sonatrach, densité : 2,5.

8) L'eau :

- Eau distillée
- Eau provient de la nappe ALBIENNE.

IV.2: Caractéristiques des modèles capillaires à mouillabilité mixte (PVC-Verre)

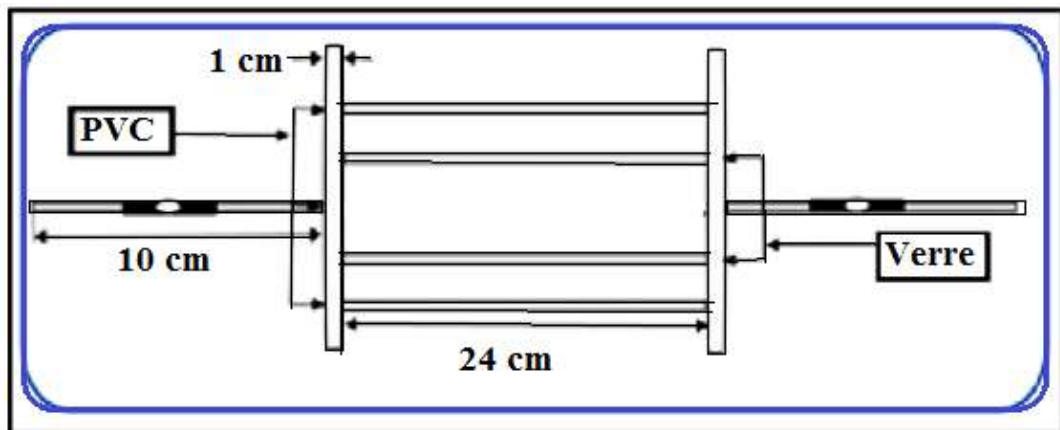


Figure IV-1: Vue de dessus de modèle capillaire à mouillabilité mixte.

Ce modèle constitue de quatre tubes capillaires de deux types. Deux tubes Water-Wet et Deux tubes Oil-Wet sont montés parallèlement et alternés. (Voir l'annexe F).

- **Les tubes Water-Wet:** Ce sont des tubes en verre, qui sont construits par SOMETVERRE-THENIA-BOUMERDES de diamètre intérieur **2 mm** et de longueur **24 cm**.

- **Les tubes Oil -Wet :** Ce sont des tubes en PVC, qui ont les caractéristiques suivantes : diamètre intérieur = **2mm**, longueur = **24 cm**. Ils se connectent entre eux par des T en PVC et en Cuivre.

Chapitre IV Les essais de déplacement de l'huile dans des micro-modèles capillaires

Le volume total du modèle capillaire est **19.4 ml**.

IV.2.1: Mode Opératoire

Les essais sont réalisés sur un modèle capillaire, selon la procédure suivante :

- Le modèle est rempli par l'huile (gasoil).
- Un drainage est effectué par injection d'eau sous pression constante et température ambiante.
- Le drainage est interrompu lorsque la première goutte d'eau est recueillie à la sortie du modèle capillaire. Le volume d'huile récupéré est mesuré.
- Le balayage avec la solution eau-surfactant et polymère est opéré et achevé lorsque la dernière goutte d'huile est récupérée.

Enfin les données suivantes sont enregistrées :

- La pression indiquée par les manomètres graduée (hauteur).
- Le taux de récupération secondaire (déplacement par l'eau) par mesure de volume récupéré.
- Le taux de récupération tertiaire (déplacement par la solution d'eau / surfactant et le polymère).

On calcule le taux de récupération par la relation suivant :

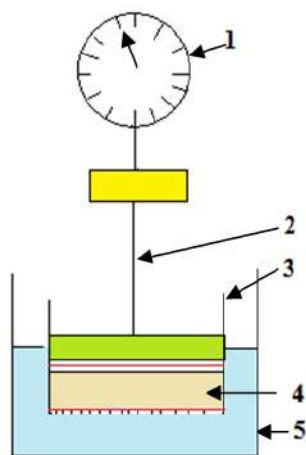
$$\textit{Taux de récupération} = \textit{volume d'huile récupérée} / \textit{volume total des capillaires}$$

- Calcul de la saturation résiduelle S_{or} selon la relation suivant :

$$S_{or} = S_T - T$$

Où S_T : la saturation totale de modèle capillaire est égale 100 (%) (Le modèle a été rempli totalement), et T : le taux de récupération de l'huile (ou de gasoil) après l'injection (%).

IV.3:Caractéristiques du dispositif de gonflement d'argiles



Cet appareil est composé de :

- (1) : Micromètre : marque USSR, 417539.
- (2) : Piston.
- (3) : Creuset filtrant : un petit verre troué dans sa base : pore 3. (Voir l'annexe F)
- (4) : Echantillon d'argile entre deux papiers filtres.
- (5) : Bécher extérieur.

Figure IV-2: Schéma de l'installation.

IV.3.1: Mode opératoire

- Déposer 3 grammes de bentonite sur un papier filtre au fond d'un creusé filtrant.
- Couvrir la bentonite par un autre papier filtre.
- Mettre le creusé filtrant dans le bécher extérieur.
- Positionner le piston dans le creusé filtrant et l'ajuster sous le micromètre de tel sorte que l'aiguille de micromètre indique le zéro.
- Ajouter un volume de 25 ml de solution dans le bécher extérieur (jusqu'au niveau de la base de piston).
- Le gonflement est évalué à travers la lecture du micromètre.

Chapitre IV Les essais de déplacement de l'huile dans des micro-modèles capillaires

IV.4: Plan de recherche

1)- Mise en évidence des pressions capillaires selon la mouillabilité

2)- Essais de drainage sur le modèle capillaire

- Drainage des huiles par l'eau dans le dispositif capillaire à mouillabilité mixte.
- Drainage des huiles par une solution d'eau / surfactant et polymère.

3)- Essais d'inhibition de gonflement des argiles par KCl

Potentiel de gonflement des argiles dans le milieu aqueux pH = 7 et pH = 12 et en présence de KCl

4)- Application de l'injection de surfactant / polymère au champ de Hassi Messaoud.

- Single Well Chemical Tracer Test.
- But et déroulement du SWCTT sur le puits pilote 1.
- La mise en œuvre de procédé EOR
- Calcul de la saturation résiduelle en huile.

IV.5: Mise en évidence des pressions capillaires selon la mouillabilité

Deux types de tubes capillaires ont été placés aux interfaces huile / eau pour mettre en évidence les effets de la mouillabilité sur les pressions capillaires.

Un tube Oil-Wet (mouillable à l'huile) en matière PVC (1) et l'autre Water-Wet (2) (mouillable à l'eau) en verre de même diamètre intérieure 2 mm à température 25°C.

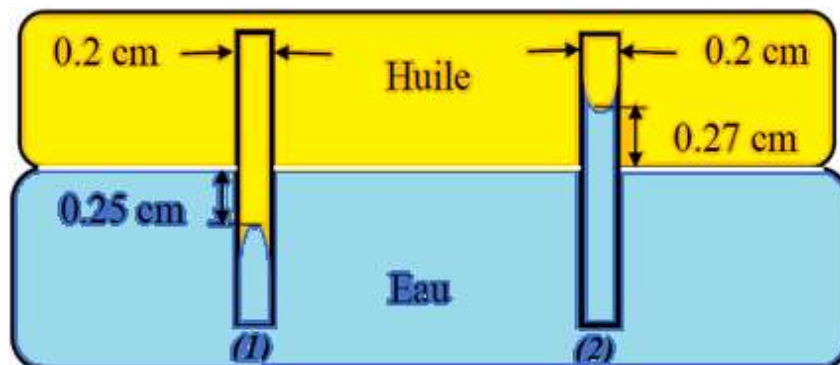


Figure IV-3: L'effet de la mouillabilité sur la pression capillaire.

Chapitre IV Les essais de déplacement de l'huile dans des micro-modèles capillaires

La figure IV-3 représente l'effet de la mouillabilité sur la pression capillaire, dans le tube capillaire Oil-Wet (mouillable à l'huile) on observe une descente capillaire, et dans le tube Water-Wet (mouillable à l'eau) on observe une montée capillaire.

Dans les deux tubes le processus se déroule conformément à la loi de Jurin :

$$\Delta P = \rho g h = \frac{2\gamma}{R} \quad (IV-1)$$

Où h est la hauteur, ΔP : la différence de pression, γ : la tension interfaciale entre l'eau et l'huile, R : le rayon de ménisque, ρ : la masse volumique et g est l'accélération de pesanteur.

IV.6: Les essais sur le modèle capillaire

a) Drainage des huiles par l'eau dans le dispositif capillaire à mouillabilité mixte à 25°C

Les résultats des essais sont représentés dans les tableaux suivants :

Tableau IV-1: Drainage de gasoil par l'eau.

<i>Expériences</i>	<i>ΔH (cm)</i>	<i>Pression (bar)</i>	<i>Volume sorti (ml)</i>	<i>Le taux de récupération (%)</i>
<i>I</i>	<i>$H_{entrée} = 7$ $H_{sorti} = 5$ $\Delta H = 2$</i>	<i>$1.6677 \cdot 10^{-3}$ $+ 1.01325$</i>	<i>6.0</i>	<i>30.92</i>
<i>II</i>	<i>$H_{entrée} = 7$ $H_{sorti} = 3$ $\Delta H = 4$</i>	<i>$3.3354 \cdot 10^{-3}$ $+ 1.01325$</i>	<i>7.0</i>	<i>36.08</i>
<i>Moyen</i>	<i>$\Delta H = 3$</i>	<i>$2.5015 \cdot 10^{-3}$ $+ 1.01325$</i>	<i>6.5</i>	<i>33.51</i>

Chapitre IV Les essais de déplacement de l'huile dans des micro-modèles capillaires

Tableau IV-2: Drainage du pétrole brut par l'eau.

<i>Expériences</i>	ΔH (cm)	<i>Pression</i> (bar)	<i>Volume sorti</i> (ml)	<i>Le taux de récupération</i> (%)
<i>I</i>	$H_{\text{entrée}} = 7$ $H_{\text{sorti}} = 4$ $\Delta H = 3$	$2.5898 \cdot 10^{-3}$ + 1.01325	9.0	46.39
<i>II</i>	$H_{\text{entrée}} = 7$ $H_{\text{sorti}} = 3$ $\Delta H = 4$	$3.4531 \cdot 10^{-3}$ + 1.01325	7.9	40.72
<i>Moyen</i>	$\Delta H = 3.5$	$2.9351 \cdot 10^{-3}$ + 1.01325	8.4	43.55

b) Drainage des huiles par solution d'eau / surfactant et polymère à 25°C

Tableau IV-3: Drainage de gasoil par surfactant et polymère.

<i>Expériences</i>	ΔH (cm)	<i>Pression</i> (bar)	<i>Volume sorti</i> (ml)	<i>Le taux de récupération</i> (%)
<i>I</i>	$H_{\text{entrée}} = 7$ $H_{\text{sorti}} = 2.5$ $\Delta H = 4.5$	$3.7523 \cdot 10^{-3}$ + 1.01325	18.5	95.53
<i>II</i>	$H_{\text{entrée}} = 7$ $H_{\text{sorti}} = 2$ $\Delta H = 4.5$	$4.1692 \cdot 10^{-3}$ + 1.01325	19.0	97.93
<i>Moyen</i>	$\Delta H = 5$	$3.9607 \cdot 10^{-3}$ + 1.01325	18.7	96.73

Tableau IV-4: Drainage du pétrole brut par surfactant et polymère.

<i>Expériences</i>	ΔH (cm)	<i>Pression</i> (bar)	<i>Volume sorti</i> (ml)	<i>Le taux de récupération</i> (%)
<i>I</i>	$H_{\text{entrée}} = 7$ $H_{\text{sorti}} = 2$ $\Delta H = 5$	$4.3164 \cdot 10^{-3}$ + 1.01325	18.9	97.42
<i>II</i>	$H_{\text{entrée}} = 7$ $H_{\text{sorti}} = 2.5$ $\Delta H = 4.5$	$3.8847 \cdot 10^{-3}$ + 1.01325	19.2	98.96
<i>Moyen</i>	$\Delta H = 4.75$	$4.1005 \cdot 10^{-3}$ + 1.01325	19.0	98.19

Chapitre IV Les essais de déplacement de l'huile dans des micro-modèles capillaires

Les résultats sont représentés dans le graphe suivant :

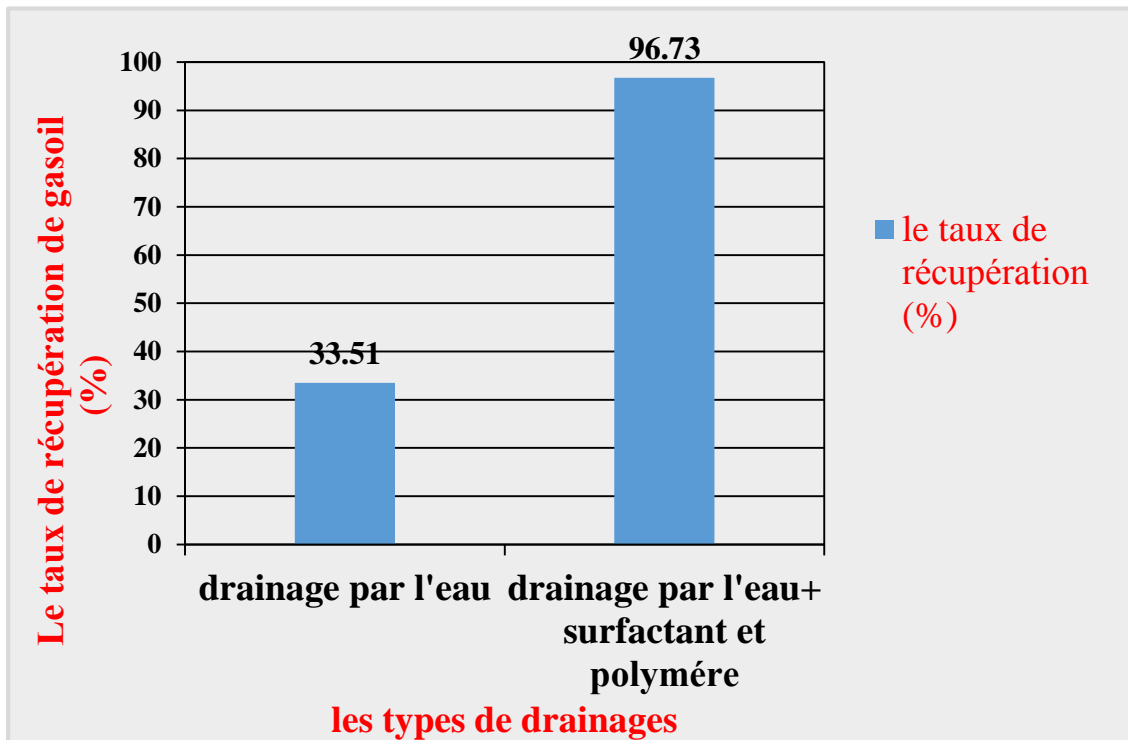


Figure IV-4: Le taux de récupération de gasoil en fonction des types de drainages.

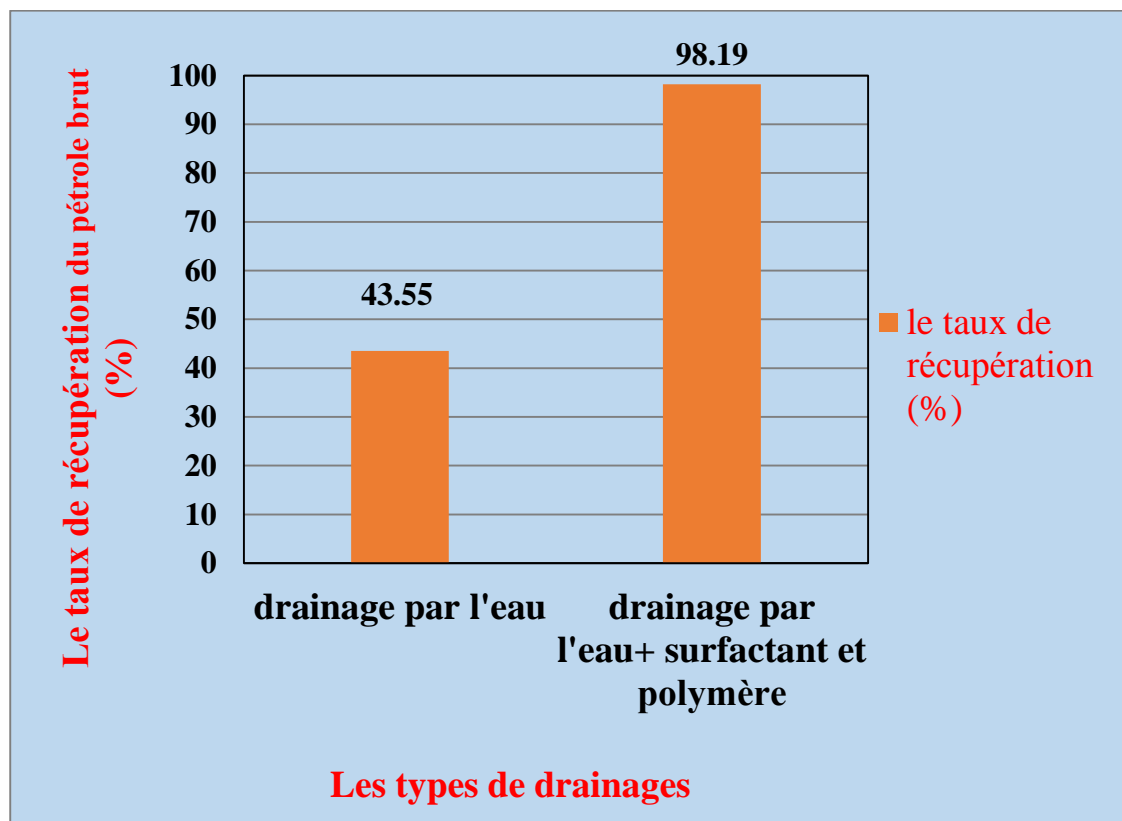


Figure IV-5: Le taux de récupération du pétrole brut en fonction des types de drainages.

Chapitre IV Les essais de déplacement de l'huile dans des micro-modèles capillaires

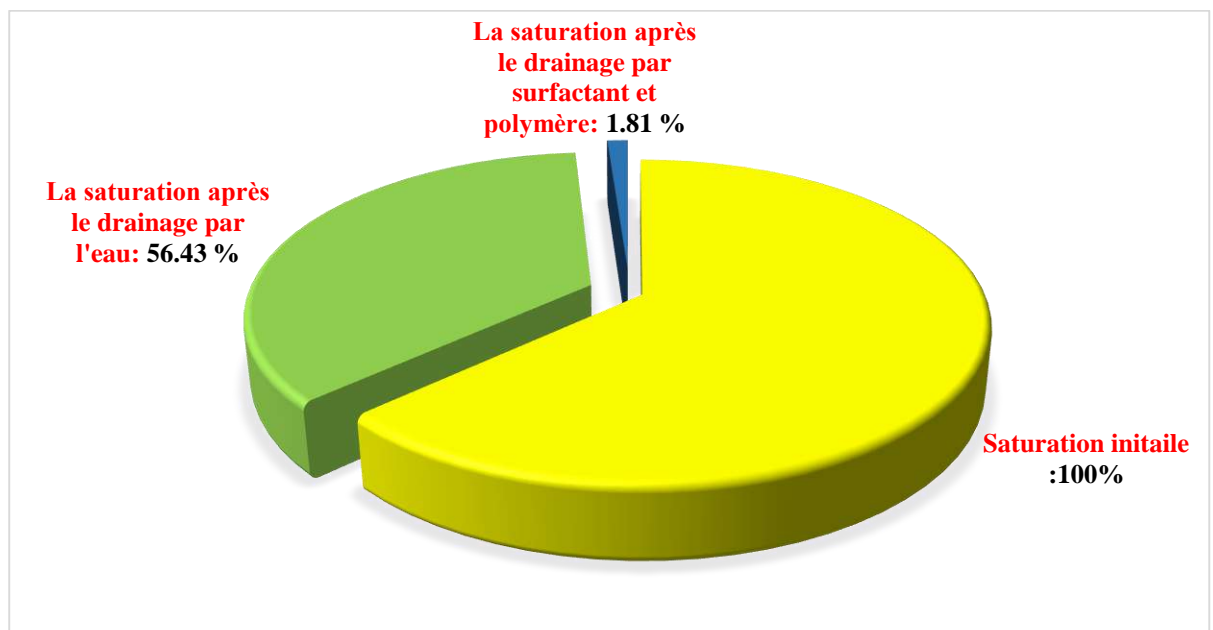


Figure IV-6: La saturation d'huile résiduelle après chaque de type de drainage.

IV.7: Essais d'inhibition de gonflement des argiles dans le milieu aqueux pH = 7 et pH =12 et en présence de KCl

Les résultats des essais sont représentés dans les tableaux suivants :

Tableau IV-5: Les résultats des essais de gonflement d'argile.

Types de milieu	pH =7	pH =12	KCl
Le potentiel de gonflement (cm ³)	0.3	0.6	0.1

Chapitre IV Les essais de déplacement de l'huile dans des micro-modèles capillaires

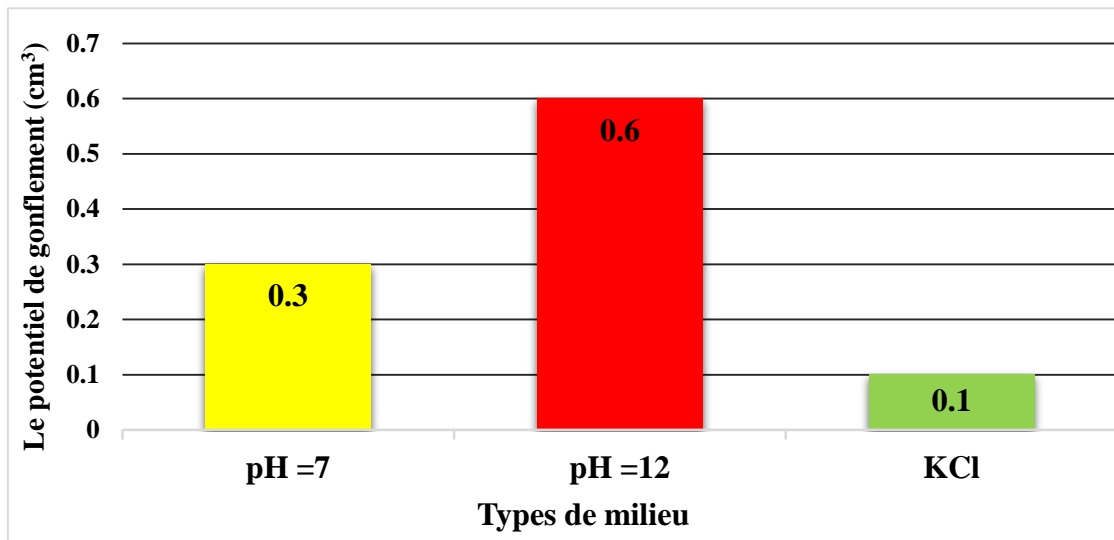


Figure IV-7: Le potentiel de gonflement des argiles dans le milieu aqueux pH = 7 et pH =12, et en présence de KCl à 20 °C

IV.8: Interprétation des résultats

Selon les figures (IV-4, IV-5, IV-6, IV-7) précédentes :

- I) Le drainage par l'eau ne permet pas d'extraire l'huile complètement du réseau capillaire à cause la mouillabilité à l'huile dans les capillaires oil- wet. Dans ce cas, l'huile reste piégée dans les capillaires oléophiles et le fluide déplaçant circule dans les capillaires hydrophiles.

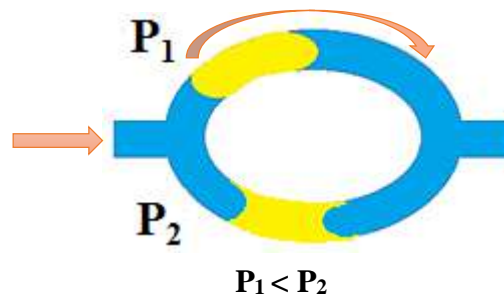


Figure IV-8: L'effet de force capillaire.

$P_1 < P_2$: le fluide déplaçant passe par le chemin où les forces capillaires sont faible.

- L'huile va s'engouffrer dans les capillaires de petits diamètres; ce qui entraîne une augmentation de la saturation résiduelle en l'huile et une élévation de water cut, ce qui est interprétée par les figures suivantes pour les capillaires mouillable à l'huile. Ce phénomène est observé lorsqu'il y a un dépôt de matières organiques sur les parois des pores et les capillaires.

Chapitre IV Les essais de déplacement de l'huile dans des micro-modèles capillaires

a) Oil-Wet (PVC) : On a $R \gg r$:

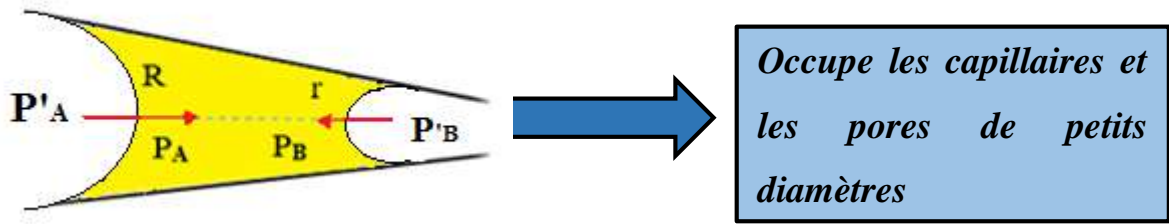


Figure IV-9 : La mobilisation de l'huile piégée dans le tube capillaire oil-Wet (PVC).

$$P_{A'} - P_A = \frac{2\gamma \cdot \cos\theta}{R}, \quad P_{B'} - P_B = \frac{2\gamma \cdot \cos\theta}{r} \quad (\text{IV-2})$$

$$\text{On a : } P_{A'} = P_{B'} \text{ donc, } P_A - P_B = 2\gamma \left(\frac{1}{r} - \frac{1}{R} \right) \cos(\theta) \quad (\text{IV-3})$$

$P_A - P_B > 0$ donc $P_A > P_B$ l'huile reste dans les capillaires (réservoir) donc le taux de récupération diminue.

b) Water-Wet: On a $R \gg r$:

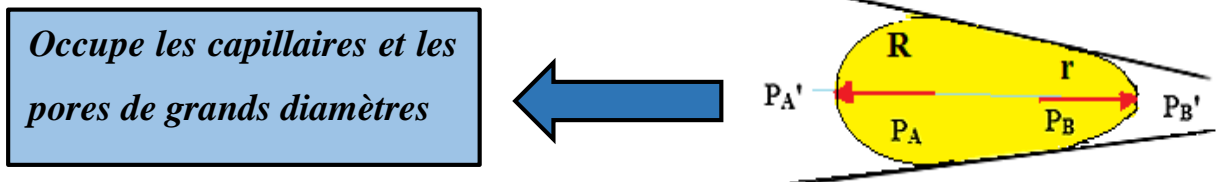


Figure IV-10: La mobilisation de l'huile piégée dans le tube capillaire Water-Wet.

$$P_A - P_{A'} = \frac{2\gamma \cdot \cos\theta}{R}, \quad P_B - P_{B'} = \frac{2\gamma \cdot \cos\theta}{r} \quad (\text{IV-4})$$

$$\text{On a : } P_{A'} = P_{B'} \text{ donc, } P_A - P_B = 2\gamma \left(\frac{1}{R} - \frac{1}{r} \right) \cos(\theta) \quad (\text{IV-5})$$

$P_A - P_B < 0$ donc $P_B > P_A$ l'huile sort des pores d'où l'augmentation du taux de récupération.

2) Le drainage par surfactant favorise l'extraction de l'huile; grâce à la diminution de la tension interfaciale E/H jusqu'à $\gamma = 10^{-3}$ mN/m, et réduction des forces capillaires ΔP

$$= \frac{2\gamma}{R}, \text{ et augmente la valeur du nombre capillaire } N_{ca} = \frac{\mu_w \cdot \vartheta}{\gamma_{(o,w)}}.$$

Chapitre IV Les essais de déplacement de l'huile dans des micro-modèles capillaires

- Les tensioactifs sont susceptibles d'inverser la mouillabilité des capillaires hydrophobes illustrés dans les figures précédents IV-9 et IV-10.

- La solution de tensioactif utilisée a été formulée par la compagnie pétrolière SOLVAY.

Son injection doit aboutir à un système de microémulsion Winsor III en contact avec l'huile de réseau capillaire.

3) Le polymère polyacrylamide hydrophile augmente la viscosité du fluide déplaçant, le fluide visqueux empreinte aussi bien les capillaires de petits que les capillaires de grands diamètres voir la figure IV-11 (a). Selon la figure IV-11 (b) la solution de polymère draine les fluides de basse et haute viscosité.

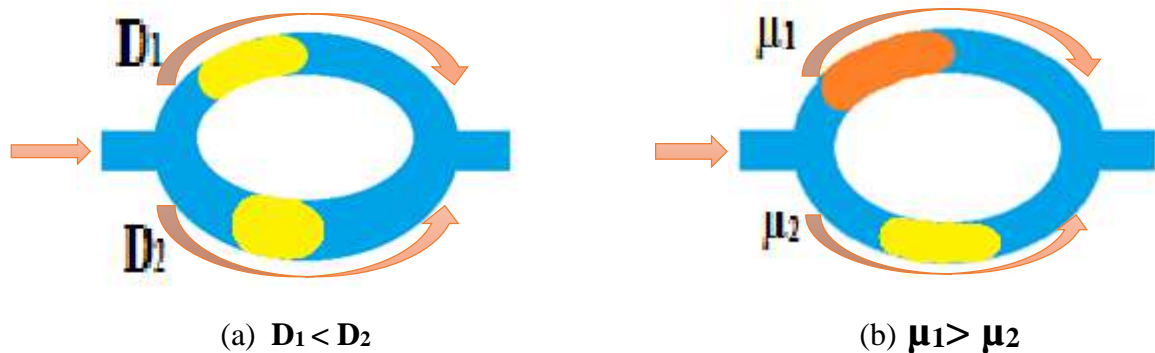


Figure IV-11: L'influence de polymères sur l'écoulement de fluide déplaçant.

4) La combinaison de réduction des forces capillaires et les forces visqueuses contribuent à une augmentation significative de nombre capillaire.

5) L'utilisation de KCl permet de réduire l'effet de gonflement des argiles grâce au faible rayon solvaté de K^+ ; l'argile gonfle dans le milieu aqueux par hydratation due à la charge négative de feuillet d'argile.

Dans le milieu basique et en présence de Na^+ le potentiel de gonflement est beaucoup plus marqué par le rayon ionique fortement solvaté du sodium.

CHAPITRE V :

**APPLICATION AU CHAMP DE
HASSI MESSAOUD**

V.1:Introduction

Les conditions du réservoir de Hassi Messaoud combinent plusieurs difficultés pour la mise au point d'un procédé EOR chimique Surfactant-Polymère (SP) : la faible perméabilité, la haute dureté de l'eau de l'Albien ($R^+ = 0.44$) ainsi que la température élevée du réservoir (120°C). La mise au point d'une formulation EOR pour Hassi Messaoud requiert donc des tensioactifs et polymères spécifiquement développés et adaptés aux conditions du réservoir.

Pour la faisabilité de l'EOR chimique une sélection de puits candidats faisant l'objet de puits pilote (SWCTT) est nécessaire pour la mise en œuvre du procédés.

V.2: Le Single Well Chemical Tracer Test (SWCTT)

C'est un test qui consiste à augmenter la quantité d'hydrocarbures extraite d'un gisement et aussi valider l'injectivité des produits, ces derniers jouent un rôle déterminant dans l'accroissement de la production. Le SWCTT repose sur la mesure des saturations résiduelles en huile par injection de traceurs chimiques, puis par production de ces traceurs, dont la concentration sera modifiée par la présence de l'huile résiduelle. Un premier test est réalisé après balayage à l'eau, un second après balayage par les solutions de tensioactifs et polymères. La différence des saturations d'huile donne la mesure directe de l'efficacité du procédé EOR.

V.2.1: La sélection des puits pour le SWCTT

Les puits producteurs sont sélectionnés pour réaliser les pilotes SWCTT. Ces tests seront effectués sur des intervalles restreints de la hauteur totale traversée par le puits Pour mieux comprendre le déroulement de ces tests, on a pris comme exemple d'un puits pilote.

V.2.2: Puits PILOTE 1

Situation du puits:

Le puits PILOTE 1 est situé dans la zone 4 du champ de Hassi Messaoud du périmètre centrale.

Historique du puits:

C'est un puits vertical Gaz-Lift, foré en 1999. Il a été équipé pendant le Snubbing du 2015 par un chemisage 2^{"7/8} au lieu d'un CCE 1.660 afin de pouvoir réaliser un PLT tout en maintenant l'injection de gaz dans l'espace annulaire 4^{"1/2} et 2^{"7/8}. Le sabot du chemisage 2^{"7/8}

a été localisé à la Profondeur 3324m (Voir Annexe G). Ce puits a été sélectionné pour le test selon plusieurs critères:

a) Critères réservoir:

- Puits vertical.
- Puits non fracturé.
- Données carotte et élan disponible.
- Bonnes caractéristiques pétrophysiques.
- Puits situé dans des zones d'injection d'eau.
- Position structurale favorable (pas de failles).
- Puits montrant des intervalles de drains propres $\geq 10\text{m}$ (D2/ID et D1).
- Complétion puits sans anomalie (poisson/Chemisage liner/Mauvaise Cimentation).
- Puits sans percée de gaz.
- Puits situé à proximité d'un puits injecteur eau.

b) Critères puits:

- Puits équipé en gas-lift
- Puits équipé d'un LPC (liner cimenté perforé).

Pour vérifier la faisabilité d'injection des produits chimiques, des tests Fall Off doivent être effectués. Le Fall off test a pour but de déterminer plusieurs paramètres (P_g , P_{fa} , Skin,...) mais le plus important est de déterminer l'indice d'injectivité qui nous permettra de s'assurer que l'intervalle choisi pour l'injection est un intervalle confiné (le toit de cet intervalle doit être des Silts et le mur des argiles) c'est à dire l'injection ou bien la pénétration des fluides se fait dans un sens parallèle, et aussi de reconnaître l'état de la liaison couche-trou (L.C.T).

Après la descente des gages (jauges), on a eu les enregistrements suivants:

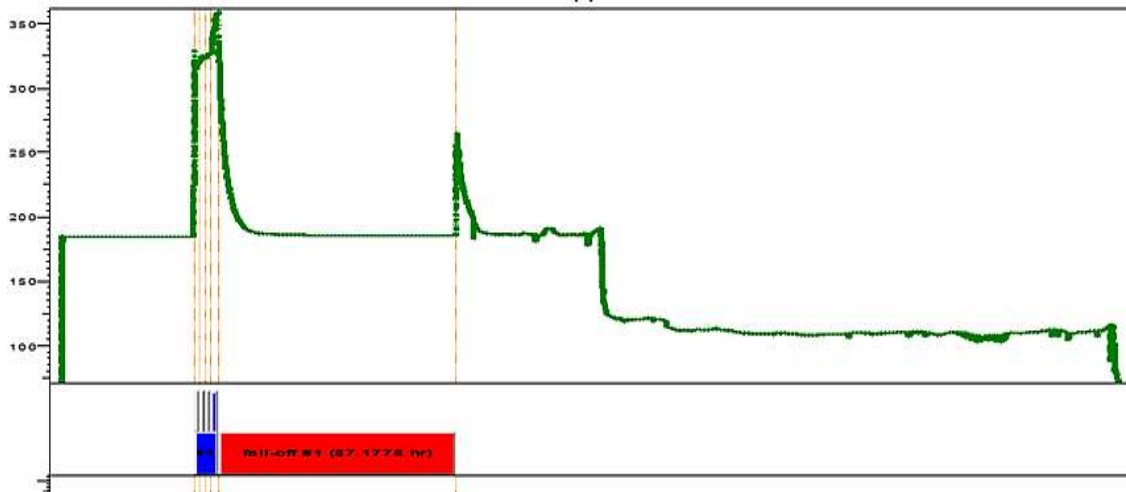
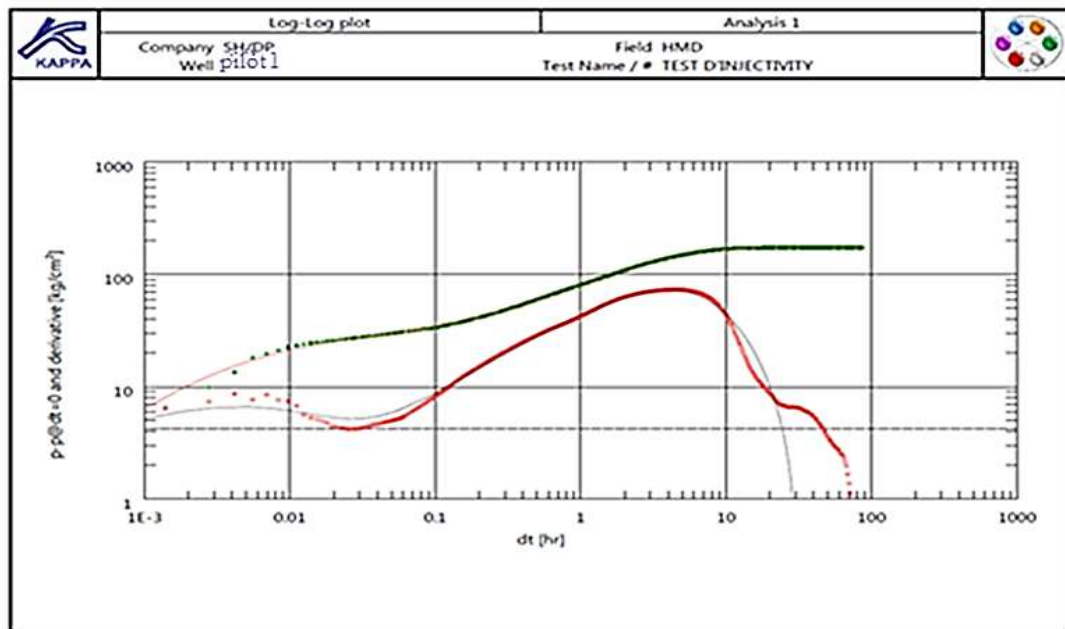


Figure V-1: L'enregistrement du test fall off.

Interprétation du déclin de pression :(FO)

Le diagnostic de la dérivée de pression figure ci-dessous a permis de fournir un bon nombre de paramètres réservoir notamment la perméabilité, facteur de skin, pression de gisement et pression de fond dynamique. L'exploitation des pressions (gisement et de fond dynamique) ont permis l'estimation d'indice d'injectivité



well pilot 1		fall-off #1	Model Parameters	
Rate	0 m3/hr		Well & Wellbore parameters (pilot 1)	
Rate change	8.39 m3/hr		C	8.97E-4 m3cm2/kg
P@dt=0	359.437 kg/cm ²		Skin	-1.95
Pi	185.738 kg/cm ²		Reservoir & Boundary parameters	
Smoothing	0.1		Pi	185.738 kg/cm ²
PI	0.0483018 [m3/hr]/[kg/cm ²]		k.h	118 md.m
			k	16.9 md
			Ri	22.3 m
			M	24.9
			D	23.3
			L1 - Constant P.	34.1 m
			L2 - Constant P.	46.1 m
			N	7
			Derived & Secondary Parameters	
			PI	0.0483018 [m3/hr]/[kg/cm ²]
			Rinv	992 m
			Test. Vol.	16.3324 MMB
			Delta P (Total Skin)	-16.4577 kg/cm ²
			Delta P Ratio (Total Skin)	-0.0947193 Fraction
Selected Model				
Model Option	Standard Model			
Well	Vertical			
Reservoir	Radial composite			
Boundary	Intersecting faults - Pi/N			
Main Model Parameters				
TMatch	1150 [hr]-1			
PMatch	0.119 [kg/cm ²]-1			
C	8.97E-4 m3cm2/kg			
Total Skin	-1.95			
k.h, total	118 md.m			
k, average	16.9 md			
Pi	185.738 kg/cm ²			

Figure V-2 : Le matching du modèle de réservoir.

Indice d'injectivité:

$$I_i = \frac{Q_w}{P_{fd} - P_g} \tag{V-1}$$

Q_w: le débit d'injection en m³/j.

P_{fd}: pression de fond dynamique (kg/cm²).

P_g: pression de gisement (kg/cm²).

Q _w	pression de fond dynamique	Pression de gisement	I _i
8.39 m3/j	359.437	185.738	1.159

Après le calcul de l' I_i on constate que :

- Le puits a une bonne injectivité.
- Une valeur de skin négative signifie que les abords du puits ainsi que la matrice sont dans un bon état.
- Les intervalles EOR ciblés sont confinés.

V.3: Mise en œuvre du procédé EOR*Description des installations de surface :*

Les tests doivent se dérouler sur trois puits distants de plusieurs kilomètres. Il est donc rationnel d'utiliser des installations modulaires (*skids*) transportables et réutilisables, qui permettront de réaliser séquentiellement les trois pilotes.

Les installations de surface de préparation des solutions de tensioactifs et polymère doivent prendre en compte les conditions suivantes :

- Skids (unité) de préparation des solutions de polymère et surfactant.
- Skids d'enrichissement de l'eau d'injection en KCl (nécessaire pour baisser la dureté de l'eau d'injection).
- Skid-1 (unité) : Filtration et stockage d'eau.
- Skid-2: Surfactant: Déchargement/Stockage et préparation/ dosage de solution de surfactant à 16% (160 000 ppm i.e 160 g/L).
- Skid-3 KCl: Déchargement/Stockage et préparation/ dosage de solution mère de KCl 20% (200 000 ppm i.e 200 g/L).
- Skid-4: Polymère: Déchargement/Stockage et préparation/ dosage de solution mère (10 000 ppm i.e 10 g/L).
- Skid-5: Mélange en ligne et Injection haute pression.
- Skid-6: MCC.
- Skid-7: Air et nitrogène.
- Skid-8: Traceur.
- Skid-9 Chaudière/ Echangeur de chaleur.

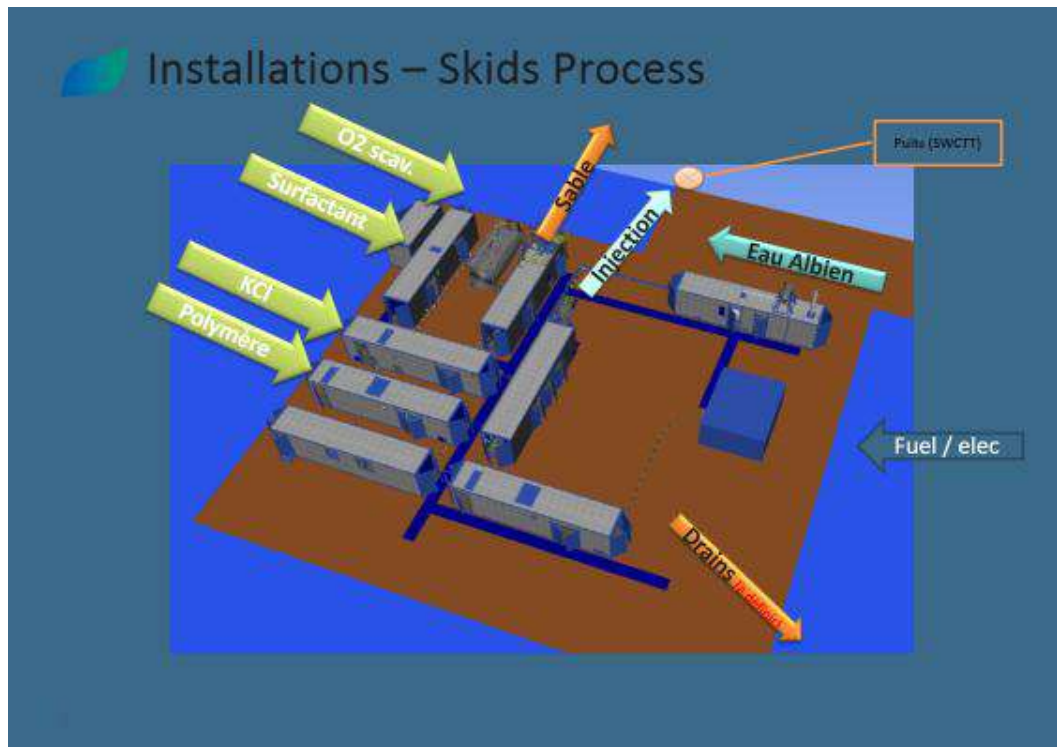


Figure V-3: Schéma des installations de surface d'un SWCTT.

V.3.1: Les produits chimiques utilisés pour l'EOR

- ✓ La formulation de tensioactif (Voir l'annexe H)
- ✓ formulation du KCl
- ✓ La formulation de polymère

L'option du pilote mono-puits SWCTT (Single Well Chemical Tracer Test) a été choisi pour arriver à une mise en œuvre rapide du procédé EOR sur champs. le procédé EOR repose sur une succession de phase de tests d'injection regroupés dans tableau ci-dessous

La chronologie de déroulement de ces phases est illustrée par le planning suivant:

Tableau V-1 : Planning de réalisation de l'EOR chimique.

Description Stage	Activité	Température du fluide injecté en surface	Volume injecté (Sm ³)	Volume produit (Sm ³)	Durée (days)			Date de démarrage	Comment	
					Injection	Production	Repos			
Test 1	1 Injection d'eau	Ambiante	1200		8,00			29/09/16 11:35	Actual time	
	Sor après inj. d'eau	2 Injection de 3 tracers (partitioning tracer, cover tracer & mass balance tracer)	Ambiante	16,75		0,125			07/10/16 20:50	Actual time
		3 Injection d'eau (Overflush 3.3 m) avec tracer de bilan matière	Ambiante	56,25		0,375			07/10/16 23:50	
		4 TV déplacement	Ambiante	10,80		0,072			08/10/16 8:50	
		5 Repos					3,0		08/10/16 10:33	
		6 Production			150		2,0		11/10/16 10:33	
	Injection de Surfactant & Polymère (SP)	7 Injection d'eau	120°C	1125		7,50			13/10/16 10:33	13/10/16 17:50
8 Injection du surfactant		120°C	1200		8,00			21/10/16 7:08	21/10/16 7:08	
9 Injection d'eau		Ambiante	75		0,50			29/10/16 7:08	29/10/16 7:08	
10 Injection du polymère		Ambiante	900		6,00			29/10/16 19:08	29/10/16 19:08	
		11 Injection d'eau	Ambiante	300		2,00			04/11/16 19:08	04/11/16 19:08
		Test 2								
Sor après injection de SP	12 Injection de 3 tracers (partitioning tracer, cover tracer & mass balance tracer)	Ambiante	16,75		0,13			06/11/16 19:08	06/11/16 19:08	
	13 Injection d'eau (Overflush 3.3 m) avec tracer de bilan matière	Ambiante	56,25		0,38			06/11/16 22:08	06/11/16 22:08	
		14 TV déplacement	Ambiante	10,80		0,07			07/11/16 7:08	07/11/16 7:08
		15 Repos					3,0		07/11/16 8:51	07/11/16 8:51
		16 Production			150		2,0		10/11/16 8:51	10/11/16 8:51
							4		12/11/16 8:51	12/11/16 8:51
						43,14		FIN		

V.4: Déroulement du SWCTT

L'objectif des pilotes mono-puits ou SWCTT est de démontrer l'injectivité des solutions de polymères et tensioactifs et leur efficacité en termes de réduction de la saturation résiduelle en huile (S_{or}).

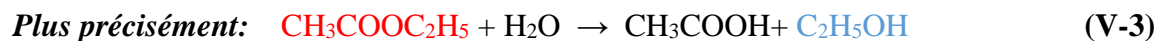
La réalisation d'un pilote SWCTT consiste à injecter successivement sur un puits un bouchon d'eau, afin d'obtenir un niveau de saturation résiduelle S_{orw} à une distance de 3m à 5m autour du puits, puis de mesurer la saturation résiduelle en huile S_{or} . Pour cela on injecte un mélange de traceurs:

- Iso Propyl Alcool : (IPA) « mass balance tracer », c'est un traceur passif, il ne réagit pas avec l'huile.

- Normal Propyl Alcool: (NPA) « cover tracer », c'est un traceur passif aussi, il protège le troisième qui vient après.

- Ethyl Acetate: (EtAc) « partitioning tracer », c'est le traceur qui réagit avec l'huile. A partir des quantités produites d'EtAc ou NPA que la S_{or} est calculée.

L'ester qui va se partager entre l'eau et l'huile résiduelle présente. L'ester en solution dans l'eau va s'hydrolyser et produire un alcool selon la réaction suivant :



En produisant ensuite les solutions injectées par le même puits, l'alcool contenu dans la phase eau va ressortir en premier au puits, tandis que l'ester en solution dans l'huile va migrer vers l'eau et sortir avec retard par rapport à l'alcool. Ce retard est en fonction du S_{orw} et sa mesure va permettre de déterminer le S_{or} par les relations suivantes :

$$S_o = \frac{T_p - T_i}{T_p + T_i(k+1)} = \frac{\beta}{\beta + k} \quad (\text{V-5})$$

$$\text{Où: } T_{EtAc} = T_{EtOH}(1 + \beta) \quad (\text{V-6})$$

$$\beta = \frac{T_{EtAc}}{T_{EtOH}} - 1 \quad (\text{V-7})$$

$$\text{Et } K_i = \frac{\text{Concentration de l'ester dans l'huile}}{\text{Concentration de l'ester dans l'eau}} \quad (\text{V-8})$$

D'où:

T_{EtOH} (ou T_i): c'est le volume l'alcool produits de l'hydrolyse.

T_{EtAC} (ou T_p): le volume du réactif restant.

T_{NPA} : le volume du traceur passif.

K_i : coefficient de partitioning (déterminé expérimentalement).

β : Facteur de retardement du traceur.

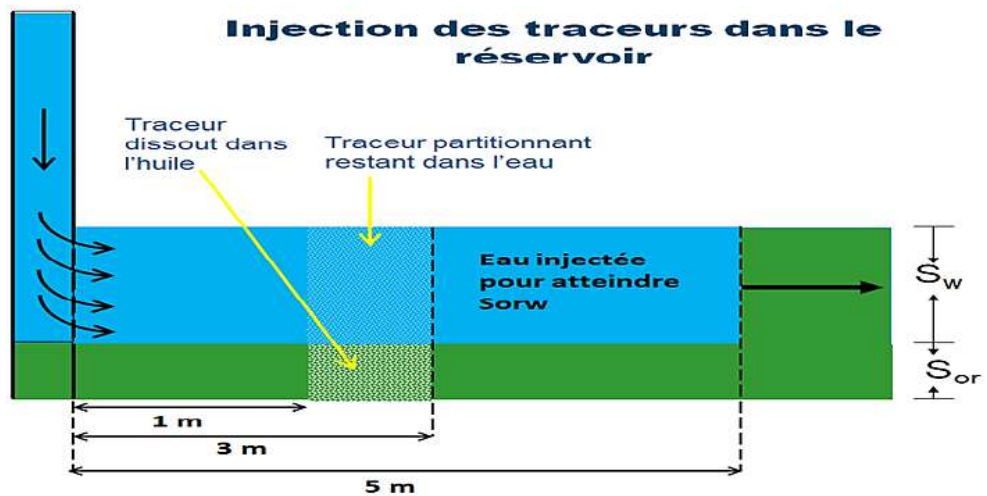


Figure V-4: Schéma d'injection de traceur lors d'un SWCTT.

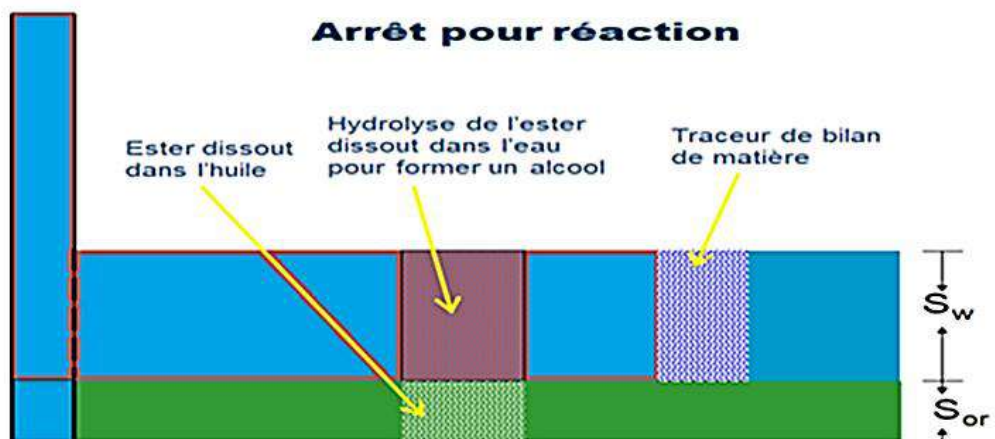


Figure V-5: Schéma du temps de repos lors d'un SWCTT.

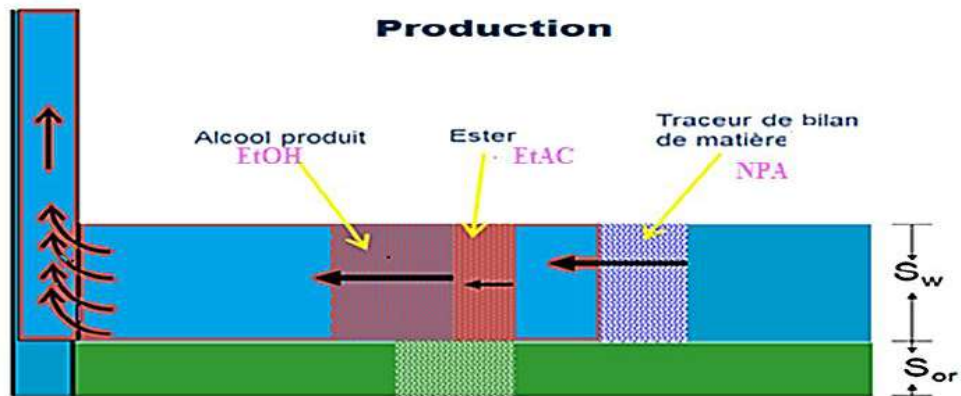


Figure V-6: Schéma du temps de production lors d'un SWCTT.

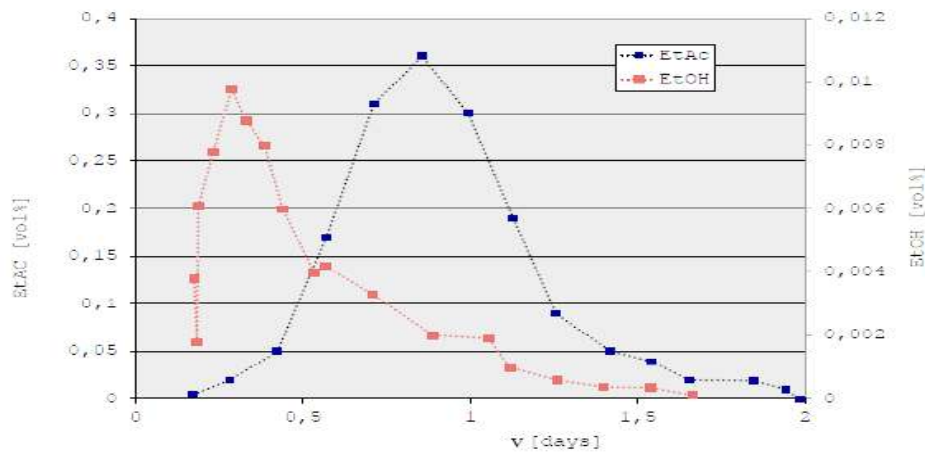


Figure V-7: Profil de production des traceurs lors d'un SWCTT.

Après la détermination du S_{or} , des bouchons de tensioactifs/polymères sont injectés, suivis par un bouchon d'eau avec traceur, pour mesurer le S_{or} , saturation résiduelle à faible tension interfaciale.

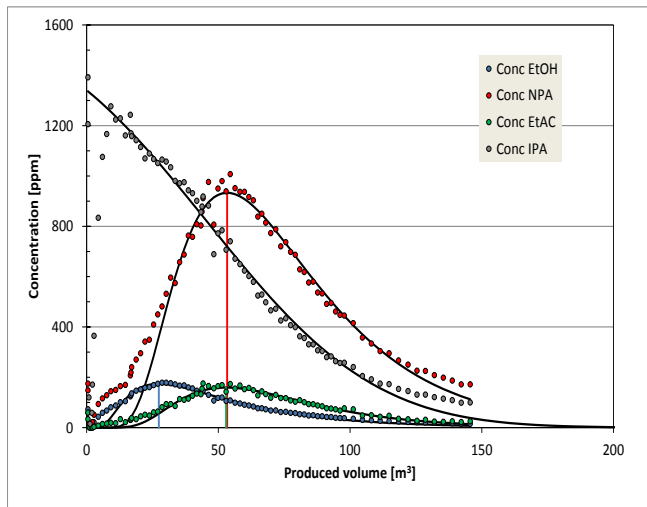
V.5: Les résultats

Calcul de la saturation résiduelle :(puits pilote 1)

Tableau V-2: Résultats des tests de traceurs.

Avant EOR	Test 1	Après EOR	Test 2
T_{NPA}	53.3 +/- 2	T_{NPA}	31.4 +/-1
T_{EtAc}	52.9 +/- 4	T_{EtAc}	31.8 +/- 2
T_{EtOH}	27.4 +/- 1.7	T_{EtOH}	28.9 +/- 1

Avant EOR:

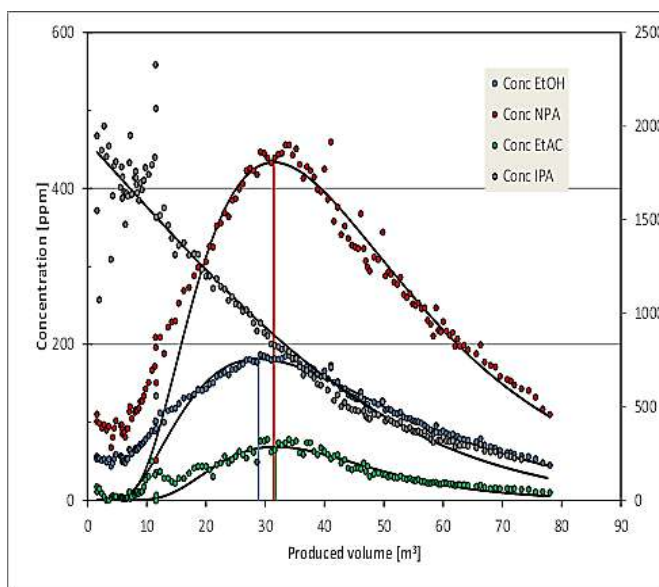


$$S_o = \frac{T_p - T_i}{T_p + T_i(K - 1)}$$

From alcohol/EtAc:

$$S_o = \frac{52.9 - 27.4}{52.9 + 27.4(4.1 - 1)} = 0.186$$

Après EOR:



$$S_o = \frac{T_p - T_i}{T_p + T_i(K - 1)}$$

From alcohol/EtAc:

$$S_o = \frac{31.8 - 28.9}{31.8 + 28.9(4.8 - 1)} = 0.020$$

V.6: Interprétation des résultats

- ✓ Après l'interprétation analytique, on a obtenu les saturations suivantes:
- avant EOR ~ 0.19
- après EOR presque zéro.

<i>Après EOR</i>	Test 2
So de NPA	0.02 +/- 0.01
So de EtAc	0.02 +/- 0.02

<i>Avant EOR</i>	Test 1
So de NPA	0.19 +/- 0.02
So de EtAc	0.19 +/- 0.03

- ✓ Donc l'effet de l'injection des produits chimiques est significatif.
- ✓ L'établissement d'une formulation d'une solution de tensioactive dans les conditions de fond (température, pression et salinité) a été optimal grâce à un ajustement de HLB (hydrophilie lipophilie balance par le KCl conduisant à l'obtention d'un Winsor III.
- ✓ La forte réduction de la tension interfaciale et l'abaissement de la pression capillaire a entraîné une importante élévation du nombre capillaire, conduisant à une augmentation de taux de récupération.
- ✚ Afin de garantir une bonne précision de la mesure du S_{or} lors du test SWCTT, il est recommandé que :
 - la zone du réservoir testée ait une perméabilité et une porosité homogène.
 - la saturation en huile soit uniforme.
 - L'épaisseur du réservoir soit constante dans la zone testée.
 - Le puits soit vertical et l'envahissement total.
 - Le partage eau / huile du traceur partitionnant soit suffisamment rapide.
 - La pression de bulle doit être basse pour réaliser un écoulement monophasique.



CONCLUSION

Conclusion

Conclusion

Ce thème consiste à étudier les performances de l'injection de surfactant / polymères sur le taux de récupération, en utilisant un modèle capillaire à mouillabilité mixte. Et Puis l'application de cette injection au champ Hassi Messaoud.

Les méthodes chimiques de récupération améliorée permettent d'augmenter la production de pétrole par l'ajout des agents de surface agissant sur la pression capillaire et la mouillabilité, Ils permettent de remobiliser l'huile piégée par les effets capillaires principalement en diminuant la tension interfaciale entre l'huile et l'eau. Ainsi, les solutions de polymères permettent d'augmenter la viscosité du fluide déplaçant, ce qui conduit, lors de l'injection, à une réduction de la saturation résiduelle en huile et par conséquent une augmentation du taux de récupération d'huile maximale soit une réduction du S_{or} de l'ordre de 2 %.

L'utilisation des modèles capillaires constitue la phase préliminaire pour la mise au point du procédé de récupération. Ces modèles présentent l'avantage d'être moins chers et se distinguent par la rapidité des tests. Ils offrent la possibilité d'observer et d'analyser les mobilités et les écoulements diphasiques des fluides dans des capillaires transparents. L'effet de l'altération de la mouillabilité dans les milieux poreux des roches réservoirs justifie l'utilisation de ces modèles mixtes.

L'injection de polymère n'a pas été réalisée à cause de la diminution de la perméabilité de la roche colmatée par les tensioactifs à forte concentration (10g/L).

Le test de gonflement de l'argile montre le caractère inhibiteur de KCl. Ce sel permet d'éviter la diminution de la porosité.

A l'issue de cette étude, l'utilisation de tensioactifs / polymère pour la RAP, nécessite : des gisements de haute perméabilité et à faible contenu d'argile avec une viscosité de l'huile ne dépassant pas les 0,1 mPa.s in situ.

Les résultats des tests pilote SWCTT valident l'efficacité de l'EOR chimique dans le champ de Hassi Messaoud. Ils permettent de passer du single well vers l'EOR.

Recommandation

Les perspectives de cette étude concernent plusieurs points qu'il serait intéressant d'approfondir. Tout d'abord, il serait judicieux de :

- ✓ Modifier de la concentration du tensioactif pour éviter les problèmes d'adsorption et de colmatage de la matrice.

Conclusion

- ✓ Poursuivre l'étude de drainage dans des carottes de gisement pour identifier l'interaction entre les tensioactifs et les polymères avec les roches réservoir.
- ✓ Nous suggérons à SONATRACH de ramener le pH dans l'intervalle 8 et 9 et de procéder à l'ajustement de la concentration de KCl inhibiteur de gonflement.
- ✓ Il est opportun d'étudier la possibilité de remplacer NaOH par KOH qui permettra de limiter le gonflement et de créer un milieu alcalin plus convenable au tensioactif.

Conclusion



Bibliographies

Références

Bibliographies

- [1] D. N. Mouloudj, Propriétés thermodynamiques des fluides de réservoir et Récupération Assistée du Pétrole, Sonatrach : Institut Algerien de Petrole.
- [2] C. COTTIN, Drainage dans des micromodèles de milieux poreux Application à la récupération assistée du pétrole, Octobre 2010.
- [3] O. ElMofty, Masters Theses. Surfactant enhanced oil recovery by wettability alteration in sandstone reservoirs, (2012).
- [4] IFP , enspm .formation, industrie. IFP Training.
- [5] O. LOUISNARD, Cours de mécanique des fluides, San Francisco, California 94105, USA, 25 septembre 2012.
- [6] Oughanem.Rezki, Etude multi-échelles des courbes de désaturation capillaire par tomographie RX. Matériaux, INSA de Lyon, Français, 2013.
- [7] P.Barreau, Modification des propriétés polyphasiques d'un milieu poreux en présence d'une couche de polymère adsorbé : Etudes expérimentale et numérique, Ecole Nationale des Arts et Métiers, (1996).
- [8] Barkat Hanane, Ziani Samia , Etude de la rétention de surfactant par la roche réservoir lors du Micellar/Polymer flooding, 22/05/2016.
- [9] N. Moudir, Reservoir Engineering Enhanced Oil Recovery EOR, GGR Department -IAP, december 2016.
- [10] D. E. TOGNISSO, Ecoulements de fluides complexes en milieu poreux : Utilisation de Micelles Géantes pour la Récupération Améliorée du Pétrole, L'UNIVERSITÉ BORDEAUX 1 ÉCOLE DOCTORALE DES SCIENCES PHYSIQUES DE L'INGENIEUR, 09 Novembre 2011 .
- [11] M. Dernaika, Modeling of Mixed-Wet Reservoir Rock, Abu Dhabi: SPWLA Abu Dhabi Local Chapter, 21 December 2009.

Références

- [12] R. Oughanem., Etude multi-échelles des courbes de désaturation capillaire par tomographie RX., Matériaux. INSA de Lyon, Français., 2013..
- [13] D. veillon, La liaison Couche-trou.
- [14] A. A. L. Alghamdi, Experimental Evaluation of Nanoparticles Impact on Displacement Dynamics for Water-Wet and Oil-Wet Porous Media, 2015.
- [15] S. A. A. D. PED, Étude de faisabilité de récupération EOR chimique dans les zones d'injection d'eau de Hassi Messaoud. Beicip Franlab, France, Octobre (2013).
- [16] R.De Bauw, E.Millich ,J.P.Joulia, D;Van Asselt, Nouvelles technologies pour l'exploration et l'exploitation des ressources de pétrole et de gaz,Volume 2, Paris: Editions Technip , decembre 1984.
- [17] M. yazide, PHOTOTRANSFORMATION DE TENSIOACTIF ANIONIQUE INDUITE PAR UN OXYHYDEOXYDE DE FER(III) (GOETHITE) EN SOLUTION AQUEUSE, Génie des procédés, 2012.
- [18] R. A. M. Ojeda, ALTERNATIVES DE RUPTURE D'UNE EMULSION CATIONIQUE PAR HETEROFLOCCULATION OU PAR CHANGEMENT DE pH, UNIVERSITE DE LORRAINE Ecole Nationale Supérieure des Industries Chimiques, le 3 Juillet 2012 .
- [19] K. Samira, Etude de l'efficacité d'utiliser un tensioactif comme émulsifiant pour le lavage des sols contaminés par les hydrocarbures, .
- [20] N. PIERAT, THESE : PREPARATIONS D'EMULSIONS PAR INVERSION DE PHASE INDUITE PAR AGITATION, UNIVERSITE HENRI POINCARÉ - NANCY 1, Le 13 Juillet 2010 .
- [21] M. Eriksson, POLYMÈRES :DÉTERMINATION DES PROPRIÉTÉS ETAPPLICATIONS DES COMPOSITES, Gymnase Auguste PiccardLausanne, NOV_2009.
- [22] C. Éditions, « Voyage au cœur de la matière plastique,» 2003. [En ligne]. Available: <http://www.spirit-science.fr/Matiere/polymeres.html> .

Références

- [23] J. Avendano, Viscoélasticité et récupération améliorée du pétrole, Paris-Est, Français: Université Autre, 10 May 2012.
- [24] H. MECHERI, Test Pilote SWCTT Formation Procédé, SNF Project Engineer, 06/2014.
- [25] Hadj Aissa Kacem , Kermad Nassim, Performances du Short Radius et intérêt du double drain sur le champ de HMD, Hassi Messaoud: mémoire d'induction, Décembre (2002).
- [26] Sensitivity Analysis of chemical flooding in Sandstone Reservoir.
- [27] M. J. SCHICK, SURFACTANT SCIENCE, California: SERIES EDITOR ARTHUR T. HUBBARD Santa Barbara Science Project, 1918–1998.
- [28] NIPER, Enhanced Oil Recovery Informatio, National Institute For Oetroleum and Energy Research, April 1986.
- [29] EOR dans les zones sous injection d'eau principes de l'EOR chimique et du SWCTT, Alger: Beicip Franlab, 10 septembre 2013.
- [30] Sonatrach, EOR Chimique et étude de faisabilité pour une application aux zones d'injection d'eau de Hassi Messaoud, 17/02/2014.



Annexes

Annexe A

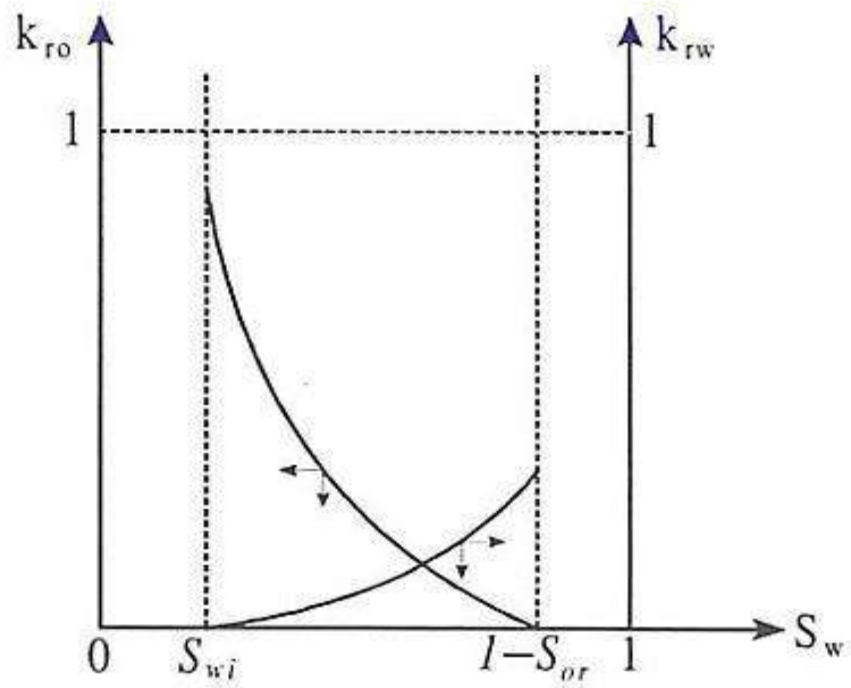


Figure 1: Perméabilités relatives. [8]

Annexe B

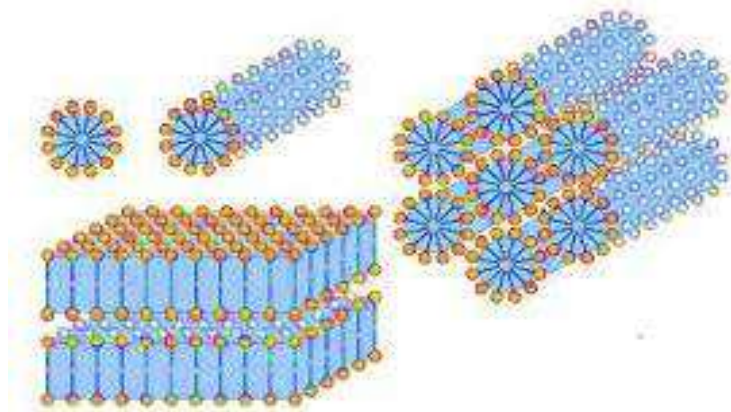


Figure 2: Les différents types de formation des micelles. [10]

Annexe C

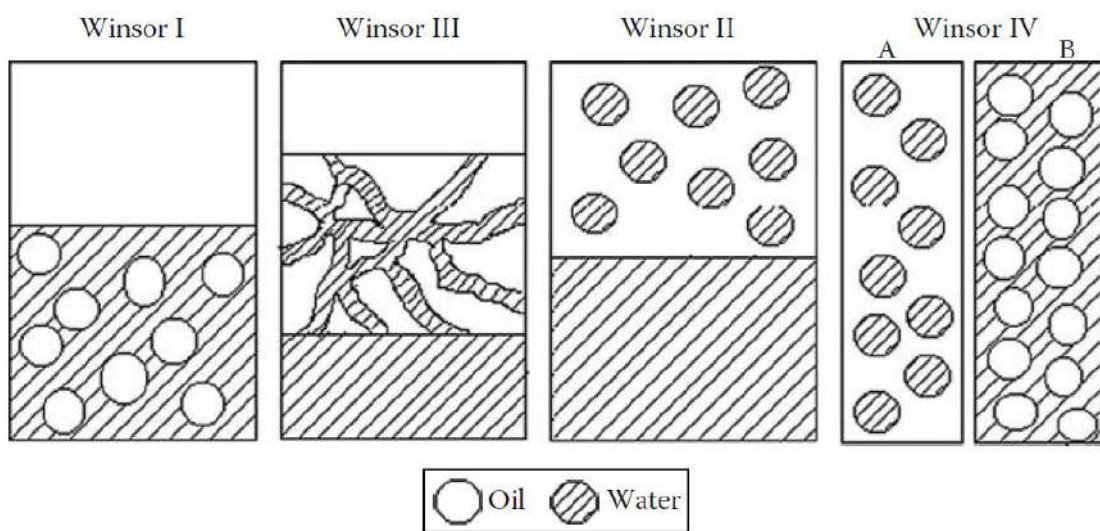


Figure 3: Différentes formes de Winsor. [27]

Annexe D

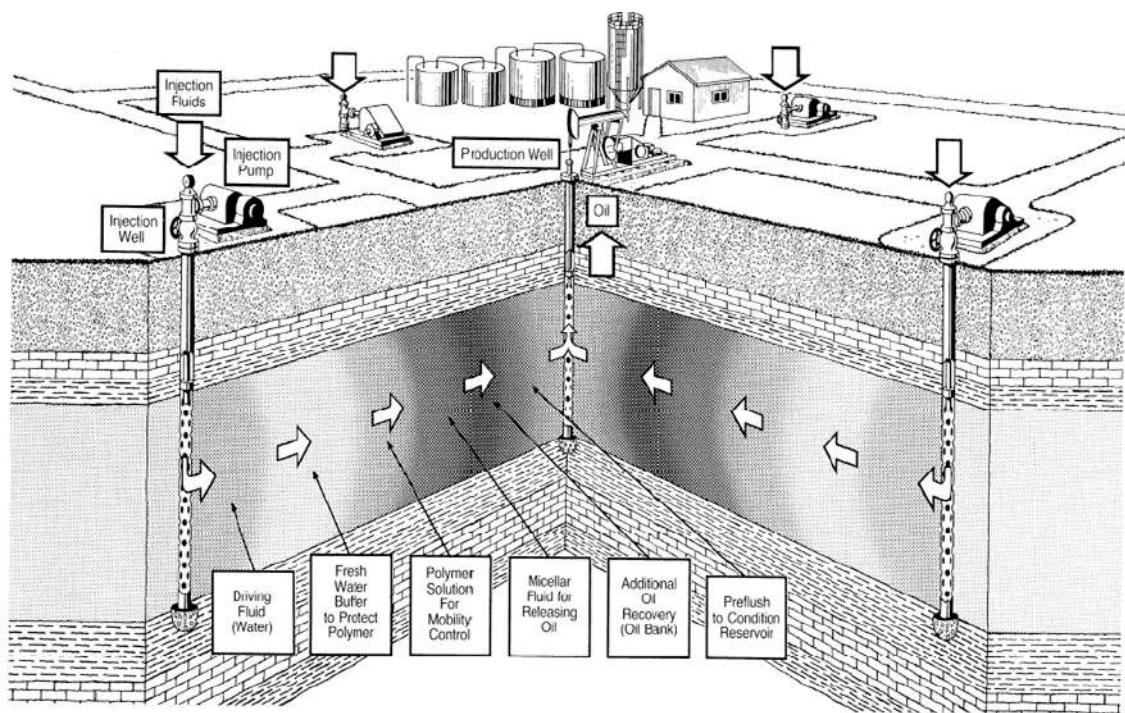


Figure 4: La méthode d'injection de surfactants et polymères. [28]

Annexe E

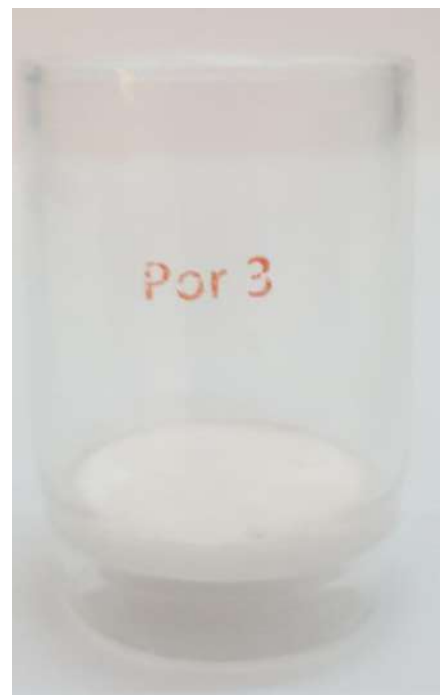
Tableau 1: Les critères de sélection des tensioactifs et polymères. [29]

	Polymer	Surfactant
Lithology	Sandstone and dolomite carbonates preferred	
Temperature	80C (175F) max for HPAM, 120°C (250°F) for NVP	120C+ (248F)
Permeability	Preferably high (for injectivity) – 10 mD minimum	
Salinity	Preferably low Up to 200 g/l	200 g/L+ with high salinity surfactants
Hardness	Preferably low	New solutions to control surfactant adsorption
Oil saturation	High	Can be low
Sor	Low	Can be high
Aquifer	No bottom aquifer	
Oil viscosity	Up to 2,500cp proven	500cP+ lab scale
Heterogeneity	Can be high but no fractures or extremely high perm channels	

Annexe F



(a)



(b)

Figure 5: Image de modèle capillaire à mouillabilité mixte (a), et le dispositif de gonflement d'argile(b).

Annexe G

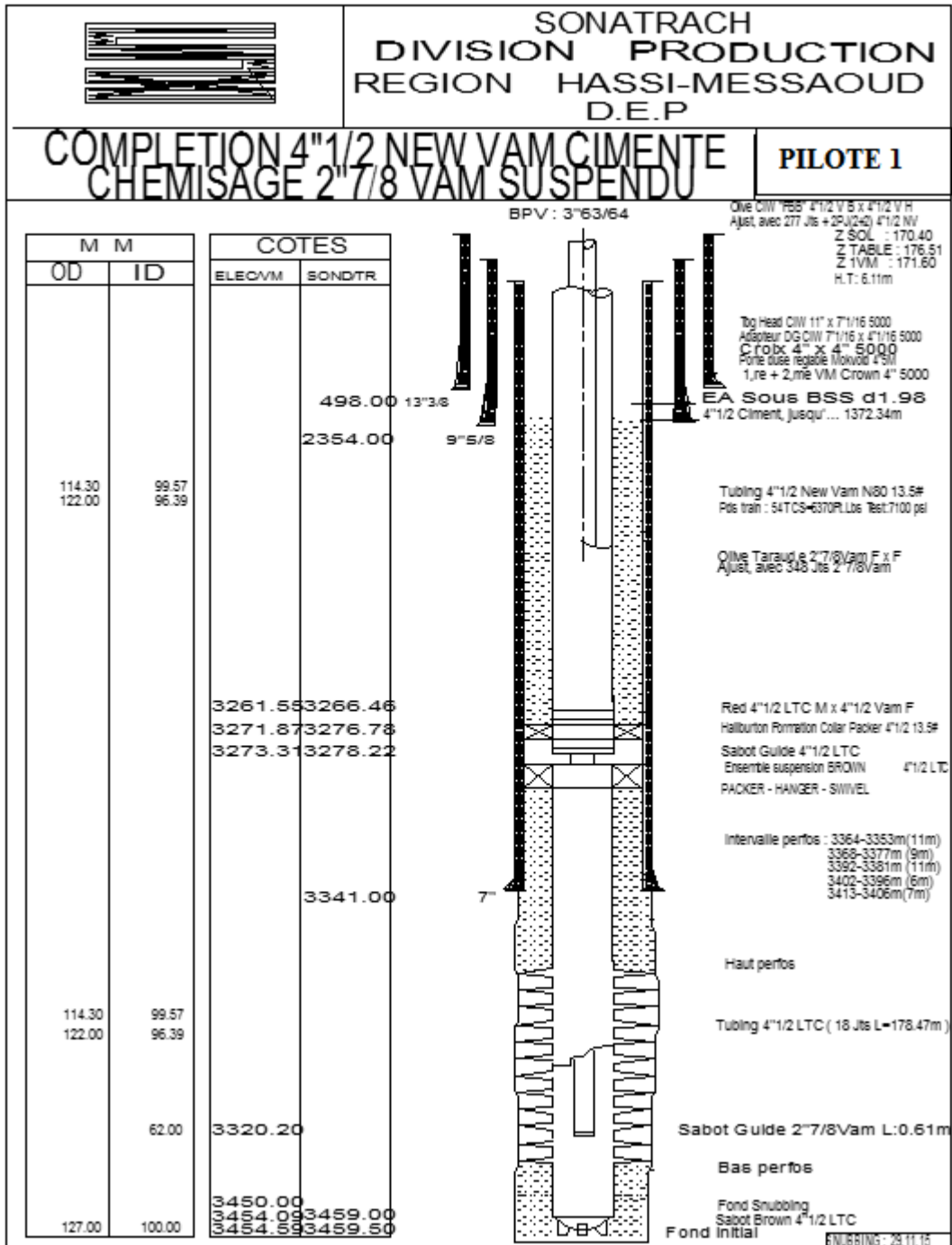


Figure 6: Fiche technique du puits PILOTE 1.

Annexe H

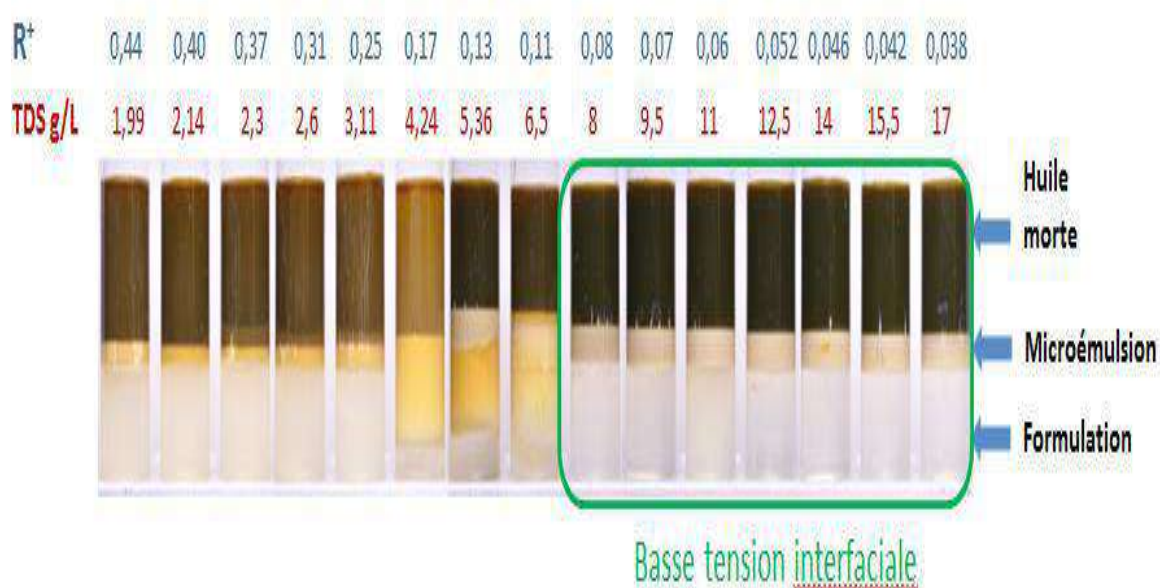


Figure 7: Photo présente de sélection de formulation de tensioactif [30].

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 I

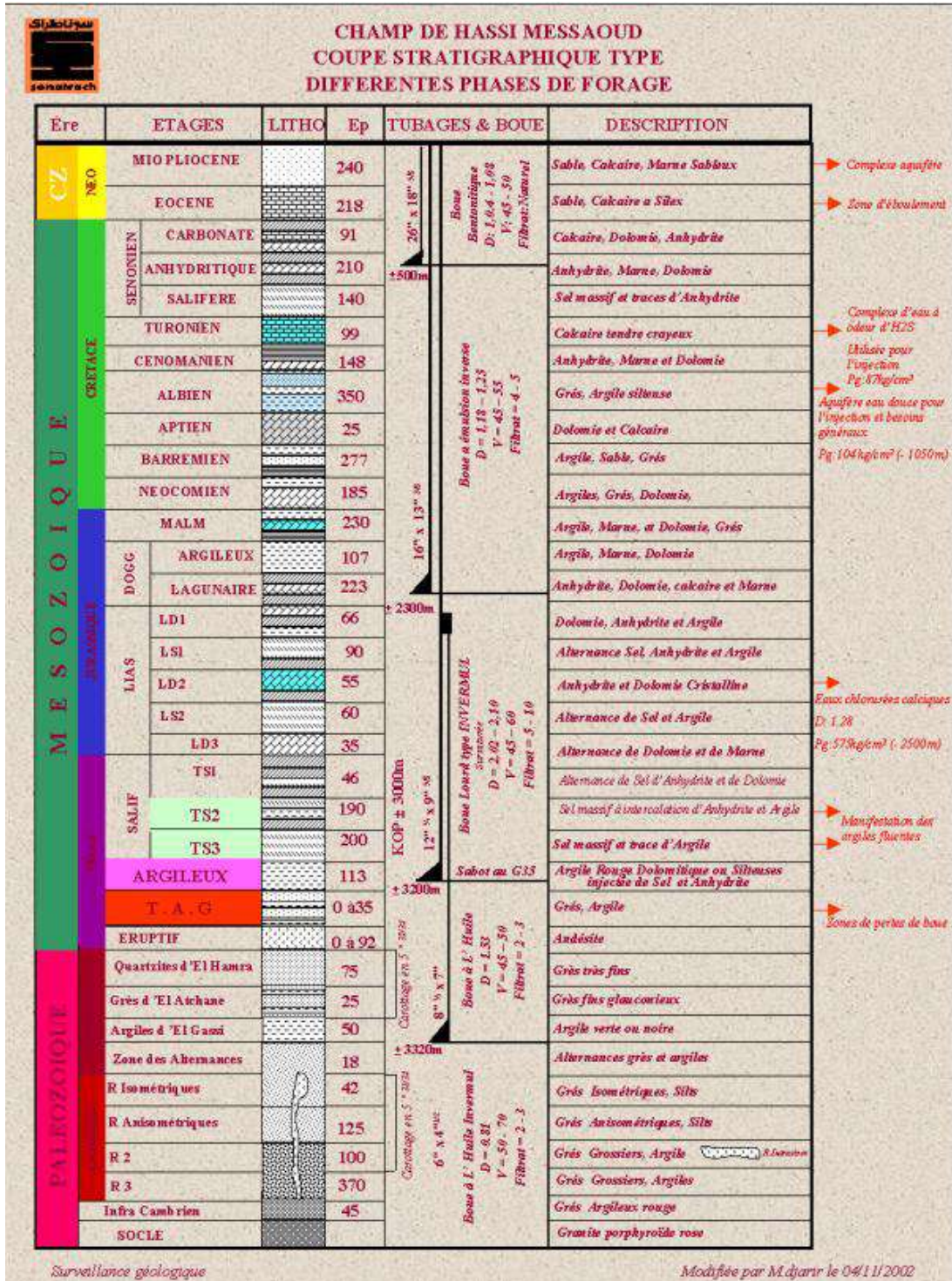


Figure 8: Coupe lithologique du champ de Hassi Messaoud.