REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° Série: ……. /2020

Université Kasdi Merbah Ouargla

Faculté des hydrocarbures energies renouvelables et science de la terre et de l'univers

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

Lahreche Merouane, Benkhelifa El-moustafa, Belkhir Abdelbaki

-THEME-

Optimisation d'une méthode d'EOR en fonction des caractéristiques de gisements

Soutenue le :

Jury:

Président: Mr. REMITA A/RAOUF Prof Univ. Ouargla

Rapporteur : Mr. MILOUDI MOUSTAPHA Prof Univ. Ouargla

Examinateurs : Mme. ROBEI SARA Prof Univ. Ouargla

Remerciements

Avant tout, au nom de dieu le Clément le Miséricordieux

Tout d'abord, on remercie le bon Dieu, notre créateur de nous avoir donné la force, la volonté et le courage afin d'accomplir ce modeste travail.

"De nos jours, toutes les études pour la réalisation des travaux se concrétisent grâce à une parfaite collaboration, un travail coopératif assure une bonne circulation de l'information et aussi un suivi sérieux et permanent de l'étude en question"

"En premier lieu, nous remercierons Mr Miloudi Mostafa, Maître A à l'Université de Ouargla. En tant que encadreur de notre mémoire, qui nous a guidé dans notre travail et nous a aidé à trouver des solutions pour avancer"
"Nous voudrions par la suite adresser toutes nos gratitudes à Mr Nouacer Amar directeur régionale de sonatrachà Hassi messaoud, Mr Hamoudi Abdelmalek et Mr Djarirdes ingénieur chez la sociétéSonatrach Hydra et Mr Dahmanyaiich pour leur patience, leur disponibilité et surtout leur aide et leurs judicieux conseils, qui ont contribué à alimenter notre réflexion"

"Nous tenons à remercier Dr Labtahiabd El Hamid, Mme Boufadesdjamila et tous les enseignants de département de production, pour l'aide qu'ils ont fourni et les connaissances qu'ils ont sus nous transmettre. Nous les remercierons également pour leur disponibilité et la qualité de leurs conseils"

"Nous tenons à saisir cette occasion pour adresser nos profonds remerciements aux responsables et aux personnels de l'Université de Ouargla"

"Un grand merci à nos mères et nos pères, pour leur amour, leurs conseils ainsi que leur soutien inconditionnel, à la fois moral et économique, qui nous ont permis de réaliser les études que nous voulons et par conséquent ce mémoire"

"Nous voudrons exprimer nos reconnaissances envers nos amis et nos collègues qui nous ont apporté leur soutien moral et intellectuel tout au long de notre démarche. Un grand merci à tous"

DEDICACES

J'ai toujours pensé à faire ou offrir quelque chose à mes parentsen signe de reconnaissance pour tout ce qu'ils ont consenti comme efforts, rien que pour me voir réussir, et voilà, l'occasion est venue.

À celle qui m'a donné la vie, symbole de beauté, et de fierté, de sagesse et de patience.

À celle qui est la source de mon inspiration et de mon courage, à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance.

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

- *À mon exemple de vie mon très cher père pour son sacrifice, et encouragement durant toute période de mes études.*
- *À mes chers frères et mes chères sœurs.*
- *À mes tantes, mes oncles et à tous les membres de la famille grand et petit.*
- *À tous mes amis de l'université avec qui j'ai partagé les meilleurs moments de ma vie d'étude durant ma période d'éducation et tous les autres chacun à son nom sans oublier quelqu'un.*
- *À toute personne que j'aime et je respecte.*

MOSTAFA

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à:

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

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

Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères et mes chères sœurs.

Et à tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom Lahreche.

Aussi, je dédie ce travail à mes collègues Mostafa, AbdElbaki et à tous mes chères amies surtout Omar, Abdelmonien, Bilal, et tous mes amis.

Sans oublier tous mes collègues de promo 2015.

MEROUANE

Dédicace

Nul plaisir ne peut égaler celui de partager son bonheur avec les gens que l'on aime.

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

A ma chère mère à qui je dois ce que je suis, elle qui a été toujours là pour moi et qui n'a jamais cessé de prier pour mon bonheur, que dieu ait pitié d'elle et lui pardonne et dameur dans aspace.

A mon cher père, pour tous les conseils qui m'a donnés, le soutien qui m'a montré et les sacrifices qu'il a consentis pour qu'il me voie réussir.

A mes chères sœurs et mes chers frères.

A toute ma grande famille surtout mon oncle Ahmed et mes tantes.

A tous mes amis surtout Mostafa, Mohammed, Hassen,Hamza ,Abd ennacer et Omar.

A tous mes camarades et mes collègues.

A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.

A la fin, mes dédicaces s'adressent également très chaleureusement à mes collègues dans ce travail Mostafa et Merouane.

Abd Elbaki

TABLE DES MATIERES

Remercîment **I**

Dédicace **II**

Table des matières **V**

Liste des figures **VI**

Liste des tableaux **VIII**

Nomenclatures **IX**

Résumé - ملخص - Abstract **XI**

Introduction générale **1**

PARTIE THEORIQUE :

CHAPITRE I : PRESENTATION DU CHAMP HASSI MESSAOUD :

I.1 : Présentation du champ de Hassi Messaoud **2**

I.2 : Situation géographique **2**

I.3 : Situation géologique **2**

I.4 : Aperçu géologique **3**

I.5 : Description de drain et subdivisions du réservoir **4**

I.6 : Caractéristiques du réservoir **5**

I.7 : Problèmes d'exploitation du champ **5**

CHAPITRE II : NOTION GENERALE SUR LES MODES DE RECUPERATION DES HYDROCARBURES (NATUREL ET ASSISTE)

II.1 : Introduction **6**

II.2 : La récupération primaire (OiginalOil in Place-OOIP) **7**

II.2.1 Les Mécanismes de drainage naturel 7

II.3 : La récupération secondaire (ImprovedOilRecovery –IOR) **8**

II.3.1 La réinjection du gaz en tête de puits « gasflooding» 8

II.3.2 L'injection d'eau, appelée « water flooding » 9

II.4 : La récupération tertiaire (Enhancedoilrecovery) **10**

II.4.1 Méthodes de récupération thermique 10

II.4.1.1 Injection d'eau chaude 10

II.4.1.2 : Injection de vapeur 11

II.4.1.3 :La combustionin-situ 11
II.4.2 : Méthodes de récupération miscible 12
II.4.2.1 : Injection de solvant d'hydrocarbure miscible 12
II.4.2.2 Injection de gaz (naturel) d'hydrocarbures et d'azote 12
II.4.3 : Méthode de récupération microbiologie 13
II.4.3.1 : Injection de bio-tensioactif 13
II.4.3.2 : Injection de microbes avec un cycle d'inondation de nourriture et de mélasse 14
II.4.4 : Méthode de récupération chimique 14
II.4.4.1 : Injection de solution d'eau alcaline 15
II.4.4.2 : Injection de polymère 15
II.4.4.3 : Injection de surfactants (tensioactif) 16
II.4.4.3.1 : Caractéristiques des agents tensioactifs 17
II.4.4.4 : Injection de polymère-surfactant 22

CHAPITRE III : GENERALITE SUR LES CARACTERISTIQUES ET LES PARAMETRES DE GISEMENT

III.1 : Introduction 23
III.2 : Définition d'un milieu poreux 23
III.3 : L'écoulement à l'échelle de pore 24
III.3.1 : Echelle du pore 24
III.3.2 : La tension de surface 24
III.3.3 : Le mouillage 25
III.3.4 : Pression capillaire dans un milieu poreux 27
III.4 : Écoulements à l'échelle de Darcy 27
III.5 : La mobilité 28
III.6 : Le nombre capillaire 29
III.7 : La perméabilité 31
II.7.1 : Perméabilité absolue K 32
II.7.2 : Perméabilité effective Ke 32
II.7.3 : Perméabilité relative Kr 32
III.8 : La porosité et la mass volumique 33

PARTIE PRATIQUE :

CHAPITRE IV : APPLICATION AU CHAMP DE HASSI MESSAOUD

IV-1 : Introduction **34**

IV-2 : Caractérisation et préparation des fluides **34**

IV-2-1 : Caractérisation des réactifs traceurs, logiciel 34

IV-2-2 : Caractéristique du tensioactif 34

IV-2-3 : Caractéristiques du polymère 35

IV-2-4 : Caractéristiques de KCl 35

VI-3 : Caractérisation de model poreux 35

VI-3 -1 : Mode opératoire 36

VI-3 -2 : Détermination de porosité 36

VI-3 -3 : Détermination de la perméabilité 36

VI-4 : Mise en évidence les performances de système tensioactif – polymère dans le micro modèle poreux **37**

VI-4-1 : Obtention de Winsor III 37

VI-4-2 : Les Essais de drainage 39

IV-5: Le Single Well Chemical Tracer Test (SWCTT) **39**

IV-5 -1 : Critères de choix des puits pour le projet SWCTT 39

IV-5-2 : Description des installations de surface 40

VI-6 : SWCTT a Hassi Meassoud **41**

VI-6-1 : La sélection des puits pour le SWCTT 41

VI-6-2 : La réalisation du SWCTT sur le puits OMO45 41

VI-7 : Le plan d'injection **49**

VI-7-1 : Stratégie proposée pour OMO 45 51

VI-8 : Les problèmes rencontrent durant le SWCTT pour l'OMO45 **50**

VI-9: Les traceurs utilisés dans le projet SWCTT **50**

VI-10 : Le fonctionnement de traceurs (Déroulement du SWCTT) **51**

VI-11 : Calcule la saturation et interprétation des résultats **55**

CONCLUSION **56**

RECOMMENDATION **56**

BIBLIOGRAPHIES **58**

ANNEXES **61**

LISTE DES FIGURES

Figure I.1	Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.	3
Figure I.2	Carte structurale du réservoir de Hassi Messaoud.	4
Figure II.1	Les différentes techniques de récupération.	6
Figure II.2	Classification des procèdes de récupération d'huile.	7
Figure II.3	La récupération assistée par injection de CO_2	9
Figure II.4	Drainage par injection de vapeur	11
Figure II.5	Mécanisme d'injection de polymère	16
Figure II.6	Représentation d'un agent tensioactif	17
Figure II.7	Distribution of surfactant molecules in solution at concentrations (a) below and (b) above CMC	18
Figure II.8	Représentation schématique d'une émulsion a : Huile-dans-Eau, b : Eau-dans Huile, c : Eau-dans-Huile-dans-Eau, d : Huile-dans-Eau-dans-Huile.	19
Figure II.9	Diagrammes de phase de Winsor en fonction du rapport R	21
Figure III.1	Aspect de l'espace poreux	23
Figure III.2	Les deux régimes de mouillage d'une goutte posée sur un substrat.	25
Figure III.3	Représentation schématique des quatre configurations possibles de mouillage.	26
Figure III.4	Tensions de surfaces considérées dans le cas d'une goutte posée sur une Surface solide.	26
Figure III.5	Déplacement d'huile à travers un réservoir à deux couches	29
Figure III.6	Courbe de saturation résiduelle en fonction du nombre capillaire	30
Figure III.7	Courbe de la récupération de l'huile en fonction du nombre capillaire.	31
Figure III.8	Représentation schématique du milieu poreux.	33
Figure IV.1	Le micro model poreux	35
Figure IV.2	Variation du débit en fonction de la pression	38
Figure IV.3	Schéma représentatif de Winsor III	39
Figure IV.4	Variation de la tension inter facial en fonction de la salinité	40
Figure IV.5	Equipements de Surface	40
Figure IV.6	Carte de position OMO45	41
Figure IV.7	Historique de production d'OMO45	41
Figure IV.8	Logging d'OMO45	42
Figure IV.9	Caractéristique pétro physique de l'intervalle 3330 – 3342 m	43
Figure IV.10	Test d'injectivité avec la stabilité de la pression d'injection Du : 15 :10 à 18: 00: pompe à l'eau traitée avec un débit de 0,66 BPM	44
Figure IV.11	Test d'injectivité au 14/12/2016	44
Figure IV.12	Log-log plot au 14/12/2016	45
Figure IV.13	Evolution des Pressions et température durant les phases d'injection	46
Figure IV.14	Log-log plot (12/2016)	47
Figure IV.15	Test d'injectivité (12/2016)	47
Figure IV.16	Evolution de la pression de fond dynamique en cours de temps.	48
Figure IV.17	Dépôt de sédiments de sable	50
Figure IV.18	Schéma d'injection de traceur lors d'un SWCTT.	51

Figure IV.19	**Schéma du temps de repos lors d'un SWCTT.**	**52**
Figure IV.20	**Courbe de production lors d'un SWCTT**	**52**
Figure IV.21	**Schéma du temps de production lors d'un SWCTT.**	**53**
Figure IV.22	**Concentration des traceurs après la première phase d'injection avant l'EOR**	**56**
Figure IV.23	**Concentration des traceurs après la deuxième phase d'injection après l'EOR**	**56**

LISTE DES TABLEAUX

Tableau IV.1	**Résultat de jaugeage**	**43**
Tableau IV.2	**20/12/2016 Résultats de jaugeage**	**45**
Tableau IV-3	**Planning d'injection l'EOR chimique**	**49**
Tableau IV.4	**Résultats des tests de traceurs :**	**55**
Tableau IV.5	**Résultats de saturation d'huile**	**55**

NOMENCLATURES

RAH : récupération assistée des hydrocarbures.

EOR: enhanced oil recovery.

RAP: récupérationassisté du pétrole.

OOIP: Oiginal Oil in Place.

GOR: Gaz oil ratio.

IOR: ImprovedOilRecovery.

λ_o : rapport de mobilité d'huile.

λ_w : rapport de mobilité de l'eau.

MRM : méthodes de récupération en microbiologie.

MFCC : la concentration critique de formation micellaire.

IFT: tension interfaciale.

ASP: Alkalin surfactant polymer.

PAG: Polymer-Alternating-Gas.

APS: Alkaline-Polymeric-Surfactant.

SAG: Surfactant-Alternating-Gas.

SWCTT: single well chemical tracer test.

TDS: total dissolved solids.

HLB: hydrophile – lipophile balance.

CMC : Concentration critique de micelles.

R : Rapport de Winsor.

A_{sh} : interactions moléculaires Tensioactif/Huile par unité d'aire interfaciale.

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

ATE : les interactions du tensioactif avec la phase aqueuse.

ATH : les interactions du tensioactif avec la phase huileuse.

SPI : incompatibilité surfactant-polymère.

Es : énergie de surface.

NOMENCLATURES

A : l'aire de l'interface.

γ : tension de surface

Δp : la différence de pression.

Θ : une interface faisant un angle de contact θ avec la surface.

γ_{SV} : La tension de surface solide-vapeur.

γ_{SL} : La tension de surface solide-liquide.

γ_{LV} : La tension de surface liquide-vapeur.

S : paramètre d'étalement.

P_c : La pression capillaire.

q : le débit superficiel.

K : la perméabilité.

μ : viscosité dynamique.

ρ : la masse volumique du fluide.

$k_{r,i}$: perméabilités relatives.

M : rapport de mobilité.

μ_d : la viscosités du fluide déplaçant.

μ_h : la viscosités du l'huile.

λ_d : mobilité de fluide déplaçant.

λ_h : mobilité de l'huile.

S_{or} : saturation en huile résiduelle.

$\emptyset$: La porosité.

ملخص:

تعتبر الاستعادة الثالثة باستعمال السرفكتاتوالبولمريرات من أحسن الطرق لتحسين مؤشر الإنتاجية وهي تكنولوجيا جديدة كيميائية يمكن أن تقلل من ظواهر الاحتفاظ للزيت في مسامات الصخور من خلال التحكم في قوى اللزوجة والشعرية وبالتالي الزيادة في مردودية الإنتاج .

في هذه الدراسة تم اختبار عينة نفوذه مماثلة لخزان النفط. من ثم تطبيقها التجربة على ارض الواقع في حقل حاسي مسعود بالاستعانة بكواشف كيميائية وذلك لإيجاد كمية الزيت المتبقية وكذا مدى قابلية تطبيق هذه التكنولوجيا لاعتمادها في المستقبل .

كلمات مفتاحيه:سرفكتات, إنتاج , مسامات صخور, قوى اللزوجة والشعرية

Résumé:

La récupération tertiaire (EOR) par l'utilisation de tensioactifs et de polymères est considérée comme l'une des meilleurs moyens d'améliorer l'indice de productivité, c'est une nouvelle technique chimique qui peut réduire les phénomènes de rétention de l'huile dans les pores des roches en contrôlant la viscosité et les forces capillaires et aussi d'augmenter le rendement de la production. Dans ce travail, on a étudié un micro-modèle à mouillabilité mixte similaire à un réservoir. Et puis d'appliquer l'expérience sur le terrain dans l'un milieu poreux du champ Hassi Messaoud à l'aide de traceurs chimiques (SWCTT) afin de trouver la saturation de l'huile résiduelle (Sor) et l'applicabilité de cette technique pour une adoption future.

Mots clés : tensioactifs, polymères, milieu poreux, récupération tertiaire.

Abstract:

Tertiary Oil Recovery (TOR) by the use of surfactants and polymers is considered one of the best ways to improve the productivity index,it is a new chemical technique that can reduce the phenomena of oil retention in the pores of rocks by controlling the viscosity and capillary forces and thus increase the productivity. In this work, a capillary model with mixed wettability similar to a reservoir was studied. And then we applied the field experience in a porous medium of the Hassi Messaoud field using chemical tracers (SWCTT) in order to find the saturation of residual oil (Sor) and the applicability of this technology for future adoption.

Keywords: Tertiary Oil Recovery, surfactant, polymers, productivity.

INTRODUCTION

INTRODUCTION:

Au début de l'exploitation d'un gisement pétrolier, les hydrocarbures sont récupérés sous l'effet de la différence de pression entre le réservoir et le fond de puits. Cette technique, est appelée RECUPERATION PRIMAIRE, permet de récupérer 5 à 10% de la quantité de l'huile présente dans le réservoir. Avec le temps, la pression chute et devient insuffisante pour récupérer l'huile.

Afin de maintenir la pression du réservoir, la récupération secondaire a été mise en place : il s'agit d'injecter de l'eau dans un puits injecteur afin de pousser le pétrole vers un puits dit PRODUCTEUR.

Au cours de la production, la fraction volumique de l'eau dans le fluide récupéré ne cesse de croitre au détriment de celle de l'huile et des phénomènes de digitation sont alors observés ce qui réduit les performances de cette technique. Avec l'injection de l'eau, le taux de récupération est néanmoins d'environ 30% de l'huile contenue dans le réservoir.

Les récupérations primaires et secondaires d'hydrocarbures ne permettent de produire qu'une partie du pétrole en place. Pour améliorer les capacités de production, les compagnies pétrolières développent des nouvelles techniques, regroupées sous le terme de récupération tertiaire ou récupération assistée des hydrocarbures (RAH) **[1]**. Les techniques principales de ce type de récupération peuvent être de nature thermique comme l'injection de vapeur ou de l'eau chaude. Elles peuvent également être chimiques comme l'injection de tensio-actifs, de polymères ou l'alcaline ou bien des techniques d'injection de gaz miscible.

Dans ce travail, on s'intéresse à l'étude d'une méthode EOR pour l'optimisation de la production selon les caractéristiques de gisement.

Le présent travail est structuré en quatre chapitres, suivi d'une conclusion.

Dans le premier chapitre on fait une présentation sur le champ de HASSI MESSAOUD.

Le chapitre II intitulé <<Notion générale sur les modes de récupération des hydrocarbures (naturel et assisté)>> ce chapitre définit les trois types de récupération des hydrocarbures, le mécanisme de drainage et les différents méthodes de chaque technique.

Le troisième chapitre a été consacré pour étudier les caractéristiques et les différents paramètres de gisement pour comprendre mieux l'écoulement dans la roche et les phénomènes capillaires et leur impact sur la production.

Le dernier chapitre qui constitue la partie la plus importante dans ce mémoire, on trouve les données de base de cette étude ou sera choisi le puits candidat pour appliquer la technique d'injection ainsi que la procédure de test, la simulation sur un modèle milieu poreux et la discussion des résultats de l'injection de SP dans le réservoir et l'estimation de saturation résiduelle de l'huile.

On achève ce mémoire par une conclusion et recommandations.

PARTIE THEORIQUE

CHAPITRE I

PRESENTATION DU CHAMP HASSI MESSOUD

I.1 : Présentation du champ de Hassi Messaoud :

Le gisement d'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 PETROLE BRUT.

Le champ d'Hassi Messaoud comporte 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 lemaximum de pétrole et d'augmenter aussi la récupération finale.

I.2 : Situation géographique :

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

Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante :
X= 790.000 - 840.000 *Est.*
Y= 110.000 - 150.000 *Nord*

En coordonnées géographiques, il est limité

- Au nord par la latitude 32°15.
- Au sud par la latitude 31°30.
- A l'ouest par la longitude 5°40.
- A l'est par la longitude 6°35.

I.3 : Situation géologique :

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique nord orientale. IL est délimité par :

- A l'Ouest par la dépression d'oued Mya.
- Au Sud par le Horst d'Amguid.
- Au Nord par la structure Djamaa Touggourt

- A l'Est par la dépression de Ghadamès, Rhoude El Baguel et les hauts fonds de Dahar. **[3]**

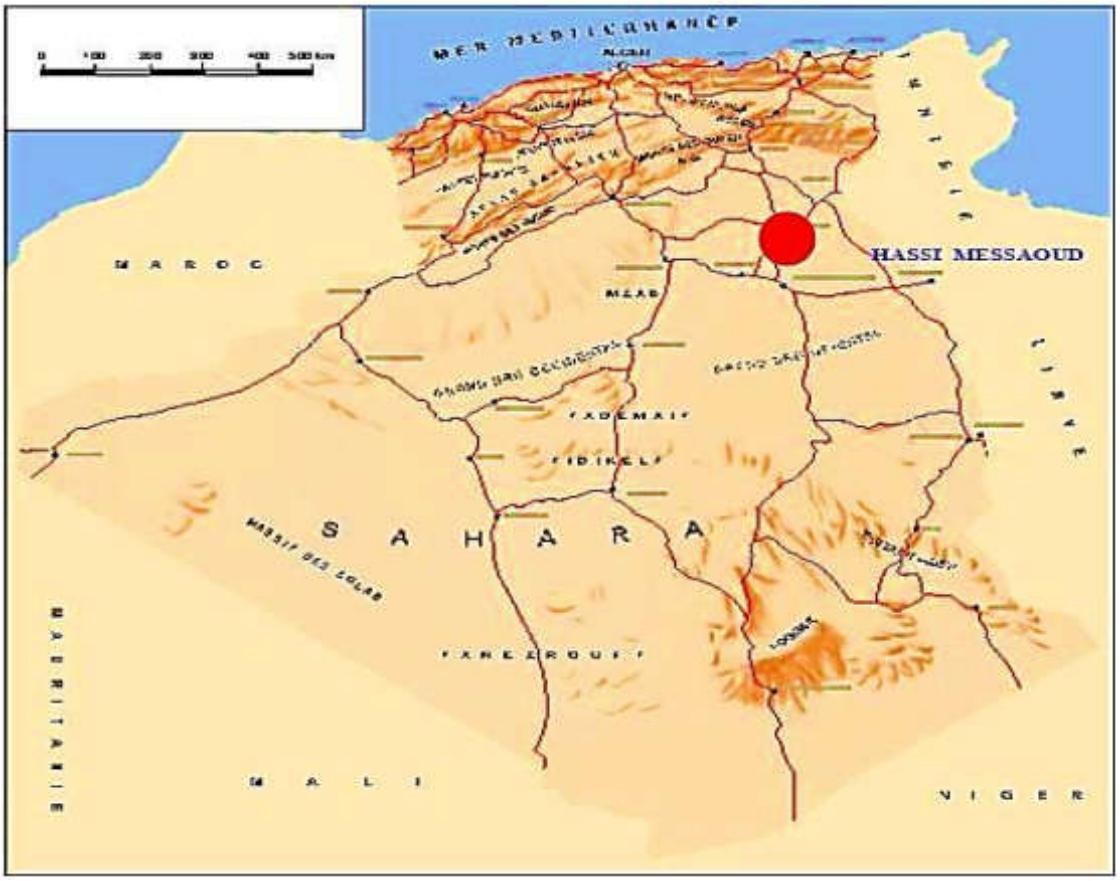


Figure I.1 : Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud

I.4 : Aperçu géologique :

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

Le champ d'Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique Nord orientale

qui, de par sa superficie et ses réserves constitue la plus grande province petro- gazière en Algérie.

I.5 : Description de drain et subdivisions du réservoir :

Le gisement d'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 d'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 de l'huile.

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

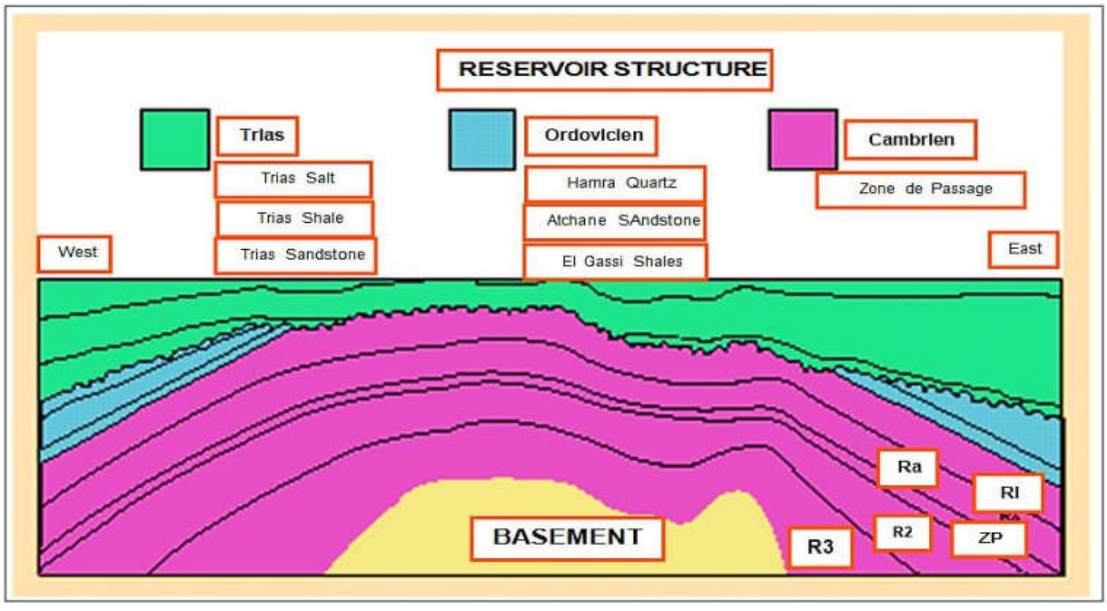


Figure I.2 : Carte structurale du réservoir de Hassi-Messaoud.

I.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.

I.7 : Problèmes d'exploitation du champ :

Au fur et à mesure de l'épuisement de l'énergie de gisement, nécessité à injecter le gaz pour les besoins de gas lift, ainsi l'injection de l'eau douce traitée dans les puits à forte salinité, pour les problèmes de dépôts de sels (sulfate de baryum aux zones Sud-East) qui viennent de l'incompatibilité avec l'eau de formation, provoquant le bouchage et la corrosion des installations. Ces dépôts sont très difficiles à éliminer malgré l'injection des inhibiteurs (D32 par exemple), pour le cas contraire un bouchon est suffisant. Malgré que la teneur des asphaltènes est faible (0.15%), des problèmes virulents apparaissent dans les zones Sud-Ouest du champ. Les percées de gaz et de l'eau réduisent considérablement l'indice de production.

CHAPITRE II

NOTION GENERALE SUR LES MODES DE RECUPERATION DES HYDROCARBURES

II.1 : Introduction :

La récupération assistée du pétrole ou **RAP** est l'ensemble des techniques destinées à maintenir la pression dans le réservoir dans le but d'augmenter la production d'hydrocarbures extraits d'un gisement.

Les services de conseils et analyses sur la récupération assistée du pétrole (RAP) permettent d'optimiser les activités d'extraction de l'huile, au-delà des niveaux récupérables par l'entremise de méthodes primaires, secondaires et tertiaire **figure II-1**. On distingue:

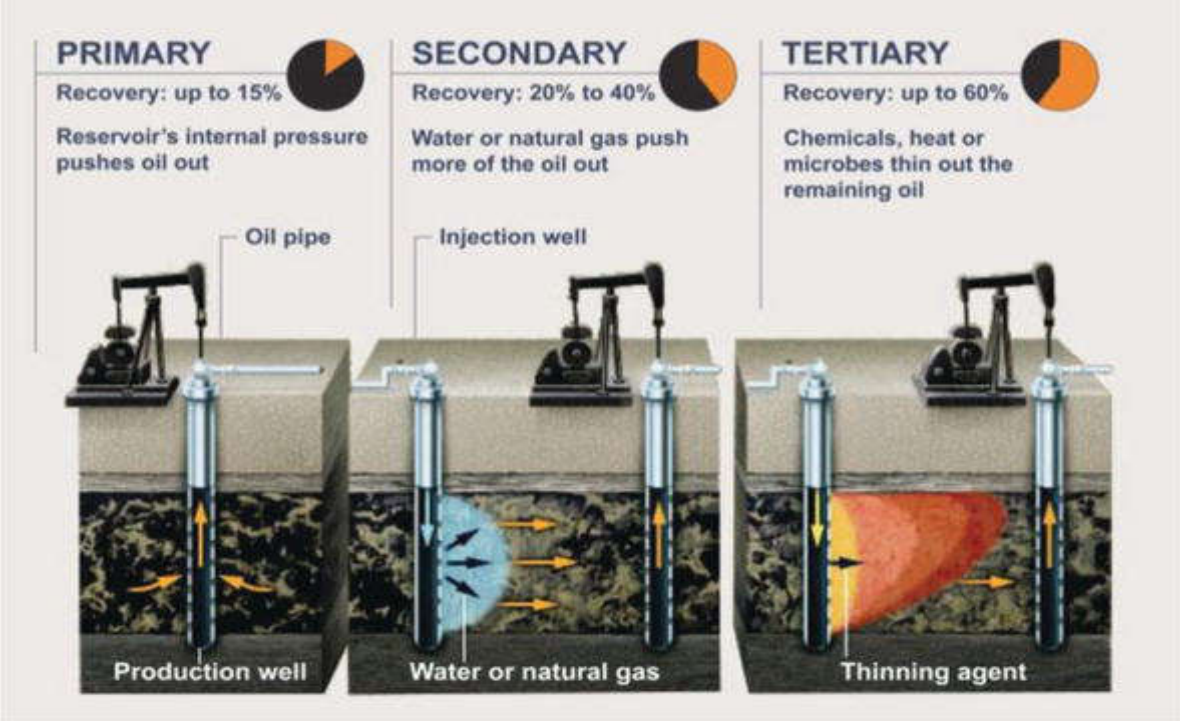


Figure II-1 : Les différentes techniques de récupération

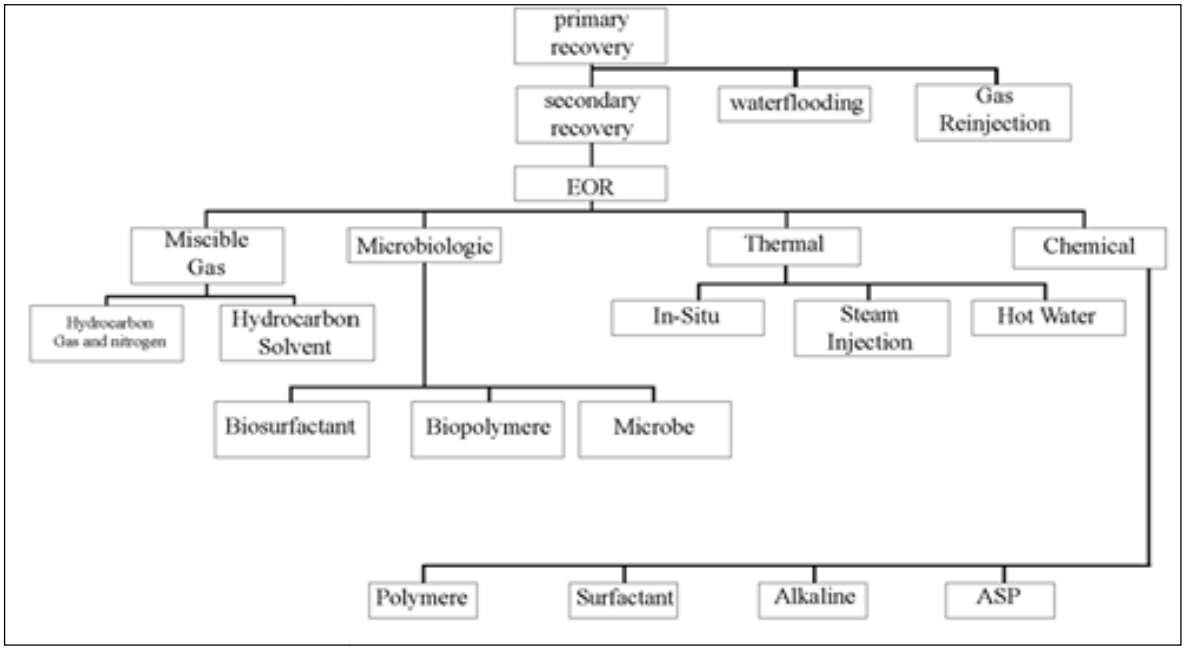


Figure II-2 Classification des procèdes de récupération d'huile

II.2 : La récupération primaire (OiginalOil in Place-OOIP):

Ce type de production est induit par des mécanismes de drainage naturels. L'ensemble de ces mécanismes contribue au maintien de la pression au sein du réservoir pendant un certain temps de production. Cette première étape permet de produire entre 5 et 15 % de la quantité de pétrole initialement en place, le pourcentage dépendant de la nature du brut et du réservoir **[2].**

II.2.1 : Les Mécanismes de drainage naturel :

On appelle ainsi les mécanismes qui, dans le gisement, provoquent lors de l'exploitation le déplacement des fluides vers les puits. On peut distinguer :

- L'expansion monophasique (dans le cas de gisements de gaz ou de l'huile sous-saturée) :

  Très importante pour les gaz, elle ne permet pour les huiles qu'une récupération de quelques pourcents (grande différence entre les compressibilités du gaz et de l'huile).

- L'expansion des gaz sortis de solution (à pression inférieure à la pression de bulle) :

  Dite encore par "expansion des gaz dissous".

  Comme on l'a vu, le GOR de production croissant rapidement, chaque volume de l'huile coûte de plus en plus cher en énergie de gisement.

- L'expansion de l'eau d'un aquifère lié au gisement :

  Cette expansion limite la chute de pression d'un gisement de l'huile et draine celui-ci. Pour un gisement de gaz, ce phénomène peut par contre être nuisible, par piégeage de gaz haute pression derrière l'avancée de l'interface gaz-eau.

- L'expansion d'un dôme de gaz (gas-cap) surmontant l'huile (gisement d'huile saturée) :

  Malheureusement on risque de se trouver confronté à un problème de venue de gaz suite à la formation d'un cône de gaz (coning) aux abords du puits .

- L'imbibition :

  L'huile matricielle peut être déplacée par l'eau, par suite de la mouillabilité préférentielle de la roche à l'eau, mais ce procédé est très lent (réservoir hétérogène).

- Les forces de gravité :

  Elles provoquent notamment la ségrégation des fluides, surtout entre le gaz et l'huile

- La compressibilité des roches :

  Compte tenu de la faible compressibilité de l'huile ce mécanisme est relativement important pour l'huile monophasique **[3].**

II.3 : La récupération secondaire (ImprovedOilRecovery -IOR) :

Ce type de récupération consiste principalement à pallier la diminution de la pression au sein du réservoir due à la mise en production. Deux méthodes de récupération secondaire sont principalement employées :

II.3.1 : La réinjection du gaz en tête de puits « gasflooding » :

Les gaz utilisés dans cette opération sont le CO2, le gaz naturel ou l'azote. Le fluide le plus couramment utilisé est le dioxyde de carbone car il est moins coûteux que le gaz de pétrole liquéfié. La méthode d'injection de CO2 est basée sur la capacité des dioxydes de carbone à se dissoudre à la fois dans l'eau et dans l'huile. Le dioxyde de carbone a commencé à être utilisé pour l'extraction du pétrole depuis la fin des années 40 et c'est maintenant qui est utilisé dans le développement de champs pétroliers commerciaux.

Le déplacement de l'huile dans l'injection de dioxyde de carbone se produit en raison de l'action des mécanismes suivants:

- Changement de viscosité de l'huile et de l'eau. La viscosité de l'huile diminue considérablement tandis que la viscosité de l'eau augmente légèrement (de 1,2 à 1,3). Il en résulte une amélioration considérable du rapport de mobilité de l'huile et de l'eau et une augmentation du balayage de la formation de 8 à 20%.
- une augmentation du volume de l'huile de 1,5 à 1,7 fois (en raison de l'enrichissement en dioxyde de carbone). il fournit un déplacement de l'huile efficace et un lavage supplémentaire de l'huile résiduelle. Une très forte augmentation du volume de pétrole est observée dans le développement des gisements de pétrole léger.
- une légère augmentation de la densité de l'huile **[4].**

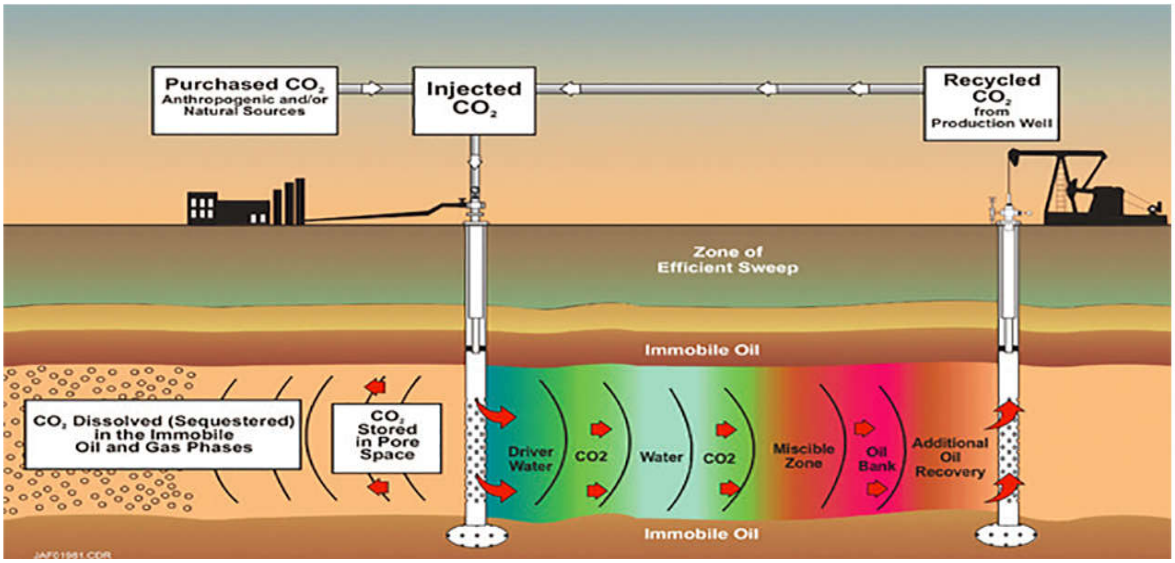


Figure II-3 : La récupération assistée par injection de CO_2 [7].

II.3.2 :L'injection de l'eau, appelée « water flooding » :

Cette dernière méthode est privilégiée pour des raisons de coût, malgré l'efficacité moindre comparativement à celle obtenue par l'injection de gaz. Elle consiste à injecter de très grandes quantités de l'eau à la base du gisement afin de balayer le réservoir pour « pousser » le pétrole vers le puits de production. Cette méthode ne fonctionne qu'un temps puisque d'une part les forces capillaires conduisent à la rétention de quantités importantes de brut derrière le front d'écoulement et d'autre part, suivant les cas, l'eau peut être produite plus ou moins prématurément au niveau des puits producteurs. Suivant la mouillabilité de la roche réservoir (mouillable par l'eau ou par le pétrole brut), le pétrole brut (huile) piégé dans les interstices des pores peut avoir des configurations différentes ; après une durée de balayage à l'eau suffisamment longue, si la roche est mouillable à l'eau, l'huile va devenir discontinue au

sein du réseau de pores et la production va s'arrêter, on considère alors que la mobilité de l'huile, a une vitesse de déplacement nulle. Dans le cas contraire, l'huile résiduelle couvre les parois de la roche et, après la percolation de l'eau aux puits producteurs, la production peut continuer par l'écoulement des films de l'huile tant que la production de pétrole reste économiquement viable (en effet, la mobilité de l'huile produite par film est lente). La quantité de pétrole brut moyenne, produite par récupération secondaire, correspond, en moyenne, pour des réservoirs gréseux, à environ 20- 40 % de la quantité initialement en place **[2].**

II.4 : La récupération tertiaire (Enhancedoilrecovery) :

Pour récupérer les 60 à 80 % restant, des méthodes de récupération assistée ("EnhancedOilRecovery") ou récupération tertiaire doivent être mise en place**[2].** Il existe plusieurs techniques pour les récupérer on distingue :

II.4.1 Méthodes de récupération thermique :

L'un des EOR les plus répandus et les méthodes de récupération thermique pour les réservoirs à viscosité de l'huile élevée, ce qui entraîne une augmentation considérable de la mobilité de l'huile. De plus, l'augmentation de la température influence certains minéraux composant la composition de la roche et les transforme. Les études thermiques en minéralogie sont connues pour inclure des plages de températures lorsque la décomposition de plusieurs minéraux composant les réservoirs a lieu hydromicas (dérradé) - 250-300 ° C, chiorites - 250-600 ° C, montmorillonite 200-700 ° C, kaolinite - 500- 600 ° C, pyrite - 350-450 ° C **[4].**

II.4.1.1 Injection d'eau chaude :

Le principal mécanisme de récupération améliorée thermique de l'huile lorsque la méthode d'injection de l'eau chaude est utilisée et liée à la réduction de la viscosité de l'huile et à la modification du rapport des mobilités huile (λ_o) Et eau (λ_w), en changeant de l'huile résiduelle. Saturation et perméabilité relative, diminuant les forces capillaires pour l'huile qui préviennent la récupération d'huile à partir des couches intermédiaires à faible perméabilité ainsi que la dilatation thermique des fluides.

L'injection de l'eau chaude entraîne une augmentation considérable du facteur d'efficacité de balayage à la fois verticalement (K_v) et en surface (K_s), principalement en raison d'une forte diminution de la viscosité de l'huile de formation lorsque la température augmente. Plus la

viscosité de l'huile est élevée à la température de formation initiale, plus cet effet est évident **[4].**

II.4.1.2 : Injection de vapeur :

Dans cette méthode, la vapeur est injectée à travers des puits d'injection et les fluides sont déplacés vers des puits de production qui sont forés selon des schémas spécifiés.

Les mécanismes de récupération de cette méthode sont également basés sur la réduction de la viscosité, le gonflement de l'huile, le décapage à la vapeur et l'entraînement vapeur-vapeur. Lorsque la vapeur perd de l'énergie lors de son mouvement à travers le réservoir, il se produit une condensation en eau liquide. Par conséquent, le processus consiste en une inondation de l'eau chaude dans la région de condensation suivie d'un déplacement de vapeur. Le procédé a été appliqué principalement aux huiles à faible viscosité et à haute viscosité, mais est également applicable aux bruts plus légers **[5].**

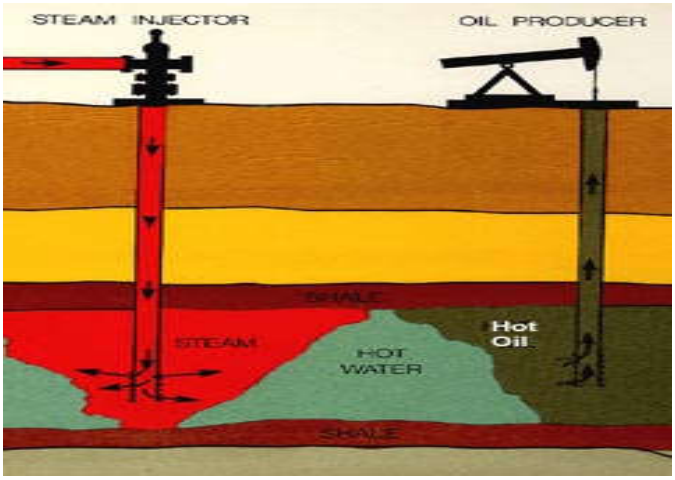


Figure II-4 :Drainage par injection de vapeur

II.4.1.3 :La combustionin-situ :

Dans ce processus, l'énergie thermique est générée dans le réservoir par la combustion, qui peut être initiée avec un radiateur électrique ou un brûleur à gaz ou peut être spontanée. L'oxygène se forme d'air ou partiellement purifié, est comprimé à la surface et injecté en continu (procédé sec), souvent en même temps que l'eau (procédé humide). Dans le chauffage et la combustion qui se produisent, les composants les plus légers de l'huile se vaporisent et avancent.

Les mécanismes de récupération comprennent la réduction de la viscosité due au chauffage. Vaporisation des fluides et craquage thermique. Les gaz et l'eau injectés captent de l'énergie lorsqu'ils traversent la zone brûlée et se dirigent vers le front de combustion. Devant le front de combustion, un plateau de vapeur existe. Une région de vapeur de condensation dans laquelle la température est presque constante à la température de saturation de vapeur correspondant à la pression du réservoir. Une inondationdel l'eau chaude se produit essentiellement dans cette région, de la même manière que dans un processus d'entraînement à vapeur. En amont du plateau vapeur, la température baisse jusqu'à la température d'origine du réservoir **[5].**

II.4.2 : Méthodes de récupération miscible :

L'objectif principal d'un processus miscible est de déplacer l'huile avec un fluide miscible avec l'huile (c'est-à-dire, ce qui forme une seule phase lorsqu'elle est mélangée dans toutes les proportions avec l'huile) dans les conditions existant à l'interface entre le fluide injecté et l'huile déplacée **[4].**

II.4.2.1 : Injection de solvant d'hydrocarbure miscible :

L'injection de solvants hydrocarbonés est essentiellement utilisée dans les dépôts de récifs plats avec un réservoir de type carbonate. Les principaux critères géologiques d'une application réussie de la méthode sont l'occurrence et l'épaisseur de la profondeur de la formation. Ceci est lié à la nécessité de réaliser des conditions définies (à savoir, atteindre une pression de miscibilité minimale de l'agent et de l'huile). Les limitations d'épaisseur résultent principalement de la nécessité de fournir une perméabilité de formation élevée à une pression considérable et d'éliminer la rupture. On distingue deux technologies de base:

- Une technologie horizontale (pour les dépôts plats de grande surface)

Et verticale (pour les dépôts récifaux de grande épaisseur ou à forte formation de pendage) La technique principalement verticale (environ 80% de toutes les formations) est utilisée dans les injections de solvants d'hydrocarbures **[4].**

II.4.2.2 Injection de gaz (naturel) d'hydrocarbures et d'azote :

Le mécanisme de déplacement du pétrole par les gaz d'hydrocarbures (naturels) et l'azote est fondamentalement similaire au déplacement du pétrole par le dioxyde de carbone. En même temps, il y a quelques particularités. Ainsi, les conditions de mélange complet des gaz

avec l'huile sont atteintes à des pressions plus élevées par rapport au dioxyde de carbone. Le gaz d'hydrocarbure se mélange à l'huile à des pressions de l'ordre de 25 à 35 MPa, de l'azote à 36 à 50 MPa. De plus, l'azote se mélange plus facilement à l'huile légère qu'à l'huile lourde et se dissout mal dans l'eau. En conséquence, le coefficient de déplacement du pétrole par l'azote est inférieur au coefficient de déplacement du pétrole par le gaz naturel et, en outre, par le dioxyde de carbone (environ par 4-7%. L'efficacité du déplacement de pétrole non miscible par l'azote et les gaz d'hydrocarbures est également inférieure à celui du déplacement de pétrole par le dioxyde de carbone. La récupération de pétrole augmente considérablement si du CO2 est ajouté à l'azote injecté de gaz naturel. Dans les gisements de gaz, la quantité d'azote peut atteindre 25% et il peut être utilisé dans le développement de gisements de pétrole léger.

Le gaz d'hydrocarbure est principalement utilisé pour la récupération des huiles légères et pour le développement ultérieur des gisements de pétrole après les inondations. L'efficacité du déplacement du pétrole par le gaz naturel est plus élevée, plus il y a d'éthane-butane-propane **[4].**

II.4.3 : Méthode de récupération microbiologie :

Les méthodes de récupération en microbiologie (MRM) sont des méthodes qui utilisent la vitalité des microorganismes (bactéries) directement dans la formation destinée à la récupération du pétrole.

Les principaux mécanismes de déplacement de l'huile utilisant le MRM sont:

- Formation de bio-tensioactifs entraînant une réduction de la tension interraciale à l'interface du pétrole et de l'eau, du pétrole et de la roche.
- Formation de divers acides qui élargissent les canaux poreux des roches;
- Augmentation de la pression de formation – P_{form} due à la libération de gaz N_2, CO_2, CH_4, H_2 par des micro-organismes.
- La libération de produits gazeux a tendance à réduire les ratios de mobilité de l'huile et de l'eau en raison de la mobilité accrue de l'huile $\boldsymbol{\lambda_0 = K_0/\mu_0}$
- Changements dans la mouillabilité des roches **[4].**

II.4.3.1 : Injection de bio-tensioactif :

Les bio-tensioactifs les plus répandus sont les émulsions, l'anion *lipopolysaccharide* (de la série des Acinetobacter).

L'application de la méthode d'injection de bio-surfactant réduit la tension superficielle au contact eau-huile (jusqu'à 1 mN / m). Dans ce cas, la valeur de la concentration critique de formation micellaire (MFCC) totalise de 0,01 à 1.5 g/l. Le bio surfactant réduit la viscosité de l'huile de 95 à 98% et augmente son volume de 2 à 3 fois. Les bio-tensioactifs sont stables à des températures élevées (jusqu'à 90 ° C) et à des concentrations élevées en sel. Contrairement aux surfactants synthétisés, ils sont sujets à la dégradation biologique, et c'est très important du point de vue économique et de écologique. L'injection de bio-surfactant entraîne une émulsifcation des hydrocarbures, des changements des propriétés de surface hydrophobes, un lavage du film de l'huile de la surface de la roche. Le coût du bio-surfactant représente en moyenne 30% du coût des surfactants **[4].**

II.4.3.2 : Injection de microbes avec un cycle d'inondation de nourriture et de mélasse :

Les injections de micro-organismes avec un cycle de nourriture ainsi que l'inondation de microbes (mélasse) sont destinées à la récupération des huiles visqueuses (de 30 à 100 mPa). Dans ce cas, le déplacement d'huile des milieux poreux a lieu en raison des mécanismes suivants:

- Changements de tension d'interface;
- Génération de bio-tensioactifs;
- Changements de pression capillaire;
- Déplacement de pétrole des zones déprimées **[4].**

II.4.4 : Méthode de récupération chimique :

L'objectif principaldes processus chimiques EOR est d'agir sur un(ou plusieurs) des facteurs suivants: mobilité (en utilisant des solutions eau-polymère augmentant la viscosité), mouillabilité des roches et tension inter faciale (IFT) (en ajoutant des tensioactifs et / ou des alcalis à l'agent de déplacement). Ainsi, les facteurs influençant la récupération du pétrole doivent être soigneusement analysés avant de concevoir de nouveaux produits chimiques pour l'EOR. et, afin d'améliorer la récupération des hydrocarbures, il est important de bien comprendre le comportement statique et dynamique de l'ensemble du système à différentes échelles, de l'échelle du champ à l'échelle microscopique Fig. En plus des processus énumérés à la Fig., des méthodes améliorées et plus avancées ont été développées en combinant

plusieurs d'entre elles, telles que: Polymer-Alternating-Gas (PAG), Alcaline-Polymeric Surfactant (APS) et Surfactant-Alternating-Gas(SAG) **[6].**

II.4.4.1 : Injection de solution de l'eau alcaline :

La méthode d'injection de solution de l'eau alcaline est l'injection dans un lit de réactifs aqueux qui provoque une réaction alcaline. Les études et les testes de cette méthode sont liés aux années 20. Cependant, sa large introduction pilote a commencé dans les années 70. Les principaux mécanismes de déplacement sont les suivants

- Réduction de la tension inter faciale
- Emulsification d'huile (formation de dispersion fine)
- Changement de mouillabilité des roches

Ces mécanismes sont basés sur la réaction de neutralisation des composants acides de l'huile entraînant la formation de savon alcalin qui migre à travers l'interface en raison de la tendance du système à l'équilibre thermodynamique. Les savons alcalins se forment directement à la place du contact avec l'huile et les alcalis **[4]** ce qui baisse la tension interfaciale.

II.4.4.2 : Injection de polymère :

L'un des procédés EOR chimiques les plus efficaces consiste à injecter une solution de polymère pour balayer le pétrole restant des procédés secondaires vers les puits de production. Le premier travail proposant des polymères hydrosolubles dans les procédés EOR a été rapporté par Sandiford, déclarant que la fonctionnalité principale du polymère était d'augmenter la viscosité de l'eau utilisée comme fluide de déplacement. Ce dernier dépend, entre autres, de la concentration et du poids moléculaire du polymère, de la température, de la salinité de l'eau, des solides dissous totaux (TDS) et de la concentration en ions divalents **[6].**

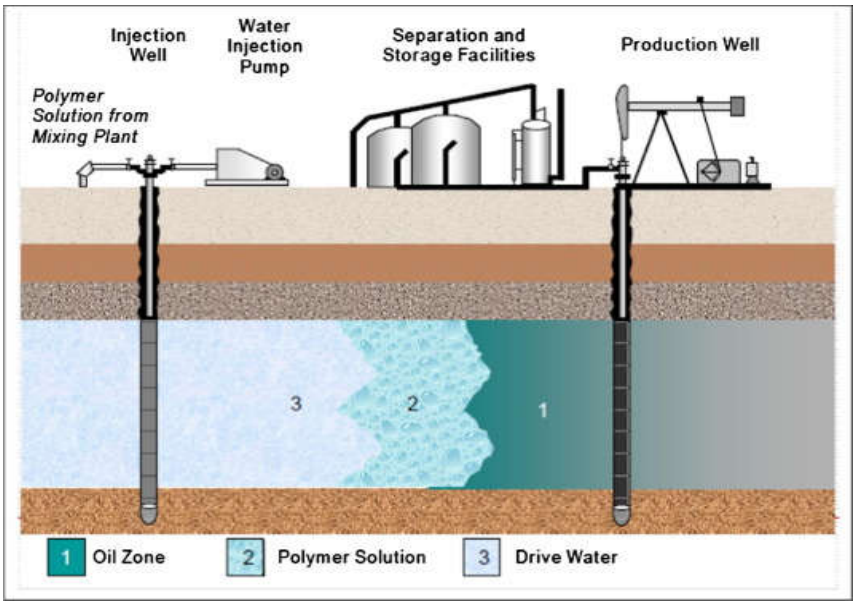


Figure II-5 : Mécanisme d'injection de polymère [8].

II.4.4.3 : Injection de surfactants (tensioactif) :

Les agents tensioactifs sont des composés organiques amphiphiles, constitués d'une partie hydrophobe et hydrophile dans la même molécule. L'amphiphile est une combinaison d'une chaîne hydrocarbonée qui agit comme groupe hydrophobe (la «queue») et un groupe hydrophile comme partie polaire (également appelée «tête») figure II-5. Les amphiphiles s'adsorbent efficacement aux interfaces et contribuent généralement à des réductions importantes de l'énergie interfaciale. Par conséquent, ce qui rend les surfactants utiles dans EOR c'est qu'ils peuvent être solubles dans l'huile et l'eau **[6].**

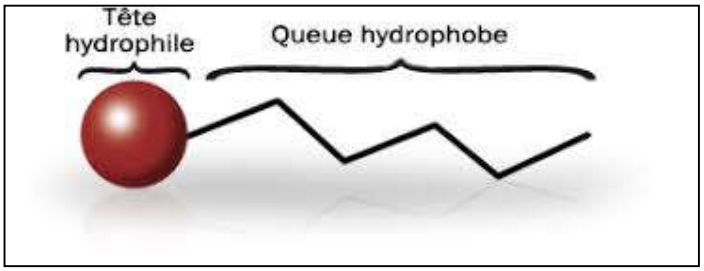


Figure II-6: Représentation d'un agent tensioactif

II.4.4.3.1 : Caractéristiques des agents tensioactifs :

A) : Équilibre hydrophile – lipophile :

L'équilibre hydrophile – lipophile (HLB) a été utilisé pour caractériser les surfactants. Ce nombre indique relativement la tendance à se solubiliser dans l'huile ou l'eau et donc la tendance à former des émulsions eau dans huile ou huile dans eau. De faibles nombres de HLB sont attribués aux tensioactifs qui ont tendance à être plus solubles dans l'huile et à former des émulsions eau dans l'huile. Lorsque la salinité de la formation est faible, un tensioactif à faible HLB doit être sélectionné. Un tel tensioactif peut produire une microémulsion en phase intermédiaire à faible salinité. Lorsque la salinité de la formation est élevée, un tensioactif HLB élevé doit être sélectionné. Un tel tensioactif est plus hydrophile et peut produire une microémulsion en phase intermédiaire à haute salinité. HLB est déterminé en calculant des valeurs pour les différentes régions de la molécule, pour calculer HLB pour les tensioactifs est :

$$\mathbf{HLB = 7 + mH_h - nH_i} \quad \mathbf{(II.1)}$$

Où m est le nombre de groupes hydrophiles dans la molécule, H_h est la valeur des groupes hydrophiles, n'est le nombre de groupes lipophiles dans la molécule et H_i est la valeur des groupes lipophiles **[16].**

B) : Concentration critique de micelles (CMC) et point Kraff :

Une autre caractéristique importante d'un tensioactif est la concentration critique en micelles (CMC). La CMC est définie comme la concentration de tensioactifs au-dessus de laquelle des micelles se forment spontanément. Lors de l'introduction de tensioactifs (ou de tout matériau tensioactif) dans le système, ils se répartissent initialement dans l'interface, réduisant l'énergie libre du système en (a) diminuant l'énergie de l'interface (calculée en tant que surface multipliée par la tension superficielle) et (b) retirer les parties hydrophobes du tensioactif du contact avec l'eau. Par la suite, lorsque la couverture de surface par les tensioactifs augmente et que l'énergie libre de surface (tension superficielle) diminue, les tensioactifs commencent à s'agréger en micelles, diminuant ainsi à nouveau l'énergie libre du système en diminuant la zone de contact des parties hydrophobes du tensioactif avec l'eau.

Une fois la CMC atteinte, tout ajout supplémentaire de tensioactifs ne fera qu'augmenter le nombre de micelles (dans le cas idéal), comme le montre la figure. En d'autres termes, avant

d'atteindre la CMC, la tension superficielle diminue fortement avec la concentration du tensioactif. Après avoir atteint le CMC, la tension superficielle reste plus ou moins constante.

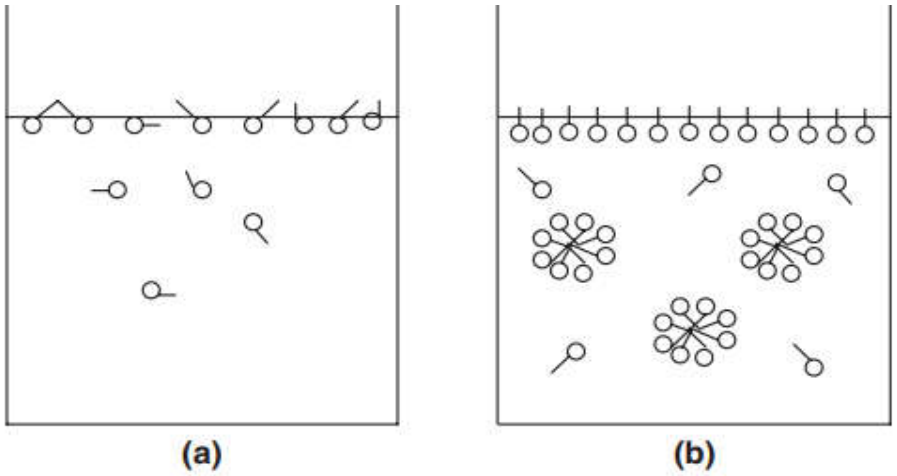


Figure II-7: Distribution of surfactant molecules in solution at concentrations (a) below and (b) above CMC.

Un paramètre lié au CMC est la température de Krafft, ou micelle critique température. Il s'agit de la température minimale à laquelle les tensioactifs forment des micelles. En dessous de la température de Krafft, il n'y a pas de valeur pour la concentration critique en micelles; c'est-à-dire que les micelles ne peuvent pas se former **[16].**

C) : Microémulsion :

C-1) : Définition :

Il est possible de définir une émulsion comme une dispersion de gouttelettes d'un liquide A dans une phase liquide continue B. Ce sont des systèmes finement divisés qui sont caractérisés par le développement important d'une interface entre les deux liquides A et B non miscibles. Ces systèmes sont thermodynamiquement instables et peuvent être stabilisés cinétiquement par l'ajout d'émulsifiants. Ces derniers peuvent être de différentes natures : des agents tensioactifs, de fines particules solides ou bien des biopolymères, qui vont ainsi conférer des propriétés particulières à l'interface et jouer un rôle fondamental dans la stabilisation de l'émulsion. Cette dernière peut être fluide, crémeuse ou même gélifiée, ce qui permet d'explorer une large gamme de textures **[17].**

C-2) : Types d'émulsion :

Il existe deux types d'émulsions : les émulsions simples et les émulsions multiples. Les premières sont constituées d'une phase dispersée dans une phase continue, et sont de type « huile dans eau » (H/E) si la phase continue est constituée d'un liquide polaire associé (d'ordinaire, il s'agit d'eau ou d'une solution aqueuse) (Figure II.7.a). Dans le cas inverse, cette émulsion est appelée « eau-dans-huile » (E/H) (Figure II.7.b). Les émulsions multiples, quant à elles, consistent en une émulsion simple dispersée à son tour dans une phase continue externe. Elles sont alors du type E/H/E ou H/E/H (Figures II.7 c et d) **[17].**

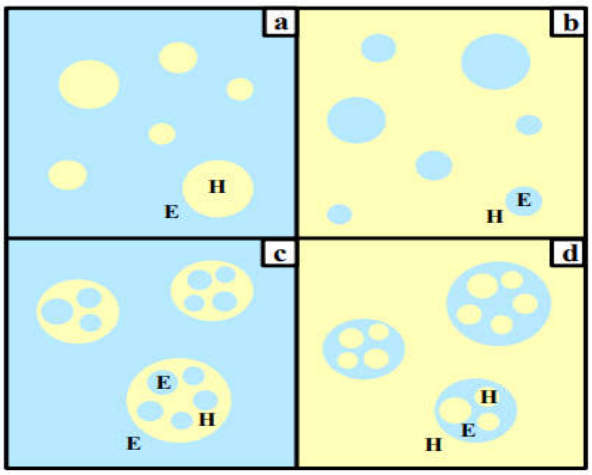


Figure II.8: Représentation schématique d'une émulsion a : Huile-dans-Eau, b : Eau-dans Huile, c : Eau-dans-Huile-dans-Eau, d : Huile-dans-Eau-dans-Huile.

D) : Rapport R de Winsor :

En 1954, Winsor publia un livre qui résumait ses recherches antérieures sur le comportement de phase des systèmes eau huile surfactif**[8].** Pour expliquer ses résultats, il proposa un concept nouveau : le rapport R entre les interactions des molécules de surfactif localisées à l'interface avec les molécules voisines d'huile et d'eau respectivement (équation (1) et **figure II.8 [18]:**

$$R = \frac{Ash}{Ase} \quad \textbf{(II.2)}$$

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 avec

$\mathbf{A_{sh}}$: interactions moléculaires Tensioactif/Huile par unité d'aire interfaciale,

$\mathbf{A_{se}}$: interactions moléculaires Tensioactif/Eau par unité d'aire interfaciale.

De cette relation, un changement de valeur de **R < 1** à **R > 1** est associé à un changement de comportement de phase et à un changement d'une grande variété de propriétés. Relativement à la valeur du rapport R, les systèmes peuvent être représentés au travers de diagrammes de phase appelés diagrammes de Winsor I, II, III ou IV, présentés dans la **figure II.8 [19].**

D-1): Diagramme de Winsor Type I:

Ce diagramme correspond aux conditions physicochimiques pour lesquelles les interactions du tensioactif avec la phase aqueuse (ATE) prédominent sur les interactions avec la phase huileuse (ATH) ; R est alors inférieur à 1. Si le système se situe sous la frontière binodale (zone 2φ), à l'équilibre il se séparera en une microémulsion riche en tensioactif et une phase huileuse presque pure. La structure de la microémulsion est du type micellaire S_1 qui solubilise la phase huileuse. L'inclinaison de la ligne de partage est liée à l'affinité préférentielle du tensioactif pour la phase aqueuse **[19].**

D-2) : Diagramme de Winsor Type II :

Pour ce diagramme, les conditions physico-chimiques correspondent à une situation où les interactions du tensioactif avec la phase huileuse (ATH) prédominent sur les interactions avec la phase aqueuse (ATE) ; R est alors supérieur à 1. Dans ce cas, la structure de la microémulsion est du type micellaire S_2, solubilisant la phase aqueuse. A l'équilibre et sous la frontière binodale, il y a deux phases : une microémulsion riche en tensioactif et une phase aqueuse presque pure **[19].**

D-3) : Diagramme de Winsor Type III :

Dans ce cas, les interactions du tensioactif avec les deux phases sont égales, donc R = 1. Dans le diagramme, il existe une région de comportement triphasique (zone 3φ) qui est entourée de trois régions binaires. Tout système dans la zone 3φ, à l'équilibre, se séparera spontanément en trois phases : une microémulsion qui contient presque tout le tensioactif et qui solubilise à la fois de la phase aqueuse et de la phase huileuse, en équilibre avec les phases huileuse et aqueuse presque pures. La microémulsion riche en tensioactif est définie comme

étant la phase « moyenne », parce que celle-ci apparaît entre les phases aqueuse et huileuse et qu'elle ne peut pas être diluée par l'une ni par l'autre. La structure est du type micellaire S_1 et S_2 en transition, c'est-à-dire une microémulsion bicontinue**[19].**

D-4) : Diagramme de Winsor Type IV :

Ce diagramme correspond à une situation pour laquelle R = 1 et la concentration en tensioactif est élevée. Le système se trouve au-dessus de la frontière binodale où existe une seule phase (zone 1φ) qui solubilise le tensioactif et les phases aqueuse et huileuse. Ces systèmes monophasiques peuvent être du type « cristal liquide ». Les travaux de Winsor et la relation proposée sont très importants à la fois d'un point de vue fondamental, mais aussi pratique, puisqu'ils permettent de représenter la formulation physico-chimique par une seule variable de formulation généralisée. Cependant, la valeur du rapport R de Winsor ne peut être ni calculée ni déterminée expérimentalement. C'est pourquoi cette relation ne peut pas être utilisée pour uneestimation quantitative des effets de la formulation physico-chimique **[19].**

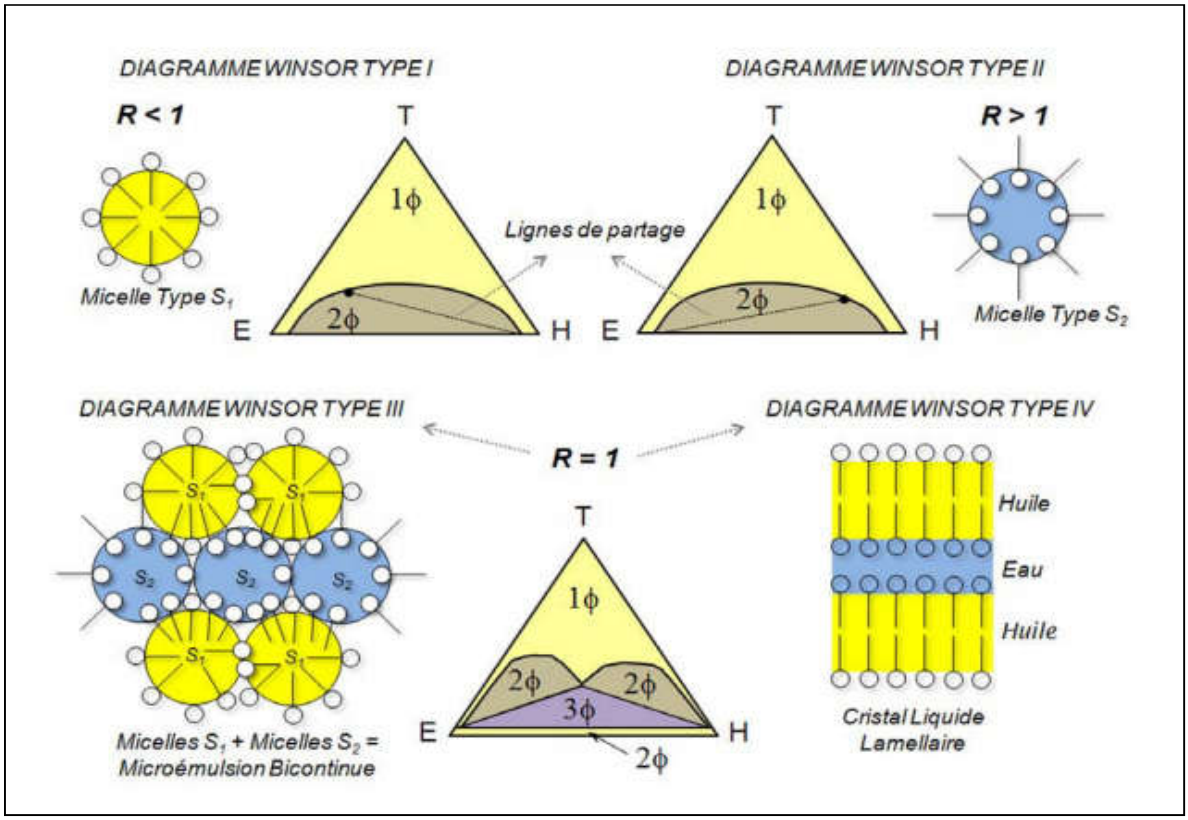


Figure II.9 : Diagrammes de phase de Winsor en fonction du rapport R

II.4.4.4 Injection de polymère-surfactant :

Un procédé tensioactif / polymère ne peut être considéré comme deux processus indépendants, se déroulant en même temps dans le réservoir. La synergie des deux produits chimiques affecte le facteur de récupération. Cependant, le transport de chacune de ces substances influe plus ou moins sur l'autre, et inversement. Cette compatibilité a déjà été présentée par plusieurs auteurs dans des simulations numériques ainsi que dans des tests de laboratoire. Ce phénomène est connu sous le nom d'interaction ou d'incompatibilité surfactant-polymère (SPI), et il est bien décrit par Sheng. Selon lui, la compatibilité entre les deux produits est un sujet à considérer particulièrement, ainsi que la stratégie d'injection. Si le polymère est injecté avant le tensioactif, le premier agit comme un «agent sacrificiel» pour empêcher une adsorption excessive ou pour améliorer la conformité. A l'inverse, si la stratégie d'injection est inverse, le phénomène de doigté de l'eau est évité dans le tensioactif slug. Cette interaction doit toujours être considérée dans le milieu poreux car, bien que les deux produits ne puissent pas être injectés en même temps, par des phénomènes de dispersion et de diffusion, ils seront mélangés au cours du processus de balayage. Même si la dispersion et la diffusion des composants chimiques sont considérées comme négligeables et que le polymère est injecté derrière le tensioactif, le processus de mélange aura lieu en raison du phénomène de volume inaccessible (IAPV). L'un des effets les plus notables de cette interaction est observé dans la mesure de l'IFT en fonction des concentrations de polymère et de tensioactif .Au-delà de la stratégie d'injection adoptée, la présence du polymère dans le tensioactif slug est considéré comme fondamentale pour maintenir un taux de mobilité adapté et éviter ainsi les phénomènes de doigté. Cette "double" injection de polymère améliore l'efficacité du balayage de processus, réduisant le résidu saturation en huile **[20].**

CHAPITRE III

GENERALITE SUR LES CARACTERISTIQUES ET LES PARAMETRES DE GISEMENT

III.1 : Introduction :

Les paramètres qui conditionnent les écoulements dans les sols saturés sont la gravité et les forces de frottement au niveau des grains. Ces paramètres sont dus essentiellement à la viscosité, tandis que les écoulements dans les sols non saturés mettent en jeu les interactions entre les trois phases : solide, liquide et gazeuse. En plus de la gravité et des forces de friction, il existe en effet de forces de surface importantes qui interviennent au niveau des interfaces eau- air- solide. Ces dernières sont généralement fonction des degrés de saturation en eau et en air, de la nature des liaisons chimiques, de la température et de la pression **[9].**

III.2 : Définition d'un milieu poreux :

Un milieu poreux est usuellement défini comme étant un milieu solide contenant des pores; les pores sont des espaces vides pouvant être interconnectés ou séparés. Pour qu'une phase fluide puisse percoler dans un milieu poreux donné, au moins une partie de sa porosité doit être constituée de pores interconnectés. Ces pores, dont les formes et les dimensions sont d'une grande diversité, constituent les réseaux poreux qui offrent un grand nombre de possibilités au cheminement d'un fluide. La porosité interconnectée est formée de deux portions principales : des cellules ou chambres poreuses (pore body) reliées par d'étroites canalisations appelées les gorges des pores ou canalicules (pore throat). Cet espace est illustré sur la **figure III.1 [9].**

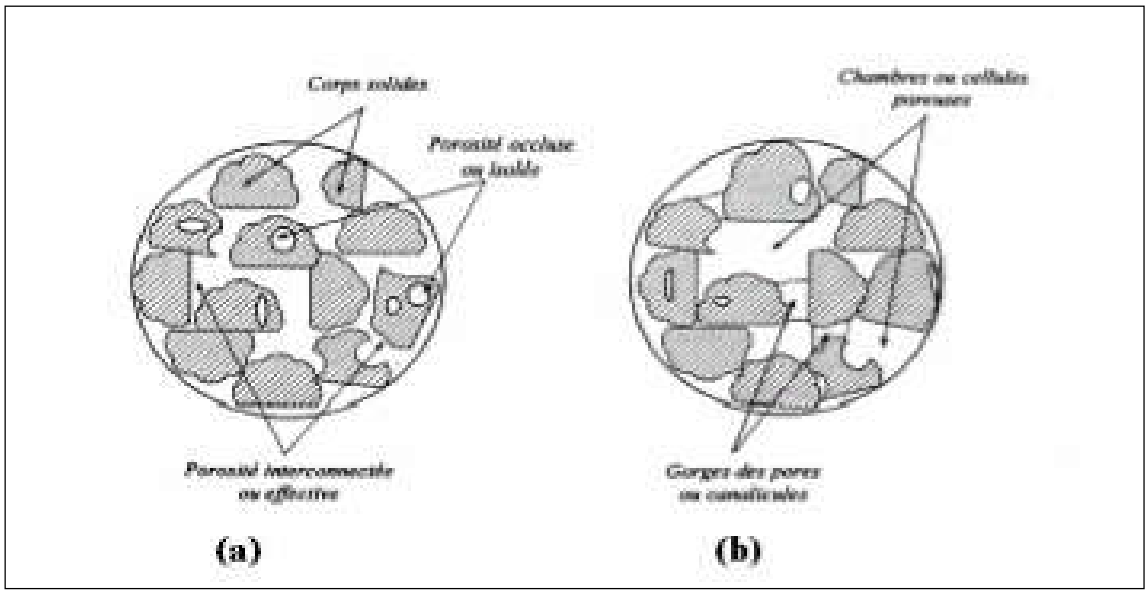


Figure III.1 : Aspect de l'espace poreux [9].

L'étude de tels systèmes est difficile à cause de la grande complexité du réseau poreux. la description complète de l'écoulement dans un milieu poreux nécessite de connaître localement en détail la forme des canaux. Dans l'industrie pétrolière, la taille du réservoir est de l'ordre du kilomètre, il est donc impossible de simuler l'écoulement de façon exhaustive dans un tel milieu. De ce fait, l'ingénierie pétrolière ne considère pas les phénomènes à l'échelle du pore mais considère une échelle intermédiaire entre celle du pore et celle du réservoir appelé échelle de Darcy où il est possible de travailler avec des grandeurs moyennes **[10].**

III.3 : L'écoulement à l'échelle de pore :

III.3.1 : Echelle du pore :

La longueur caractéristique à cette échelle est le diamètre des pores (1ɥm a 100ɥm). Lorsque les pores ont de petites tailles, l'écoulement d'un fluide se fait a toute petite vitesse et l'approximation de Stokes est généralement valable.

III.3.2 : La tension de surface :

Les molécules d'une phase condensée (solide ou liquide) sont soumises à des forces cohésives avec leurs voisines. Créer une interface revient à perdre une partie de cette énergie de cohésion. Cette énergie à payer est l'énergie de surface Es, elle est proportionnelle à l'aire de l'interface A et à un coefficient dénommé tension de surface :

$$Es = \gamma.A \qquad \text{(III-1)}$$

La tension de surface est à l'origine d'effets capillaires qui sont omniprésents à l'échelle Submillimétrique : formation de gouttes de pluie, imprégnation des matériaux poreux ou Sustentation d'insectes à la surface d'une mare. Considérons maintenant une goutte d'eau en équilibre avec sa vapeur et négligeons les forces gravitationnelles. La goutte adopte une forme sphérique pour minimiser son énergie de surface. La courbure de la surface traduit une différence de pression entre la phase liquide et la phase gaz. On note la tension superficielle de la goutte. L'énergie libre de surface de la goutte est donnée par $\mathbf{Es=4\pi R^2}$où R est le rayon de la goutte. Si le rayon de cette goutte est augmenté d'un incrément **dR** alors l'énergie de surface augmente de $\mathbf{8\pi R\gamma dR}$. Cette énergie est compensée par les forces de pression entre l'eau liquide et la vapeur. L'incrément de pression nécessaire est noté **Δp.** Le travail nécessaire pour augmenter la taille de la goutte de **dR** est donné par : $\mathbf{\Delta p.4\pi R^2 dR=8\pi R\gamma dR.}$

Par conséquent, la différence de pression entre la surface de la goutte et la vapeur est telle que :

$$\Delta p = \frac{2\gamma}{R}\gamma A \qquad \text{(III-2)}$$

Cette expression est appelée équation de Young-Laplace **[10].**

III.3.3 : Le mouillage :

Le mouillage est l'étude de l'étalement d'un liquide sur un substrat solide ou liquide.

Pour définir un état de mouillage il convient de caractériser un système composé de trois phases en équilibre thermodynamique. L'étude du système, substrat (noté **S**), phase liquide (noté **L**) et une phase vapeur (noté **V**) aide à comprendre les mécanismes en jeu.

Lorsque l'on dépose une goutte de phase L sur le substrat S immergé où coexiste la phase **V**, deux états de mouillage peuvent exister. Si la goutte ne s'étale pas et forme un angle macroscopique avec la surface S alors on parle de mouillage partiel **(Figure III.2).** En revanche, si la goutte s'étale pour former un film macroscopique homogène sur la surface alors on parle de mouillage total **(Figure III.2).**

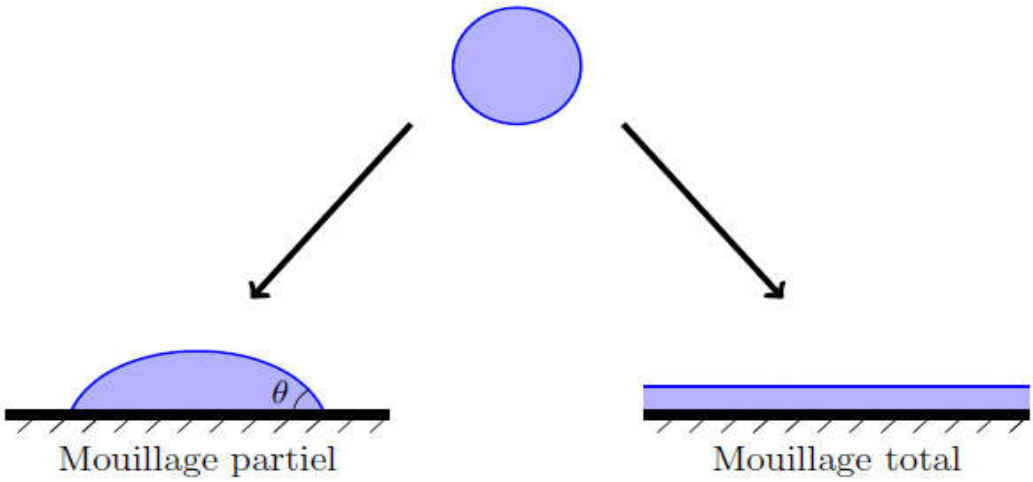


Figure III.2 : Les deux régimes de mouillage d'une goutte posée sur un substrat.

Pour définir un état de mouillage on considère un paramètre d'étalement **S**. Pour le calculer on réalise un bilan des tensions de surfaces intervenant dans l'équilibre de la goutte **[10].**

La tension de surface $\gamma_{1\text{-}2}$ d'une interface entre une phase 1 et une phase 2 représente

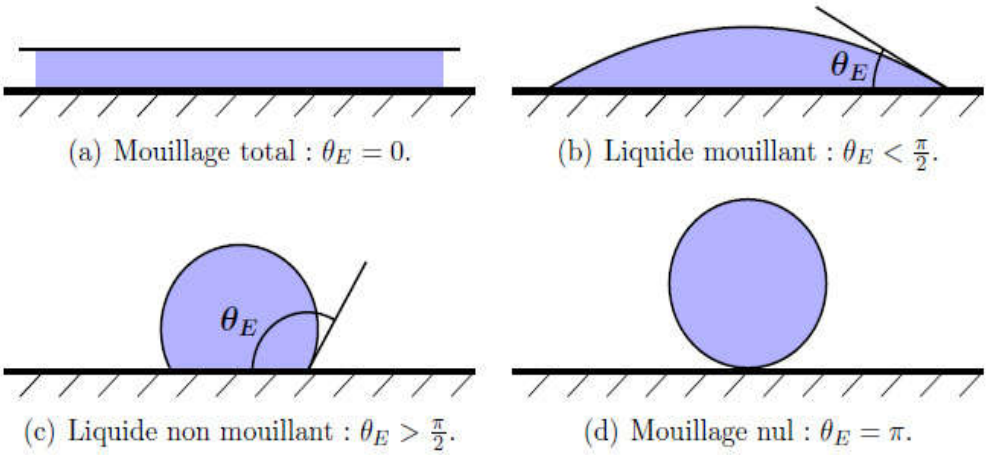


Figure III.3 : Représentation schématique des quatre configurations possibles de mouillage.

L'énergie libre nécessaire pour augmenter d'une unité d'aire cette interface. On considère ainsi trois tensions de surface (voir Fig.) :

- La tension de surface solide-vapeur : γ_{SV}
- La tension de surface solide-liquide :γ_{SL}
- La tension de surface liquide-vapeur :γ_{LV}

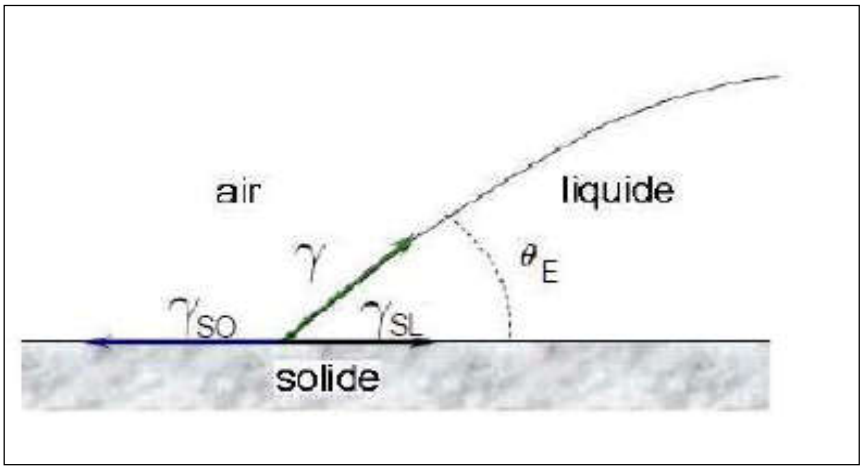


Figure III.4 : Tensions de surfaces considérées dans le cas d'une goutte posée sur une Surface solide.

Le paramètre d'étalement S est alors défini comme :

$$S = E_{sec\ susstrat} - E_{sec\ mouillesubstrat} \textbf{(III-3)}$$

Soit :

$$s = \gamma_{SV} - \gamma_{SL} + \gamma_{LV} \textbf{(III-4)}$$

III.3.4 : Pression capillaire dans un milieu poreux :

Pour un écoulement diphasique en milieux poreux, l'angle de contact intervient dans la définition de la pression capillaire. En considérant un pore de rayon r et une interface faisant un angle de contact θ avec la surface. La pression capillaire dans ce pore est alors :

$$\mathbf{P_c = \frac{2\gamma}{r} \cos\theta (III\text{-}5)}$$

En milieux poreux, si le fluide en place est poussé par un fluide mouillant alors on est dans le cadre de l'imbibition. En revanche, si le fluide en place est non-mouillant on réalise une expérience de drainage **[10].**

III.4 : Écoulements à l'échelle de Darcy :

A) : Monophasique :

La *loi de Darcy*, formulée pour la première fois dans l'appendice D, reste de nos jours un élément essentiel de la description mathématique de l'écoulement d'un fluide dans un milieu poreux. Elle est toujours largement utilisée dans de nombreux domaines : hydrologie, génie chimique, exploitation des gisements d'hydrocarbures. Henry Darcy l'a formulée pour l'écoulement d'eau à travers un cylindre rempli de sable, d'axe vertical, sous la forme suivante :

$$\mathbf{q = -\frac{K}{\mu} (\Delta p - \Delta g) (III\text{-}6)}$$

Où

q: 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 $\mu m2$ **[11].**

B) : Diphasiques :

Lorsque l'on considère un écoulement diphasique dans un milieu poreux où un fluide (appelé fluide 1) est déplacé par un autre fluide injecté non miscible (fluide 2), il faut tenir compte du comportement de l'interface à l'échelle des pores. Ensuite, les forces visqueuses dans les fluides injectés et déplacés doivent être prises en compte, en plus des forces capillaires à l'interface entre les deux fluides. Ainsi, il nécessite de prendre en compte les importantes fluctuations locales de pression générées par les interactions se produisant à l'interface entre les fluides. De plus,la capacité du fluide injecté à s'écouler à travers le milieu poreux est affectée par la présence précédente du fluide déplacé. On peut alors écrire une équation de Darcy pour chaque phase en introduisant des perméabilités relatives $\mathbf{k_{r,\,i}}$ et différents champs de pression pour les deux fluides

$$\mathbf{u_i} = \frac{KKri}{\mu i}\nabla \mathbf{P_i}, \mathbf{i} \in \{1,\ 2\} \qquad \textbf{(III-7)}$$

Ainsi, il nécessite de prendre en compte les importantes fluctuations locales de pression générées par les interactions se produisant à l'interface entre les fluides. De plus, la capacité du fluide injecté à s'écouler à travers le milieu poreux est affectée par la présence précédente du fluide déplacé. On peut alors écrire une équation de Darcy pour chaque phase en introduisant des perméabilités relatives $kr_{,i}$ et différents champs de pression pour les deux fluides **[12].**

III.5 : La mobilité :

Au cours de l'exploitation d'un réservoir, il est courant que lors de la percée du fluide déplaçant au puits producteur, une bonne partie de l'huile en place n'ait pas été déplacée. Cette huile n'est pas complètement piégée et si le déplacement continue, elle est lentement poussée vers le puits producteur. Cependant, la proportion de fluide déplaçant au niveau du puits producteur augmente avec le temps, ce qui rend l'exploitation du réservoir de moins en moins rentable (il faut en effet dans ce cas rajouter une étape de séparation pouvant être coûteuse). Lors de l'injection d'un fluide déplaçant, on peut définir un rapport de mobilité :

$$\mathbf{M} = \frac{\lambda \mathbf{d}}{\lambda \mathbf{h}} = \frac{\mathbf{Kd}.\mu \mathbf{h}}{\mathbf{Kh}.\mu \mathbf{d}} \textbf{(III-8)}$$

Dans cette équation μ_d et μ_h sont les viscosités du fluide déplaçant et de l'huile et k_d et $k_h$les perméabilités de ces fluides. Les rapports $\lambda_d = k_d/\mu_d$ et $\lambda_h = k_h/\mu_h$ sont les mobilités du fluide déplaçant et de l'huile. La proportion de la zone non balayée dépend fortement de ce rapport de mobilité M. En particulier, lorsqu'il est supérieur à 1, on assiste à un phénomène de digitations visqueuses qui induisent une percée précoce du fluide déplaçant au niveau du puits producteur.

Par ailleurs, les hétérogénéités du réservoir peuvent aussi avoir une incidence sur la vitesse de déplacement des deux fluides et en l'occurrence favoriser la vitesse du fluide déplaçant, induisant ainsi des zones non balayées. L'effet des hétérogénéités est amplifié lorsque le rapport de mobilité M est supérieur à 1. Considérons le modèle de réservoir à deux couches présenté à la **figure III.5**. La couche du bas étant de plus forte perméabilité que la couche du haut, le fluide déplaçant se déplace plus vite dans celle-ci. Si, en plus la mobilité du fluide déplaçant est plus grande que celle de l'huile, l'écoulement dans la couche de forte perméabilité est rendu d'autant plus facile, ce qui peut être perçu comme une amplification des effets d'hétérogénéités **[13].**

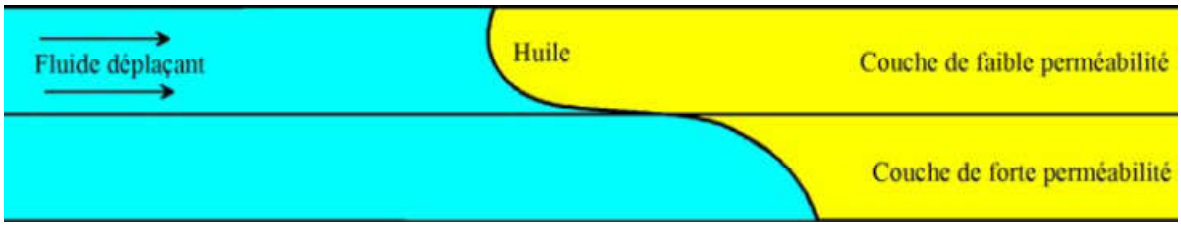


Figure III.5: Déplacement d'huile à travers un réservoir à deux couches

III.6 : Le nombre capillaire :

Considérons un écoulement diphasique (par exemple eau-huile) au cours duquel le fluide non mouillant est déplacé par le fluide mouillant. Les forces en présence sont :

- les forces capillaires liées à l'interface entre deux fluides.
- les forces visqueuses liées au fluide déplaçant et celles liées au fluide déplacé.

On peut définir un nombre adimensionnel, le nombre capillaire, qui est le rapport des forces visqueuses aux forces capillaires :

$$N_{ca} = \frac{\mu_w \vartheta}{\gamma(o,w)} \quad \text{(III-9)}$$

Avec:

$\mathbf{N_{ca}}$: Le nombre capillaire

$\boldsymbol{\mu_w}$: La viscosité de l'eau (fluide déplaçant)

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

$\boldsymbol{\vartheta}$: La vitesse d'écoulement de la phase aqueuse.

Lorsque $\mathbf{N_{ca}}$**<<1,** les effets capillaires dominent les effets visqueux. Lors des opérations classiques de récupération des hydrocarbures, la valeur de $\mathbf{N_{ca}}$ peut être modifiée en changeant la valeur de la viscosité, par l'utilisation par exemple de solutions de polymères, ou bien en réduisant la tension interfaciale par l'utilisation de tensioactifs **[13].**

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 III.6), signifiant que plus le taux de récupération augmente **(figure III.7) [14].**

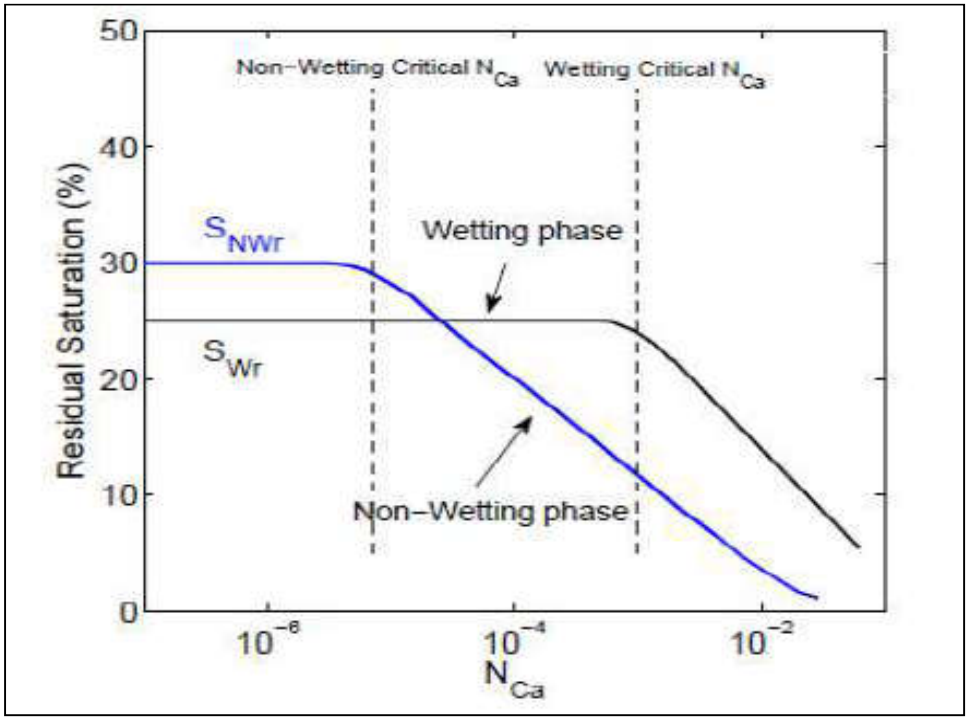


Figure III.6 : Courbe de saturation résiduelle en fonction du nombre capillaire

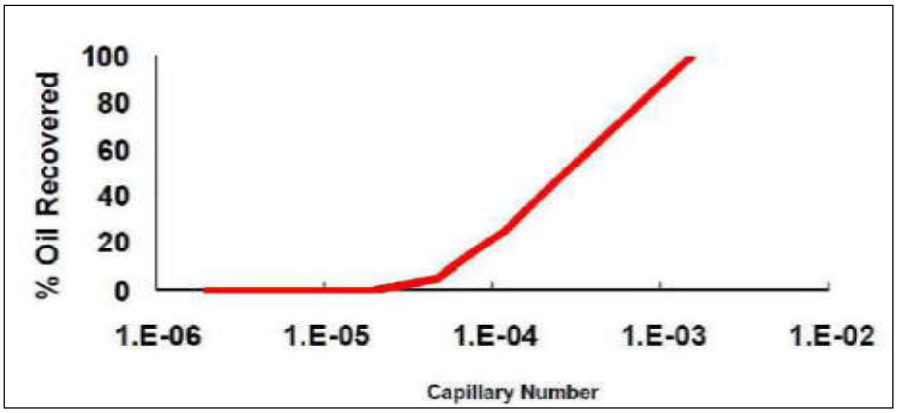


Figure III-7: Courbe de la récupération de l'huile en fonction du nombre capillaire.

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 (Sor) 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) **[15].**

III.7 : La perméabilité :

La perméabilité d'un milieu est caractérisée par son aptitude à laisser écouler un fluide (liquide ou gaz) dans l'espace poreux, sous l'effet d'un gradient de pression. Elle dépend de la structure interne de l'espace poreux et particulièrement de la connectivité de ces différents éléments. C'est une propriété de transport macroscopique Ce dernier ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux. On dit alors qu'il est perméable**. [16]**

La perméabilité d'un milieu étudié s'exprime en **(m^2)** en unité **S.I.** mais aussi en Darcy, pour les pétroliers. Un Darcy correspond à la perméabilité d'un milieu dans lequel un fluide d'une viscosité de 1 centipoise (eau à 20 C°) soumis à un gradient de pression de 1 atm.cm-1, s'écoule à la vitesse de 1 cm s-1, avec1 Darcy = 0,97. 10^{-12} m^2. La perméabilité est donnée par la loi de darcy :

$$K = \frac{Q\mu L}{S(P_1 - P_2)} \quad \textbf{(III-10)}$$

Avec : Q : le volume d'eau écoulé par unité de temps [cm3/s en SI];

P_1: La pression entrante [atm en SI]. ;

P_2: La pression sortante [atm en SI];

S : La surface de la couche filtrante [cm2 en SI] ;

K : la perméabilité [Darcy en SI];

μ: la viscosité du fluide [centpoise en SI]

L : la longueur sur laquelle s'effectue l'écoulement [cm en SI].

Généralement en distingue :

II.7.1 : Perméabilité absolue K :

C'est la perméabilité mesurée avec loi de Darcy exprime l'écoulement d'un seul fluide présent (monophasé), par exemple : la perméabilité à l'air, la perméabilité à l'eau, la perméabilité à l'huile. Elle est effectuée par des facteurs liés à l'échelle microscopique comme tortuosité, l'amplitude des pores.

II.7.2 : Perméabilité effective Ke :

On introduit la notion de perméabilité effective à la phase considérée, cette grandeur représente la facilité d'un fluide à s'écouler qui mesurée sous un gradient de pression et à l'aide d'un deuxième fluide est appelé perméabilité effective pour ce fluide**. [17]**

II.7.3 : Perméabilité relative Kr :

La perméabilité relative est le ratio de la perméabilité effective sur la perméabilité spécifique ou absolue. La perméabilité relative à un fluide donnée varie en fonction directe de la saturation de ce fluide dans la roche et s'exprime en pourcentage de déplacement d'un fluide par rapport à l'autre **[16].**On définit la perméabilité relative **Kri (Si)** du milieu poreux à la phase **i**, pour une saturation **Si**, à l'aide de la perméabilité absolue **K**, de la manière suivante :

$$\mathbf{K_{ri}(S_i) = \frac{K_{ei}(S_i)}{K}} \quad \textbf{(III-11)}$$

La valeur de perméabilité classée à partir les intervalles suivants:

Si : **10 < K<50 md** la perméabilité est Faible.

50 < K<200 md la perméabilité est Moyenne.

K >200 md la perméabilité est Bonne.

III.8 : La porosité et la mass volumique :

Un milieu poreux est composé 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 utile (connectée ou ouverte) ou résiduelle (fermer) suivant l'arrangement spatial des minéraux **[15].** La porosité d'un milieu poreux est le rapport entre le volume de pores et le volume total milieu :

$$\phi = \frac{\text{volumedespores}}{\text{volumetotale}} = \frac{V_p}{V_t} \text{(III-12)}$$

Dans ce système poral nous distinguons la porosité résiduelle qui est constituée par les pores isolés et la porosité effective ou utile, constituée par les pores interconnectés.

La porosité totale $\emptyset_t$ est donc la somme de la porosité utile $\emptyset_u$ et la porosité résiduelle $\emptyset_r$

$$\phi_t = \phi_u + \phi_r \text{(III-13)}$$

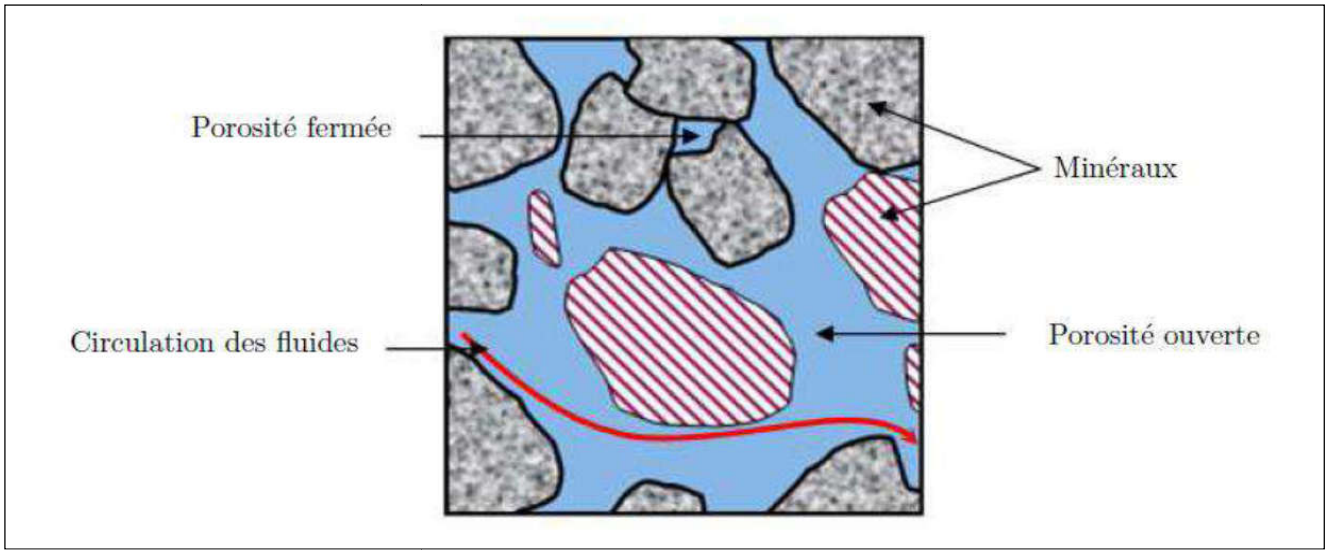


Figure III-8: Représentation schématique du milieu poreux.

PARTIE PRATIQUE

CHAPITRE IV

APPLICATION AU CHAMP DE HASSI MESSAOUD

IV-1 : Introduction :

L'objectif de cette étude est de déterminer expérimentalement l'influence d'injection des surfactants/polymères dans un micro model à mouillabilité mixte et application en milieux poreux, par l'application le test SWCTT dans le réservoir de la zone 7 du champ de Hassi Messaoud en vue d'augmenter le taux de récupération de l'huile. Pour le succès de l'EOR chimique un choix de puits pilote est nécessaire pour la mise en œuvre du procédé .ce procès requiert des tensioactifs et polymères spécifiquement développés et adaptés aux conditions difficiles du réservoir zone 7 : la faible perméabilité, la haute dureté de l'eau de l'albien, ainsi que la température élevée du réservoir (120°C).

IV-2 : Caractérisation et préparation des fluides :

IV-2-1 : Caractérisation des réactifs traceurs, logiciel :

Les traceurs sont caractérisés par la société de service qui réalise le teste et utilise un logiciel privé.

IV-2-2 : Caractéristique du tensioactif :

Surfactants Solvay sous forme liquide, livrés en IBC (environ 1000 kg), avec une concentration de masse de 16 % en poids, la formulation est livrée en solution aqueuse avec la composition suivante :

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

Le SURF EOR ASP 5100 est composé des molécules suivantes :

- 50%: alkyl-benzenesulfonate (SURF EOR ASP 4100)
- 50%: alkyl-glycérylethersulfonate (SURF EOR ASP 1100 ET SURF EOR ASP 1150)

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

IV-2-3 : Caractéristiques du polymère :

Le polymère utilisé est : FLOPAAN AN et Superpusher SAV, nom commercial du produit : FLOPAAN AN170 ou son équivalent technique récent Superpusher SAV37

Composition:

- Terpolymére :

  Acrylamide, sel sodique de l'acide 2-Acrylamido 2-Methyltbutyl sulfonique (ATBS), N-Vinylpyrrolidone.
- Matière active>87%
- Eau, résidus procédés <0.5%
- Teneur en ATBS>60%
- Acrylamide résiduel<1000ppm

Le Polymère est livré sous forme de poudre en sacs de 25 kg de type SNF AN170, alors que l'Absorbeur d'oxygène (Ammonium bisulfite) en fûts de 200 litres ou en IBC.

IV-2-4 : Caractéristiques de KCl :

La saumure à la concentration sera de 18 g/l, de pureté 99%.

VI-3 : Caractérisation de model poreux :

Il est constitué de :

Un manifold, une pompe, des conduites, réservoirs poreux, une solution de drainage,

Deux manomètres (à l'entrée et à la sortie).

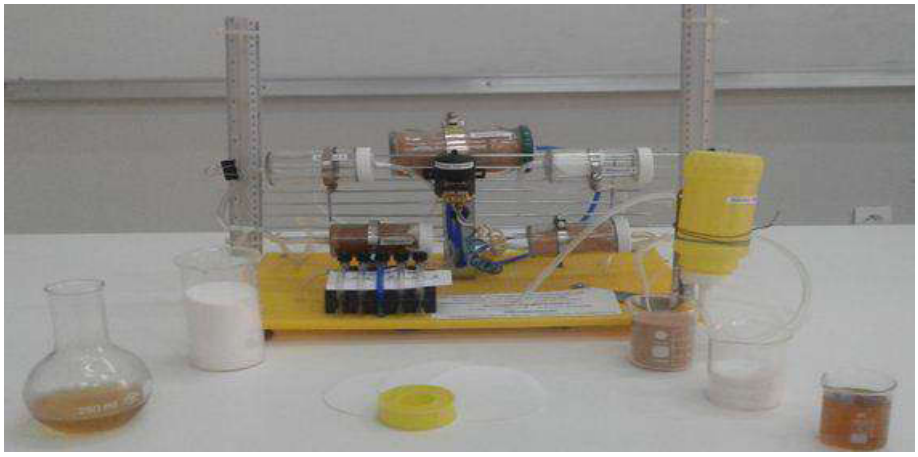


Figure IV.1: Le micro model poreux

VI-3 -1 : Mode opératoire :

- Laver et sécher le sable utilisé.
- Emboîter les tamis utilisés les uns sur les autres, les dimensions croissantes de bas en haut, on prévoit en dessous un récipient à fond plein pour recueillir les éléments fins et en dessus un couvercle pour éviter la dispersion des poussières.
- Mettre le sable tamisé sur un cylindre de diamètre D=6cm (réservoir)
- On pèse le réservoir.
- On fait saturer le réservoir par l'eau distillée et on le pèse puis on calcul la porosité et la perméabilité.
- Drainage de l'huile par solution tensioactif, polymère

VI-3 -2 : Détermination de porosité :

M_{SSec} (Masse du sable sec) = 230,328 g

$M_{SSaturé}$ (masse du sable saturé d'eau) = 265,532 g

M_P (masse des pores)= 35,204 g

$\Theta = V_P / V_T = M_P / M_t = M_P / M_{SSech}$

Θ= 0.1528 = 15,28 %

VI-3 -3 : Détermination de la perméabilité :

On considère un tube cylindrique de section S rempli par le sable sur une hauteur L dans lequel on fait circuler de l'eau sur une hauteur totale H (dispositif à niveau constant).

Lorsque le milieu est saturé en eau, on a :

Débit d'entrée Qe = débit sortie Qs = Q

L'équation de Darcy s'écrit : $\mathbf{Q = K. (S / (L.\mu)). \Delta p}$

Donc le débit Q (m^3.s-1) est proportionnel à Δp

K : correspond au coefficient' de perméabilité de Darcy= [Perméabilité (m^2)]

S = surface (m^2).

Nous mesurons Δp en fonction de Q

On a que pour une pression de

P1= 6867 Pa (70 cm) Q = 1,14 ml / min

P2= 7848 Pa (80 cm) Q = 1.32 ml / min

P3 = 8829 Pa (90 cm) Q = 1,50 ml / min

P4 = 9988 Pa (100 cm) Q = 1.69 ml / min

On fait tracer le digramme f (Δp) = Q et fait calculé leur pente.

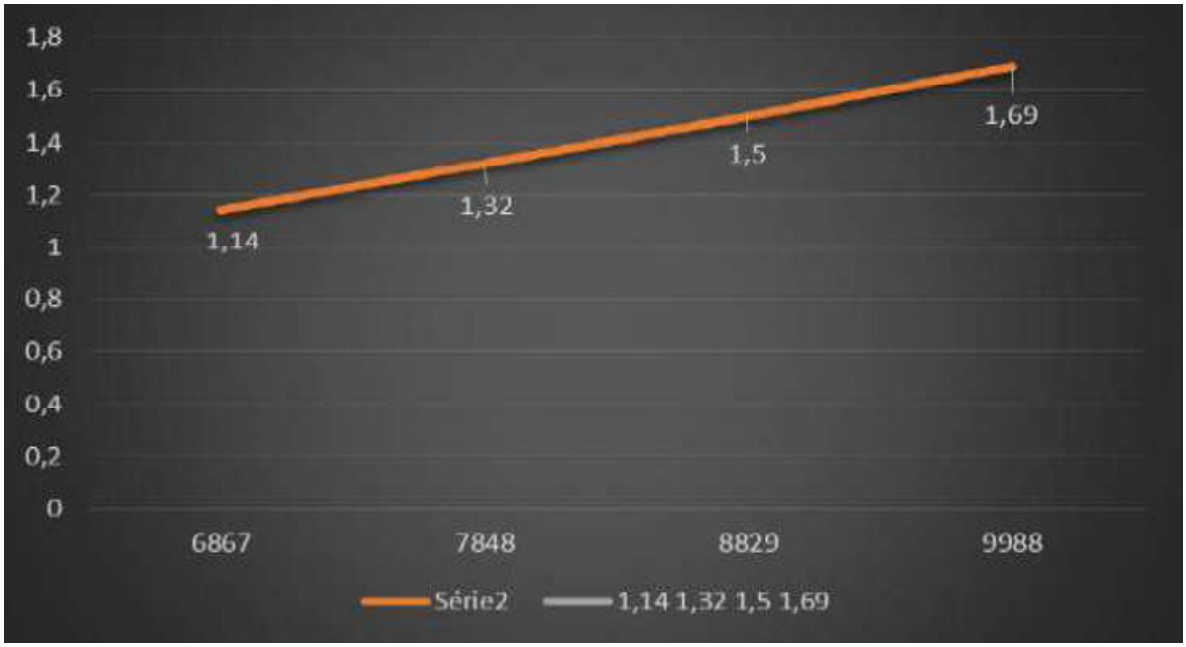


Figure IV.2 : variation du débit en fonction de la pression

Tg ȧ = ΔQ / ΔP = (1, 5-1, 32) / (8829- 7848)

Tg ȧ = 1, 83 x10-4

$S= \pi r^2 = 3, 14 \text{ x}(0.025)_2 = 0,000785 \text{ m}^2$

$\mu_{eau} = 0,729 \text{ x}10\text{-}3$ Pa.s, L = 0.1 m

Tgȧ = K x(S / (L.μ)) K = Tgȧ / (S / (L.μ))

$K = 26,3 \text{ x } 10\text{-}15 \text{ m}^2$

VI-4 : Mise en évidence les performances de système tensioactif – polymère dans le micro modèle poreux:

VI-4-1 : Obtention de Winsor III :

Des essais d'obtention de Winsor III ont été réalisé dans un tube à essai ou ont été mis en constante : l'huile (7 ml) ; la solution TA (2 ml) mélange avec l'eau de saumure (4 ml).

Le mélange est agité puis gardé au repos à température ambiante pendant deux jours.

Finalement un Winsor III avec trois phases thermodynamiquement stables (microémulsion [4ml], saumure [3 ml], huile [6 ml]) voir le **figureIV.3**

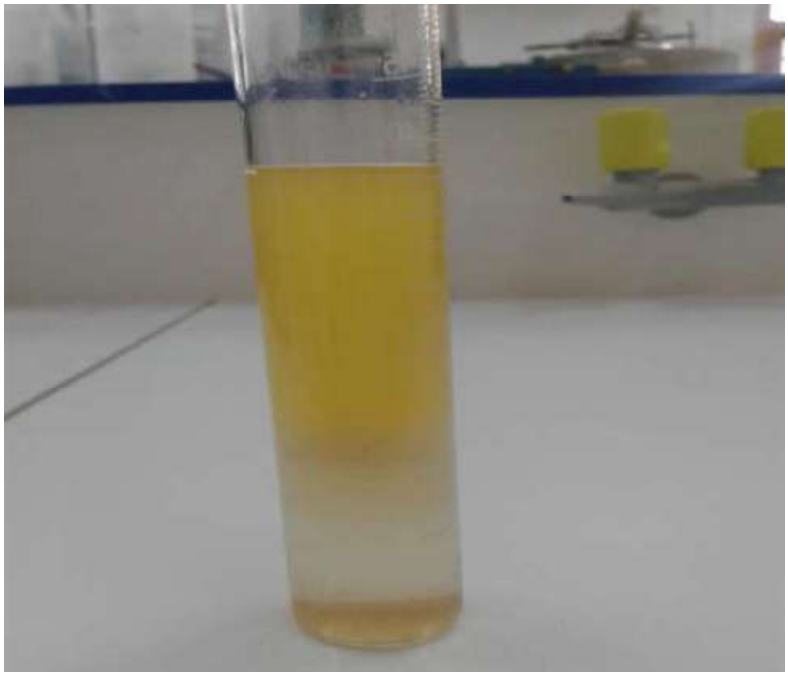


Figure IV.3 : Schéma représentatif de Winsor III

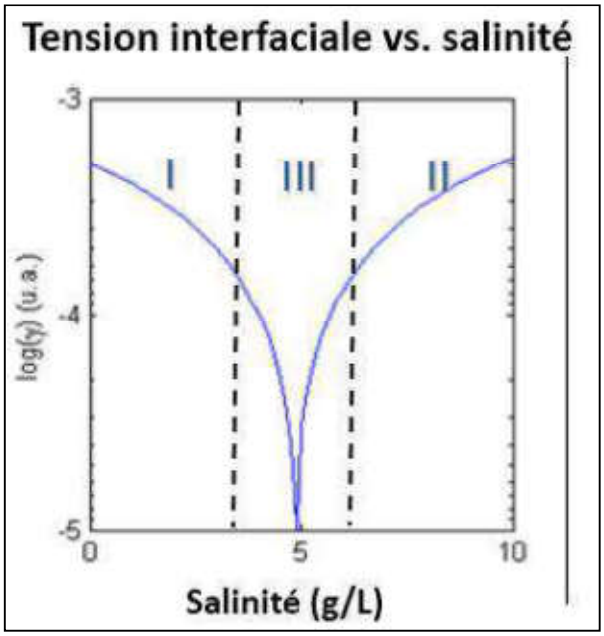


Figure IV.4 : Variation de la tension inter facial en fonction de la salinité

VI-4-2 : Les Essais de drainage :

a)- 1ere phase (Le drainage par l'eau) :

D'abord on fait saturer le réservoir par l'huile, le volume nécessaire de l'huile pour le saturé (expérimentale) c'est Vhs = 39 ml, ensuite on fait balayer le réservoir par injection d'eau pour récupérer l'huile, enfin, on arrête l'injection lorsque on a une grande valeur du water cut. .A la fin du cette phase, le volume récupéré du l'huile Vg = 12 ml correspond à 30,76 % du volume total alors il reste 69 % comme un gasoil résiduel.

b)- 2eme phase (L'injection de tensioactive) :

C'est la phase d'injection du tensioactive (10 g/l), le but principale de leur injection, c'est la diminution de la tension inter-faciale entre l'huile et l'eau.

c)- 3eme phase (Le drainage par solution polymère) :

La dernière phase c'est la phase d'injection du polymère, on l'utilise pour améliorer le rapport de mobilité, A la fin du cette phase nous récupérons un volume supplémentaire dehuile Vhs = 22 ml correspond à 59,28 % ce qui confirme l'efficacité de la formulation chimique utilisé.

IV-5: Le Single Well Chemical Tracer Test (SWCTT):

Le Single WellChemical Tracer Test (SWCTT) est une technique qui utilise des traceurs chimiques pour déterminer la saturation résiduelle en huile (Sor) dans des sections clés du réservoir par injection des traceurs chimiques, puis par production de ces traceurs, dont la concentration sera modifiée par la présence de l'huile résiduelle. Un premier teste est réalisé après balayage à l'eau, un second après balayage par les solutions de tensioactifs et polymères. La comparaison des valeurs de Sor avant et après injection chimique donne la mesure directe de l'efficacité du procédé EOR.

IV-5 -1 : Critères de choix des puits pour le projet SWCTT :

- Puits vertical.
- Sans percée d'eau, ou à défaut montrant un faible débit fractionnaire d'eau (La saturation en huile soit uniforme)
- Présentant des propriétés pétrophysiques correctes et homogènes (porosité et perméabilité).

- L'épaisseur du réservoir soit constante dans la zone testée.
- La complétion du puits retenu soit un liner cimenté perforé

IV-5-2 : Description des installations de surface :

L'installation pour HMD SWCTT constitué des installations modulaires (skids) transportables et réutilisables cette installation est dans le but de préparation des solutions de tensioactifs et polymère de caractéristiques suivants :

- Skid 1 : traitement et stockage de l'eau.
- Skid 2 : Déchargement/Stockage et préparation/ dosage de solution de surfactant.
- Skid3 : Déchargement/Stockage et préparation/ dosage de solution mère de KCl
- Skid4 : Déchargement/Stockage et préparation/ dosage de solution mère de polymère.
- Skid5: Mélange en ligne et Injection haute pression.
- Skid6 : Sale de contrôle.
- Skid7 : Air et azote.
- Skid8 : Point d'introduction de traceurs.
- Skid 9 : Chaudière/ Echangeur de chaleur d'eau procès.

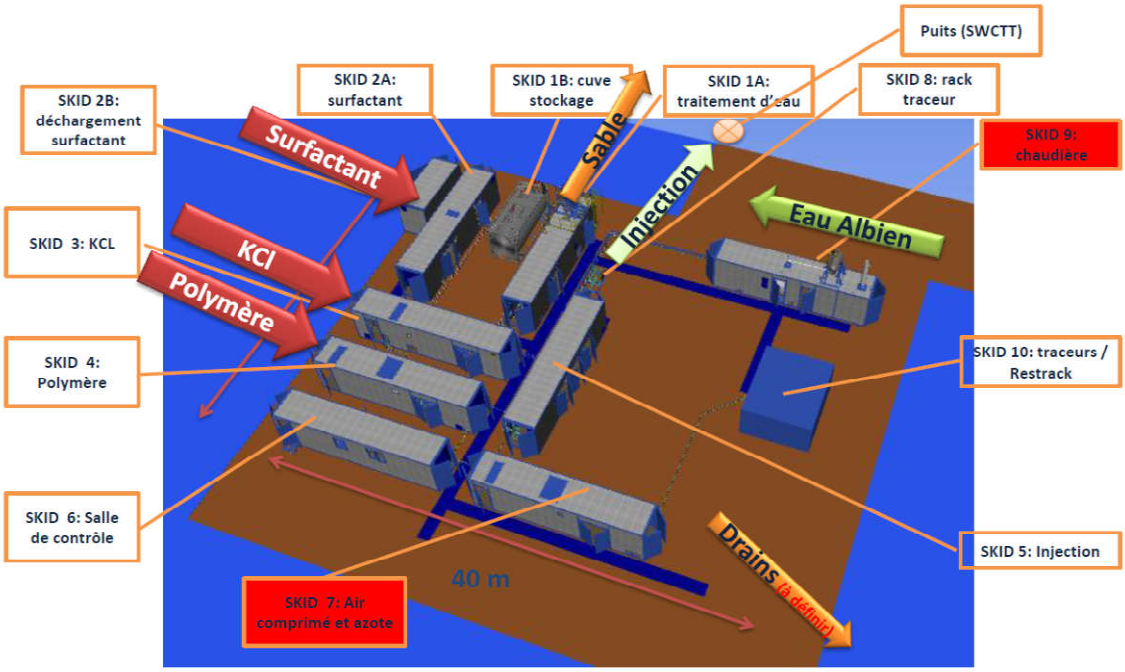


Figure IV.5 : Equipements de Surface

VI-6 : SWCTT a Hassi Meassoud:

VI-6-1 : La sélection des puits pour le SWCTT :

Afin d'étudier la faisabilité des opérations récupération assistée chimique du pétrole (EOR). Les testes de SWCTT effectués sur des intervalles restreints de la hauteur totale traversée par le puits. Pour mieux comprendre le déroulement de ces testes, on à choisir comme exemple d'un puits pilote OMO45.

VI-6-2 : La réalisation du SWCTT sur le puits OMO45 :

Le puits OMO45 un puits vertical a été foré le 19/06/1970, est un puits producteur d'huile situé dans de la zone 7 ; candidat pour le projet EOR (SWCTT).

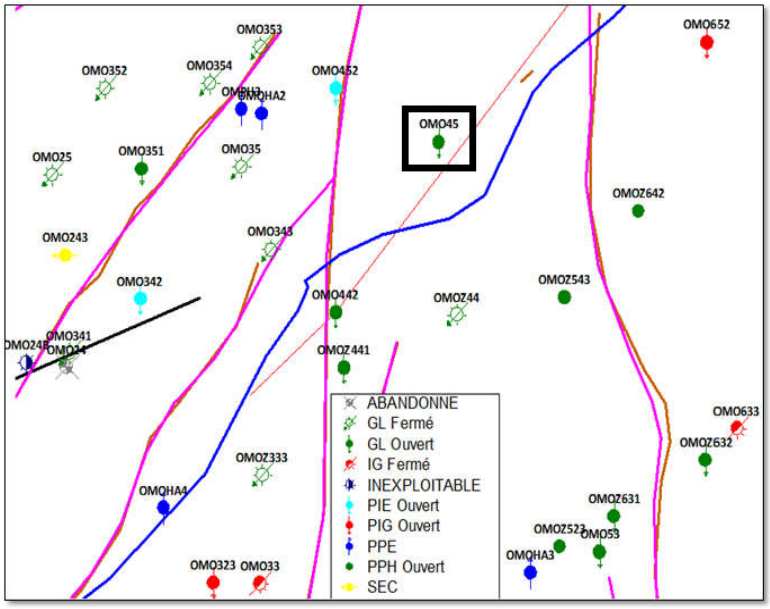


Figure IV.6 : Carte de position OMO45

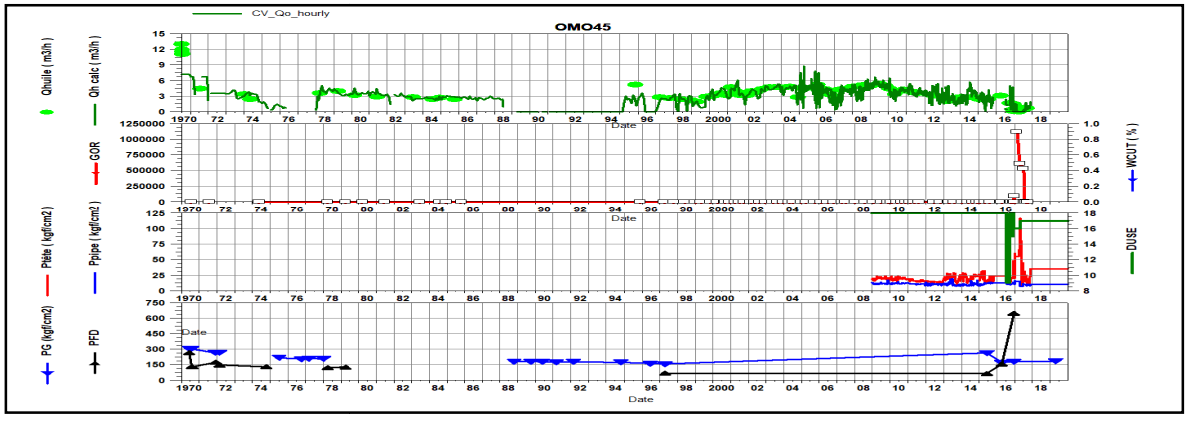


Figure IV.7: Historique de production d'OMO45

A) : Préparation du puits pour le SWCTT :

L'important de cette partie se manifeste de déterminer l'indice d'injectivité et productivité qui nous permettra de s'assurer que l'intervalle choisi pour l'injection est un intervalle confiné, aussi des testesFall Off doivent être effectué. Le "Fall off test" a pour but de déterminer plusieurs paramètres (P_g,P_{fd},Skin,..).

Logging et les trois intervalles ont été ciblés :

- 1erIntervalle: 3342 – 3330m (12m)
- 2^{éme}Intervalle: 3302 – 3313, 6m (11,6m)
- 3^{éme}Intervalle: 3289.5 – 3301m (11,5m)

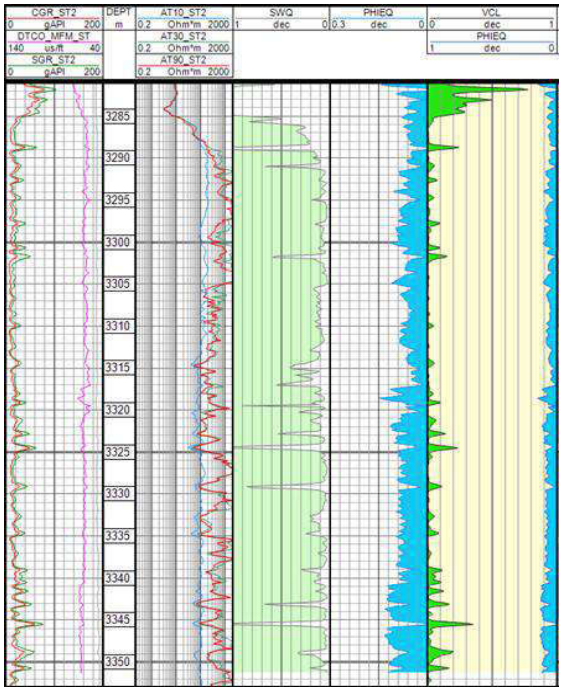


Figure IV.8: Logging d'OMO45

Le choix de l'intervalle se réaliser par un simple programme de perforation, Après des (jauges) si le débit est positive alors poursuivre le programme (mesure de pression, tests d'injectivité,..).

L'Intervalle sélectionné pour faire le SWCTT : de 3330 – 3342 m soit une hauteur totale de 12 m

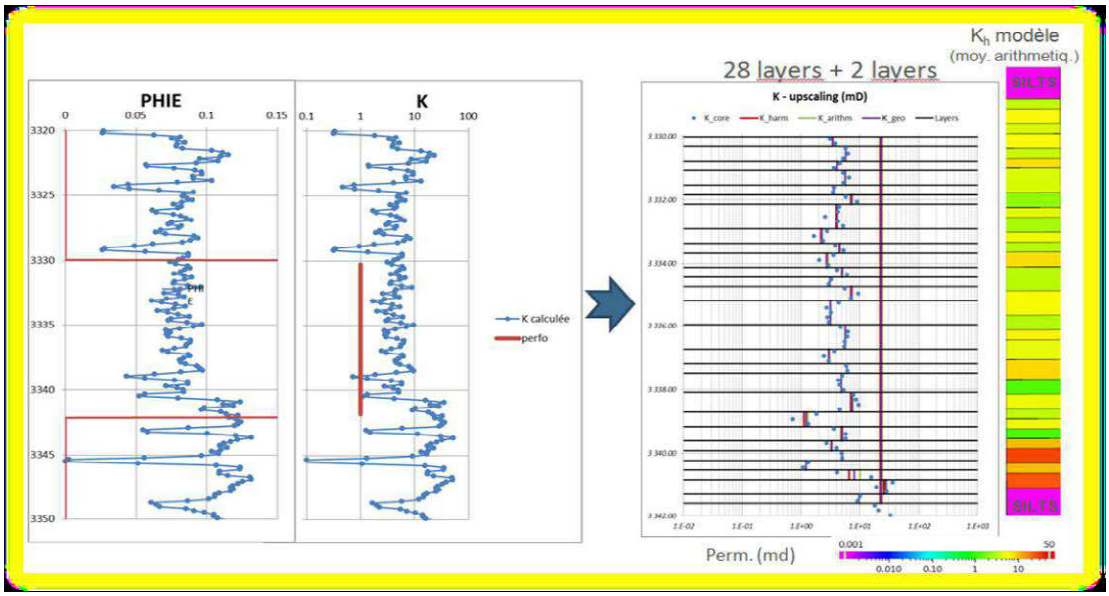


Figure IV.9 : Caractéristique pétro physique de l'intervalle 3330 – 3342 m

B) : Résultat de jaugeage après perforation de l'intervalle 3342 – 3330 :

D'après ces résultats, il a été convenu de réaliser un teste d'injectivité à l'eau traitée afin de :

PUITS : OMO45

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			Récupérée	Injectée
07/04/2016	9.53	1440	3.09	518.05	167	28	5	4.28	26	.5235	0	0
10/10/2016	15	-	1.59	1034.45	652	20	11	4.28	24	1.6504	0	0
25/10/2016	15	600	1.6	1437.29	901	23.1	10	3.77	18	1.8955	0	0
26/10/2016	15	600	1.59	1192.23	748	20.3	10.2	5.1	19	1.6672	0	0
10/12/2016	18	-	.4	965.21	2413	47.8	11.2	3.87	6	21.7199	0	0

Tableau IV.1 : Résultat de jaugeage

Tester la formation dans le but d'évaluer les caractéristiques de la formation, l'endommagement et la productivité du puits ainsi que son injectivité.

C) : Procédure d'injection :

L'injection de l'eau traitée (2 % KCl) se fera en Bull Heading selon trois débits, 62 m3/jour (0,27 bbl/mn), 100 m3/jour (0,44 bbl/mn) et 150 m3/jour (0,66 bbl/mn).

D) : Séquence du test d'injectivité :

Du : 09 :30 à 10 : 50 : remplissage du puits avec 24 m3 d'eau traitée.

Du : 10 :50 à 13 :05 : pompage l'eau traitée avec un débit de 0,27 bpm.

Du : 13 :05 à 15: 10: pompage l'eau traitée avec un débit de 0,44 bpm.

Du : 15 :10 à 18: 00: pompage l'eau traitée avec un débit de 0,66 bpm.

Suivi d'une fermeture du puits pour un fall off test pour une durée de 63 heures.

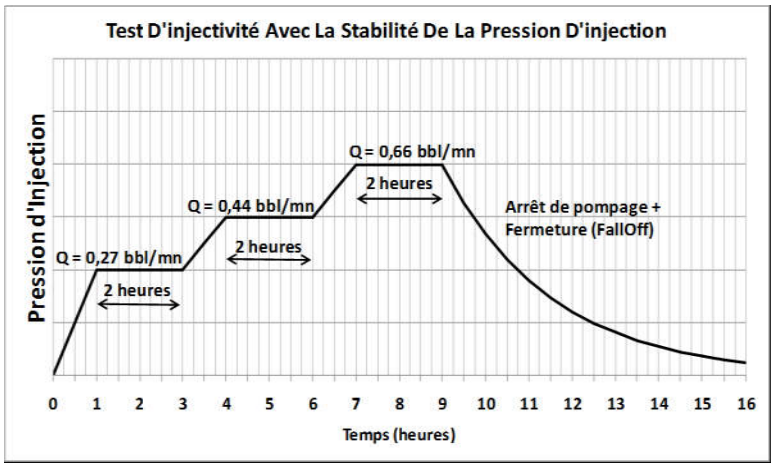
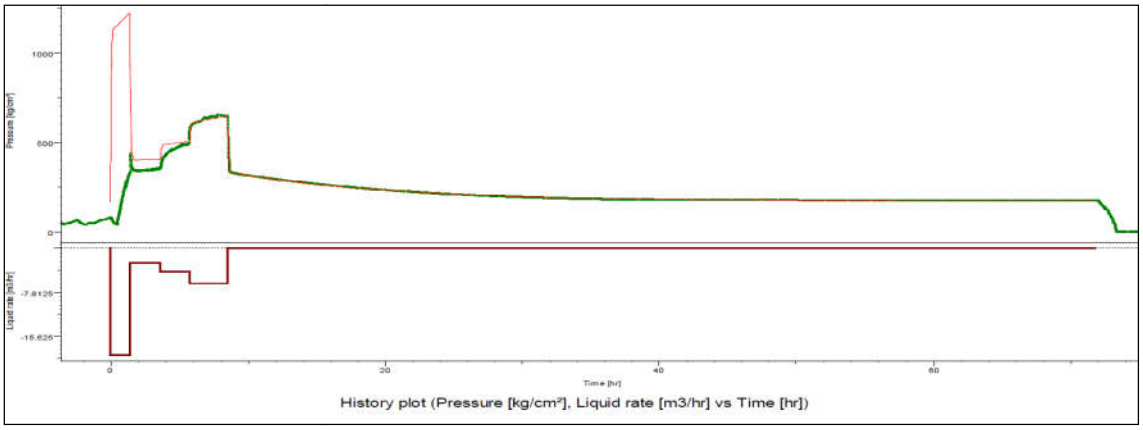


Figure IV.10 : Teste d'injectivité avec la stabilité de la pression d'injection Du : 15 :10 à18: 00: pompe à l'eau traitée avec un débit de 0,66 bpm

Un fall off test a été réalisé dans le cadre du projet EOR du 11 au 14/12/2016 :



Log-Log plot: p-p@dt=0 and derivative [kg/cm²] vsdt [hr]

Figure IV.11 : Test d'injectivité au 14/12/2016

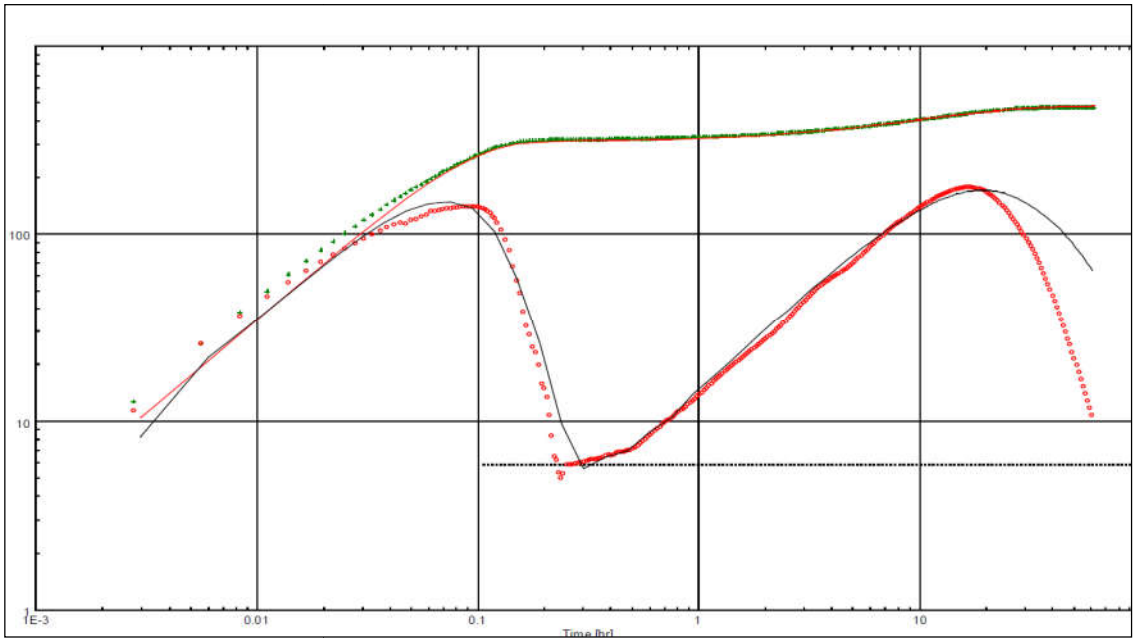


Figure IV.12 : Log-log plot au 14/12/2016

D'après l'interprétation du teste"fall off" on sait que le puits est très endommagé dû à la valeur élevée de Skin (entre 35 et 50). Donc Il est nécessaire de faire une opération d'acidification pour éliminer cet endommagement avant la phase injection.

E) : 20/12/2016 opération Acide job suivi par un jaugeage :

PUITS : OMO45

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			Récupérée	Injectée
06/01/2017	18	-	1.4	2655.15	1897	43.6	11.6	5	0	5.6604	0	0

Tableau IV.2 : 20/12/2016 Résultats de jaugeage

Avec ces données et connaissant la complétion du puits et par un calcul de pertes de charges en utilisant le Logiciel Pipesim et connaissant les données PVT de l'huile de Hassi Messaoud on a :

P_{fd} = 175 kg/cm2

P_g = 120 kg/cm2

On peut calculer l'indice d'injectivité selon la loi suivant:

$$\mathbf{I_I = \frac{Q_w}{P_{fd} - P_d}} \qquad \textbf{(V-1)}$$

Q_w: Le débit d'injection en m3 /j.

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

P_g: Pression de gisement (kg/cm2).

Indice d'injectivité après l'acidification:(1,4/ (175-120))*24= **0,62 m3/j/kg/cm2**

Après le calcul de l'indice de l'injectivité on constate que :

- Le puits a une bonne injectivité.
- Les intervalles EOR ciblés sont confinés.
- le puits est prêt pour un SWCTT.

F) : Injection d'EOR:

L'option du pilote mono-puits SWCTT (Single WellChemical Tracer Test) a été choisie pour arriver à une mise en œuvre rapide des procédés EOR sur champs. Le procédé EOR repose sur une succession de phase de testes d'injection regroupés.

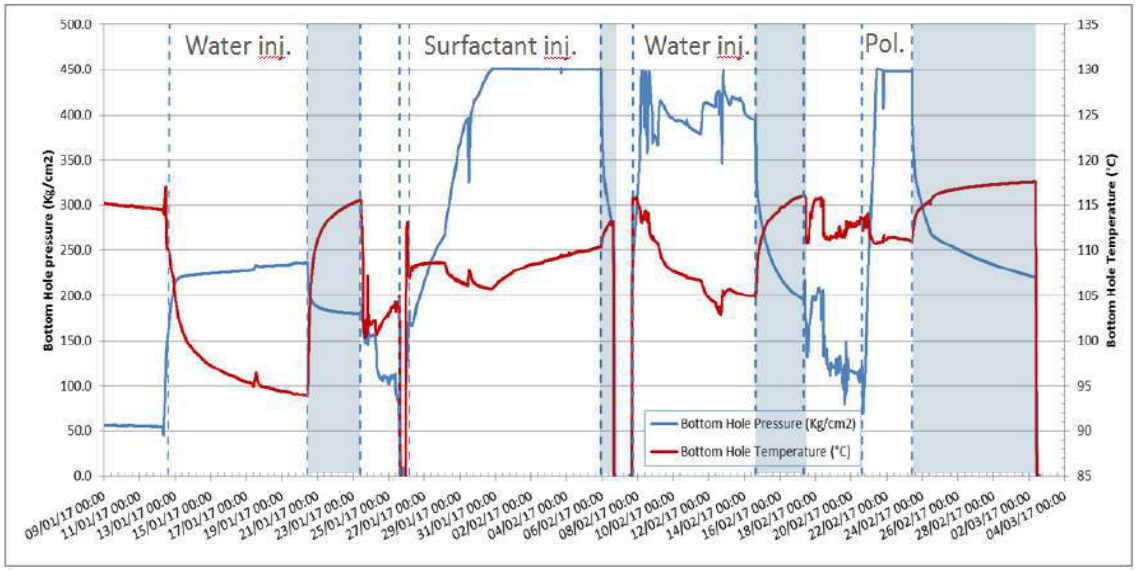
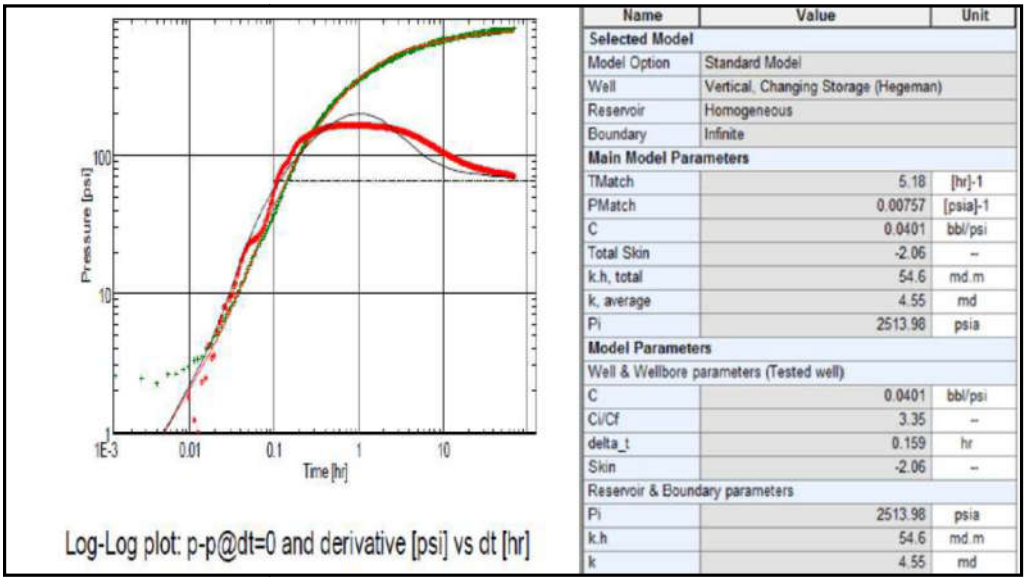


Figure IV.13 : Evolution des Pressions et température durant les phases d'injection

G) : Les interprétations du teste du puits après chaque phase d'injection :

Après l'injection de surfactant:



Name	Value	Unit
Selected Model		
Model Option	Standard Model	
Well	Vertical, Changing Storage (Hegeman)	
Reservoir	Homogeneous	
Boundary	Infinite	
Main Model Parameters		
TMatch	5.18	[hr]-1
PMatch	0.00757	[psia]-1
C	0.0401	bbl/psi
Total Skin	-2.06	--
k.h, total	54.6	md.m
k, average	4.55	md
Pi	2513.98	psia
Model Parameters		
Well & Wellbore parameters (Tested well)		
C	0.0401	bbl/psi
Ci/Cf	3.35	--
delta_t	0.159	hr
Skin	-2.06	--
Reservoir & Boundary parameters		
Pi	2513.98	psia
k.h	54.6	md.m
k	4.55	md

Figure IV.14 : Log-log plot (12/2016)

Un Build up test a été réalisé au 12/2016 :

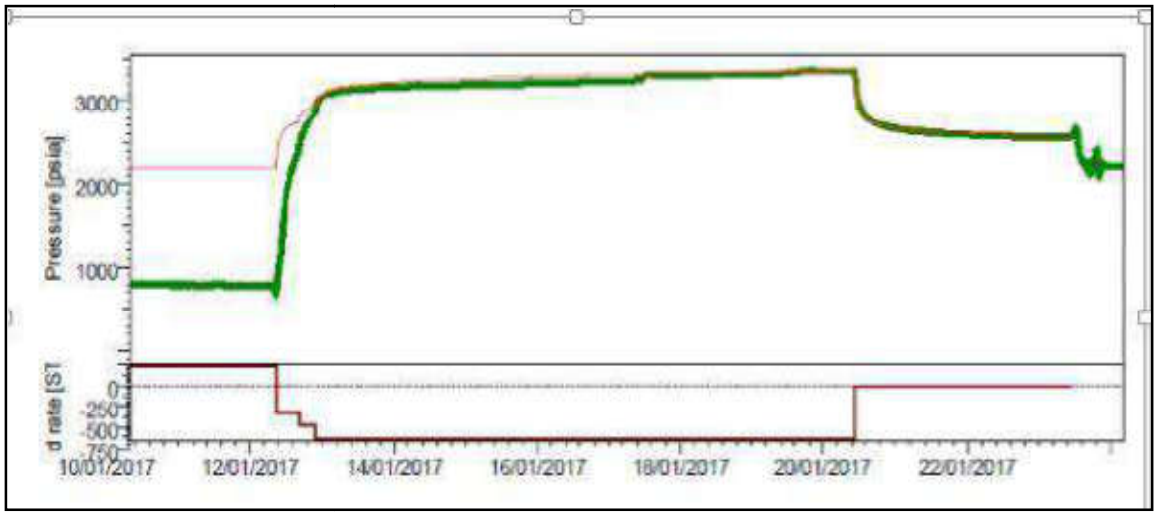


Figure IV.15: Test d'injectivité (12/2016)

Arrêt de l'injection de la phase (eau + surfactant 10 g/l+ Kcl 18g/l) après 11 jours consécutifs d'injection, pour un volume total injecté de 370m3 qui était suffisant pour une mesure de la saturation résiduel.

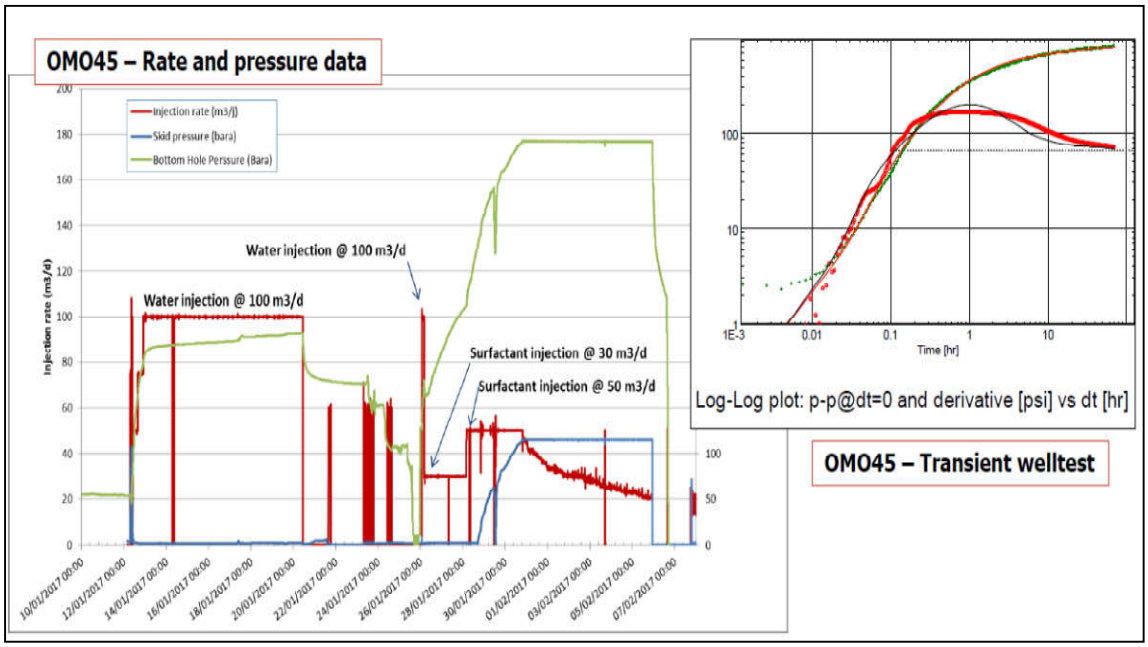


Figure IV.16 : Evolution de la pression de fond dynamique en cours de temps.

VI-7 : Le plan d'injection:

								Durée (jours)			Durée (heure)	
Description	Stage	Activité	Fluid injecté (par SNF)	Température du fluide injecté en surface	Volume injecté (Sm3)	Debit (Sm3/d)	Volume produit (Sm3)	Injection	Production	Repos	Date de démarrage	
	1a	Injection d'eau	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	13	50		0,25			6,00	12/01/17 10:00
	1b	Injection d'eau	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	19	75		0,25			6,03	12/01/17 16:00
	1c	Injection d'eau	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	649	100		6,49			155,68	12/01/17 22:01
Test 1												
Sor après inj. d'eau	2	Injection de 3 tracers (partitioning tracer. Injection d'eau (Overflush) avec tracer de bilan matière	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	20,83	100,00		0,208			5,00	19/01/17 9:42
	3		Eau + sel (18g/l)	Ambiante	62,50	100,00		0,625			15,00	19/01/17 14:42
	4	TV displacement	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	10,73	100,00		0,107			2,57	20/01/17 5:42
	5	Repos								3,0	72	20/01/17 8:16
	6	Production, 2 x PV					177		1,8		43	23/01/17 8:16
Injection de Surfactant & Polymer (SP)	7	Preflush	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	11	100		0,11			3	25/01/17 2:51
	8	Surfactant Injection	Surfactant (10 g/l) + sel (18g/l)	Ambiante	60	30		2,00			48	25/01/17 5:28
				Ambiante	100	50		2,00			48	27/01/17 5:28
				Ambiante	150	75		2,00			48	29/01/17 5:28
				Ambiante	500	100		5,00			120	31/01/17 5:28
	9	Injection d'eau (Buffer)	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	50,00	100,00		0,500			12,00	05/02/17 5:28
	10	Polymer Injection	Polymer (1g/l) + sel (18g/l)	Ambiante	60	30		2,00			48	05/02/17 17:28
				Ambiante	100	50		2,00			48	07/02/17 17:28
				Ambiante	150	75		2,00			48	09/02/17 17:28
				Ambiante	400	100		4,00			96	11/02/17 17:28
	11	Injection d'eau	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	200	100		2,00			48	15/02/17 17:28
Test 2												
Sor après injection de SP	12	Injection de 3 tracers (partitioning tracer. Injection d'eau (Overflush)avec tracer de bilan matière	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	20,83	100,00		0,208			5,00	17/02/17 17:28
	13		Eau + sel (18g/l)	Ambiante	62,50	100,00		0,625			15,00	17/02/17 22:28
	14	TV displacement	Eau + sel (18g/l)	Ambiante	10,73	100,00		0,107			2,57	18/02/17 13:28
	15	Repos								3,0	72	18/02/17 16:03
	16	Production, 2 x PV					177		1,8		43	21/02/17 16:03
				Nb de Jours				32,48	4	6		23/02/17 10:37
				Durée complète				42,03				FIN

Tableau IV-3: Planning d'injection l'EOR chimique

VI-7-1 : Stratégie proposée pour OMO 45:

- Ne pas chauffer l'eau d'Albien.
- Injection à débit réduit pour limiter le refroidissement du réservoir pendant l'injection du surfactant.
- Utilisation d'un anti-dépôt adapté.

VI-8 : Les problèmes rencontrent durant le SWCTT pour l'OMO45:

- L'injection des surfactants avec l'eau chaude (eau + surfactant 10 g/l+ Kcl 18g/l) a créé des problèmes de dépôt au niveau de l'échangeur thermique.
- Problème de diminution de l'injectivité de surfactant.

Une opération Wireline a été effectuée après la phase injection du surfactant pour vérifier l'absence d'un dépôt de sédiments. On a récupéré une quantité du sédiment.

Figure IV.17 : Dépôt de sédiments de sable

VI-9: Les traceurs utilisés dans le projet SWCTT :

A): Iso Propyl Alcool : (IPA) « mass balance tracer » :

C'est un traceur passif, il ne réagit pasavec l'huile.

B): Normal Propyl Alcool: (NPA) « cover tracer »:

C'est un traceur passif aussi, il protège letroisième qui vient après.

C) : EthylAcetate: (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.

VI-10 : Le fonctionnement de traceurs (Déroulement du SWCTT) :

La réalisation d'un pilote SWCTT se manifeste à 3 étapes successivement mentionnées ci-dessous :

A) : La première étape :

Injecter dans le puits choisi un bouchon de traceur partitionnant (ester) dissous dans de l'eau. Et suivez ensuite de l'eau afin de pousser le traceur dans le réservoir à une distance de 3 à 5 m autour du puits comme le figure ci-dessous :

.

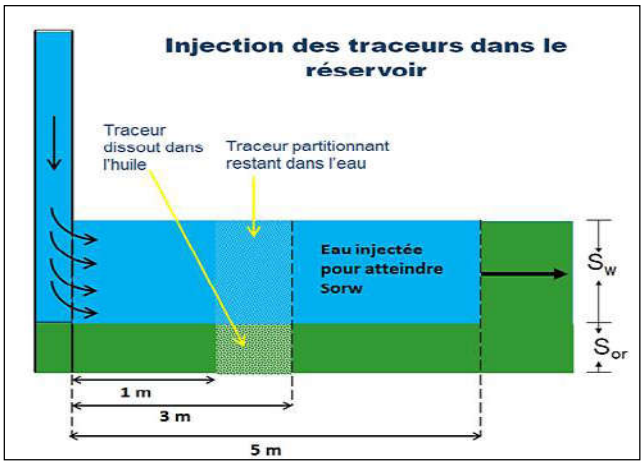


Figure IV-18:Schéma d'injection de traceur lors d'un SWCTT.

B) : La deuxième étape :

L'eau est souvent marquée avec un autre traceur non partitionnant qui sert de traceur de bilan de matière. Les esters utilisés sont plus solubles dans l'huile que dans l'eau. Le puits est fermé pendant quelques jours pour permettre une réaction d'hydrolyse partielle de l'ester qui génère un alcool non partitionnant.

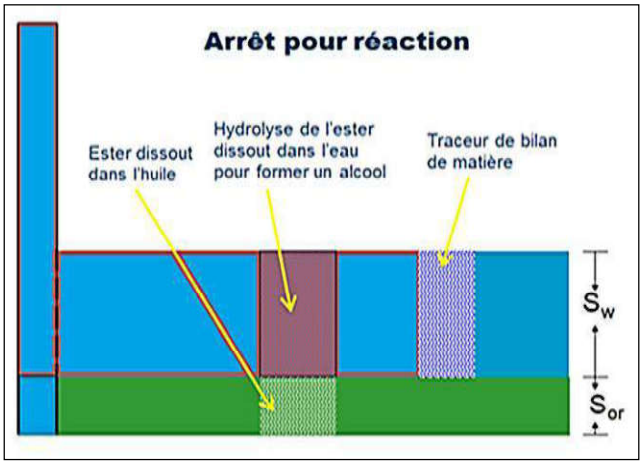


Figure IV-19: Schéma du temps de repos lors d'un SWCTT.

L'ester en solution dans l'eau va s'hydrolyser et produire un alcool selon la réaction suivant :

Ester + H2O → Acide + Alcool (IV-2)

Ethylacetate (EtAc) + eau → Acide Acétique + Ethanol (IV-3)

C) : La troisième étape :

C'est l'étape de production des 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.

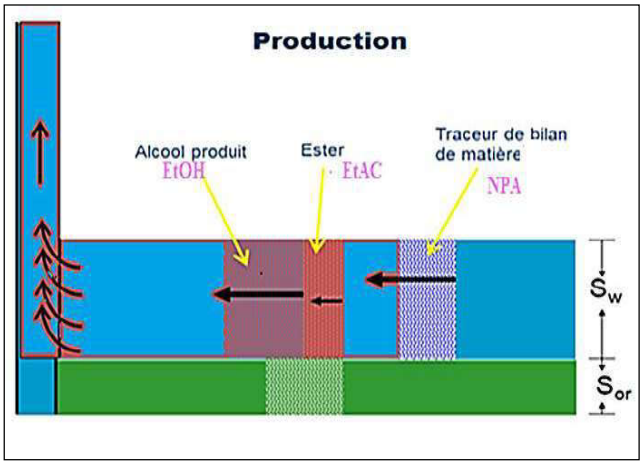


Figure IV.20 : Courbe de production lors d'un SWCTT

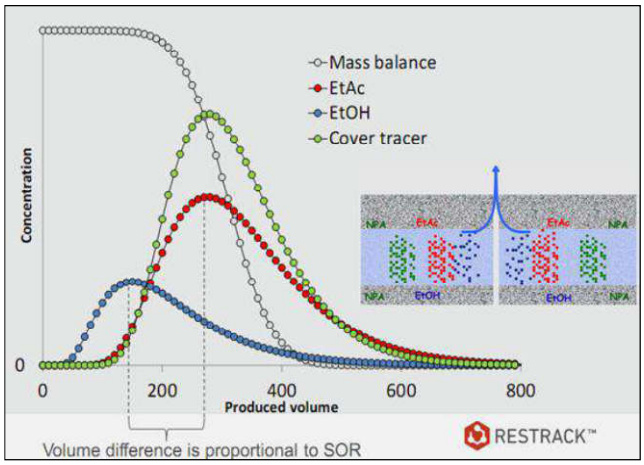


Figure IV-21: Schéma du temps de production lors d'un SWCTT.

Le traceur de partitionnement (EtAc) est retardé par rapport aux traceurs d'eau (alcool). Le retard est lié au coefficient de partage (K) et à la saturation en huile. La saturation de l'huile est :

$$S_o = \frac{T_p - T_i}{T_p + T_i(k-1)} = \frac{\beta}{\beta + k} \quad \text{(IV-4)}$$

Sachant que :

$$\beta = \frac{T_{EtAc}}{TEtOH} - 1 \quad \text{(IV-5)}$$

$$K_i = \frac{\text{Concentration d'ester dans l'huile}}{\text{Concentration d'ester dans l'eau}} \quad \text{(IV-6)}$$

$$T_{EtAc} = T_{EtOH}\,(1+\beta) \quad \text{(IV-7)}$$

D'où:

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

T_{EtAc}**(OuT_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.

Après la détermination du S_{or}, on fait le teste d'EOR par injection des bouchons de tensioactifs et polymères, suivis par un bouchon d'eau avec traceur pour mesurer le S_{or}.

Avant l'EOR:

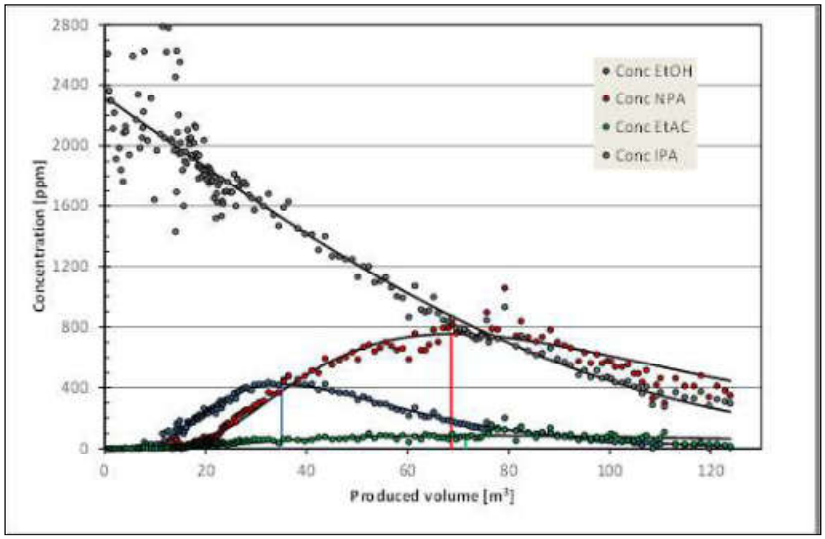


Figure IV.22 : Concentration des traceurs après la première phase d'injection Avant l'EOR.

Après l'EOR:

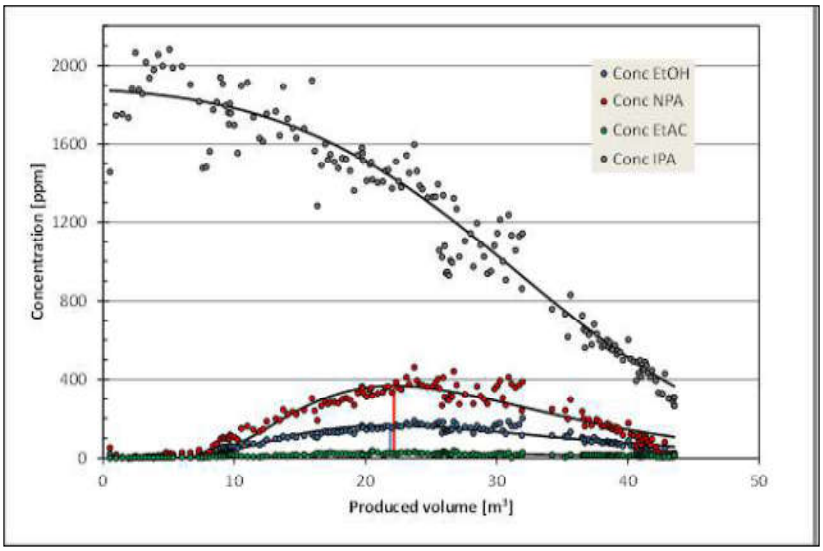


Figure IV.23 : Concentration des traceurs après la deuxième phase d'injection Après l'EOR.

VI-11 : Calcule la saturation et interprétation des résultats :

Avant l'EOR		Apres l'EOR	
TETAc	68.6+/-4	TETAc	22.2+/-2.1
TETOH	35.1+/-1.2	TETOH	21.9+/-1.5

Tableau IV.4: Résultats des testes de traceurs

A)-Calcule la saturation So :

Avant l'EOR :

$$S_o = \frac{T_p - T_i}{T_p + T_i(k-1)} = \frac{68.6-35.1}{68.6+35.1(4.4-1)} = \mathbf{0.179}$$

Apres l'EOR :

$$S_o = \frac{T_p - T_i}{T_p + T_i(k-1)} = \frac{22.2-21.1}{22.2+21.1(4.4-1)} = \mathbf{0.003}$$

B)-Interprétation des résultats :

Après l'interprétation analytique, on a obtenu les saturations suivantes:

- avant EOR presque 0.18
- après EOR presque zéro.

Avant l'EOR		Apres l'EOR	
So à partir de NPA	0.18+/-0.03	**So à partir de NPA**	0.00+/-0.03
So à partir d'EtAc	0.19+/-0.04	**So à partir d'EtAc**	0.00+/-0.03

Tableau IV.5: Résultats de saturation d'huile.

CONCLUSION

CONCLUSION

Cette étude constitue des différentes méthodes de récupération des hydrocarbures en place et particulièrement la récupération tertiaire de l'huile (EOR) qui est le plus efficace dans l'industrie pétrolière afin de réduire la saturation de l'huile résiduelle (Sor) en utilisant un modèle capillaire à mouillabilité mixte .Et puis l'application de cette méthode de récupération au champ Hassi Messaoud.

L'analyse des résultats expérimentaux montre l'amélioration de l'injection de surfactant / polymères sur le taux de récupération de pétrole par ajout d'agents agissant sur les différents paramètres physiques et chimique. Les solutions de polymères permettent d'augmenter la viscosité du fluide déplaçant, les solutions alcalines permettent de modifier la mouillabilité de la roche et de créer des tensioactifs in-situ tandis que l'injection de tensioactifs permet de diminuer la tension interfaciale eau/huile et aussi de remobiliser des gouttes de l'huile piégées par les effets capillaires. Il est maintenant courant de combiner ces différentes méthodes pour augmenter l'efficacité de balayage.

La réalisation de ce teste dans le puits pilote a abouti à l'extraction plus de 95% de l'huile résiduelle contenue dans un rayon de 5m. Tandis que le taux de récupération obtenue lors des essais avec la récupération secondaire ne dépasse pas les 40%.

La récupération par injection de polymères utilise des molécules qui ont l'inconvénient de la diminution de la perméabilité de la roche colmatée par les tensioactifs à forte concentration (10g/L).En créant des dépôts de sédiment de sable.

RECOMMENDATION

Suite à la thématique on concerne plusieurs points qu'il serait intéressant d'approfondir. Pour une meilleure efficacité de la méthode d'injection d'EOR nous recommandons ce qui suit :

- ✓ Choisir de puits a une bonne injectivité et reproduit beaucoup d'eau.
- ✓ Modifier la nature du tensioactif/polymère/Kcl utilisé afin d'éliminer les phénomènes d'adsorption et colmatage des pores.
- ✓ Plus de la recherche dans les milieux poreux pourrait aider à mieux comprendre les mécanismes de drainage et d'étudierl'interaction entre les tensioactifs et les polymères avec la matrice.
- ✓ Réduire le débit d'injection pour limiter le refroidissement du réservoir lors l'injection du surfactant.
- ✓ Ne pas utiliser l'échangeur thermique pour les pilotes de température de fond supérieure à 85°C.
- ✓ L'application de cette méthode sur tout le réservoir pas un seul puits
- ✓ Enfin, des'intéresser à des nouvelles technologies d'injection, par exemple de combiner cette méthode avec d'autres méthodes chimiques.

BIBBLIOGRAPHIES

BIBLIOGRAPHIE :

[1] Adeline Dupas, Dégradation mécanique de solutions de polymères et ses impacts en récupération assistée d'hydrocarbures, Décembre 2012.

[2] Thomas Cochard, Injection de tensioactif pour la récupération assistée du pétrole : implication sur les lois régissant les écoulements eau-hydrocarbure-tensioactif en milieu poreux, 21 Sep 2017.

[3] René Cossé ,techniques d'exploitation pétrolière : le gisement , 1988.

[4] prof. Igor T. Mischenko, Enhanced Oil Recovery Methods, Moscow. Gubkin Russian State University of Oil and Gas. 2001.

[5] Don W Green,G.PaulWillhite, Enhanced oil recovery spe text bookseriesvol 6,1998

[6] Druetta, P., Raffa, P., &Picchioni, F. Chemical enhanced oil recovery and the role of chemical product design. (2019).

[7]Enhancing oil recovery article,December 2015.

[8]A.N.El-hoshoudy[a],S.E.M.Desouky[a],M.Y.Elkady[b]A.M.Al-Sabagh[a]M.A.Betiha[a]S.Mahmoud[a]Hydrophobically associated polymers for wettability alteration and enhanced oil recovery – Article review,2017.

[9] LACHGUEUR, Karima, MESURE DE LA CONDUCTIVITE HYDRAULIQUE DANS LES ARGILES NON SATUREES – APPLICATION AU NOYAU DU BARRAGE BOUGHRARA, 4-jui-2007

[10]. Julien Beaumont, Ecoulements de fluides viscoélastiques en géométries confinées-Application à la récupération assistée des hydrocarbures,Soutenue le 22 octobre 2013.

[11]C.M. Marle, Henry Darcy et les écoulements de fluides en milieu poreux,Oil&Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 61 (2006), No. 5, pp. 599-609.

[12]Bertrand Lagree,Modelling of two-phase flow in porous media with volume-of-fluid method, 19 Mar 2015

[13] Djivedé Elvire TOGNISSO, Ecoulements de fluides complexes en milieu poreux : Utilisation de Micelles Géantes pour la Récupération Améliorée du Pétrole, 09 Novembre 2011

[15]Bentarfa Meriem et Senoussi Manel, Récupération assistée tertiaire par injection de surfactants / polymères dans des micro-modèles et application au champ de Hassi Messaoud (SWCTT) 28 /05 / 2017

[16] Sheng, J. J. Surfactant Flooding. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery, 239–335., 2011

[17] Mme Eléonore JOUANNY - BOUYER STABILISATION D'ÉMULSIONS D'INTÉRÊT PHARMACEUTIQUE PAR DES PROTÉINES ET DES POLYSACCHARIDES : exemples de la β-lactoglobuline, de la gomme arabique et de la gomme xanthane, soutenue le 21/02/2011

[18] Jean-Louis SALAGER,RaquelANTÓN,José María ANDÉREZ,Jean-Marie AUBRY, Article :Formulation des micro-émulsions par la méthode HLD, janvier 2001.

[19]Emilio Alberto PARUTA TUAREZ, EMULSIONS INVERSES TRES CONCENTREES FORMULATION, COMPORTEMENT RHEOLOGIQUE ET MODELISATION,23 Mars 2010.

[20] Citation for published version (APA): Druetta, P., &Picchioni, F. Surfactant–Polymer Flooding: Influence of the Injection Scheme. Energy& fuels, (2018).

À cause du coronavirus et de la quarantaine, nous n'avons pas eu la chance de faire une formation à la société sonatrach et nous n'avons pas pu obtenir suffisamment des documents

pratiques, Donc on était obligé de prendre quelques documents à partir de mémoire de fin d'étude de :

Mr Tlibalouey et Mr AhceneDjamai,Etude du drainage de l'huile résiduelle dans un micromodelpar l'injection du tensioactif etpolymère / Application SWCTT au champ HMD, : 31 / 05 / 2017

ANNEXES

Annexe A :

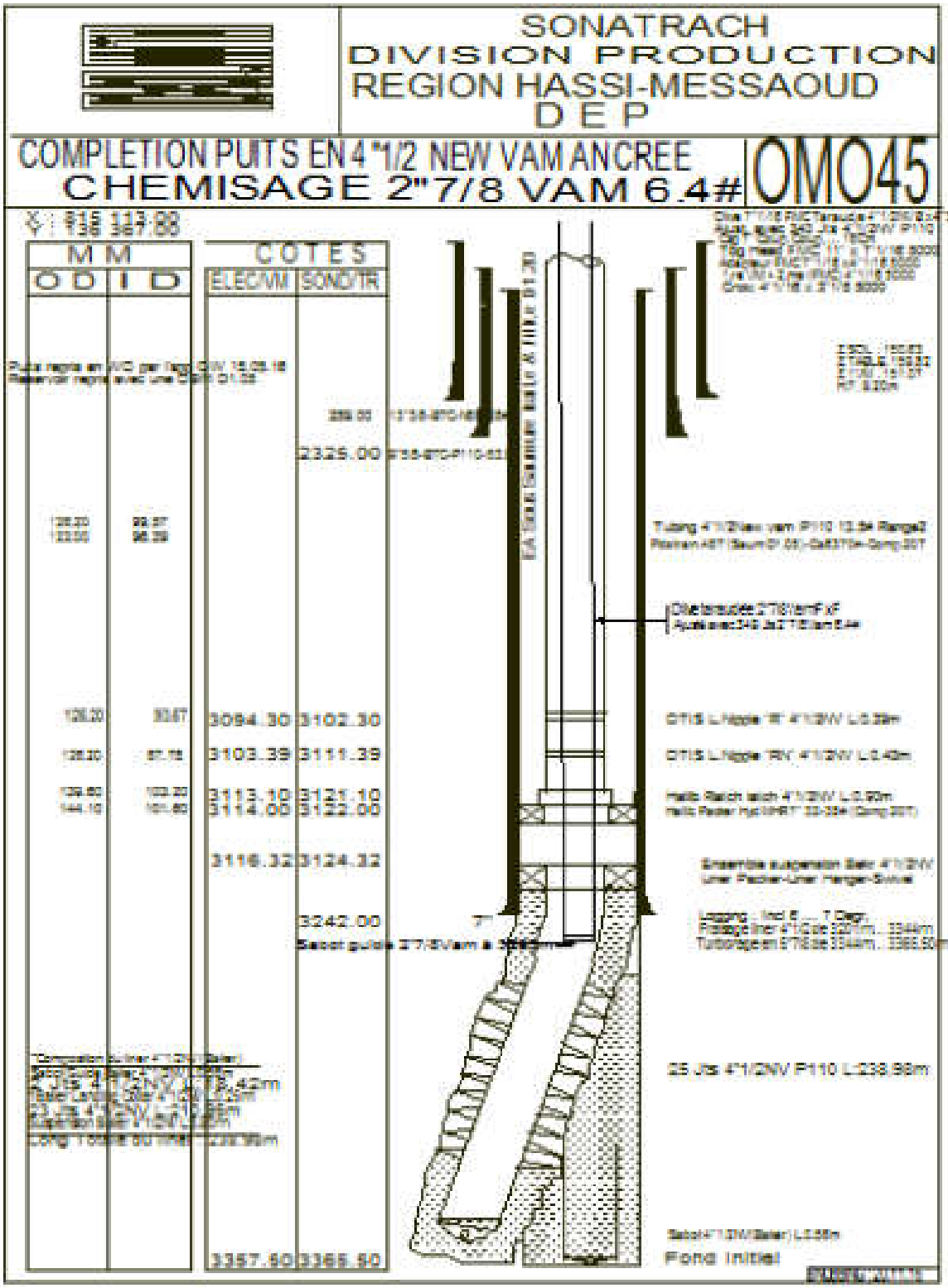


Figure 1: Fiche technique du puits OMO45.

Annexe B :

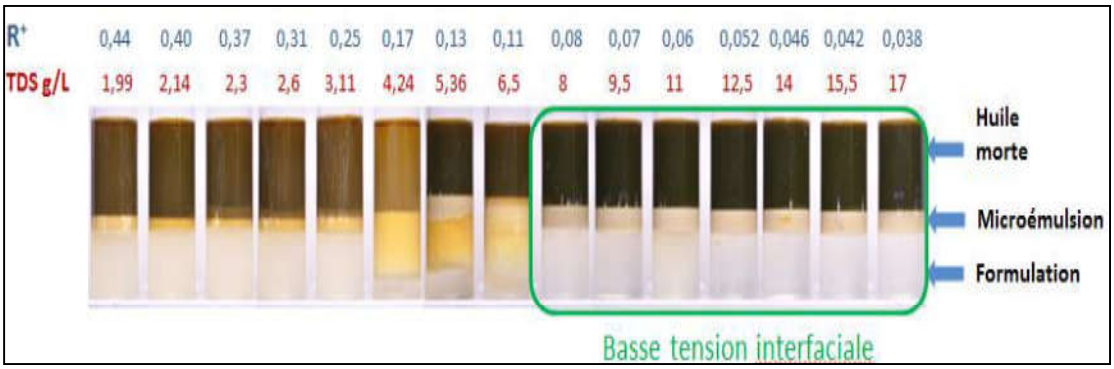


Figure 2: Présente de sélection de formulation de tensioactif

- Salinité du tensioactif : entre 8 et 17 g/L.
- TDS: Ajout de KCl : entre 6 et 15 g/L.

Annexe C :

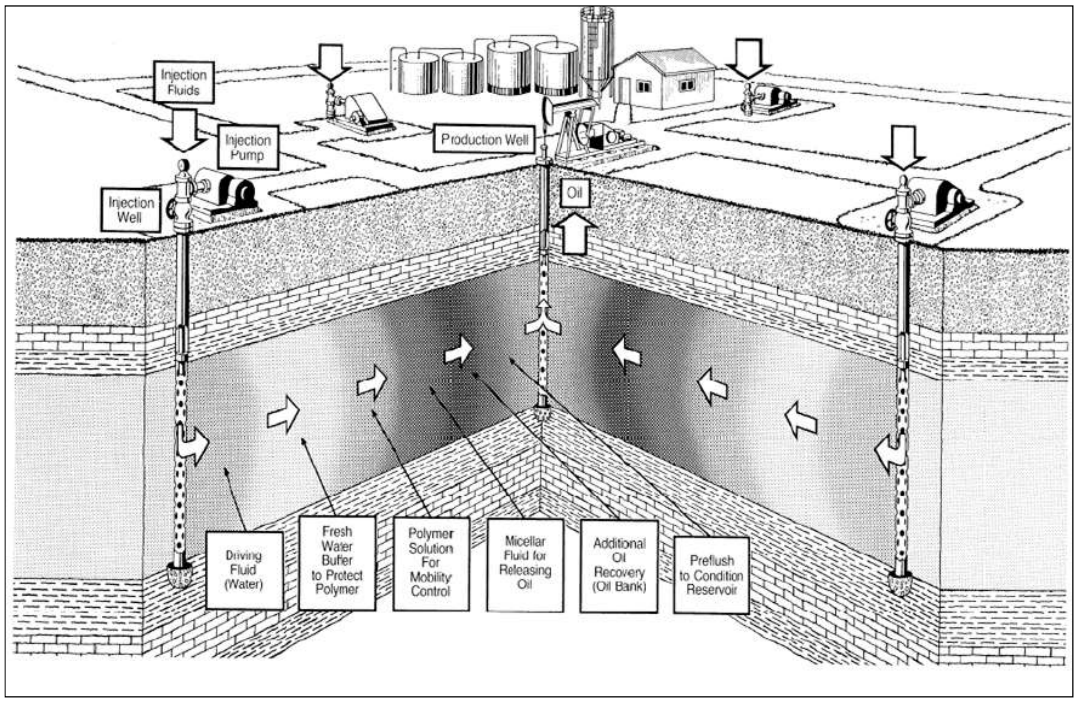


Figure 3: La méthode d'injection de surfactants et polymères