

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° Série :/2022

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Académique

Présenté Par :

BENYAGOUB Mhamed Dhiaedine , MOUSSA KADDOUR Mohamed Yacine ,

ACILA Abd Elbasset

-THEME-

**Analyse et performance de Récupération assistée
du pétrole par injection des polymères
hydrosolubles**

Étude expérimentale et Application au champ de Hassi Messaoud

Soutenu le : 05 /06 / 2022 devant la commission d'examen

Jury :

| | | | |
|-------------------|----------------------------|-----|---------------|
| Président: | Mr. LEBTAHI Hamide | MCB | Univ. Ouargla |
| Examineur: | Mm. BOUFADES Djamila | MCB | Univ. Ouargla |
| Encadrant: | Mm. BELMILOUD Fatima Zohra | MAA | Univ. Ouargla |

Année Universitaire 2021/2022

REMERCIEMENTS

Toute la gratitude et le merci au bon dieu notre créateur qui nous a donné la capacité, la volonté et la patience durant toute la période de nos études afin d'accomplir ce modeste travail

Un grand remerciement à notre Encadreur Mm Belmiloude Fatima pour ses aides et précieux conseils.

On veut aussi exprimer toute notre gratitude au personnel de la division EP HMD. Nous tenons à exprimer aussi notre gratitude à notre co-encadreur Mr. Mr Satouh Ammar (Cadre en service de well test) EP sonatrach , pour avoir accepté de diriger ce travail, pour ses précieux conseils, et surtout pour son soutien tout le long de notre travail.

qui nous a fait l'honneur de participer à l'évaluation de notre travail par ses connaissances et son esprit critique constructif pour nous avoir aider, par ses commentaires et ses discussions, à mieux comprendre certains problèmes rencontrés au cours de ce travail de recherche.

sans oublier Mr Med el Hadi Atli, Mm Ahlem Bedaoui et M^{me} Hannan sifeldinne.

Nous remercions Mr Lebtahi Hamid pour l'honneur qu'il nous a fait à présider le jury de soutenance.

Nous remercions aussi Mm Boufades Djamila pour avoir accepté d'examiner notre travail , et de faire partie de notre jury.

Nous profitant l'occasion pour remercier tous ceux qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.

Dédicace

Que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime. Arrivé au terme de mes études licence, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail pour:

*Ce travail, et bien au-delà à mes très chère **parents** m'ont fourni au quotidien un soutien et une confiance qui sans faille et de ce fait, je ne saurais exprimer ma gratitude seulement par des mots. Que dieu vous partage et vous garde pour nous.*

*À mon frère vétéran **Khaled**, brillant dans le domaine pour son soutien intellectuel et ses informations d'orientation*

*À la mémoire de mon cher frère **ABDELJALIL**.*

*A mes chers frères **ILYAS, YASSER.ABDELHAI**.*

A mes sœurs.

À ma chère grand-mère.

*A toutes mes grandes familles **Moussa Kaddour et Sadamou**.*

A Mes profs pour leurs aides.

A mes meilleurs amis ainsi tous mes amis de classe.

A Tous ceux que j'aime et je respecte.

"MOHAMED YACINE MOUSSA KADDOUR

Dédicace

Je dédie ce modeste travail aux êtres qui me sont les plus chers, je cite :

*Les parents les plus chers au monde, **Papa** et **Maman**, que dieu les garde et les protège.*

*Mon frère **Benyagoub Toufik***

*Mes sœurs **Rajah** et **Wahibah**.*

*Mon **grand père** et ma **grand mère***

*Mes **oncles** et **tantes** ainsi que leurs épouses, époux et enfants*

*Mes chers **cousins** et **cousines***

*Toutes mes amies particulièrement : **Zitouni Amine**,*

***Mohamed sayeh**, **Wassim Yagoub**.*

Toute la promotion 2017 de la Faculté des Hydrocarbures

Remerciements

*Je remercie tout d'abord "**Allah**" de m'avoir donné le courage d'entamer et de finir ce mémoire dans de bonnes conditions*

*Je remercie également les membres du **jury** d'avoir accepté d'évaluer ce travail*

*Je remercie tous les **enseignants** qui ont contribué à ma formation de la graduation à la poste graduation*

Benyagoub Mhamed Dhia Eddine

*Je dédie ce modeste travail à tous ceux qui ont fait de moi ce que je suis
aujourd'hui.*

***A** Mon Cher père et ma chère mère, nulle dédicace ne puisse exprimer
ma reconnaissance pour votre amour éternel, vos encouragements perpé-
tuels et vos précieux conseils qui m'ont conduit à la réussite dans tous
ce que je fais.*

*Que Allah vous procure bonne santé et vous prolonge votre vie dans le
bonheur.*

***A** mes chers frères, Abd-elkarim, Zakaria, Tayssir, Hamada, Aymen
, que vous trouvez ici l'expression de ma haute gratitude et mon affec-
tion.*

***A** mes sœurs et mes nièces, que vous trouvez tous mes vœux de vous
voir réussir dans vos vie.*

***A** ma chère fiancé **B.Imène** nous avons dessiné bien des routes ensemble et es-
pérons un avenir heureux et joyeux. Merci pour ton soutien, ton attention, tes in-
tentions et tes sentiments à mon égard.*

*Ma famille et à tous les adorés qui nous ont quittés, que les portes du
paradis vous soient grandes ouvertes.*

*A Mon Groupe de travail, merci pour tous, bonne réussite personnelle et profes-
sionnelle...*

*L'oubli étant humain, remerciements et profond respect à tous ceux qui
nous sont chers et dont nous n'avons pu citer les noms.*

Acila Abd elbasset

RESUME

Après l'injection de l'eau, 65 % du pétrole est échoué en place. Les ingénieurs travaillent depuis des décennies à développer des solutions techniques pour le récupérer. Une de ces techniques consiste à injecter de l'eau visqueuse dans la formation pour déplacer l'huile. Le contraste de viscosité entre l'eau injectée et l'huile visqueuse crée de l'instabilité et favorise la pénétration de l'eau à travers l'huile ou le contournement complet de l'huile.

L'objectif de ce travail est d'étudier l'analyse et la performance de la récupération assistée d'huile par injection de polymères solubles dans l'eau et d'étudier l'application au champ de Hassi Messaoud. Cette étude consiste à injecter des surfactants et des polymères qui ont des effets sur les forces capillaires (nombre de capillaires, mouillabilité, tension interfaciale, etc.) et des forces visqueuses, les deux techniques ont été appliquées (injection d'eau et injection de polymères), et les résultats du logiciel PumaFlow montrent que l'efficacité globale de l'injection d'eau est d'environ 25.30 % avant la RAH, et que l'efficacité passe à 58.70% après la RAH avec une réduction du **Sor** de l'ordre de 2 %.

Mots clé : récupération Tertiaire, polymère, RAH, surfactant, injection de polymère.

ABSTRACT

After the water flooding, 65% of oil is stranded in place. engineers have worked for decades to develop technical solutions to recover it. One such technique consists of injecting viscosified water into the formation to displace the oil. The viscosity contrast between the injected water and the viscous oil creates instability and promotes water penetration through the oil or complete bypass of the oil.

The objective of this work is to study Analysis and Performance of Enhanced Oil Recovery by Injection of Water-Soluble Polymers and study the Application to the Field of Hassi Messaoud. This study involves injecting surfactants and polymers that have effects on capillary forces (capillary number, wettability, interfacial tension, etc.) and viscous forces, both techniques were applied (Water Flooding and Polymer Flooding) and the PumaFlow software results show that the overall water injection efficiency is around 25.33% before the EOR, the efficiency jump to 58.70% after the EOR, with 2% reduction in **Sor**.

Keywords: tertiary recovery, polymer, EOR, surfactant, polymer Flooding.

المخلص

بعد حقن المياه، يحبس 65% من النفط. عمل المهندسون لعقود على تطوير حلول تقنية لاستعادته. تتكون إحدى هذه التقنيات في حقن الماء اللزج في التكوين لإزاحة الزيت. يؤدي تباين اللزوجة بين الماء المحقون والزيت اللزج إلى عدم الاستقرار ويعزز تغلغل الماء من خلال الزيت أو التجاوز الكامل للزيت.

الهدف من هذا العمل هو دراسة تحليل وأداء الماء المحسن عن طريق حقن البوليمرات القابلة للذوبان في الماء ودراسة التطبيق على حقل حاسي مسعود. تتضمن هذه الدراسة حقن المواد الخافضة للتوتر السطحي والبوليمرات التي لها تأثيرات على القوى الشعرية (العدد الشعري، والقابلية للبلل، والتوتر البيني، وما إلى ذلك) والقوى اللزجة، تم تطبيق كلتا التقنيتين (حقن المياه وحقن البوليمر) وتظهر نتائج برنامج PumaFlow أن كفاءة حقن المياه الإجمالية تبلغ حوالي 25.33% قبل إضافة البوليميرات وترتفع إلى 58.70% مع تقليل التشبع بالزيت المتبقي بنسبة 2%.

الكلمات المفتاحية: استرداد ثالث، بوليمر، EOR، خافض للتوتر السطحي، فيضان البوليمر.

Table des matières

| | |
|---|-----------|
| REMERCIEMENTS | I |
| DEDICACE | II |
| RESUME | V |
| LISTE DES FIGURES | IX |
| LISTE DES TABLEAUX | X |
| NOMENCLATURES ET SYMBOLES | XI |
| INTRODUCTION GENERALE | 1 |
| CHAPITRE I: Présentation du champ pétrolier Hassi Messaoud | |
| I.1. Introduction | 3 |
| I.2. Situation géographique | 3 |
| I.3. Cadre géologique | 4 |
| I.4. Zone et numération des puits | 4 |
| I.5. Description du réservoir | 6 |
| I.1. Caractéristiques Du Réservoir | 6 |
| I.7. Paramètres réservoir contrôlant l'injection | 6 |
| CHAPITRE II : Généralités sur les polymères | |
| II.1. Définition des polymers | 8 |
| II.2. Types des monomers polyacrylamide | 9 |
| II.2.1. Monomers | 9 |
| II.2.2. Acrylamide | 9 |
| II.2.3. Acrylic Acid | 9 |
| II.2.4. Acrylic Acid ATBS | 10 |
| II.3. Processus de polymérisation | 10 |
| II.4. Choix des polymers | 11 |
| II.4.1. Chimie des polymères | 12 |
| II.4.2. Sélection de polymères | 12 |
| II.4.3. Poids moléculaire | 13 |
| II.5. Caractéristiques des polymères | 13 |
| II.5.1. La viscosité | 13 |
| II.5.3. Rhéologie | 15 |
| II.5.4. Solubilité | 16 |
| II.6. Stabilité du polymère | 16 |
| II.6.1. La dégradation | 16 |
| II.6.1.1. La dégradation chimique | 16 |
| II.6.1.2. Protection contre la dégradation chimique | 17 |
| II.6.1.3. Dégradation mécanique | 17 |
| II.6.2. La Rétention | 18 |

| | | |
|----------|---------------------------|----|
| II.6.2.1 | Mesure de rétention | 19 |
|----------|---------------------------|----|

CHAPITRE III : Les méthodes d'EOR Chimique

| | | |
|----------|--|----|
| III.1. | Introduction | 22 |
| III.2. | Polymer Flooding | 24 |
| III.3. | Surfactant-Polymer (SP) | 26 |
| III.3.1. | Notion tensioactive | 27 |
| III.3.2. | Les émulsions | 28 |
| III.3.3. | Caractéristiques et stabilité | 29 |
| III.4. | Protocole d'injection | 31 |
| III.4.1. | Pre-injection (Polymer injectivity trial)..... | 31 |
| III.4.2. | Démarrage de l'injection de polymère | 31 |
| III.4.3. | Fin de l'injection de polymère | 32 |
| III.5. | Injectivité | 32 |
| III.5.1 | Contrôle | 33 |

CHAPITRE IV : Etude Expérimentale injection de polymère

| | | |
|-----------|--|----|
| IV.5.1 | Caractéristiques et Préparation du milieu poreux | 34 |
| IV.2. | Caractéristiques et Préparation des fluides | 35 |
| IV.2.1. | Huile | 35 |
| IV.2.2. | Saumure | 36 |
| IV.3 | Montage Experimental..... | 38 |
| IV.4. | Resultats | 39 |
| IV.4.1. | Experiences d'écoulement..... | 39 |
| IV.4.1.1. | Experiences d'écoulement diphasiques..... | 39 |
| IV.4.1.2. | Drainage | 39 |
| IV.4.2. | Récupération assistée du pétrole | 41 |
| A. | Injection d'eau (waterflooding)..... | 41 |
| B. | Injection de polymère | 43 |
| C. | Changement de mouillabilité par polymère | 46 |
| IV.5. | Discussion des résultats | 48 |
| IV.5.2. | Conclusion..... | 49 |

CHAPITRE V : Application au champ Hassi Messaoud

| | | |
|------|---------------------------------------|----|
| V.1. | Problématique | 50 |
| V.2. | But de travail | 50 |
| V.3. | Single Well Chemical Tracer Test..... | 50 |
| | L'Objectif des tests SWCTT..... | 50 |
| | Les Avantages des SWCTT | 50 |
| | Principe du test SWCTT | 51 |
| | Les Zones visées par le projet | 53 |

| | | |
|---------|--|----|
| | <i>Critères de choix des puits pour le projet SWCTT</i> | 54 |
| | <i>Sélection des puits pilotes pour SWCTT</i> | 54 |
| | <i>Description des installations de surface</i> | 56 |
| V.4.1. | <i>Les polymères pour l'injection</i> | 58 |
| V.4.2. | <i>Présélection des polymers</i> | 58 |
| V.4.3. | <i>Tests de solubilité</i> | 58 |
| V.4.4. | <i>Stabilité thermique en atmosphère contrôlée</i> | 59 |
| V.4.5. | <i>Propriétés de la solution de polymère AN170</i> | 60 |
| V.5. | ÉTUDE DU POTENTIEL EOR DANS LES ZONES SOUS INJECTION D'EAU | 61 |
| V.5.1. | <i>Choix des modèles sectoriel</i> | 61 |
| V.5.2. | <i>Propriétés des fluids</i> | 61 |
| a. | <i>Eau</i> | 61 |
| b. | <i>Hydrocarbures</i> | 61 |
| V.6. | Modèle sectoriel ZONE 4 | 62 |
| V.6.1. | <i>Localisation du modèle sectoriel en Zone 4</i> | 62 |
| V.6.2. | <i>Saturation actuelle du modèle sectoriel de la Zone 4</i> | 63 |
| V.6.3. | <i>Puits intercalaires</i> | 64 |
| V.6.4. | <i>Contrôle du débit des puits</i> | 64 |
| V.6.5. | <i>Balayage par solution de polymères sur le modèle sectoriel de la Zone 4</i> | 65 |
| V.6.6. | <i>Sensibilité sur les paramètres du balayage EOR</i> | 68 |
| V.7. | Modèle sectoriel en ZONE 7 | 69 |
| V.7.1. | <i>Localisation du modèle sectoriel en Zone 7</i> | 69 |
| VI.7.2. | <i>Saturation actuelle du modèle sectoriel</i> | 70 |
| V.7.3. | <i>Contrôle du débit des puits</i> | 71 |
| V.7.4. | <i>Balayage par solution de polymères sur le modèle sectoriel de la Zone 7</i> | 71 |

CONCLUSION

| | |
|----------------------------------|----|
| CONCLUSION GENERALE | 77 |
| RCOMMANDATIONS | 78 |
| BIBLIOGRAPHIE | 79 |
| ANNEXE | |

LISTE DES FIGURES

| | |
|---|----|
| Figure 1. 1: Situation géographique du champ de HASSI MESSAOUD | 3 |
| Figure 1. 2: Situation géologique du champ Hassi Messaoud | 4 |
| Figure 1. 3: Zonation du champ de Hassi Messaoud. | 5 |
| Figure 1. 4: Paramètres réservoir contrôlant l'injection au Hassi Messaoud. | 7 |
| | |
| Figure 2. 1: processus de polymérisation | 8 |
| Figure 2. 2: Molécule de Acrylamide | 9 |
| Figure 2. 3: Molécule de Acrylic Acid | 10 |
| Figure 2. 4: Molécule de Acrylic Acid ATBS | 10 |
| Figure 2. 5: polymérisation radicalaire | 11 |
| Figure 2. 6: Procédé de viscosification des solvants par addition de polymères. | 14 |
| Figure 2. 7: l'impact de la teneur en sel sur la viscosité | 14 |
| Figure 2. 8: l'impact de température sur la viscosité | 15 |
| Figure 2. 9: viscosité d'une solution de polyacrylamide en fonction de taux de cisaillement | 15 |
| Figure 2. 10: Dégradation chimique par les radicaux libres générés par la réaction Red/Ox | 17 |
| Figure 2. 11: Dégradation mécanique due à une vanne | 18 |
| Figure 2. 12: mécanismes de rétention. | 18 |
| Figure 2. 13: Détermination de la rétention et du volume des pores inaccessibles avec la méthode | 19 |
| | |
| Figure 3. 1: Clarification le concept de mobilisation et de piégeage des hydrocarbures résiduels. | 22 |
| Figure 3. 2: Efficacité du balayage vertical et aréal. | 23 |
| Figure 3. 3: Comparaison entre Polymer Flood et WaterFlood | 24 |
| Figure 3. 4: Profils de flux pour deux cas d'injection – rapport de mobilité | 25 |
| Figure 3. 5: Mobilisation de l'huile piégée lors d'une injection de surfactant-polymère (SP) | 26 |
| Figure 3. 6: Structure de Surfactants | 27 |
| Figure 3. 7: Schéma de l'orientation des tensioactifs dans deux types d'émulsion | 28 |
| Figure 3. 8: émulsion huile dans eau. | 28 |
| Figure 3. 9: Représentation schématique de microémulsion , nano émulsion et de macroémulsion | 29 |
| Figure 3. 10: La méthode d'injection des polymères | 32 |
| Figure 3. 11: Tracé de hall indiquant les différents profils d'injection et leur interprétation (modifié [44]) | 33 |
| | |
| Figure 4. 1: des flasques d'entrée et sortie et milieu poreux natif et enrobé. | 34 |
| Figure 4. 2: Viscosité de l'huile brute vs température. | 35 |
| Figure 4. 3: Préparation de la saumure | 36 |
| Figure 4. 4: Balance analytique à infra rouge | 37 |
| Figure 4. 5: Schéma du montage expérimentale | 38 |
| Figure 4. 6: Évolution de la pression et de la saturation durant le drainage | 39 |
| Figure 4. 7: Profil de saturation après drainage | 40 |
| Figure 4. 8: Swi fonction de la perméabilité | 41 |
| Figure 4. 9: Évolution de la pression en fonction du nombre de Vp de polymère injecté. | 43 |
| Figure 4. 10: Évolution de la pression en fonction du nombre de Vp de polymère injecté | 44 |
| Figure 4. 11: Comptage gamma après polymère T(7Vp*)IW2500 | 45 |
| Figure 4. 12: Test de dispersion avant/après polymère T(7Vp*)IW2500 | 46 |
| Figure 4. 13: Imbibition spontanée dans la saumure suivie de la solution de polymère. | 46 |
| Figure 4. 14: Pc vs Sw | 47 |
| Figure 4. 15: L'influence de polymères sur l'écoulement de fluide déplaçant | 48 |
| | |
| Figure 5. 1: Schéma d'injection de traceur lors d'un SWCTT. | 52 |
| Figure 5. 2: Schéma du temps de repos lors d'un SWCTT | 52 |
| Figure 5. 3: Schéma du temps de production lors d'un SWCTT | 52 |
| Figure 5. 4: Profil de production des traceurs lors d'un SWCTT | 53 |
| Figure 5. 5: Les Zones visées par le projet EOR | 53 |
| Figure 5. 6: Log et mesure de porosité et de perméabilité sur carotte du puits OMJ723 (ZONE 4). | 55 |
| Figure 5. 7: Log et mesure de porosité et de perméabilité sur carotte du puits OMO45 (ZONE 7). | 56 |
| Figure 5. 8: Installations SWCTT pour produit | 57 |
| Figure 5. 9: Boite à gants utilisée pour le vieillissement des polymères | 59 |
| Figure 5. 10: Viscosité normalisée des solutions de polymères testées dans le cadre de l'étude | 59 |
| Figure 5. 11: Réduction de mobilité en fonction de la concentration en polymère AN170 | 60 |
| Figure 5. 12: Localisation du secteur ZONE 4 | 62 |

| | |
|---|------------------------------------|
| Figure 5. 13: Failles et dimensions du secteur ZONE 4 | 62 |
| Figure 5. 14: Saturation en huile dans le modèle sectoriel ZONE 4 sur pumaflow | 63 |
| Figure 5. 15: Saturation en huile le modèle sectoriel ZONE 4 vu « en coupe » sur pumaflow | 63 |
| Figure 5. 16: Concentration en polymère injecté Zone 4 sur pumaflow | 65 |
| Figure 5. 17: Volume poreux d'injection par drain SP Flood Z4 | 66 |
| Figure 5. 18: Production cumulée d'huile par drain SP Flood Z4 | 66 |
| Figure 5. 19: Huile produite en plus par puits par rapport au Water Flood lors du SP Flood en Zone 4 | 66 |
| Figure 5. 20: Comparaison de la saturation en huile pour le Water Flood et le SP Flood Zone 4 sur | 67 |
| Figure 5. 21: Saturation en huile après le SP Flood vu « en coupe » Zone 4 sur pumaflow | 67 |
| Figure 5. 22: Gain en facture de récupération | 68 |
| Figure 5. 23: Localisation secteur ZONE 7 | 69 |
| Figure 5. 24: Failles et dimensions du secteur ZONE 7 | 69 |
| Figure 5. 25: Saturation en huile dans le modèle sectoriel ZONE 7 sur pumaflow | 70 |
| Figure 5. 26: Saturation en huile le dans le modèle sectoriel ZONE 7 vu « en coupe » sur pumaflow | 70 |
| Figure 5. 27: Concentration en polymère injecté après 2 ans et 3 ans modèle sectoriel Zone 7 sur | 72 |
| Figure 5. 28: Volume poreux d'eau injecté par drain pour SP Flood Z7 | 73 |
| Figure 5. 29: Production cumulée d'huile par drain SP Flood Z7 | Erreur ! Signet non défini. |
| Figure 5. 30: Huile produite en plus par puits par rapport au Water Flood lors du SP Flood Zone 7 | 73 |
| Figure 5. 31: Comparaison de la saturation en huile pour le Water Flood et le SP Flood Zone 7 | 74 |
| Figure 5. 32: Saturation en huile le SP Flood vu « en coupe » Zone 7 sur pumaflow | 75 |

LISTE DES TABLEAUX

| | |
|--|----|
| Table 2. 1: comparaison de la salinité et de la tolérance au cisaillement de différents produits chimiques. | 12 |
| Table 2. 2: Corrélation empirique entre le poids moléculaire moyen et la perméabilité minimale. | 13 |
| Table 3. 1: Caractéristiques des différentes catégories d'émulsions. | 29 |
| Table 3. 2: Représentation de la classification des surfactants | 30 |
| Table 4. 1: Composition des milieux poreux du grès de Bentheimer | 34 |
| Table 4. 2: Composition des saumures utilisées | 36 |
| Table 4. 3: propriétés du polymère utilisé. | 37 |
| Table 4. 4: récapitulatif des caractéristiques du MP pour l'expérience T(7Vp*) | 42 |
| Table 4. 5: Caractéristiques des débits pour T(7Vp*)IW2500 | 45 |
| Table 5. 1: Caractéristiques des injections d'eau | 42 |
| Table 5. 2: Bilan matière du polymère injecté Zone 4 | 65 |
| Table 5. 3: Production additionnelle due au P Flood par rapport au Water Flood Zone 4 | 66 |
| Table 5. 4: Analyse Gain/Coût lors de l'utilisation des polymères, ZONE 4 | 68 |
| Table 5. 5: Facteur de récupération par drain dans le modèle sectoriel ZONE 7 | 70 |
| Table 5. 6: Bilan matière du polymère injecté - modèle sectoriel Zone 7 | 71 |
| Table 5. 7: Production additionnelle due au SP Flood par rapport au Water Flood Zone 7 | 74 |
| Table 5. 8: Analyse Gain/Coût lors de l'utilisation des polymères, ZONE 7 | 75 |

NOMENCLATURES ET SYMBOLES

| Symboles | Signification |
|---|---|
| <i>K</i> | <i>La perméabilité absolue en md.</i> |
| <i>μ</i> | <i>la viscosité dynamique en cp.</i> |
| <i>P</i> | <i>La pression (kg/cm²).</i> |
| <i>B</i> | <i>Le module de gradient.</i> |
| <i>ρ</i> | <i>La masse volumique du fluide en kg/m³.</i> |
| <i>g</i> | <i>L'accélération de pesanteur en m/s².</i> |
| <i>K_{rw}</i> | <i>La perméabilité relative à l'eau en md.</i> |
| <i>μ_w</i> | <i>La viscosité de l'eau (fluide déplaçant) en cp.</i> |
| <i>μ_o</i> | <i>Viscosité de l'huile en cp.</i> |
| <i>K_{ro}</i> | <i>La perméabilité relative à l'huile en md.</i> |
| <i>S_w</i> | <i>La saturation de l'eau.</i> |
| <i>C/C_o</i> | <i>Cencentration / Cencentration initial en mol.</i> |
| <i>S_o</i> | <i>La saturation de l'huile.</i> |
| <i>M</i> | <i>Le rapport de mobilité.</i> |
| <i>S_{wi}</i> | <i>La saturation d'eau irréductible.</i> |
| <i>S_{or}</i> | <i>La saturation d'huile résiduelle.</i> |
| <i>θ</i> | <i>L'angle de mouillage en degré.</i> |
| <i>P_c</i> | <i>La pression capillaire.</i> |
| <i>r</i> | <i>Le rayon du tube capillaire en mm.</i> |
| <i>γ_(o,w)</i> | <i>la tension interfaciale eau/ huile en N/m ou J/m².</i> |
| <i>N_{ca}</i> | <i>le nombre capillaire.</i> |
| <i>ϑ</i> | <i>La vitesse d'écoulement en m/s.</i> |
| <i>R</i> | <i>le rapport entre les interactions des molécules de tensioactif localisées à l'interface avec les molécules voisines d'huile et d'eau respectivement.</i> |
| <i>A_{SE}</i> | <i>Interactions moléculaires Tensioactif/Huile par unité d'aire interfaciale.</i> |
| <i>A_{SH}</i> | <i>Interactions moléculaires Tensioactif/Eau par unité d'aire interfaciale.</i> |
| <i>λ_w</i> | <i>La mobilité en eau md / cp.</i> |
| <i>λ_o</i> | <i>La mobilité en huile md / cp.</i> |
| <i>I_i</i> | <i>Indice d'injectivité.</i> |
| <i>Q_w</i> | <i>Débit d'injection en m³ /j.</i> |
| <i>P_g</i> | <i>Pression de gisement (kg/cm²).</i> |
| DI.ID.D2 | <i>Driens</i> |
| <i>API</i> | <i>American petroleum institute en</i> |
| <i>P_{fd}</i> | <i>Pression de fond (kg/cm²).</i> |
| <i>T_p(T_{EiAC})</i> | <i>Le volume du réactif restant.</i> |
| <i>T_i(T_{EiOH})</i> | <i>Le volume l'alcool produit de l'hydrolyse.</i> |
| <i>K_i</i> | <i>Coefficient de partitioning (déterminé expérimentalement).</i> |
| <i>T_{NPA}</i> | <i>Le volume du traceur passif.</i> |
| <i>β</i> | <i>Facteur de retardement du traceur.</i> |

| | |
|--------------|---|
| R+ | <i>L'indice de dureté de l'eau.</i> |
| CMC | <i>Concentration micellaire critique.</i> |
| PROD | <i>Production</i> |
| MCC | <i>Moteur contrôle center.</i> |
| INJC | <i>Injection</i> |
| SWCTT | <i>Single Well Chemical Tracer Test.</i> |
| EOR | <i>Enhanced Oil Recovery.</i> |
| LCP | <i>Liner Cimenté Perforé.</i> |
| IFT | <i>Tension Interfacial.</i> |
| GOR | <i>Gaz Oil Ratio.</i> |
| IPA | <i>Iso Propyl Alcool.</i> |
| NPA | <i>Normal Propyl Alcool.</i> |
| EtAc | <i>Ethyl Acetate.</i> |
| SP | <i>Surfactant et Polymères.</i> |
| ROIP | <i>Résiduelle Oil in place</i> |
| OOIP | <i>Original Oil in place.</i> |
| CFD | <i>Computational fluid dynamics</i> |
| MP | <i>Micelle Polymères.</i> |
| HMD | <i>Hassi Messaoud.</i> |
| BHP | <i>bottom hole pressure</i> |
| SILT | <i>Silencieux</i> |
| IOR | <i>Improved Oil Recovery.</i> |
| RAP | <i>Récupération assistée de pétrole.</i> |
| GR | <i>Gamma rayon.</i> |
| IE | <i>Injecteur d'eau.</i> |
| NPHI | <i>Porosité neutronique</i> |
| HLB | <i>Hydrophile lipophile balance.</i> |



INTRODUCTION
Générale

INTRODUCTION GENERALE

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

L'EOR chimique c'est l'injection de tensioactifs, dans laquelle le comportement d'une phase à l'intérieur du réservoir peut être manipulé. L'ensemble des systèmes de tensioactifs et l'huile brut créent des microémulsions à l'interface entre huile brut et l'eau, avec des limites pour la réduction de la tension interfaciale jusqu'à une valeur ultrabasse (0,001mN/m) et automatiquement l'huile résiduelle va être mobilisée dans la récupération tertiaire. [1]

Il est nécessaire que les tensioactifs soient résistants et actifs par rapport aux conditions de réservoir comme la salinité et la température. En abaissant les tensions interfaciales, les tensioactifs contribuent à la réduction des forces capillaires, ce qui conduit à baisser les forces visqueuses, alors que les polymères utilisés dans les mêmes conditions de réservoir font de sorte à élever la viscosité de fluide déplaçant, donc le taux de récupération dépend du nombre capillaire lié directement aux forces visqueuses et capillaires, c'est-à-dire plus le nombre capillaire est élevé, plus le taux de récupération sera important. [1]

L'objectif de ce travail est d'étudier l'influence de l'injection des polymères ou mélange à mouillabilité mixte, et son application au champ de Hassi Messaoud pour augmenter le taux de récupération de l'huile. Cette technique permet la récupération d'une partie du pétrole restant (entre 5 % et 20 % OOIP), grâce à des méthodes dont la caractéristique principale est de changer les propriétés

de mobilité de l'huile dans le réservoir par des procédés chimiques ou thermiques.

Ce mémoire comporte cinq chapitres.

Chapitre I : étude de présentation de champ de Hassi Messaoud, situation géographique et géologique avec les caractéristiques de réservoir et d'injection.

Chapitre II : étude de généralités sur les polymères de récupération sont présentées. Cela concerne les différents mécanismes de drainage du pétrole et l'importance de la connaissance de la théorie des phénomènes

Chapitre III : présente les propriétés des surfactants et polymères et leurs impacts sur la saturation d'huile résiduelle. Les techniques d'injection des surfactants et polymères sont aussi abordées.

Chapitre IV : on expose notre étude expérimentale d'injection d'eau de balayage et l'injection de polymère sur un modèle MP.

Chapitre V : application de récupération tertiaire par injection de polymère AN-170 dans les zones 4 et 7 et les résultats de production de pétrole

On achèvera ce mémoire par une conclusion et quelques recommandations.



CHAPITRE I

Présentation du champ pétrolier Hassi Messaoud

I.1. Introduction :

Le champ de Hassi-Messaoud représente l'un des champs les plus complexes au monde. Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives distinctives, d'autre part, la transformation diagénétique dans le réservoir, lors de son enfouissement au cours des temps géologique, jusqu'à la configuration actuelle. Ces événements peuvent quelques fois améliorer les paramètres petro- physiques. [2]

I.2. Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud est situé à 850 km Sud-Est d'Alger (650 km à vole d'oiseau) et à 350 km de la frontière Tunisienne. La superficie du champ atteint 2500 km² avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 km². Sa localisation est :

- X = 790.000 à 840.000 Est.
- Y = 110.000 à 150.000 Nord.

En coordonnées géographiques :

- Au nord par latitude 32 .15°.
- A l'ouest par la longitude 5 .40°.
- Au Sud par latitude 31. 30°.
- A l'Est par la longitude 6 .35°. [3]



Figure 1. 1: Situation géographique du champ de HASSI MESSAOU D [2]

I.3. Cadre géologique :

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique nord orientale. Qui, de par sa superficie et ses réserves constitue la plus grande province petro-gazéifier. [1]

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.

I.4. Zone et numération des puits :

Le champ de Hassi Messaoud demeure traditionnellement divisé en Hassi Messaoud Nord et Hassi Messaoud Sud.

Actuellement, le champ est subdivisé en 25 zones de production. Ces zones sont relativement indépendantes, correspondant à un ensemble de puits qui communiquent entre eux lithologiquement et se comportent de la même manière de point de vue pression. [1]

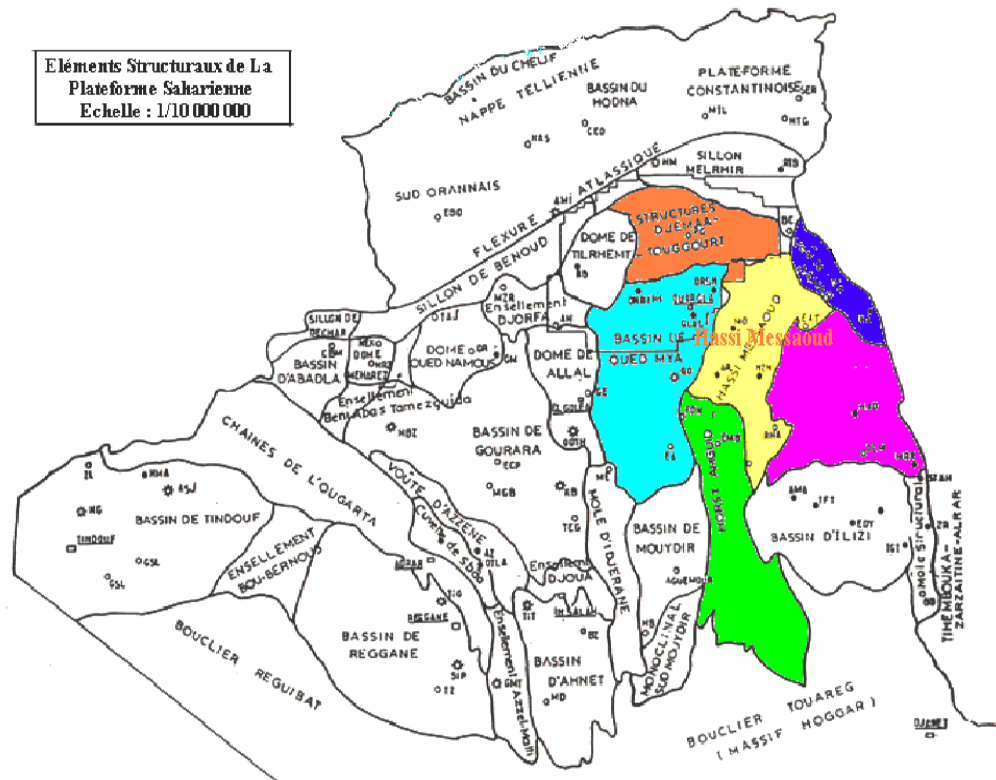


Figure 1. 2: Situation géologique du champ Hassi Messaoud. [1]

Le champ de Hassi Messaoud est divisé d'Est en ouest en deux parties distinctes : Le champ sud et le champ Nord, chacun a sa propre numérotation.

Champ Nord: C'est une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple : Omo38, Onm14, Ompz12.

O : Majuscule, permis d'Ouargla.

m: superficie de la zone à huile: 1600 km².

o : Minuscule, superficie de la zone à huile de 100 km².

3 : Abscisse.

8 : Ordonnée.

Champ sud : La numérotation des zones est chronologique. Ex : MD1, MD2, MD3,...MDZ509, MDZ557 (voir figure 1.3). [1]

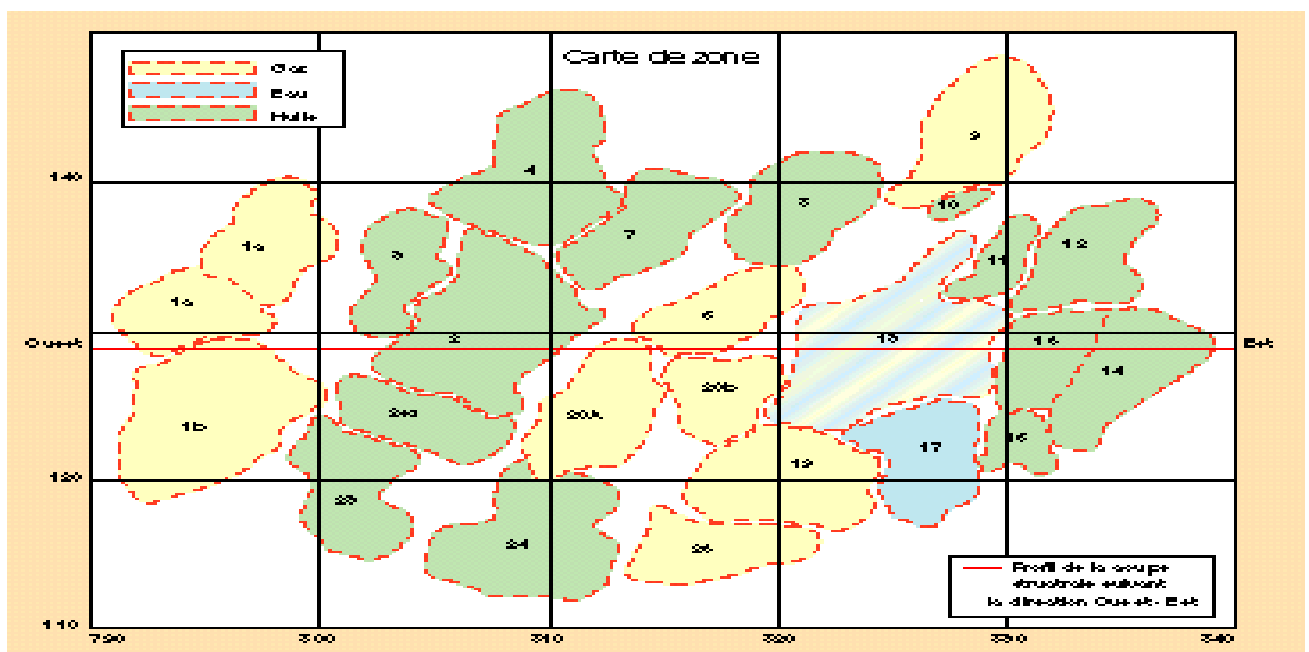


Figure 1. 3: Zonation du champ de Hassi Messaoud. [2]

I.5. Description du réservoir :

Le champ de Hassi Messaoud fait partie de la province orientale de la plate-forme saharienne. Cette province contient les principales accumulations d'hydrocarbures du Sahara ; les réservoirs sont principalement constitués par différents niveaux gréseux du Cambro-ordovicien et du Trias. Sa profondeur varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m. L'huile est légère avec un degré API de 45.4. Sa pression initiale évaluée dans le puits est de 482 kg/cm² pour un point de bulle compris entre 140 kg/cm² et 200 kg/cm². (Voir l'annexe A)

A Hassi Messaoud les hydrocarbures se trouvent dans le cambro-ordovicien qui se subdivise de bas en haut en :

- Grès de Hassi Messaoud. Grès d'EL- GASSI (partie inférieure de l'argilo- gréseuse d'Oued Maya). [1]

I.1. 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), 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 : \approx - 3380 m. Côte de référence : \approx - 3200 m.
- Point de Bulle : 140 à 200 kg/cm².
- L'épaisseur de la zone productive peut atteindre 120m au maximum.
- La saturation en huile est de 80 % à 90 % maximum.

I.7. Paramètres réservoir contrôlant l'injection:

- **Mobilité:**
 - Rapport de mobilité favorable à l'eau :
 - μ (eau) = 0.45 cp @ 480 kg/cm²
 - μ (huile) = 0.25 cp @ 480 kg/cm²

- **Mouillabilité de la roche réservoir :**
 - Un seul test réalisé sur le puits MD488 (06 échantillons):
 - mouillabilité neutre
 - mouillabilité à l'huile
- **La pression de gisement**
 - Favorable pour le gaz quand la P_g est supérieure à la pression de miscibilité
 - la réduction de la S_{or}
- **Perméabilité:** Variable selon les drains
 - Favorise les percées rapides à travers le drain le plus perméable (D1 et D2 meilleurs réservoirs). [1]

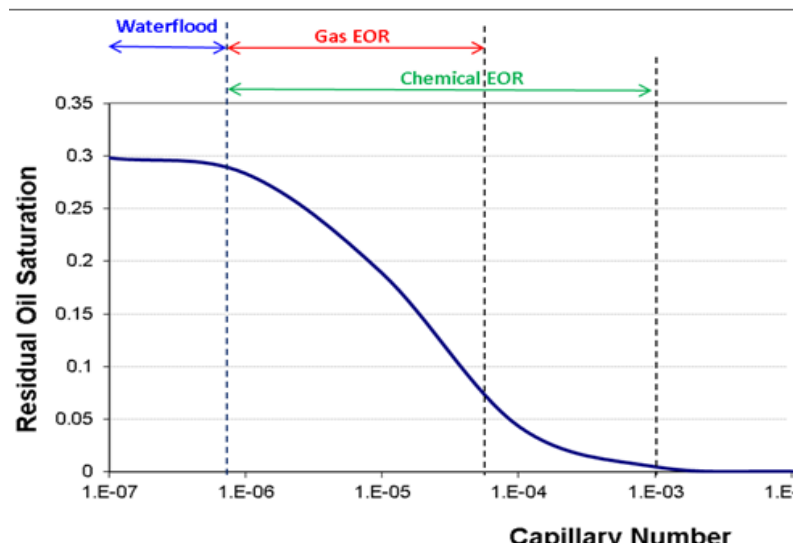


Figure 1. 4: Paramètres réservoir contrôlant l'injection au Hassi Messaoud. [2]



CHAPITRE II

Généralités sur les polymères

II.1. Définition des polymers:

Les polymères sont des composés chimiques macromoléculaires qui présentent plusieurs caractéristiques spécifiques :

- Leur poids moléculaire est élevé; il peut aller de quelques milliers à plusieurs millions de daltons. Dans les procédés de récupération assistée du pétrole (RAH), les poids moléculaires moyens peuvent varier entre 3 et 35 millions de daltons.
- Ils sont composés d'unités de répétition nommées d'après le monomère utilisé. Le polyacrylamide, par exemple, est une chaîne de polymères qui consiste en des unités répétitives provenant de l'acrylamide.
- La synthèse des polymères est un processus complexe qui comporte généralement plusieurs étapes, chacune entraînant la formation d'une liaison et d'une extension de chaîne.
- Les polymères sont généralement polydispersés, ce qui signifie que les micromolécules ont la même composition chimique, mais différentes longueurs de chaîne coexistent dans un échantillon. Dans l'industrie pétrolière et gazière, deux familles sont généralement prises en compte pour tenter d'augmenter la viscosité de l'eau pour l'amélioration du balayage des réservoirs : les biopolymères (polysaccharides) et les polymères synthétiques [4]

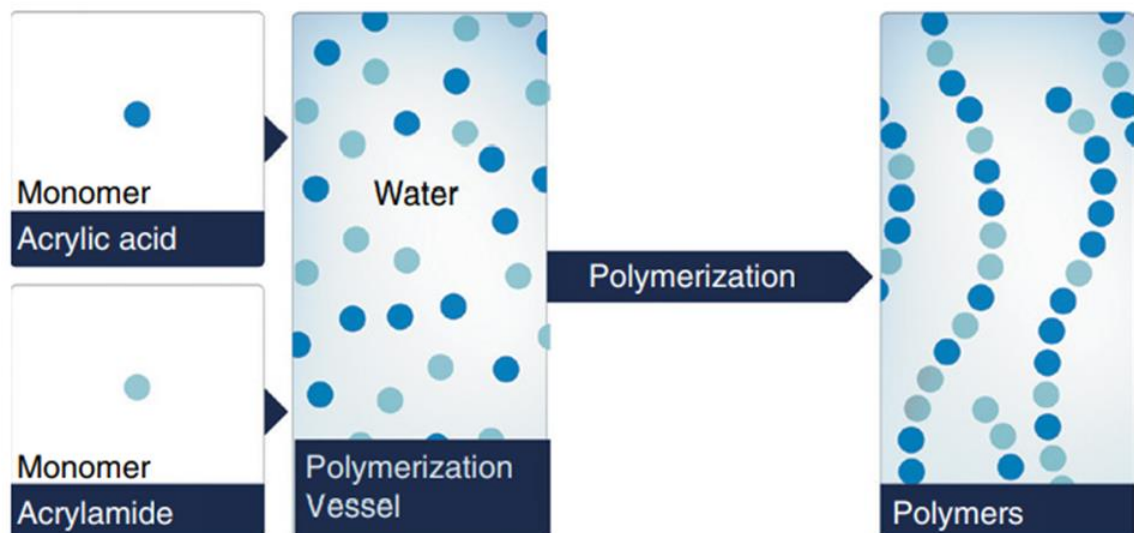


Figure 2. 1: processus de polymérisation [7]

II.2. Types des monomers polyacrylamide:

II.2.1. Monomers :

En plus de l'acrylamide, plusieurs autres monomères peuvent être incorporés pendant la synthèse pour répondre à des fins spécifiques. Dans les applications chimiques de RAH, la grande majorité des projets ont été/sont mis en œuvre dans des réservoirs de grès utilisant des polymères anioniques pour minimiser l'adsorption. Puisque l'acrylamide est non ionique, une charge négative peut être apportée soit en incorporant un monomère spécifique tel que l'acide acrylique ou en hydrolysant les moitiés d'amide avec la soude caustique, produisant des groupes de fonction d'acide carboxylique. Le premier processus est appelé copolymérisation, et le second est appelé post-hydrolyse.(voir Annexe B)

II.2.2. Acrylamide :

L'acrylamide ($-\text{CH}_2\text{CHCONH}_2-$) est un composé blanc cristallin soluble dans l'eau dérivé de l'acrylonitrile [4]. Il contient une double liaison déficiente en électrons et un groupe amide et subit des réactions chimiques typiques de ces deux fonctionnalités [5].

L'acrylonitrile est produit par réaction du propylène, de l'ammoniac et de l'oxygène dans un lit fluidisé unique de catalyseur complexe.

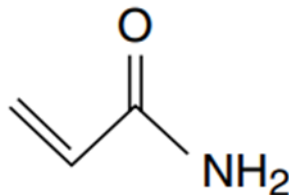


Figure 2. 2: Molécule de Acrylamide

II.2.3. Acrylic Acid :

Les polyacrylamides anioniques les plus couramment utilisés dans l'industrie de la RAH sont les copolymères d'acrylamide et d'acide acrylique .L'acide acrylique est un acide carboxylique modérément fort ; il a été préparé pour la première fois en 1847 par oxydation de l'acroléine [6].

Aujourd'hui, la principale demande d'acide acrylique reste pour les superabsorbants utilisés dans les produits hygiéniques, y compris les couches.

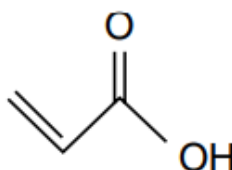


Figure 2. 3: Molécule de Acrylic Acid

II.2.4. Acrylic Acid ATBS :

L'ATBS (ou AMPSTTM) désigne l'acide butylsulfonique tertiaire acrylamido (ou, strictement, l'acide acrylamido-2-méthylpropane sulfonique). L'ATBS est obtenu par la réaction de Ritter à l'acrylonitrile et à l'isobutylène en présence d'acide sulfurique et d'eau.

Ce monomère a été étudié pour surmonter les problèmes de stabilité des groupes d'amide à haute température. Les groupes diméthyl et sulfométhyl entravent stériquement la fonction amide et assurent la stabilité thermique et hydrolytique des polymères contenant de l'ATBS. L'hydrolyse excessive des groupes d'amide en carboxylate est une cause majeure d'instabilité des polyacrylamides; elle peut provoquer la précipitation des polymères et, par conséquent, la perte de viscosité.

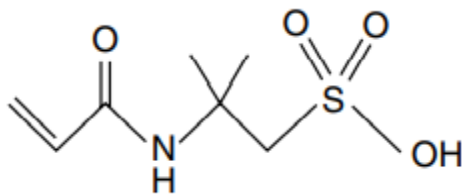


Figure 2. 4: Molécule de Acrylic Acid ATBS

II.3. Processus de polymérisation :

L'acrylamide peut être polymérisé par initiation de radicaux libres ou par un mécanisme anionique [6]. La polymérisation des radicaux libres utilise des substances qui produisent des radicaux par scission homolytique lorsqu'elles sont chauffées ou irradiées, par exemple. Les initiateurs de radicaux libres les plus courants sont les peroxydes, les hydroperoxydes, les peresters et les composés azoïques aliphatiques tels que l'AIBN (azobisisobutyronitrile). Le mécanisme de

polymérisation des radicaux libres est divisé, de façon simpliste, en trois étapes : l'initiation, la propagation et la fin. **La réaction d'initiation** est l'attaque d'un monomère par un radical provenant de l'initiateur. Cette réaction est ensuite répétée des milliers de fois pour chaque chaîne nouvellement formée (**propagation**). La terminaison est possible par la combinaison de deux radicaux propagateurs ou par l'ajout d'un agent de transfert impliquant la destruction mutuelle des radicaux et impactant la distribution finale du poids moléculaire du produit [5]

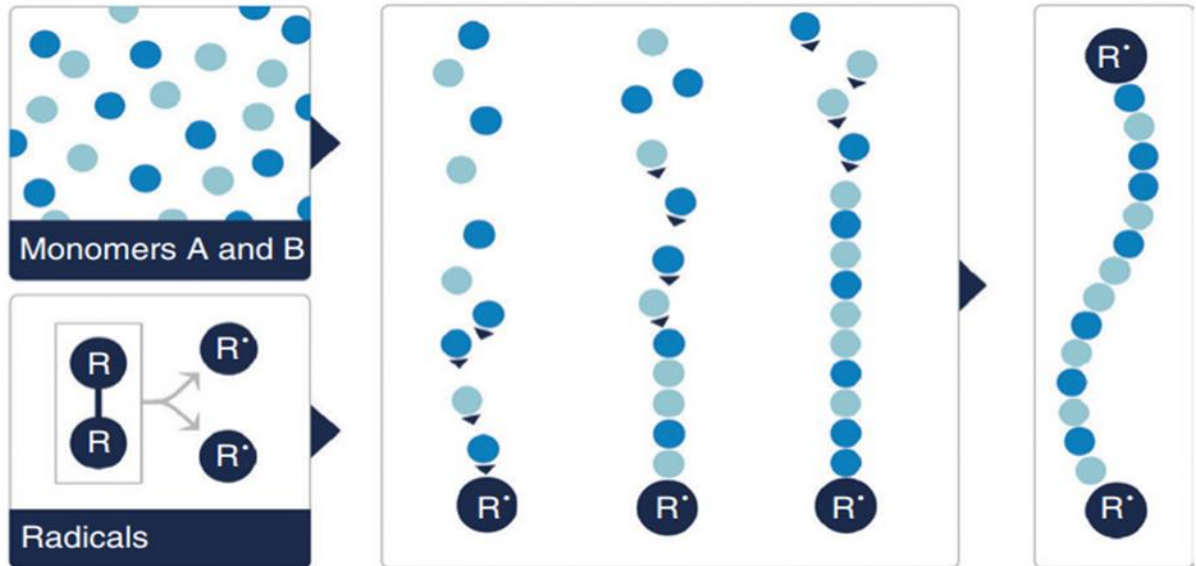


Figure 2. 5: polymérisation radicalaire [7]

II.4. Choix des polymers :

Le choix de la forme polymère et de la composition chimique la plus appropriée dépend de quelques facteurs qui seront abordés dans les paragraphes suivants. Afin de présélectionner plusieurs polymères candidats, il est nécessaire de connaître la température du réservoir, la perméabilité moyenne et la salinité de l'eau d'injection.

La température du réservoir et la salinité de l'eau d'injection sont nécessaires pour optimiser la chimie. La perméabilité est nécessaire pour adapter le poids moléculaire moyen du produit final afin d'assurer une propagation en douceur des molécules à travers la roche.

II.4.1. Chimie des polymères :

La sélection de la composition monomérique optimisée est primordiale pour garantir que la viscosité cible sera maintenue tout au long du trajet dans le réservoir. Au-dessus de 60 °C (mais aussi selon le pH et le temps), les groupes d'acrylamide le long de la chaîne de polymère subissent une hydrolyse et forment des groupes d'acrylate. S'il y a une concentration significative de cations divalents dans la saumure, le polymère peut précipiter dehors.

Conduisant à une baisse irréversible de viscosité. Habituellement, les copolymères d'acrylamide et d'acide acrylique sont considérés jusqu'à 75 °C dans les saumures douces. Toutefois, en l'absence d'oxygène et de cations divalents, ces polymères peuvent demeurer stables jusqu'à 120 °C [8] ¹.

II.4.2. Sélection de polymères :

Trois paramètres sont nécessaires pour démarrer : la température du réservoir, la salinité (et, plus précisément, un paramètre appelé R^+), et la perméabilité Le paramètre R^+ est défini comme suit :

$$R^+ = \frac{[C_{cat\ div}]}{[C_{cat\ mono}] + [C_{cat\ div}]} \quad \text{Eq (2.1)}$$

Où $[C_{cat\ div}]$ est le nombre de moles de cations divalents dans la saumure et $[C_{cat\ mono}]$ est le nombre de moles de cations monovalents dans la saumure.

Table 2. 1: comparaison de la salinité et de la tolérance au cisaillement de différents produits chimiques. [5]

| | R^+ | Salinité (ppm) |
|---|-------|----------------|
| Copolymères standards | <0.05 | <50 000 |
| Normes copolymers | <0.05 | <100 000 |
| Copolymères d'alcyramide et d'ATBS | >0.1 | <100 000 |

¹ À des températures plus élevées et/ou lorsque le contenu divalent augmente, il est possible d'incorporer l'ATBS pour empêcher les précipitations et prolonger la température.

II.4.3. Poids moléculaire :

Pour la RAH, la connaissance de la perméabilité moyenne du réservoir et la comparaison avec les études de laboratoire existantes et les cas sur le terrain aident à indiquer le meilleur poids moléculaire moyen pour le choisi, ce qui permet une bonne propagation dans la matrice.

Table 2. 2: Corrélation empirique entre le poids moléculaire moyen et la perméabilité minimale. [7]

| Poids moléculaire moyen (Million Da) | Perméabilité minimale (mD) |
|---|-------------------------------|
| >20 | >1000 |
| 18-20 | >750 |
| 15-18 | >500 |
| 12-15 | >350 |
| 8-12 | >200 |
| 5-8 | >100 |
| 1-5 | >10 |

II.5. Caractéristiques des polymères :

II.5.1. La viscosité :

La viscosité est l'une des méthodes les plus fréquemment utilisées pour caractériser les solutions de polymères en raison de la facilité et de la rapidité de la mesure.

L'ajout de macromolécules de très grande taille dans un solvant permettra de mesurer un rehaussement de viscosité sur le solvant pur. Un polymère n'est capable d'augmenter la viscosité d'un milieu que si les chaînes de polymère sont déployées. Cela signifie que les interactions polymère/solvant devraient être plus favorables d'un point de vue énergétique que les interactions polymère/polymère.

En outre, dans un milieu polaire comme l'eau, un polymère anionique sera en mesure de se développer en raison de répulsions électrostatiques. Plus le volume hydrodynamique est grand, plus la viscosité résultante est élevée.

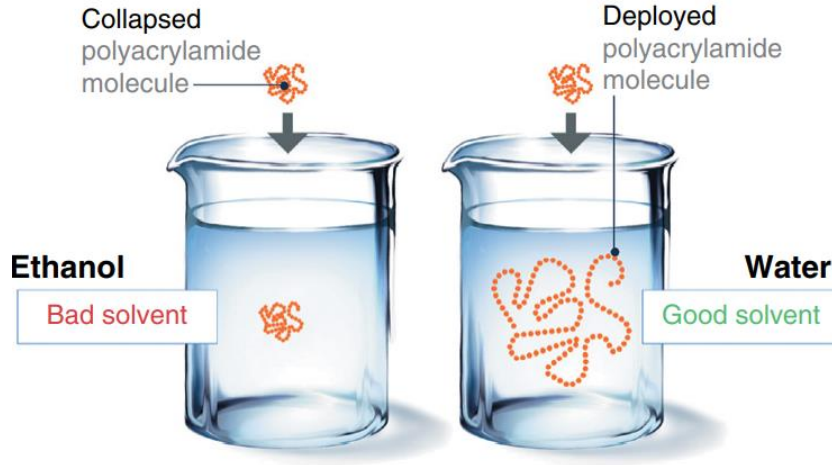


Figure 2. 6: Procédé de viscosification des solvants par addition de polymères.

La viscosité spécifique exprime le degré d’amélioration de la viscosité d’un solvant :

$$\eta_{sp} = \frac{\eta - \eta_s}{\eta_s} \quad \text{Eq (2.2)}$$

Où η et η_s sont la viscosité de la solution et du solvant, respectivement.

De nombreux facteurs influent sur la viscosité illustre l’impact de la teneur en sel (via R^+) sur la viscosité², et la figure 2.7 illustre l’impact de la température.

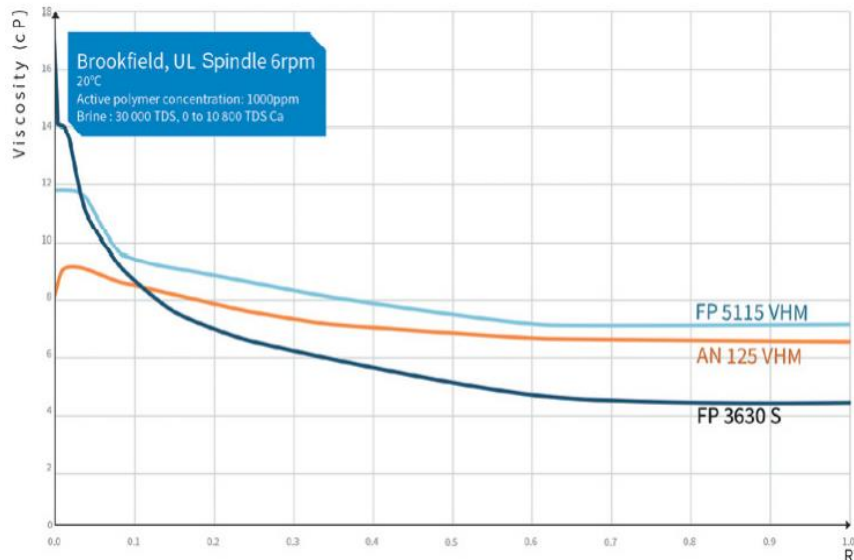


Figure 2. 7: l’impact de la teneur en sel sur la viscosité [46]

² l’ajout de sels permettra de filtrer les charges négatives sur les supports polymères et d’influer sur les répulsions électrostatiques à l’origine du déploiement des polymères

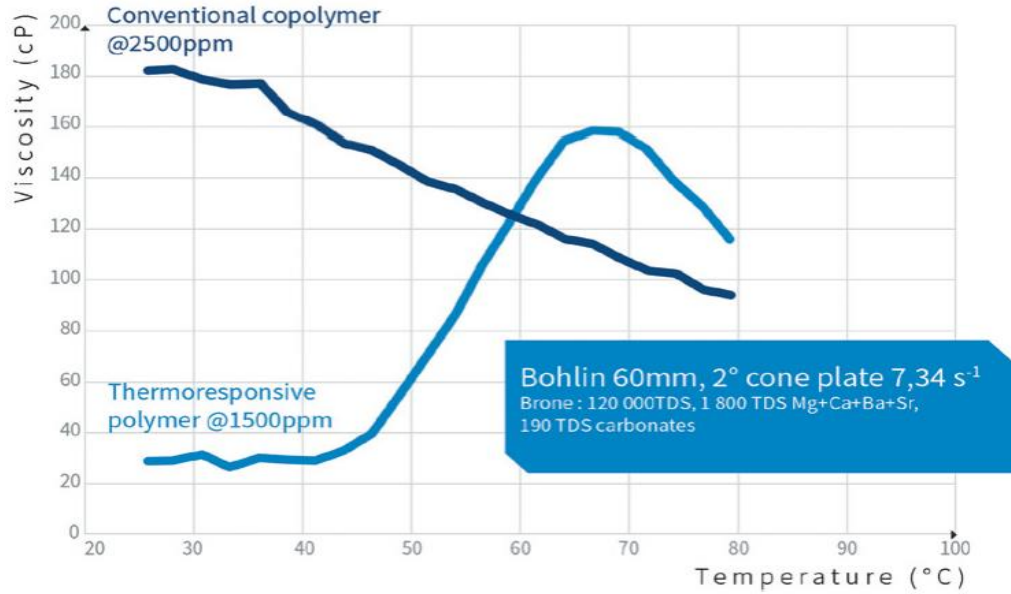


Figure 2. 8: l'impact de température sur la viscosité [46]

II.5.3. Rhéologie :

Les solutions de polyacrylamide sont des fluides non-newtoniens³, ces solutions de polymère montrent un comportement pseudoplastique : la viscosité diminue à mesure que le taux de cisaillement augmente (également appelé amincissement de cisaillement). Un tel comportement peut être décrit à l'aide d'un modèle de loi de puissance (Power-Law), comme la montre [9]. la figure 2.9 montre que la viscosité dépend du taux de cisaillement appliquée.

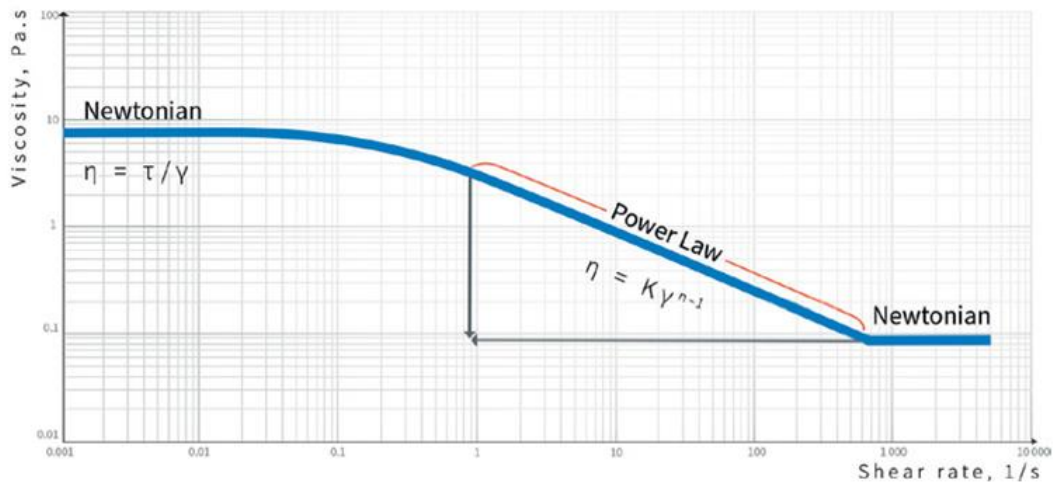


Figure 2. 9: viscosité d'une solution de polyacrylamide en fonction de taux de cisaillement. [9]

³ La viscosité dépend du taux de cisaillement appliqué.

II.5.4. Solubilité :

Lorsqu'on considère les polyacrylamides sous forme de poudre, il est important de tenir compte de la solubilité du produit pour s'assurer qu'il ne reste pas de particules insolubles ou gonflées avant l'injection. Les yeux de poissons - *fish eyes* - (particules insolubles) peuvent nuire à l'injectivité et nuire à l'efficacité de la technologie RAH. Des essais de filtration sont généralement utilisés pour s'assurer que le lot de polymères correspond aux spécifications établies dans le certificat d'analyse.

II.6. Stabilité du polymère :

Les polymères sont sensibles à plusieurs types de dégradations qui peuvent se produire du côté de l'injection ou de la production dans les processus d'EOR. Il est primordial de protéger le polymère côté injection pour s'assurer que la bonne viscosité est injectée et que l'intégrité est maintenue lors de l'écoulement dans le réservoir pour éliminer l'huile.

II.6.1. La dégradation :

L'un des principaux problèmes avec l'injection de polymères est que les polymères se dégradent très facilement. Quand une solution de polymère se dégrade, les molécules de polymère à longue chaîne se décomposent. En conséquence, le poids moléculaire des polymères diminue et la solution perd une grande partie de sa viscosité. De nombreux facteurs contribuent à la dégradation d'une solution polymère, le plus important étant le cisaillement mécanique et le taux de déformation dans les dispositifs d'écoulement des fluides utilisés dans le cadre des opérations d'injection de polymères. D'autres facteurs importants sont la concentration en sel, la concentration en oxygène et les températures élevées. [10]

II.6.1.1. La dégradation chimique :

La dégradation chimique ou oxydative est, dans la grande majorité des cas, une réaction en chaîne de radicaux libres qui peut être grandement accélérée lors de l'irradiation par les UV, par exemple. Un site radical peut être créé sur le squelette du polymère en supprimant un atome d'hydrogène tertiaire. Un radical peroxy est généré lorsque ce site se lie à une molécule d'oxygène. Ce dernier

peut à son tour emporter un autre hydrogène tertiaire, ou il peut induire une scission en chaîne [5].

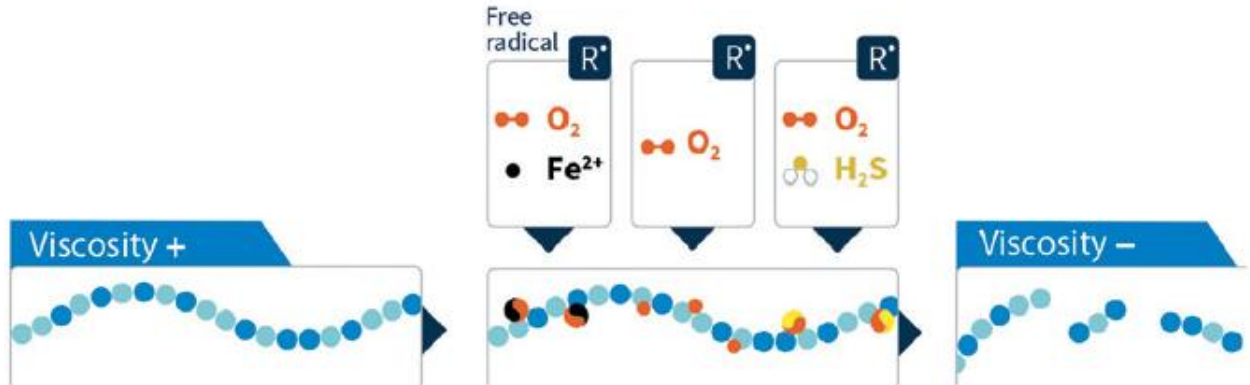


Figure 2. 10: Dégradation chimique par les radicaux libres générés par la réaction Red/Ox entre l'oxygène et le fer ou le sulfure d'hydrogène.

II.6.1.2. Protection contre la dégradation chimique :

De nombreuses stratégies peuvent être appliquées, selon les cas. Le scénario le plus simple est celui où il n'y a pas d'oxygène, peu importe la présence d'autres contaminants et leurs concentrations. Dans ce cas, il faut s'attendre à une faible dégradation des polymères. S'il y a de l'oxygène dissous dans l'eau, mais sans aucune source de Fe²⁺ ou de H₂S, il y aura peu ou pas de dégradation.

- Éliminer l'oxygène en ajoutant des charognards (dithionite, sulfite, bisulfite).
- Ajouter des charognards de radicaux libres au polymère lui-même ou dans la solution de polymère.
- Retirer le fer (II) ou le H₂S. L'enlèvement du fer peut être réalisé par précipitation (aération de l'eau ou modification du pH) et / ou par des technologies de filtration spécifiques (sables verts⁴).

II.6.1.3. Dégradation mécanique :

La dégradation mécanique du polymère se produit lorsque la molécule est soumise à un taux de cisaillement excessif ou à des chutes de pression uniques dans un tuyau, un étranglement, un orifice ou une pompe, ce qui entraîne une scission de la chaîne et, finalement, une perte de viscosité

⁴ Le milieu de sable vert est enduit de dioxyde de manganèse, ce revêtement fournit le catalyseur dans la réaction d'oxydation du fer et du manganèse.

(figure 2.11). Plus le poids moléculaire et la longueur de la chaîne sont élevés, plus la sensibilité à la dégradation mécanique n'est élevée.

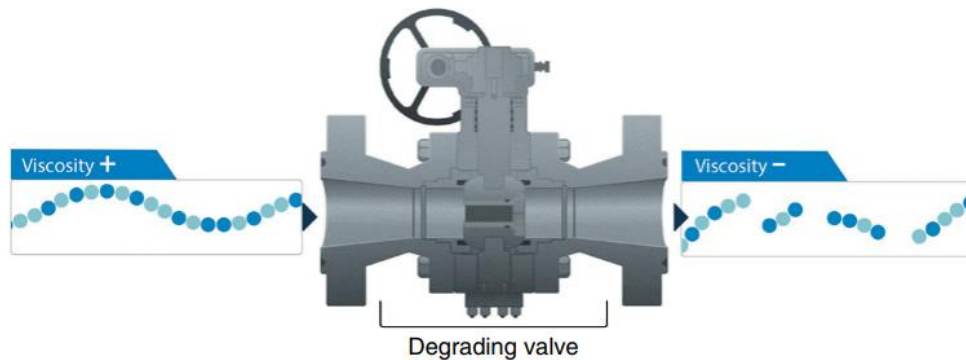


Figure 2. 11: Dégradation mécanique due à une vanne.

Le choix de l'équipement est primordial pour s'assurer que peu de dégradation se produira dans le système. Voici quelques exemples :

- Les pompes centrifuges ne doivent pas être utilisées pour la solution de polymère. Les pompes à cavité progressive ou triplex sont préférables.
- Les collecteurs ne doivent pas être utilisés pour contrôler le débit. Les goulottes doivent être complètement ouvertes, évitées ou remplacées par des dispositifs de non cisaillement.
- Les débitmètres à turbine doivent être évités.

II.6.2. La Rétention :

La réduction de la perméabilité pendant l'injection de polymère est due à plusieurs interactions du fluide et du milieu poreux. La réduction de la perméabilité a un effet critique sur la productivité des crues, en particulier dans les réservoirs initialement peu perméables.

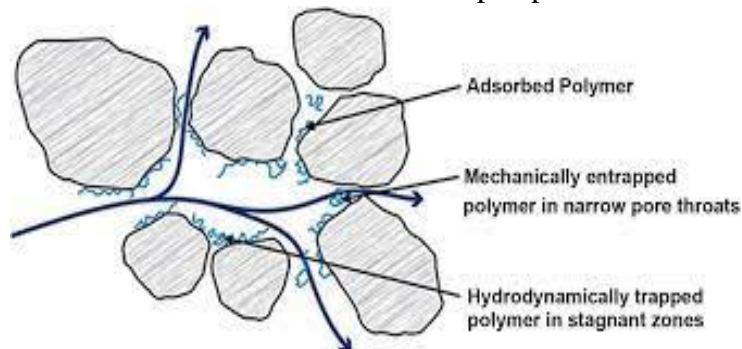


Figure 2. 12: mécanismes de rétention.

Cette réduction entraîne toujours, dans une certaine mesure, des dommages irréparables au réservoir, une diminution de l'efficacité de production et des coûts plus élevés. [10]

Habituellement, un faible pourcentage du liquide polymère injecté est perdu en raison de la rétention. Cela comprend trois mécanismes :

- **Adsorption.** Le polymère « colle » à la roche par l'intermédiaire des forces de van der Waals ou des liaisons ioniques ou hydroélectriques. Étant donné la possibilité pour la molécule de s'attacher à la roche en de nombreux points, l'adsorption est généralement considérée comme irréversible.
- **Piégeage mécanique.** Les très grosses molécules peuvent être piégées physiquement à l'entrée des gorges des pores.
- **Rétention hydrodynamique.** Les molécules peuvent être emprisonnées temporairement dans les régions où le flux est stagnant.

Le débit peut avoir un impact sur les deux derniers mécanismes, mais, d'une manière générale, la rétention des polymères peut être considérée comme presque irréversible. [11]

II.6.2.1 Mesure de rétention :

De nombreuses techniques sont utilisées pour mesurer la rétention. La technique préférée pour quantifier la rétention des polymères est la méthode dynamique (2.13). Dans ce cas, deux banques de solution de polymère sont injectées, séparées par une limace de saumure.

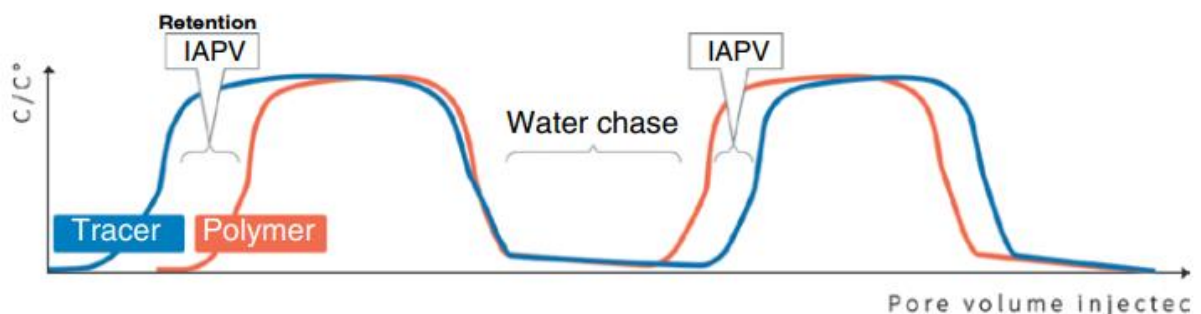


Figure 2. 13: Détermination de la rétention et du volume des pores inaccessibles avec la méthode dynamique.

Un traceur peut également être ajouté pour déterminer le volume des pores inaccessibles en comparant les temps de percée entre le traceur et le polymère. La rétention des polymères peut être

déterminée en traçant les profils de concentration ou de viscosité des effluents par rapport au volume des pores injectés.

La valeur peut être affectée par divers paramètres, notamment les suivants :

- Chimie des polymères
- Poids moléculaire
- Salinité
- Concentration injectée
- Lithologie, présence d'argiles

Il est possible de minimiser la rétention en jouant avec la chimie des polymères et le poids moléculaire ou même en injectant des agents sacrificiels avant le cocktail chimique pour saturer les sites d'adsorption et minimiser la rétention des polymères et/ou des agents tensioactifs injectés dans les procédés chimiques de EOR [12, 13].



CHAPITRE III

Les méthodes d'EOR Chimique

Injection

III.5. Introduction :

Les méthodes chimiques utilisent une formulation chimique dissoute dans l'eau douce ou la saumure, qui favorise une diminution du rapport de mobilité. Le changement du rapport de mobilité est réalisé en ajoutant du polyacrylamide soluble dans l'eau d'injection pour augmenter sa viscosité et améliorer l'efficacité de balayage à l'intérieur du réservoir. Il est également possible de modifier le nombre de capillaires en ajoutant des agents actifs de surface (surfactants), ce qui réduira la tension interfaciale et mobilisera l'huile résiduelle piégée dans le réservoir. L'ajout d'alcali favorise les changements de mouillabilité, génère des surfactants in situ (par saponification) et permet une diminution de la concentration de surfactant lors de la prise en compte de l'ASP.

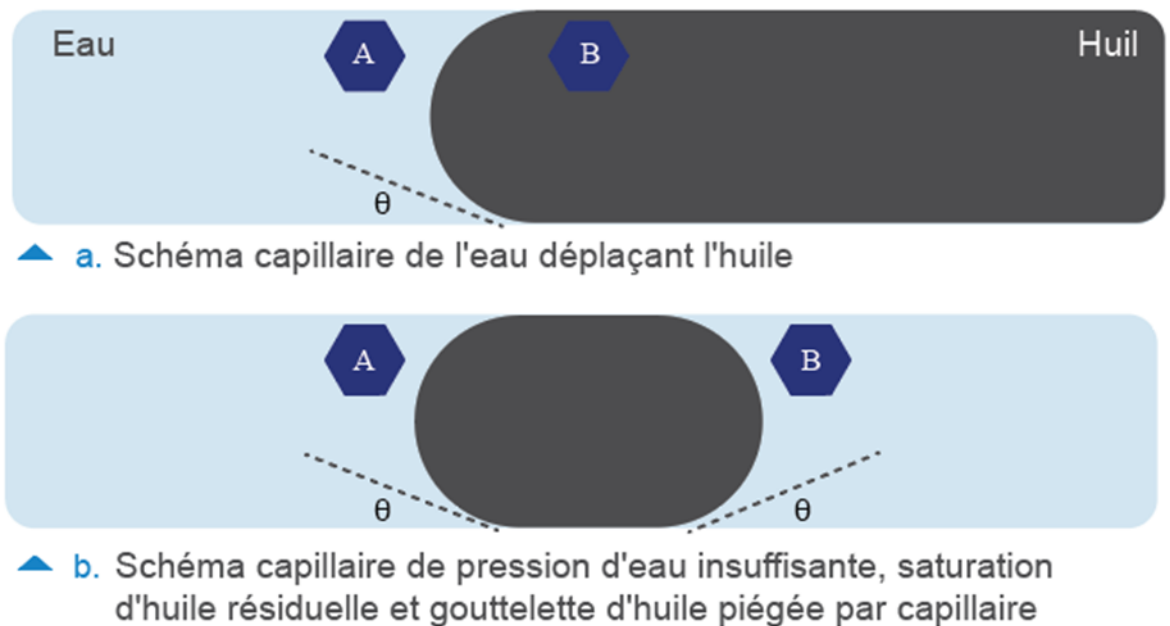


Figure 3. 1: Clarification le concept de mobilisation et de piégeage des hydrocarbures résiduels. [13]

Dans ce système général de deux liquides d'huile et d'eau, l'huile serait considérée comme la phase non mouillante, tandis que l'eau serait considérée comme la phase mouillante. Initialement, l'huile est facile à déplacer d'un capillaire avec des exigences de faible force et de pression. Dans la deuxième image (b) du schéma de **figure 3.1**, la pression de l'eau est insuffisante pour surmonter la pression capillaire à l'intérieur de la gouttelette d'huile piégée, et une saturation d'huile résiduelle se développe. La relation entre la pression capillaire, la tension interfaciale (IFT) et le rayon du tube est donnée par l'équation de pression capillaire, illustrée dans sa forme générale en Eq. (3.1).

- **Pression capillaire**

La pression capillaire, notée P_c , est définie comme la différence de pression existant entre la phase non- mouillante (la phase d'huile) et la phase mouillante (la phase d'eau) d'une interface à l'équilibre. À partir d'un tube capillaire mouillable à l'eau de rayon r contenant de l'huile et de l'eau.

$$P_c = \frac{2\sigma_{ow}\cos\theta}{r} \quad \text{Eq (3.1)}$$

- **Nombre capillaire**

La corrélation pour un fluide mouillant déplaçant un fluide non mouillant peut être comprise à travers le concept de nombre capillaire, N_{ca} qui est mieux décrit par le rapport des forces visqueuses aux forces capillaires pendant le processus de déplacement [14].

$$N_{ca} = \frac{\mu_w * U}{\sigma_{ow}\cos\theta} \cdot \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right)^{0.4} \quad \text{Eq (3.2)}$$

Où μ est la viscosité du fluide (cP), U est Darcy du fluide ou vitesse superficielle (cm/s), et σ est la tension superficielle ou interfaciale (dyne/cm).

À partir de la formule, il est intuitif que N_{ca} peut être augmenté en augmentant la vitesse, en augmentant la viscosité de l'eau, ou en diminuant IFT entre l'huile et l'eau. En général, la plupart des conditions d'injection fonctionnent de telle sorte qu'une plage comprise entre $10^{-6} < N_{ca} < 10^{-8}$, selon que l'huile a une viscosité élevée ou un IFT détriment entre l'eau et les liquides d'huile. Pour atteindre cet objectif par la seule vitesse, des taux de champ irréalisables seraient nécessaires pour augmenter suffisamment la vitesse des pores. Il est donc nécessaire d'augmenter la viscosité ou d'abaisser l'IFT.

- **Efficacité de balayage**

L'efficacité de tout processus de récupération peut être définie par la quantité d'huile qui est mise en contact et déplacée dans un réservoir donné. L'efficacité de récupération, E , est le produit de deux termes :

- Efficacité de balayage macroscopique (mobilisation à l'échelle du réservoir, E_V).
- Efficacité de balayage microscopique (mobilisation à l'échelle des pores, E_D – également connue sous le nom d'efficacité de déplacement [15]).

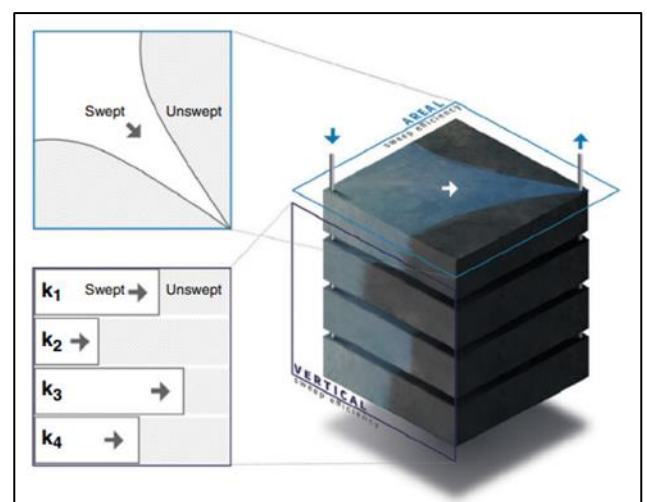


Figure 3. 2: Efficacité du balayage vertical et aréal.

L'efficacité du déplacement macroscopique se rapporte au volume du réservoir touché par le liquide de déplacement et est généralement subdivisée en efficacités macroscopiques aréales et verticales. Cette valeur est influencée par les caractéristiques des réservoirs (géologie, hétérogénéités, fractures) et par les propriétés des fluides (viscosité, densité). Par exemple, il peut être amélioré en maintenant un rapport de mobilité favorable entre le déplacement et les fluides déplacés en ajoutant des polymères à la viscosité de l'eau injectée.

L'efficacité du déplacement microscopique dépend des interactions physiques et chimiques qui existent entre le liquide de déplacement et l'huile. Celles-ci comprennent la miscibilité, la mouillabilité et la tension interfaciale, qui peuvent être modifiées en ajoutant des additifs spécifiques au fluide injecté pour déloger l'huile du milieu poreux.

$$E = E_D \cdot E_V \quad \text{Eq (3.3)}$$

$$E_D = 1 - \frac{S_{or}}{S_{oi}} \quad \text{Eq (3.4)}$$

$$E_V = \frac{N_{pwf}}{V_p \left(\frac{S_{oi}}{B_{oi}} - \frac{S_o}{B_o} \right)} \quad \text{Eq (3.5)}$$

Où S est saturation, B est facteur de volume de formation, V_p le volume des pores et o,oi et or sont pour l'huile, l'huile initiale, l'huile résiduelle, respectivement, l'objectif de la RAH est de maximiser E .

III.2. Polymer Flooding :

L'injection de polymères consiste à ajouter des polymères en poudre ou en émulsion à l'eau d'injection, ce qui rend l'eau viscosifiante et diminue sa mobilité. Même de faibles réductions de la mobilité en phase aqueuse par rapport à la phase d'huile peuvent atténuer la propension aux instabilités visqueuses. En plus de l'augmentation de la viscosité, certains polymères peuvent adhérer à la roche-réservoir et diminuer la perméabilité en phase aqueuse, ce qui entraîne un rapport de mobilité plus faible. Il en résulte une plus grande efficacité de balayage des réservoirs verticaux et aréolaires, ce qui se traduit à son tour par un facteur de récupération du pétrole accéléré (Figure 3. 3) et souvent plus élevé à la fin du processus de RAH. L'un des principaux paramètres à évaluer lors du dépistage l'injection de polymère est le rapport de mobilité, M .

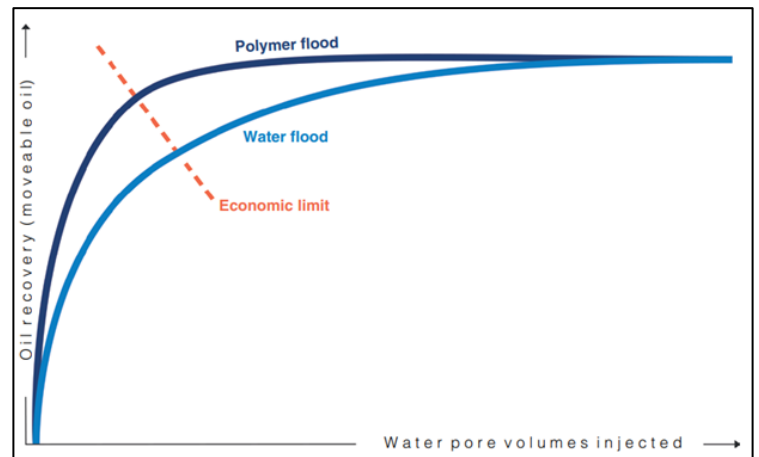


Figure 3. 3: Comparaison entre Polymer Flood et WaterFlood

Il en résulte une plus grande efficacité de balayage des réservoirs verticaux et aréolaires, ce qui se traduit à son tour par un facteur de récupération du pétrole accéléré (Figure 3. 3) et souvent plus élevé à la fin du processus de RAH. L'un des principaux paramètres à évaluer lors du dépistage l'injection de polymère est le rapport de mobilité, M .

- Rapport de mobilité

$$M = \frac{\lambda_o}{\lambda_w} = \frac{\mu_o/k_{ro}(S_{we})}{\mu_w/k_{rw}(S_{or})} \quad \text{Eq (3.6)}$$

Où λ , μ et k_r sont la mobilité, la viscosité et les perméabilités relatives du point final, respectivement, où les indices w et o se réfèrent à l'eau et à l'huile.

L'injection de polymère peut être appliquée dans deux scénarios principaux :

- Lorsque le rapport de mobilité au cours d'injection d'eau n'est pas favorable (typiquement dans les huiles lourdes visqueuses), l'injection continue de polymère peut améliorer l'efficacité de balayage dans le réservoir (prolongeant considérablement la durée de vie de l'injection).
- Même avec un rapport de mobilité favorable, si le réservoir a un certain degré d'hétérogénéité nuisible dans sa stratigraphie, l'injection de polymère peut aider à réduire la mobilité de l'eau dans les couches de perméabilité élevée, soutenant le déplacement du pétrole des couches de faible perméabilité. Cela a des répercussions dans les cas où les couches sont délimitées par des schistes ou sont en équilibre vertical et qu'il existe un écoulement croisé libre.

Dans les deux cas, l'utilisation de polymères pour augmenter la viscosité de l'eau injectée permet d'améliorer considérablement l'efficacité de l'injection.

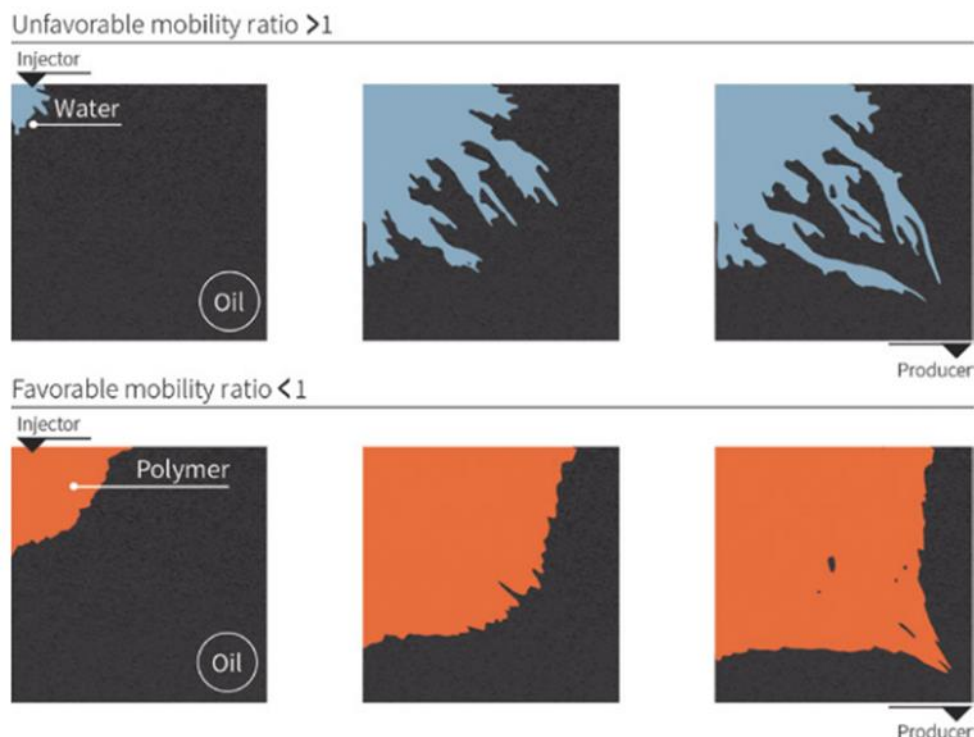


Figure 3. 4: Profils de flux pour deux cas d'injection – rapport de mobilité défavorable en haut et rapport de mobilité favorable en bas (modified [47])

Dans tous les projets d'injection de polymère, le temps de percée du polymère n'est pas seulement lié à la viscosité de la solution injectée ; plus important encore, le niveau de rétention.

III.3. Surfactant-Polymer (SP) :

Les polymères et les surfactants peuvent être injectés ensemble pour maximiser la récupération d'huile en tirant parti des efficacités de balayage macroscopique et microscopique. Il est nécessaire de co-injecter les deux produits chimiques pour s'assurer que le polymère peut se conformer à la limace chimique tandis que le surfactant peut libérer autant d'huile piégée que possible.⁵

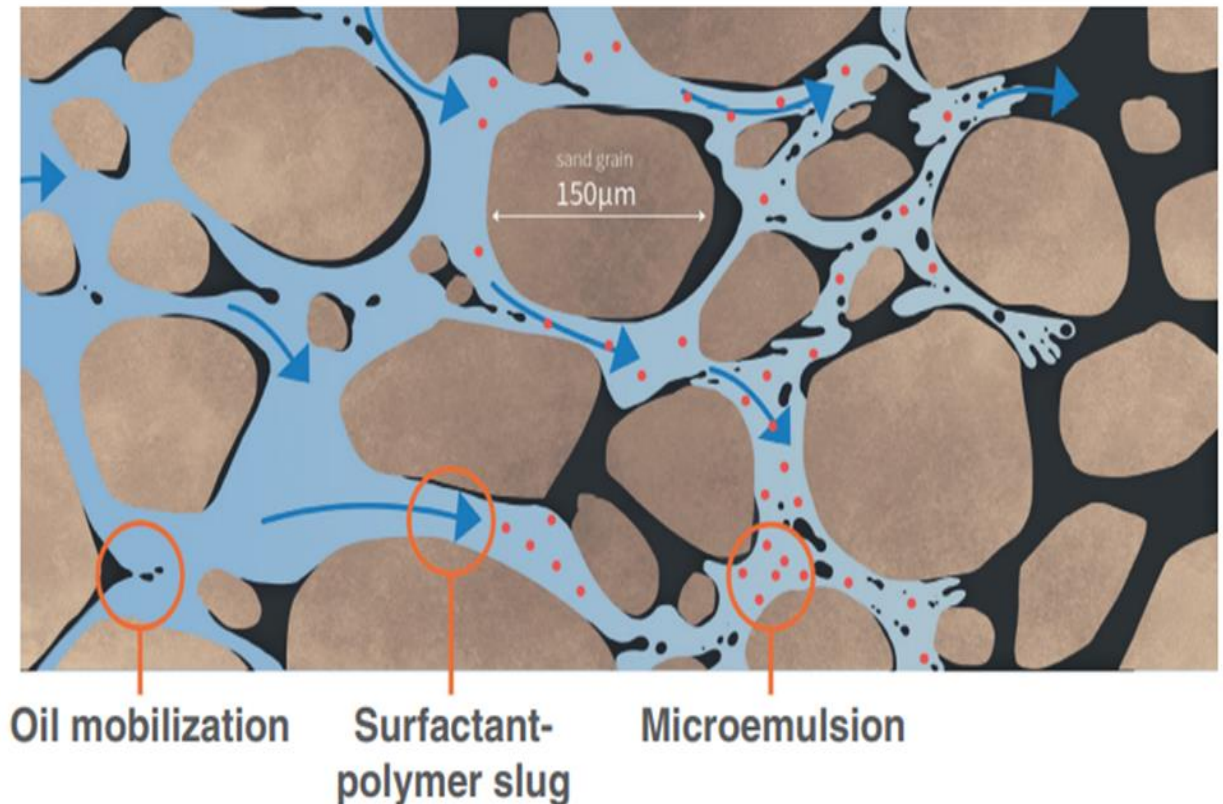


Figure 3. 5: Mobilisation de l'huile piégée lors d'une injection de surfactant-polymère (SP)

⁵ Si les surfactants sont injectés seuls, il y a un risque élevé qu'ils soient prématurément perdus dans le réservoir par adsorption

III.3.1. Notion tensioactive :

Un tensioactif (aussi appelé surfactant ou agent de surface) est une molécule modifiant la tension interfaciale entre deux phases. Généralement, un tensioactif est une molécule amphiphile, c'est à dire possédant à la fois une partie hydrophile polaire et une autre hydrophobe apolaire [16].

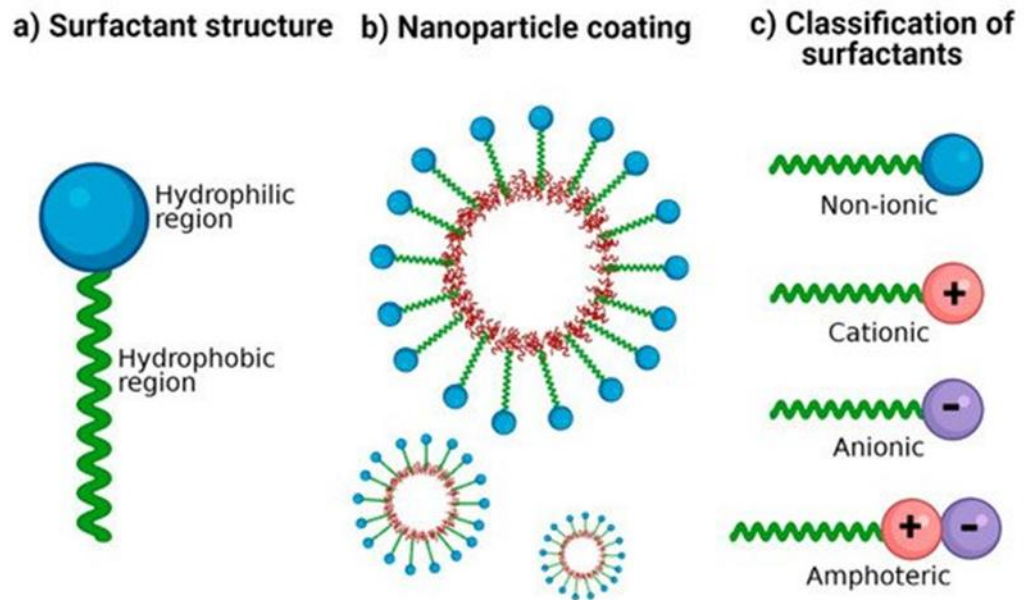


Figure 3. 6: Structure de Surfactants [41]

Le schéma d'un tensioactif est présenté figure 3.6

Grâce à la “tête” hydrophile et à la “queue” hydrophobe, le tensioactif a une affinité avec les phases hydrophiles et les phases non hydrophiles (lipophiles par exemple). Il se place donc à l'interface de ces deux phases et permet de faire chuter la tension interfaciale. Ceci permet donc de solubiliser deux phases initialement non miscibles. Dans le cas des émulsions, le tensioactif utilisé est appelé émulsifiant ou émulsionnant. Il aura une affinité avec la phase hydrophile (aqueuse) et une affinité avec la phase lipophile (grasse).

Les tensioactifs sont essentiels dans les émulsions. Ce sont eux qui facilitent, en abaissant la tension interfaciale, la formation de l'émulsion. Lors de la préparation d'une émulsion, une étape d'agitation permet aux tensioactifs de faciliter la dispersion d'une phase dans l'autre sous forme de gouttelettes. Ils assurent également la stabilité d'une émulsion dans le temps (de manière relative) en inhibant la coalescence des gouttes.

En fonction du type d'émulsion, l'orientation des tensioactifs ne sera pas la même. En effet, dans le cas d'une émulsion Huile dans l'eau, la tête hydrophile est placée à l'extérieur des gouttelettes et inversement dans le cas d'une émulsion Eau dans l'huile [17]. Cette orientation des tensioactifs est présentée figure 3.7.

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

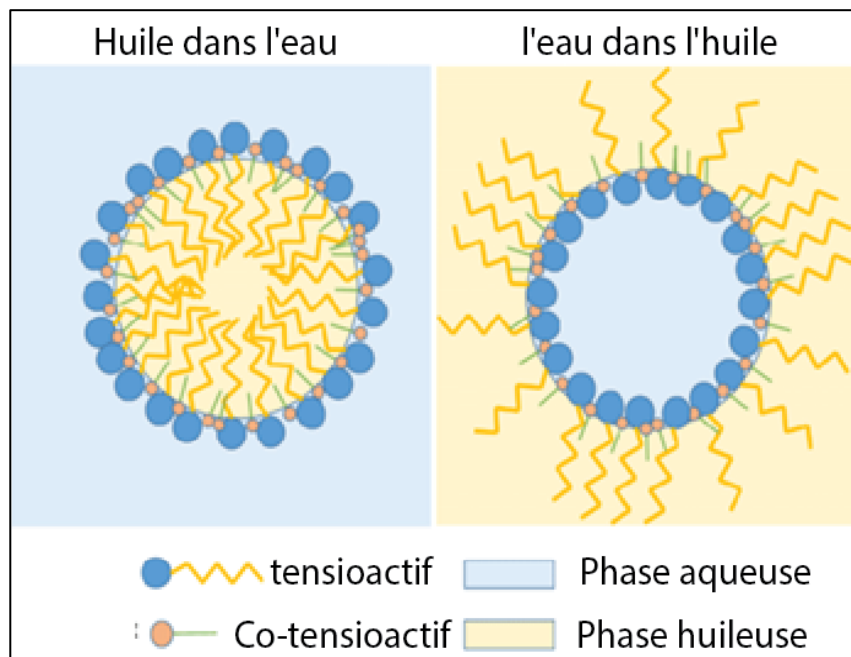


Figure 3. 7: Schéma de l'orientation des tensioactifs dans deux types d'émulsion

III.3.2. Les émulsions :

Une émulsion se définit comme la dispersion de deux phases liquides non miscibles. C'est un mélange de solutions lipophile et hydrophile se caractérisant par la présence de deux phases distinctes dont l'une est dispersée dans l'autre (Figure 3.9). On appelle phase dispersée ou phase discontinue, le liquide formant des gouttelettes, alors que l'on désigne le second fluide comme étant la phase dispersante ou la phase continue [18]. Les émulsions faisant partie des colloïdes, la dimension des gouttelettes est située entre le micromètre et le nanomètre.

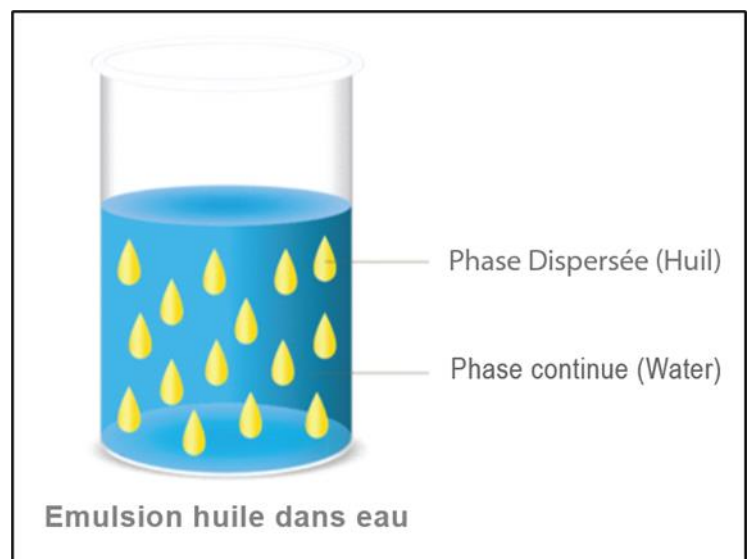


Figure 3. 8: émulsion huile dans eau. [48]

Une émulsion possède un aspect macroscopique homogène alors que sa structure microscopique est hétérogène. Cette répartition des deux liquides s'explique par la présence d'une énergie de surface au niveau de l'interface appelée tension interfaciale. Lorsque cette force est faible, on a besoin d'apporter moins d'énergie pour augmenter la surface des gouttelettes. L'émulsion est alors plus stable car on favorise la séparation des phases. [19]

III.3.3. Caractéristiques et stabilité :

On distingue trois grandes catégories d'émulsions selon la dimension des gouttelettes présentes dans la phase dispersée. En les classant dans l'ordre croissant de taille, on trouve les microémulsions, nano-émulsions, et macro-émulsions. De plus chacun de ces types d'émulsions possède des caractéristiques qui lui sont propres [20].

Contrairement à ce que l'on pense la dimension des gouttelettes des microémulsions est inférieure à celle des nano-émulsions ⁶.

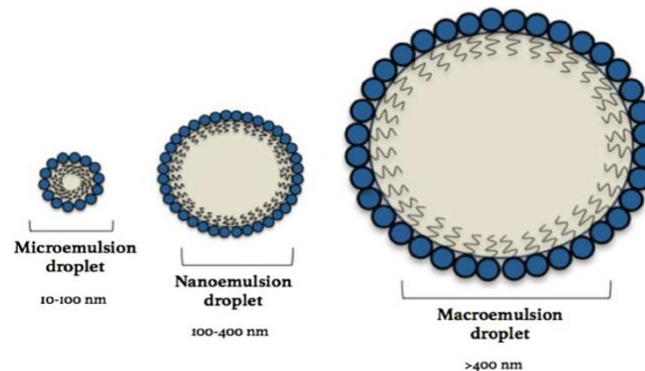


Figure 3. 9: Représentation schématique de microémulsion, nano émulsion et de macroémulsion [49]

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

Table 3. 1: Caractéristiques des différentes catégories d'émulsions.

| Propriétés | Macro-émulsion | Nano-émulsion | Microémulsion |
|--|-----------------------------------|-----------------------------------|---|
| Apparence | Opaque | Transparent ou légèrement turbide | Transparent ou légèrement turbide |
| Stabilité | Thermodynamiquement instable | Thermodynamiquement instable | Thermodynamiquement stable |
| Durée de vie | Court | Court | Court |
| Taille gouttelettes | $1\mu\text{m} <$ | 200-500 nm | 10-100 nm |
| Energie nécessaire à la formation | Méthode à forte ou faible énergie | Méthode à forte ou faible énergie | Méthode à forte ou faible énergie (formation spontanée) |
| Coût pour la formation | Peu important | Important | Peu important |
| Pourcentage de tensioactif | $< 5\%$ | 5-10 % | 10 % $<$ |

⁶ Cette confusion provient de l'ordre de découverte et de nomination de ces deux types d'émulsion

- Interfaces

Lors de l'élaboration d'une émulsion, on retrouve de nombreuses surfaces de séparation entre les différentes phases, appelées interfaces. Celles-ci se caractérisent par des propriétés physico-chimiques caractéristiques. En effet, cet espace est dans un état énergétiquement différent due à la présence d'une tension interfaciale (notée γ_{int}). Celle-ci s'explique par une réorganisation des molécules au niveau de la zone de contact induisant de nouvelles interactions. Cette force correspond à l'énergie qu'il faut apporter pour attirer les molécules vers l'interface. On peut déterminer sa valeur en faisant le rapport entre la variation d'énergie libre dF et la variation de surface notée dS . [21]



$$\gamma_{int} = \frac{dF}{ds} \quad \text{Eq (3.7)}$$



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

- Classification

Il existe quatre classes principales d'agents tensioactifs : anioniques, cationiques, non ioniques et zwitterioniques (ou amphotériques) [22]. Cette classification dépend de la nature du groupe hydrophile

Table 3. 2: Représentation de la classification des surfactants

| Tensioactif | Partie Hydrophobe | Principales propriétés |
|---|--------------------------------------|---|
|  <p>Anionic</p> | Phosphates, Sulfonates, sulfates ... | Les plus courants, peu onéreux, bons mouillants, représentent environ de 55% dans le monde. Les plus communs dans l'EOR parce qu'ils sont de bons agents tensioactifs. Relativement résistant à la rétention. |
|  <p>Cationic</p> | Ammonium quaternaire ... | Peu mouillant, utilisable dans atépslications particulières. En peu d'utilité dans l'EOR parce qu'ils sont adsorbés fortement par les surfaces anioniques d'argiles interstitielles. |

| | | |
|---|------------------|--|
|  <p>Amphoteric</p> | Betaines... | Bonne synergie avec les anioniques, bon mouillant, bon dispersant, utilisation limitée. Ne sont pas utilisés dans les EOR. |
|  <p>Non-ionic</p> | Ethoxylates, ... | L'importance industrielle un peu moins de 40% du total. |

Sans polymère inclus dans le surfactant slug, il n'existe aucun contrôle de la mobilité : le surfactant serait probablement pointé du doigt dans la banque d'huile ou serait perdu dans les canaux existants, et le balayage du réservoir serait très pauvre. En outre, un surfactant fortement adsorbé peut provoquer un changement de mouillabilité vers plus d'eau humide, ce qui finit par accroître la perméabilité relative de l'eau [23].

III.4. Protocole d'injection :

III.4.1. Pre-injection (Polymer injectivity trial):

La dernière étape de la préparation sur le terrain pour le projet pilote principal sur les polymères devrait consister à effectuer un essai d'injection de polymères de courte durée (1 à 3 jours). Cela sert un certain nombre de fonctions:

1. Déterminer si l'injectivité du polymère est satisfaisante ou si des accumulations de pression excessives se produisent aux taux d'injection prévus.
2. L'essai de fonctionnement de l'équipement et tout problème rencontré avec l'approvisionnement, l'équipement d'injection, l'entreposage, la dégradation mécanique, etc.
3. Le polymère injecté peut être reproduit afin de détecter tout dommage causé par le procédé d'injection.
4. Si un grand rinçage du dos après injection de polymère est possible.

Les échantillons doivent être analysés afin d'effectuer un bilan matériel approximatif pour calculer le niveau irréversible de rétention des polymères dans la formation. Ce n'est pas une procédure très précise, mais elle peut donner une idée générale des niveaux de rétention et peut, par exemple, mettre en évidence des problèmes de rétention extrêmement graves. Dans la réalisation de ces tests, il est très important de prendre soin de la procédure d'échantillonnage et de test. Si possible, des essais sur le site du puits (au moins pour la viscosité) devraient être effectués et, si les échantillons doivent être transportés à une certaine distance du laboratoire, ils devraient être biocides et réfrigérés pour éviter toute dégradation ultérieure.

III.4.2. Démarrage de l'injection de polymère :

Avant le début de l'injection, les puits d'injection doivent être nettoyés pour permettre une bonne injectivité. Lors de l'injection dans un réservoir mature, il est primordial d'avoir une bonne base d'injection d'eau, avec des taux d'injection stables et des pressions à comparer avec l'injection de polymère. Il existe différentes façons de commencer une injection de polymère :

1. Commencez avec le même taux d'injection que l'injection d'eau, et augmentez progressivement la viscosité tout en surveillant la réponse du réservoir : par exemple, un tiers de la viscosité cible, puis deux tiers, et enfin la viscosité cible.

- Commencer par une viscosité cible d'un tiers du taux d'injection cible, puis des deux tiers, et enfin du taux d'injection complet.

III.4.3. Fin de l'injection de polymère :

Aucune règle claire ne définit comment arrêter l'injection de polymère, mais, de façon générale, deux approches sont possibles :

- L'injection de polymère est simplement arrêtée, et l'injection d'eau est reprise.
- La viscosité des polymères diminue au fil du temps afin de minimiser le contraste de mobilité entre le polymère SLUG et l'eau de chasse. En théorie, cela devrait aider à retarder légèrement le passage de l'eau dans le SLUG et à atteindre les producteurs.

Cependant, dans les deux cas, une fois l'injection d'eau reprise, il y a un risque élevé que la coupe d'eau augmente rapidement chez les producteurs, ainsi que de petites fractions du polymère injecté, ce qui peut se produire sur une très longue période.

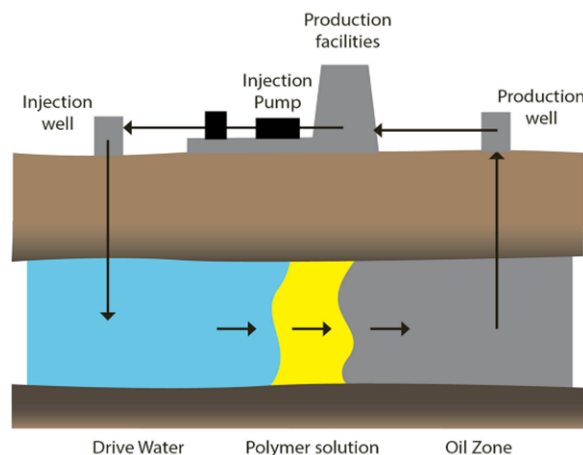


Figure 3. 10: La méthode d'injection des polymères

III.5. Injectivité :

L'injectivité est un sujet brûlant parmi les ingénieurs du réservoir et les gestionnaires de projets. Il y a très peu de cas de mauvaise injectivité rapportés dans la littérature pendant l'injection des polymères. Les défaillances d'injectivité pendant l'injection de polymères sont habituellement liées à une conception d'injection de défauts, y compris des systèmes de dissolution de polymères inadéquats ou une protection de polymères contre la dégradation (chimique, mécanique et thermique), des problèmes de qualité de l'eau, complétion du puits, injection de solutions polymères à très faible viscosité et/ou injection de polymères hors de la zone cible. Une autre raison possible est les effets proches du trou de forage. Si la zone proche du trou de forage n'est pas correctement modélisée ou n'est pas comprise du tout, il est facile de négliger cette zone et de mal interpréter ce qui se passe réellement dans cette zone.

III.5.1 Contrôle

Une eau de bonne qualité pour le mélange de polymères, le préconditionnement du réservoir ou le post-rinçage sont tous des prérequis dans un projet d'injection. L'eau d'injection doit être exempte de solides susceptibles de boucher le réservoir.

Il faut également s'assurer que l'eau est compatible avec la roche du réservoir et d'autres eaux qu'il peut éventuellement être mélangé avec des eaux incompatibles peuvent entraîner la formation d'écailles.

La qualité de l'eau peut être surveillée en conjonction avec des sondes pour l'oxygène et la salinité (conductivité), et l'échantillonnage périodique pour la teneur en fer. Le niveau de contaminants devrait être clairement déterminé pour adapter la stratégie d'injection, les installations de traitement de l'eau et le choix du polymère et de son emballage protecteur (au besoin). Pendant l'injection du polymère, les taux de pression et d'injection sont généralement enregistrés en continu du côté injection. The *Hall plot*, illustré à la figure 3.4, peut être utilisé pour suivre les tendances et détecter les obturations ou la formation de fractures.

La qualité de l'eau injectable dans un réservoir est déterminée par la teneur en solides qui peuvent boucher les pores de la roche. Les mécanismes qui peuvent conduire à une altération du puits par les solides en suspension peuvent être l'un des suivants [24]:

- Les solides forment un gâteau filtrant sur la face du puits (rétrécissement du puits)
- Les solides envahissent la formation, forment un pont et forment un gâteau de filtration interne (invasion)
- Les solides se logent dans les perforations (obturation par perforation).
- Les solides se déposent au fond du puits (remplissage du trou de forage).

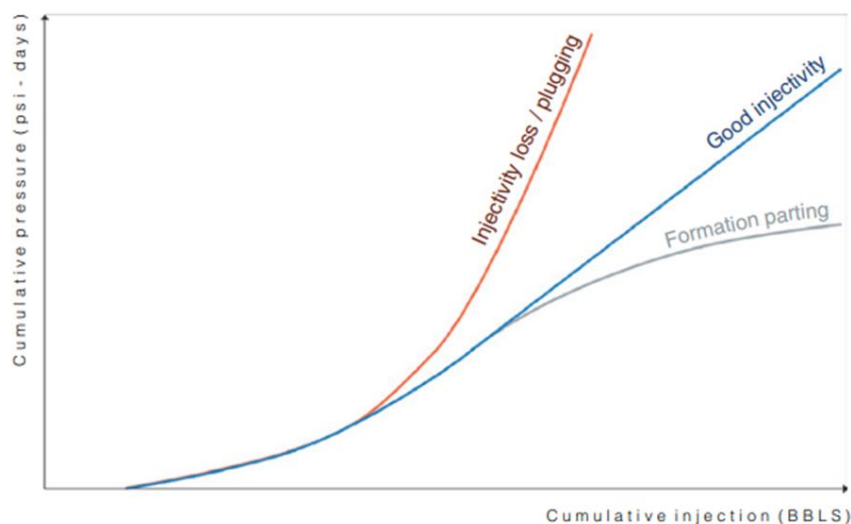


Figure 3. 11: Tracé de hall indiquant les différents profils d'injection et leur interprétation (modifié [44])



CHAPITRE IV

PARTIE PRATIQUE

Etude Expérimentale injection de polymère

Labo 6-DTP-SR

IV.5.1 Caractéristiques et Préparation du milieu poreux :

Les milieux poreux (grès de Bentheimer) sont de forme parallélépipédique (40mmX40mmX200mm), ils sont disposés entre 2 flasques aux extrémités et enrobés de résine Epoxy et de fibre de verre. Trois prises de pression sont positionnées dans l'enrobage des milieux poreux qui permettent de caractériser notre milieu poreux (perméabilité K_w , perméabilité effective $K_o@S_{wi}$) et suivre les injections de polymère, durant les phases de drainage et d'imbibition.

Les pourcentages de la composition chimique de notre roche sont présentés

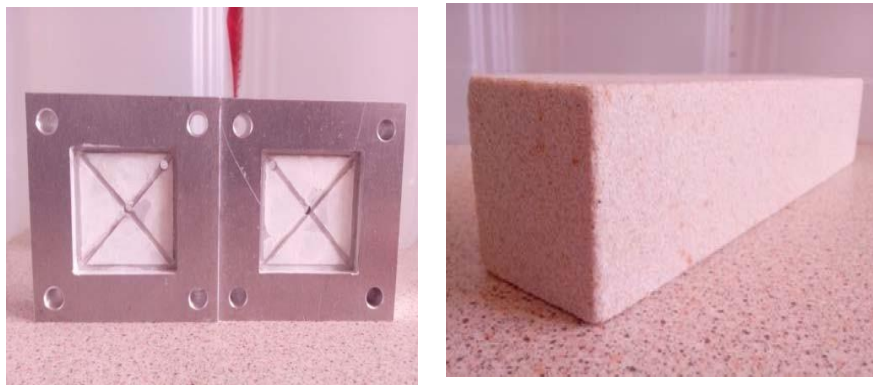


Figure 4. 1: des flasques d'entré et sortie et milieu poreux natif et enrobé.

dans la Tableau 4.1 ci-dessous. Il s'agit d'une roche composée essentiellement de silice (SiO_2) et d'Alumine (Al_2O_3). [25]

Table 4. 1: Composition des milieux poreux du grès de Bentheimer

| Composants | % |
|--|--------------|
| SiO₂ | 86,47 |
| Al₂O₃ | 7,31 |
| FeO/Fe₂O₃ | 1,14 |
| TiO₂ | 0,7 |
| CaO | 1,21 |
| MgO | 1,76 |
| H₂O | 1,2 |
| Undetermined | 0,21 |

IV.2. Caractéristiques et Préparation des fluides :

Dans cette partie, les caractéristiques des fluides utilisés pour les expériences sont présentes : la saumure, la solution de polymère et l'huile (minérale et brute).

IV.2.1. Huile:

Il existe deux types d'huiles différentes :

- **Huile Brute**

L'huile brute fournie par TOTAL est filtrée à $0,40\mu\text{m}$ et elle se compose principalement d'hydrocarbures aliphatiques, acycliques et aromatiques. Elle présente une couleur brun foncé- noir et sa composition chimique est présentée dans le tableau ci-dessous :

L'huile brute est utilisée pour les expériences d'écoulements diphasiques où il sera procédé à une altération de la mouillabilité.

La tension interfaciale eau/huile est de 18 dynes/cm et la caractérisation rhéologique est présentée ci-dessous : observe que la composition de l'huile ne présente pas de traces d'azote. (Voir Annexe C)

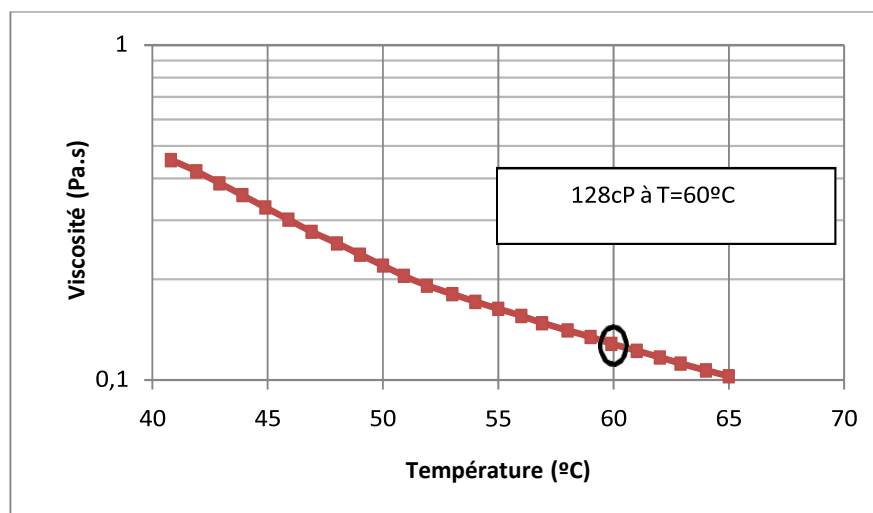


Figure 4. 2: Viscosité de l'huile brute en fonction température.

- **Huile Minéral**

L’huile minérale (FINAVESTAN white minéral oil) est utilisée pour les écoulements diphasiques sans altération de la mouillabilité. La viscosité de l’huile minérale à T=25°C est égale à 192cP.

IV.2.2. Saumure:

La saumure est préparée par dissolution d’iodure de potassium (KI) et de chlorure de magnésium hexahydraté (MgCl₂.6H₂O) dans de l’eau déminéralisée et dégazée (de conductivité 18MΩ). Le sel monovalent KI a un rayon ionique important, il est utilisé pour améliorer la précision des mesures par rayonnement gamma (il sera traité ultérieurement). La concentration de 60g/l ainsi que l’addition de divalents MgCl₂.6H₂O dans la saumure a pour rôle de favoriser le changement de mouillabilité. Deux saumures sont utilisées avec des concentrations totales en sels de 60 g/L et 20g/L selon les proportions présentées ci-dessous (Tableau 4.2). [25]

Table 4.2: Composition des saumures utilisées

| Saumure 60g/L | Saumure 20 g/L |
|---|---|
| 53 g/L de KI | 17g/L de KI |
| 7g/L de MgCl₂.6H₂O | 3g/L de MgCl₂.6H₂O |

La saumure de 60g/L est utilisée soit en tant que telle soit pour la préparation des solutions de polymère. Tandis que la solution de 20g/L est utilisée pour les tests dispersion. On filtre ensuite la saumure sur un filtre 0,45 µm on fait ensuite buller du N₂ (Figure 4.3) jusqu’à avoir une concentration d’oxygène inférieure à 1ppm.

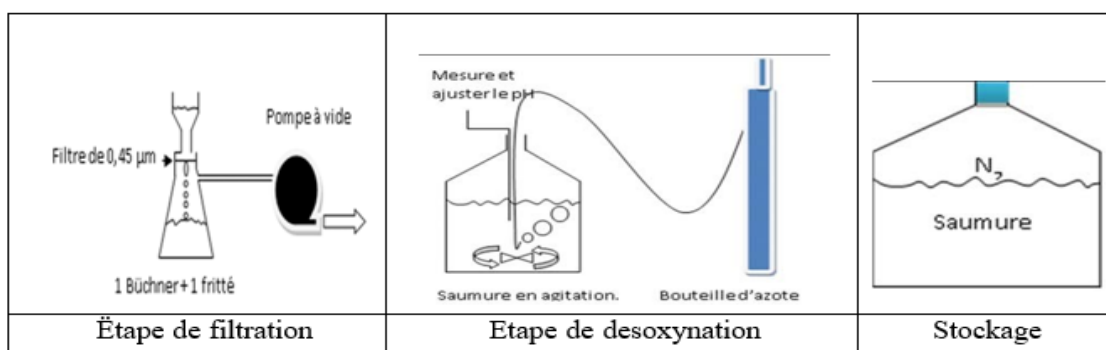



Figure 4.3: Préparation de la saumure

IV.2.3. Polymère:

Le polymère utilisé est un polyacrylamide partiellement hydrolysé (HPAM), fourni par SNF Floerger dont les caractéristiques sont données dans le tableau ci-dessous. [25]

Table 4. 3: propriétés du polymère utilisé.

| Propriétés physiques et chimiques | |
|-----------------------------------|----------------|
| Nom commercial | Flopaam DL 363 |
| Forme | Grains solides |
| Couleur | Blanc |
| Odeur | Aucun |
| PH | 6-8 |
| Densité apparente | 0,6-0,9 |
| Taux d'hydrolyse | 12,57% |



La teneur en eau (hygrométrie) du polyacrylamide est déterminé à chaque fois qu'on prépare la solution et grâce à l'aide d'une balance analytique à infrarouge, où un échantillon de polymère est chauffé pendant 240 min à $T = 140^{\circ}\text{C}$.



Figure 4. 4: Balance analytique à infra rouge

Une fois que la teneur en eau du polyacrylamide est connue, on calcul la masse de polymère nécessaire pour la concentration souhaitée selon l'expression :

$$m_{\text{polymère}}(\text{g}) = \frac{\left(\frac{\text{solution polymère}(\text{ppm})}{1000} \right) \text{volume solution polymère}(\text{l})}{\left(\frac{100\% - \text{volume \%H}_2\text{O}}{100\%} \right)} \quad \text{Eq(5.1)}$$

Nous sommes partis toujours d'une solution de polymère initiale (solution mère) à partir laquelle on obtient le reste par dilution. La solution mère est préparée suivant la procédure décrite ci-dessous :

Solution mère (2500ppm)

1. Verser la quantité désirée de saumure dans un bécher
2. Placer la tige de l'agitateur 3 pales 55 mm dans le bécher, l'agitateur doit être placé juste au milieu du bécher et le plus bas possible,
3. Fixer la vitesse du rotor à 500rpm
4. Verser le polymère en poudre entre l'axe de la tige et le vortex
5. Laisser la solution sous agitation, pendant 2h
6. Transvaser la solution dans une bouteille en verre
7. Maintenir la solution mère sous un ciel d'azote
8. Stocker la solution au réfrigérateur, pendant 48h

IV.3 Montage Experimental:

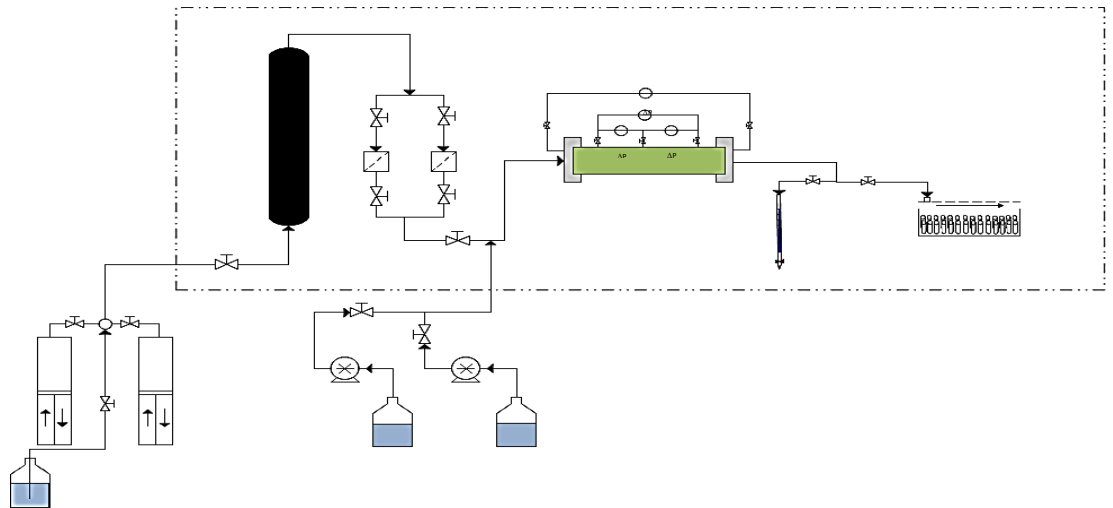


Figure 4. 5: Schéma du montage expérimentale (labo 6 DTP-SR)

(Voir ANNEXE D)

IV.4. Resultats :

IV.4.1. Experiences d'écoulement:

IV.4.1.1. Experiences d'écoulement diphasiques:

Un nombre important d'expériences a été réalisé en conditions diphasiques suivant différentes procédures d'injection du polymère et en conditions de mouillabilité intermédiaire dans le but de mieux comprendre le processus de balayage eau-huile par injection de polymère et l'efficacité de ce procédé.

IV.4.1.2. Drainage:

Une fois le milieu caractérisé (porosité, perméabilité, homogénéité), On procède à l'étape de drainage initial, l'injection de l'huile à débit constant (15ml/h), jusqu'à obtenir la saturation irréductible en eau ; S_{wi} . On effectue ensuite une montée en débits pour calculer la perméabilité effective à l'huile, $k_o(S_{wi})$, en mesurant les gradients de pression correspondants. On effectue alors à nouveau un comptage gamma pour la mesure du profil de saturation S_{wi} dont la valeur moyenne est comparée à celle obtenue par bilan de matière.

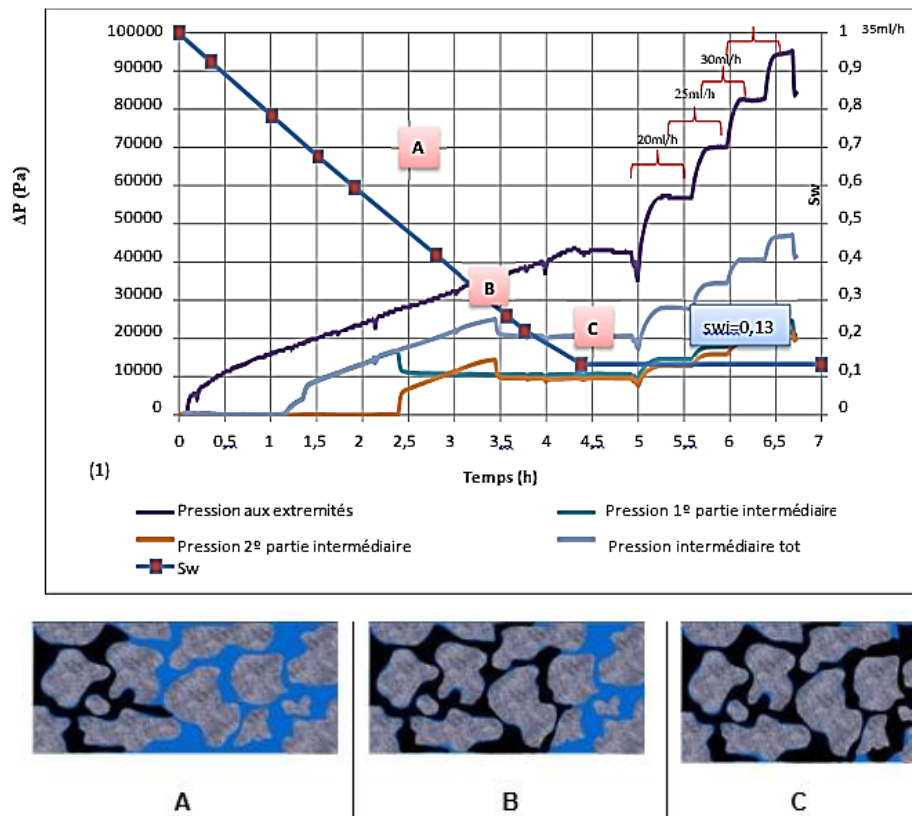


Figure 4. 6: Évolution de la pression et de la saturation durant le drainage. (2) Les points A B et C montrent le front d'avancement d'huile.

Un exemple de résultats est présenté dans la Figure 5.7 où on a tracé l'évolution de la saturation en eau ainsi que celle des ΔP intermédiaires et totale. Grâce à la pression on peut voir la progression du front d'avancement de l'huile durant l'étape de drainage tout au long du milieu poreux. On observe une augmentation progressive de ΔP qui correspond à l'arrivée du front d'huile pour chaque capteur de pression. Lorsque ce front arrive à l'extrémité de chaque partie du milieu, on observe un saut de pression suivi d'une stabilisation du signal. La valeur de S_{wi} dans le cas présenté est égale 0,13 (mesurée par volume).

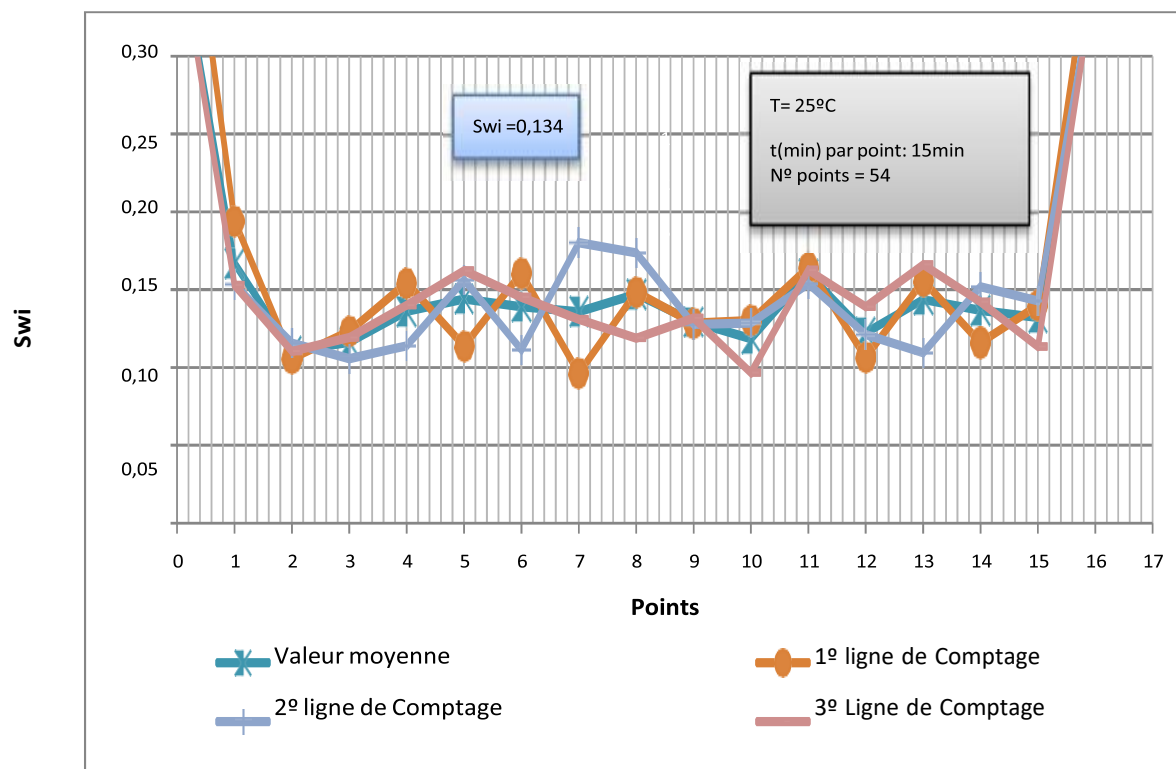


Figure 4. 7: Profil de saturation après drainage

Les profils de saturations obtenus par gammamétrie et présentés dans la figure 4.8 montrent qu'à l'exception des points proches des extrémités du milieu dont la précision n'est pas satisfaisante (forte épaisseur de la colle), les valeurs de S_{wi} sont très proches sur les trois lignes de comptage et la valeur moyenne est identique à celle déterminée par mesure de volume.

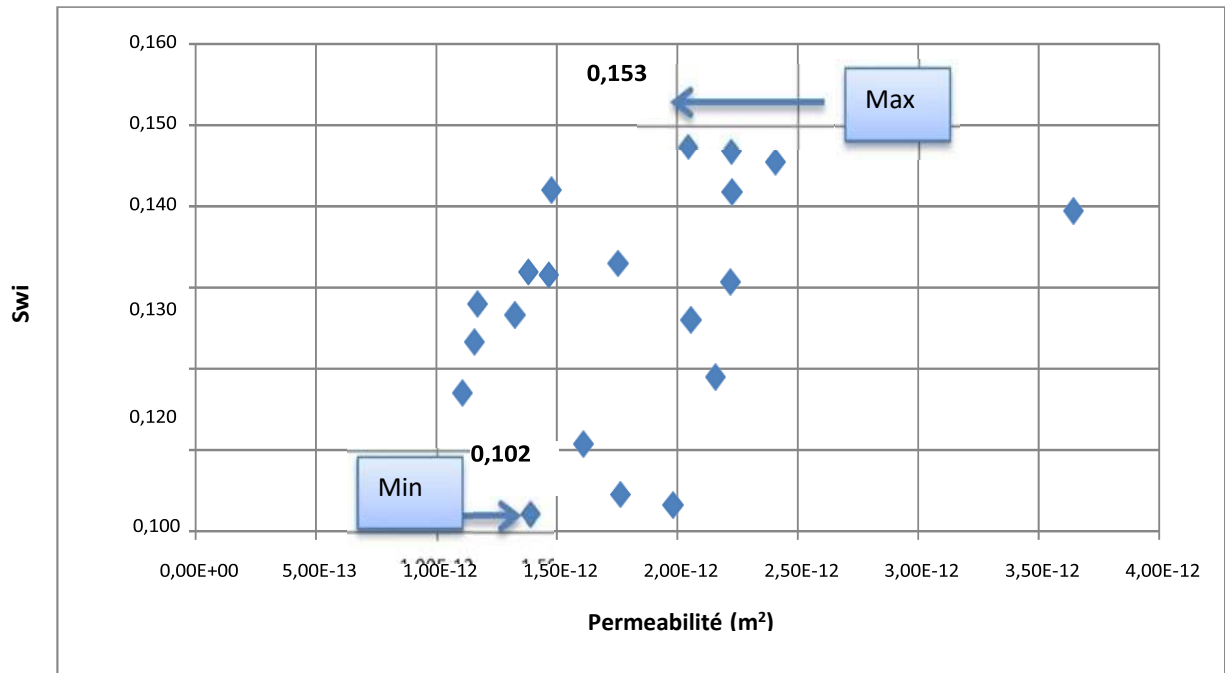


Figure 4. 8: Swi fonction de la perméabilité

Expériences ont été réalisées à $T=60^{\circ}\text{C}$ pour l'huile brute et à $T=25^{\circ}\text{C}$ pour une huile minérale. L'ensemble des résultats est reporté dans la Figure 4.8. On voit que les valeurs de Swi sont comprises entre $swi=0,102$ et $swi=0,153$, sans dépendance claire vis-à-vis de la perméabilité du milieu.

IV.4.2. Récupération assistée du pétrole :

Généralement les expériences d'injections de polymères sont faites dans les MP homogène et de forte perméabilité. Il est admis que les instabilités formées durant l'injection d'eau réduit l'efficacité de balayage faisant qu'une grande quantité d'huile reste piégée dans les MP justifiant l'injection de polymère avec un rapport de mobilité plus favorable qui améliore l'efficacité de balayage.

A. Injection d'eau (waterflooding):

L'injection d'eau dans les différents échantillons débute pour des valeurs de swi très similaires de l'ordre de $swi=0,12$ en moyenne comme montré dans la section précédente.

Le balayage à l'eau est effectué dans un milieu de mouillabilité intermédiaire à débit constant jusqu'à une diminution de la production d'huile et une augmentation de la production d'eau, moment où on effectue une montée de débit qui peut conduire à une

reprise de la production d'huile.

Cette injection se poursuit jusqu'à ce que le rapport de production eau/huile (le Water-Cut) soit très élevé. Nous présentons les résultats obtenus avec un milieu poreux dont les caractéristiques sont résumées dans le Tableau 4.4

Table 4. 4: récapitulatif des caractéristiques du MP pour l'expérience T(7Vp*)

| | |
|------------------------------------|-----------------|
| kw (m²) | 1,38E-12 |
| Porosité (%) | 23,8 |
| Vp (ml) | 76 |
| Swi | 0,132 |
| OOIP (ml) | 66 |
| ko@swi avant injection (m2) | 1,94E-12 |
| ko@swi après injection (m2) | 1,74E-12 |

On observe une percée rapide à 0,16Vp suivie par une production progressive d'huile jusqu'à une valeur plateau à 1Vp de 35% (comportement très caractéristique des milieux de mouillabilité intermédiaire). L'expérience se poursuit par une augmentation du débit qui conduit à une récupération totale de 39% à la fin du balayage. Le faible taux de récupération après 7Vp d'injection d'eau met en évidence l'effet d'un rapport de mobilité défavorable. Les caractéristiques des injections sont résumées dans le tableau suivant.

Table 5. 1: Caractéristiques des injections d'eau

| Débits | Ca | Récupération (%) | Sor |
|-------------------|-----------------|------------------|-------------|
| 0,75ml/min | 8,49E-07 | 35 | 0,55 |
| 1,5ml/min | 1,69E-06 | 37 | 0,54 |
| 3ml/min | 3,39E-06 | 38 | 0,53 |
| 5ml/min | 5,66E-06 | 38 | 0,52 |
| 7ml/min | 7,92E-06 | 39 | 0,52 |

Les taux de récupération sont calculés par bilan de matière durant l'injection d'eau. Les saturations résiduelles d'huile sont calculées selon

$$T = \frac{V_{OOIP} - V_{\text{huile récupérée}}}{V_p} \quad \text{Eq (4.1)}$$

B. Injection de polymère :

Le polymère ($c=2500\text{ppm}$) est ensuite injecté au même nombre capillaire ($Ca=10^{-6}$) que durant l'injection d'eau. L'injection de polymère est faite à un débit constant de $Q=0,04\text{lm}/\text{min}$ durant $1,5 V_p$ suivi d'une montée en débit (même procédure que pour le waterflooding). La solution de polymère utilisée est à $c=2500\text{ppm}$ et dégradée à un taux de $72,8\%$ et a une viscosité plateau de $11,2\text{cP}$, ce qui donne un rapport de mobilités $M=11$. En prenant pour origine le point final de l'injection d'eau on obtient :

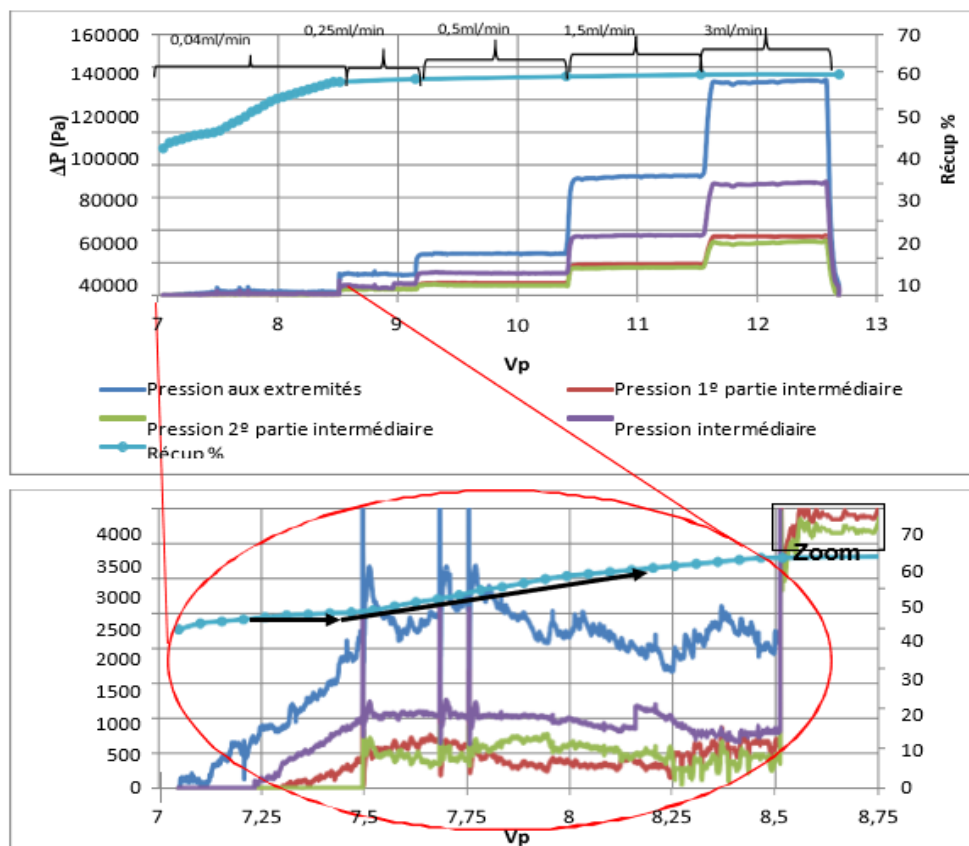


Figure 4. 9: Évolution de la pression en fonction du nombre de V_p de polymère injecté pour l'expérience $T(7V_p^*)IW2500$.

La Figure 4.9 présente l'évolution de la pression et de la récupération en fonction du volume injecté (saumure et solution de polymère). On observe un incrément progressif de la pression jusqu'à la stabilisation du signal pour un débit constant de ($0,04\text{ml}/\text{min} \rightarrow Ca=10^{-6}$)

La courbe de récupération montre deux pentes distinctes (flèches noires) en amont du plateau de la production durant l'injection de polymère. Une première pente

qui coïncide avec l'incrément de la pression et une deuxième pente qui coïncide avec la stabilisation de la pression.

La différence entre les deux pentes traduit l'arrivée du front de polymère (rapport de mobilité plus favorable). En fait il s'agit de la phase où le polymère est dilué par l'eau déjà présente dans le milieu. La Figure 5.11 montre un très faible incrément de la production avec la montée en débit comme dans le cas de l'injection d'eau.

L'ensemble des courbes de récupération de l'injection d'eau et l'injection de polymère (Figure 4.10) montre clairement la reprise de la production par l'injection de polymère à $7V_p$.

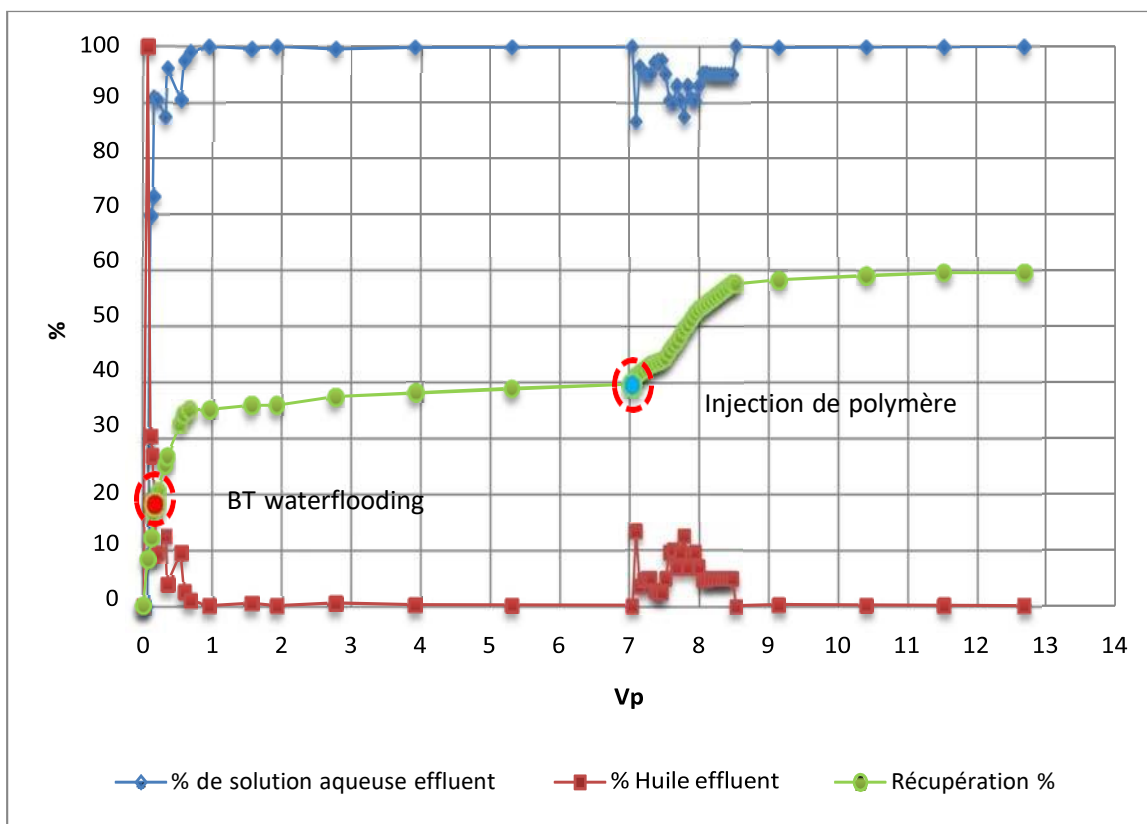


Figure 4. 10: Évolution de la pression en fonction du nombre de V_p de polymère injecté pour l'expérience $T(7V_p^*)IW2500$.

Les caractéristiques des expériences de balayage au polymère par incrément de débit sont présentées dans le Tableau 4.5 ci-dessous.

Table 4. 5: Caractéristiques des débits pour T(7Vp*)IW2500

| Débit | Nca | γ cisaillement (s ⁻¹) | R(%) | Sor B. matière | Sor comptage | Sor disp |
|------------|----------|---|------|-------------------|-----------------|-------------|
| 0,04ml/min | 1,05E-06 | 17 | 57,5 | 0,367 | - | - |
| 0,25ml/min | 6,57E-06 | 109 | 58 | 0,36 | - | - |
| 0,5ml/min | 1,31E-05 | 218 | 59 | 0,354 | - | - |
| 1,5ml/min | 3,94E-05 | 651 | 59,5 | 0,349 | - | - |
| 3ml/min | 7,88E-05 | 1302 | 59,5 | 0,349 | 0,35 | 0,32 |

Les valeurs de la saturation résiduelle ainsi que les valeurs de récupération sont calculées par bilan de matière. $Sor = St - T$ tq $St = 1$.

La valeur de Sor est mesurée par atténuation gamma et par un test de dispersion diphasique en fin d'expérience. Les valeurs de Sor obtenues par volume (Sor=0,349), par comptage gamma (Sor=0,35) et par test de dispersion (Sor=0,32) sont comparables

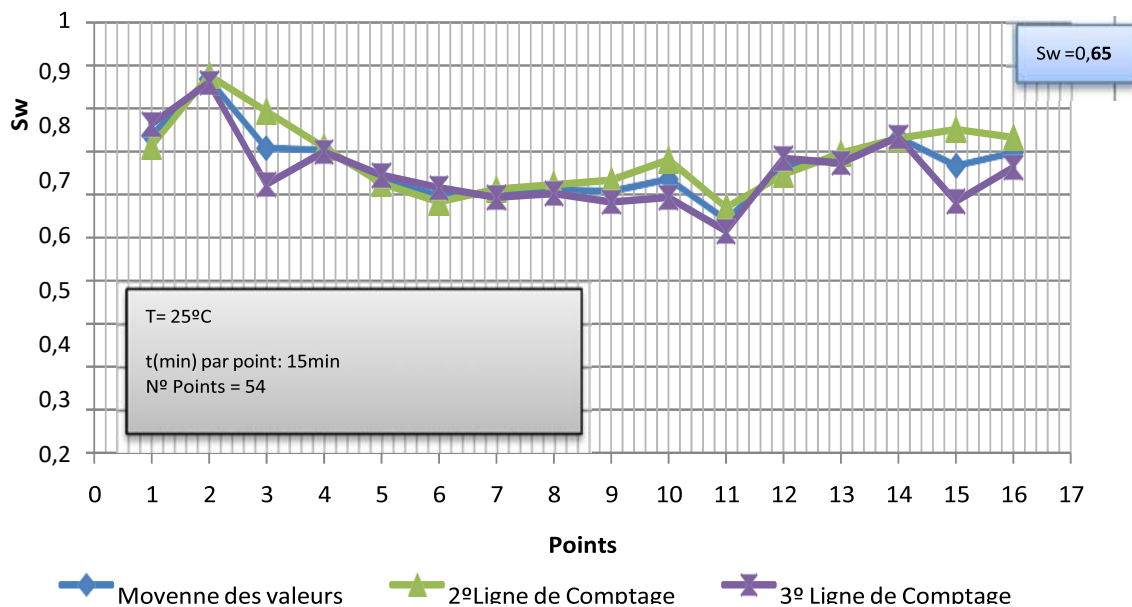


Figure 4. 11: Comptage gamma après polymère T(7Vp*)IW2500

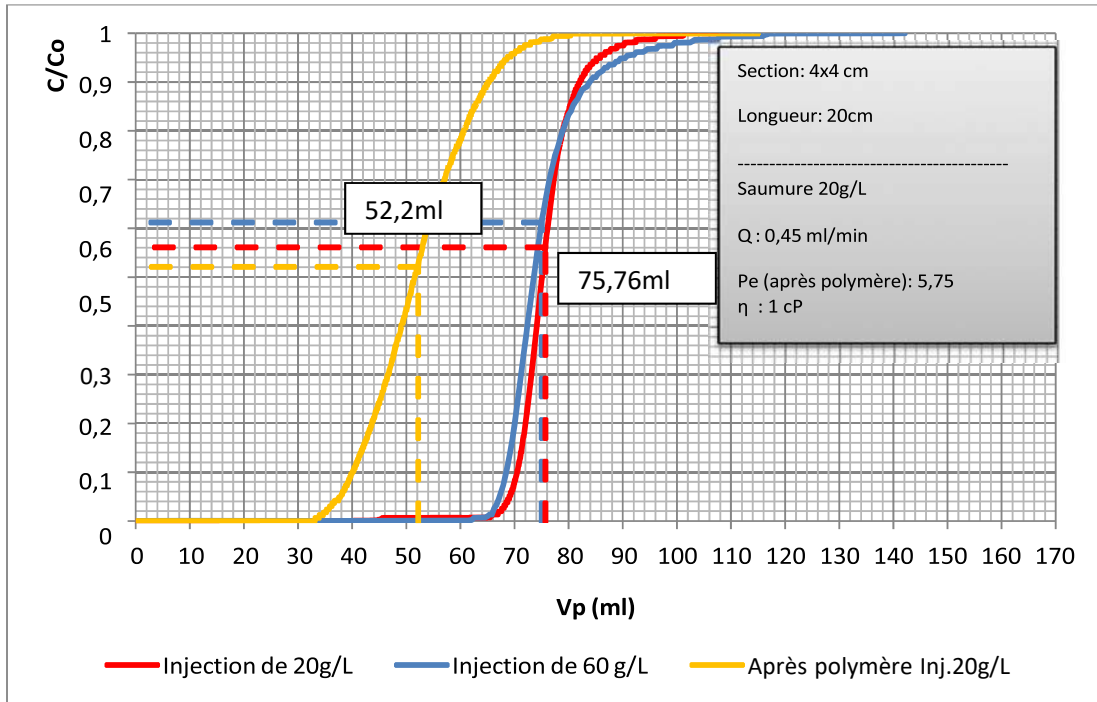


Figure 4. 12: Test de dispersion avant/après l'injection de polymère T(7Vp*)IW2500

C. Changement de mouillabilité par polymère :

La récupération d'huile obtenue par imbibition dans le polymère est supérieure à celle obtenue par imbibition spontanée dans la saumure. Ceci peut suggérer que les échantillons, sont plus mouillable à l'eau en présence de polymère qu'en présence de saumure.

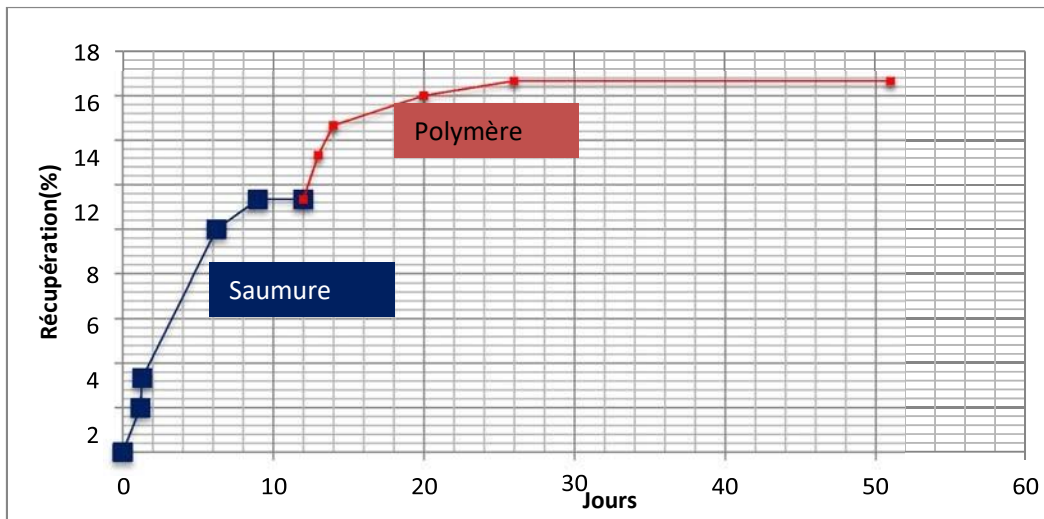


Figure 4. 13: Imbibition spontanée dans la saumure suivie de la solution de polymère.

Dans le cas où l'échantillon a été en contact avec la saumure avant la solution de polymère, on observe clairement une reprise de la production d'huile significative mais plus lente que dans le cas où l'échantillon est mis en contact directement avec le polymère.

Notre interprétation des résultats est basée sur les courbes de pression capillaire représentées dans la figure ci-dessous :

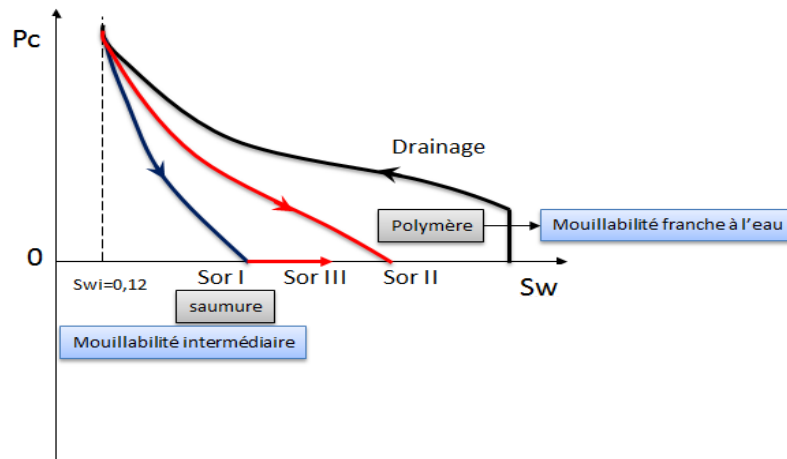


Figure 4. 14: P_c en fonction Sw

Les différences de Sor lors des imbibitions spontanées sont caractéristiques de mouillabilités différentes, un Sor faible en fin d'imbibition spontanée est révélateur d'un milieu mouillable à l'eau alors qu'une forte valeur du Sor est révélatrice d'un milieu de mouillabilité à l'huile ou intermédiaire.

Les expériences effectuées avec la saumure confirment, par le faible taux de récupération, la mouillabilité intermédiaire de nos échantillons. Les expériences effectuées avec la solution de polymère sont plus représentatives de milieux mouillables à l'eau, de la même manière, l'imbibition spontanée dans la solution de polymère après une imbibition préalable dans la saumure suggère un changement de mouillabilité au cours de l'expérience.

Le polymère polyacrylamide hydrophile augmente la viscosité du fluide déplaçant, le fluide visqueux empreinte aussi bien les capillaires de petits que les capillaires de grands diamètres voire la figure 4.15 (a). Selon la figure (b) la solution de polymère draine les fluides de basse et haute viscosité. (ANNEXE 1)

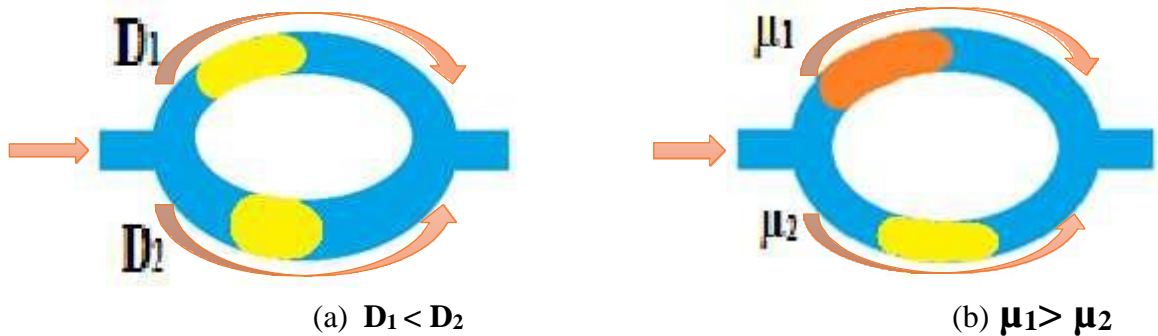


Figure 4. 15: L'influence de polymères sur l'écoulement de fluide déplaçant [24]

IV.5. Discussion des résultats :

IV.5.1. Conclusion partielle de la partie drainage :

Le drainage de la saumure dans le milieu poreux est caractérisé par les évolutions des pertes de charge mesurées par les des capteurs de pression. Les valeurs de S_{wi} en fin de drainage sont autour de 0,1-0,15 qui montrent une très bonne reproductibilité sur l'ensemble des expériences.

La saturation résiduelle initial $S_{or} = 0.55$ diminué a $S_{or} = 0.52$

Avant la macération l'eau recouvre la surface des pores et sature les petits pores, tandis que l'huile se trouve dans le centre des grands pores sous forme de gouttes. Après la macération les petits pores restent saturés en eau tandis que la surface des grands pores est recouverte dans certaines zones par l'eau et dans certaines zones par l'huile. Cela explique le peu différence entre les perméabilités avant et après macération.

On observe que les valeurs de perméabilité ne dépendent pas de la durée de macération ceci indique que le changement de mouillabilité se produit durant les 14 jours premiers.

IV.5.2. Conclusion :

Un rapport de mobilité plus favorable, favorise le déplacement des bancs d'huile après les balayages à l'eau. Cela se traduit par une reprise de la production d'huile après l'injection d'eau au même nombre capillaire.

La partie de l'injection à débit de 0,04ml/min correspond en régime newtonien, tandis que la montée en débit correspond à la région pseudoplastique de la courbe de viscosité. La montée en débit provoque aussi une augmentation du nombre capillaire mais qui ne se traduit pas dans un incrément de production. Le fait de travailler à fortes débits peut occasionner une dégradation mécanique supplémentaire de la solution de polymère et par conséquent une diminution de l'efficacité de balayage.

La saturation résiduelle initial diminué a $S_{or} = 0.349$

La courbe de récupération durant l'injection de polymère montre deux pentes qui mettent en évidence l'évolution du rapport de mobilité durant l'injection, avec une pente plus prononcée au moment de l'arrivée du front de la solution de polymère.

Cette expérience sert de référence pour le développement de l'étude de la procédure d'injection de polymère. Le moment opportun pour l'injection du polymère. Est-ce que seul un rapport de mobilités plus favorable suffit à augmenter la production d'huile. Le rôle des effets viscoélastiques. Le rôle de la mouillabilité.



CHAPITRE V

*Application au champ Hassi Messaoud
Simulation de la zone 4 et la zone 7*

Logiciel PumaFlow

V.1. Problématique:

Une chute des indices de productivité est constatée dans plusieurs puits des champs de Hassi Messaoud. Cette baisse de la productivité est due au piégeage d'huile à cause des forces visqueuses et des forces capillaires existant dans le milieu poreux. Pour cela on doit recourir à la récupération tertiaire par l'injection et polymère qui permet de réduire fortement les phénomènes de rétention d'huile.

V.2. But de travail :

Dans ce chapitre on estime la récupération additionnelle due à un procédé injection des polymères efficace, et les coûts de mise en œuvre de ce procédé sur les zones soumises à injection d'eau. Elle utilise comme approche la modélisation phénoménologique sur modèles sectoriels.

Chaque modèle sectoriel est prélevé dans le modèle général du champ. Les modèles sectoriels servent à comparer les récupérations obtenues par balayage à l'eau et par balayage par une solution de tensioactifs et polymère qui aurait les propriétés adéquates pour obtenir une bonne efficacité de mobilisation de l'huile résiduelle. L'avantage du modèle sectoriel est la rapidité de la réponse qui permet de tester un grand nombre de configurations. Simulation sur logiciel *PumaFlow*.

V.3. Single Well Chemical Tracer Test:

Ces tests reposent sur la mesure des saturations résiduelles en huile par injection de traceurs chimiques, puis par production de ces traceurs, dont la concentration sera modifiée par la présence de l'huile résiduelle. Un premier test est réalisé après balayage à l'eau, un second après balayage par les solutions de tensioactifs et polymères. La différence des saturations d'huile donne la mesure directe de l'efficacité du procédé EOR.

a. L'Objectif des tests SWCTT:

- Valider l'efficacité du procédé EOR.
- Valider l'injectivité des produits. [26]

b. Les Avantages des SWCTT :

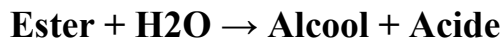
- Le volume investigué est faible, les tonnages de tensio-actifs et de polymères permettent de fabriquer les produits nécessaires au SWCTT rapidement (unités pilotes).
- Cela permet d'envisager l'application sur champ dans le délai d'un an.

- Le chemin critique est constitué de l'étape de faisabilité laboratoire (détermination du couple S+P efficace dans les conditions de HMD) et de l'étape de fabrication et transport du produit.
- Cette dernière étape prend relativement peu de temps pour une application du genre SWCTT.
- Elle prendrait beaucoup plus de temps pour un pilote multi puits avec un tonnage beaucoup plus important. [26]

c. Principe du test SWCTT :

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

La réalisation d'un pilote SWCTT consiste à injecter successivement sur un puits un bouchon d'eau « classique », afin d'obtenir un niveau de saturation résiduelle à une distance de 3m à 5m autour du puits, puis de mesurer la saturation résiduelle en huile S_{or} . Pour cela on injecte un traceur qui va se partager entre l'eau et l'huile résiduelle présente. L'ester en solution dans l'eau va s'hydrolyser et produire un alcool.



En produisant ensuite les solutions injectées par le même puits, l'alcool contenu dans la phase eau va ressortir en premier au puits, tandis que l'ester en solution dans l'huile va migrer vers l'eau et sortir avec retard par rapport à l'alcool. Ce retard est fonction du S_{orw} et sa mesure va permettre de déterminer le S_{or} par les relations suivantes : [26]

$$Q_a = Q_b (1 + \beta) \quad (6.1)$$

$$S_{or} = \beta_i / (\beta_i + K_i) \quad (6.2)$$

$$\beta_i = K_i \times S_{or} / (1 - S_{or}) \quad (6.3)$$

$$K_i = \frac{\text{Concentration of ester in oil}}{\text{Concentration of ester in water}} \quad (\text{En équilibre}) \quad (6.4)$$

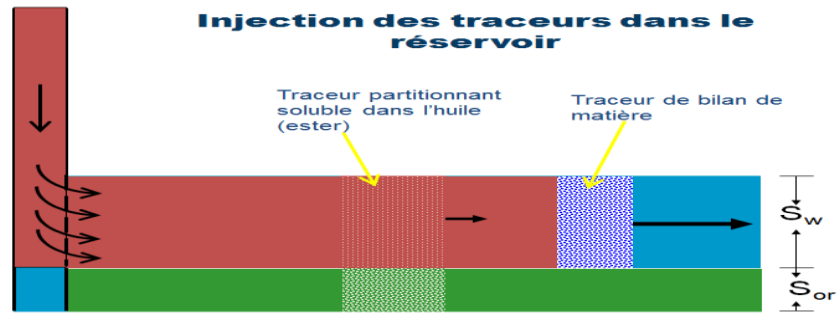


Figure 5. 1: Schéma d'injection de traceur lors d'un SWCTT. [26]

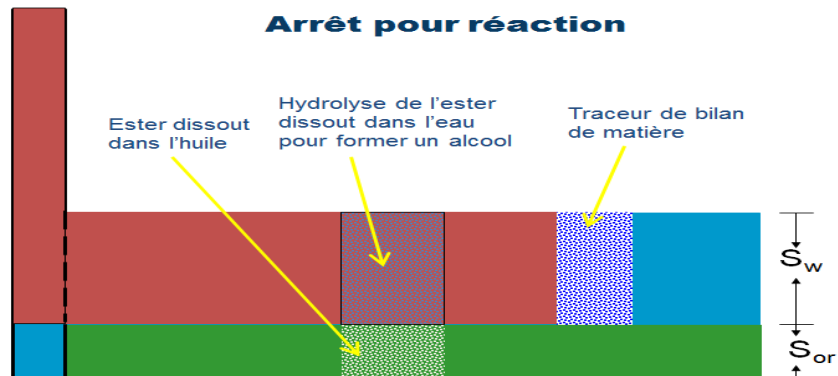


Figure 5. 2: Schéma du temps de repos lors d'un SWCTT. [36]

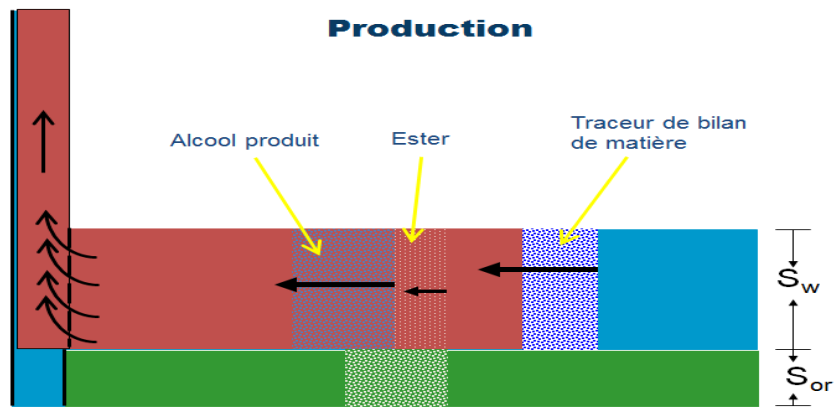


Figure 5. 3: Schéma du temps de production lors d'un SWCTT [36]

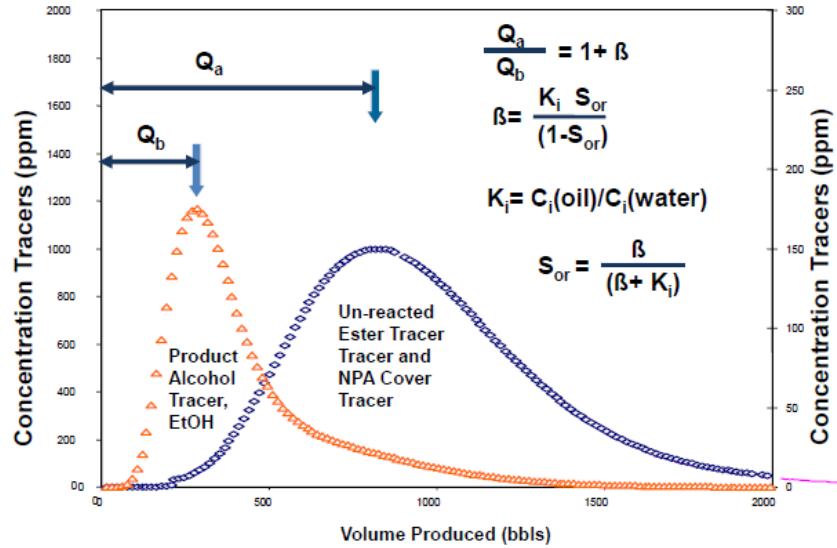


Figure 5.4: Profil de production des traceurs lors d'un SWCTT [36]

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

d. Les Zones visées par le projet :

Afin d'étudier la faisabilité de la récupération assistée chimique du pétrole dans trois zones productrices (4, 7 et 17) situées dans la région de Hassi Messaoud (Algérie). Elles représentant environ 12% de la production.

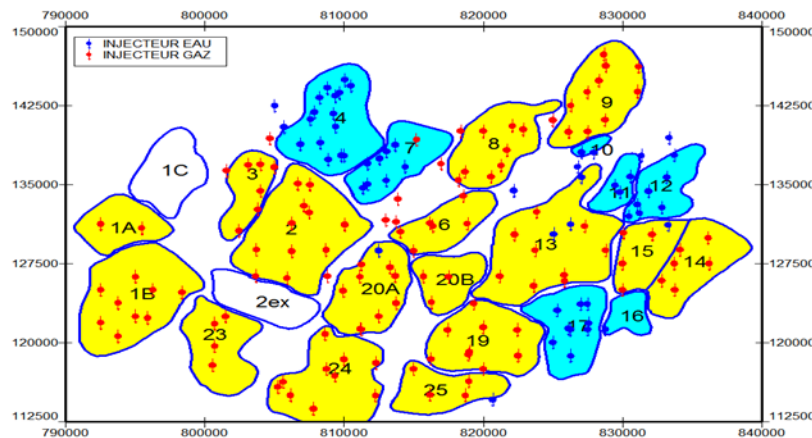


Figure 5.5: Les Zones visées par le projet EOR [36]

- **Critères de choix des puits pour le projet SWCTT**

Afin de garantir une bonne précision de la mesure du Sor lors du test SWCTT, il est recommandé que :

- La zone du réservoir testée ait une perméabilité et une porosité homogène (absence de fractures naturelles ou hydrauliques).
- La saturation en huile soit uniforme (que le puits n'ait pas percé en eau).
- L'épaisseur du réservoir soit constante dans la zone testée.
- Le puits soit vertical et l'envahissement total. [26]

- e. **Sélection des puits pilotes pour SWCTT:**

Les puits producteurs sont sélectionnés pour réaliser les pilotes SWCTT. Ces tests seront effectués sur des intervalles restreints de la hauteur totale traversée par le puits. Il faudra donc réaliser des work-over permettant d'envisager une injection pilote sélective dans l'intervalle choisi.

- **Puits pilote OMJ723**

Après le Workover et la complétion adéquate du puits jusqu'à ce qu'il soit prêt pour le test SWCTT. Le puits prend beaucoup de temps pour revenir à l'état initial après le test d'injectivité, donc un démarrage au CTU est impératif, ce qui impose l'utilisation du même dispositif d'ancrage des enregistreurs (Pression et température T) pour des enregistrements continus sera utilisé lors du test d'injectivité dans le futur SWCTT.

Le puits a reproduit beaucoup d'eau avant de revenir à son water Cut initial ce qui support l'idée que d'une part, le volume d'eau injectée (test d'injectivité) se fait déplacer beaucoup plus vers le côté Sud-Ouest par manque de support d'injection dans cette direction, et d'autre part, durant la phase de reproduction de OMJ723 l'eau provenant de l'injecteur OMJ822 s'écoulait plus rapidement par rapport à l'eau qui a été poussée dans la direction Sud-Ouest du puits OMJ723.

(Voir Annex E) [26]

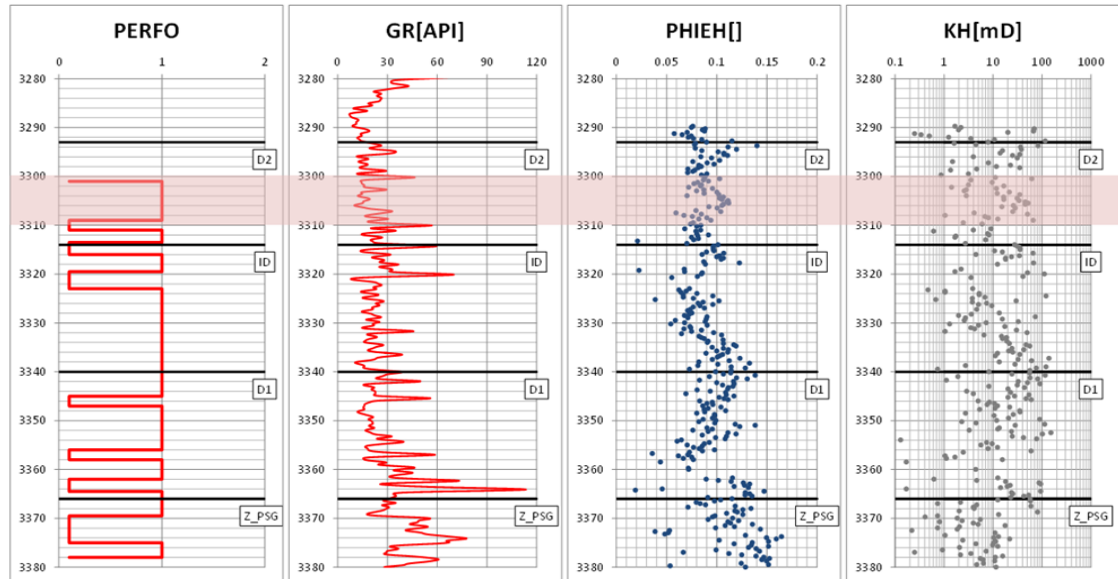


Figure 5. 6: Log et mesure de porosité et de perméabilité sur carotte du puits OMJ723 (ZONE 4).

- **Puits pilote OMO45**

Le puits OMO45 a été foré le 19/06/1970, la liaison couche trou étant une crépine. Assuré exploité initialement par une crépine avant qu'il ne soit exploité en gas-lift à travers un chemisage 2"3/8 puis par un CCE1"900 jusqu'à ce qu'il soit repris en Side Track et équipé d'un liner cimenté et perforé pour le projet EOR selon un programme établi par le département technique puits DP/HMD.

Perforation d'un intervalle de 3342,5 à 3330 soit 12 m pour faire le Test SWCCT.

DP/HMD a effectué des opérations de Snubbing (Chemisage 2"7/8), stimulation du puits, des jauges a fian pour préparer le puits pour le test SWCTT un test directivité Test d'injectivité avec des gauges électroniques (Pression, Température) descendues dans le puits, les résultats de ce dernier a montré un skin très élevé (puits fortement endommagé) ce qui nécessite de faire un traitement matriciel pour améliorer l'état du puits. (Annex F)

L'équipe de DP/HMD a suivi les phases d'injection des produits chimiques (KCL, traceur, surfactant et polymère), jaugeage du puits dans la phase production avec une prise des échantillons pour l'analyse.

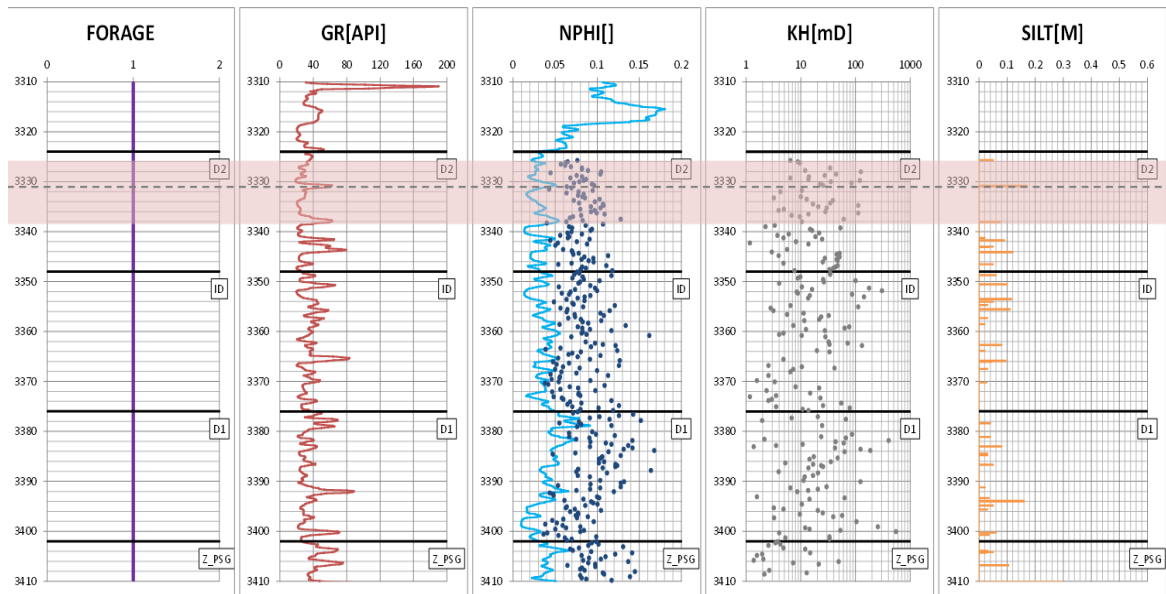


Figure 5. 7: Log et mesure de porosité et de perméabilité sur carotte du puits OMO45 (ZONE 7). [37]

f. Description des installations de surface :

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

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

- Unité de préparation des solutions de polymère et surfactant (*skids*).
- Unité d'enrichissement de l'eau d'injection en KCl (nécessaire pour baisser la dureté de l'eau d'injection).
- Bacs de stockage de l'eau de l'Albien et de l'eau de l'albien enrichi en KCl.
- Pompes de transfert vers les unités de dissolution du polymère et dilution du surfactant.
- Chaudière pour réchauffage du bouchon d'eau préalable au bouchon SP et du bouchon SP lui-même.

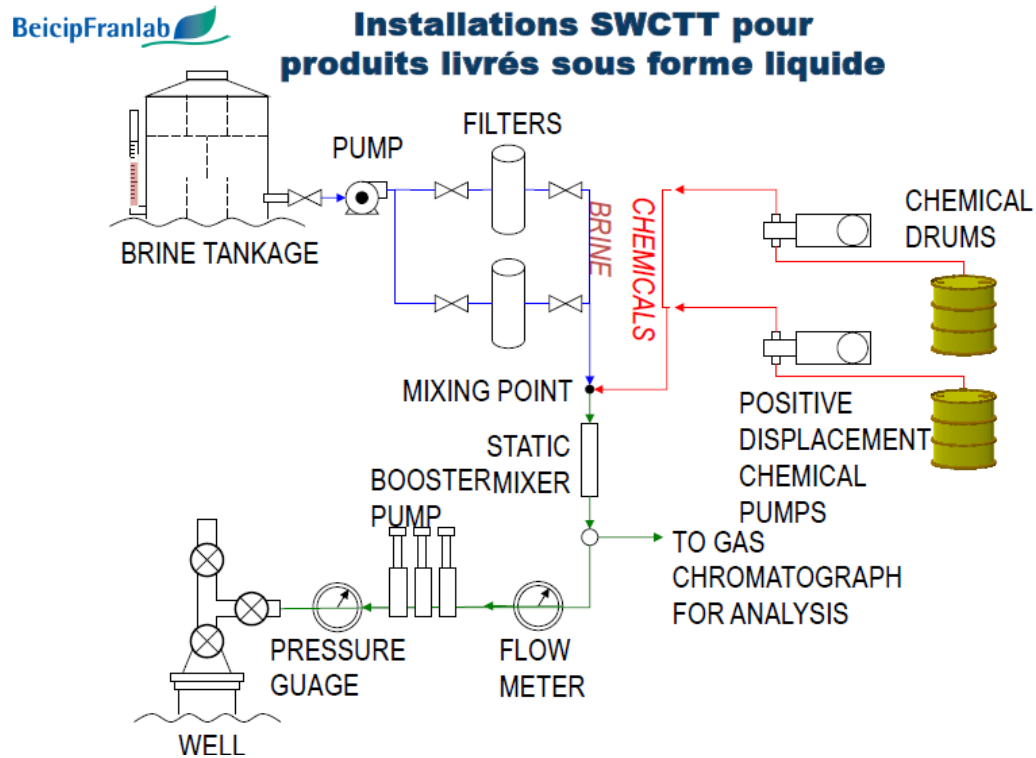


Figure 5. 8: Installations SWCTT pour produit [36]

- Il sera nécessaire de disposer également des éléments suivants :
- Groupe électrogène pour l'alimentation des moteurs et pompes des installations de préparation des solutions EOR.
 - Local laboratoire climatisé pour les analyses de traceurs, et des analyses de contrôle qualité des solutions de tensioactifs et de solutions de polymères.
 - Des sacs contenant les polymères.
 - Local de stockage aéré des produits (tensioactifs, polymères) pour éviter leur dégradation par exposition directe aux aléas climatiques.
 - Local de stockage aéré et climatisé pour le stockage des traceurs (alcools volatils).

V.4. Sélection du polymère réservoir de Hassi Messaoud :

V.4.1. Les polymères pour l'injection:

Les conditions de température au sein du réservoir de Hassi Messaoud sont extrêmement difficiles : température de 120°C, et dureté élevée de l'eau d'injection (indice de dureté $R^+ = 0.44$). Ces deux paramètres imposent un choix de polymères adaptés à ces conditions.

Le polyacrylamide partiellement hydrolysé (HPAM) est le polymère utilisé le plus couramment pour les applications d'EOR chimique. Constitué de monomères d'acrylamide (AM) et d'acide acrylique (AA), les solutions de HPAM développent une viscosité plus élevée que les solutions de polyacrylamide pur, grâce aux répulsions électrostatiques intramoléculaires entre les chaînes de polymère.

Cependant, l'utilisation du HPAM pour des applications EOR est limitée à des réservoirs de températures inférieures à 80°C, dont les eaux d'injection envisagées présentent une dureté limitée. Cela s'explique essentiellement par l'existence de mécanismes de dégradation qui tendent à limiter les performances des HPAM au-delà de ces conditions.

V.4.2. Présélection des polymers:

Compte tenu des conditions de champ sur le réservoir de Hassi Messaoud, deux copolymères de la société SNF-Floerger ont été présélectionnés pour cette étude : le *SAV 333 MPM* et l'*AN 170*. La faible perméabilité de la roche du réservoir a par ailleurs imposé un choix de masses molaires limitées pour ces deux polymères (quelques MDa).

V.4.3. Tests de solubilité :

La solubilité des deux polymères présélectionnés pour cette étude a été évaluée dans l'eau de l'Albien et une eau de l'Albien adoucie par ajout de KCl . Les solutions obtenues après 12h d'hydratation des poudres de polymères à température ambiante sont parfaitement limpides.



Figure 5. 9: Boite à gants utilisée pour le vieillissement des polymères en atmosphère inerte contrôlée saturée en argon (labo 6 technique puits).

V.4.4. Stabilité thermique en atmosphère contrôlée :

La stabilité thermique des polymères a été évaluée à travers des mesures périodiques de viscosité sur les échantillons vieillis en boîte à gants . Un aliquot de 2 ml est prélevé dans les solutions de polymères stockées dans les étuves au sein de la boîte à gants, puis sa viscosité est immédiatement mesurée à température ambiante. La valeur obtenue est comparée à la viscosité initiale de la solution, i.e. avant vieillissement.

Les variations normalisées de viscosité des solutions de SAV 333 MPM et d'AN 170 dans l'eau de l'albien adoucie (20 g/L et $R^+ = 0.03$) sont reportées en figure 6.11

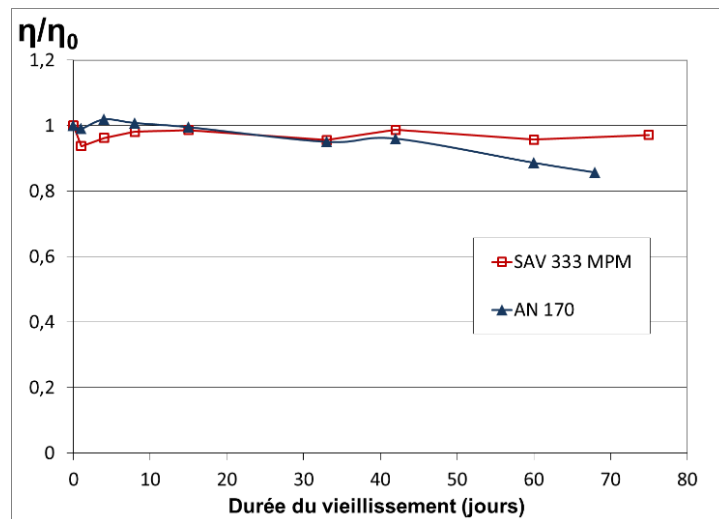


Figure 5. 10: Viscosité normalisée des solutions de polymères testées dans le cadre de l'étude

L'évolution de la viscosité normalisée montre que les performances sont maintenues pour les deux polymères pendant au moins 40 jours de vieillissement (moins de 5% de perte de viscosité par rapport à la viscosité initiale) à la température du réservoir (120°C). Une chute de viscosité est observée pour la solution d'AN 170 sur une échelle de temps plus longue. Après 143 jours de stockage à 120°C, la viscosité relative est en effet réduite de 50%. La viscosité de la solution de SAV 333 MPM se révèle quant à elle constante sur toute la durée de l'étude (143 jours).

Les tests de stabilité thermique anaérobie ont permis de sélectionner le polymère **AN170** comme polymère le plus adapté à la réalisation des **SWCTT**. Néanmoins, les tests de stabilité à long terme (> 3 mois) montrent que la tenue en température doit être améliorée dans la perspective d'une application à plus grande échelle (temps de résidence dans le réservoir plus longs).

V.4.5. Propriétés de la solution de polymère AN170 :

Le polymère a pour effet de réduire la mobilité du fluide dans lequel il est dissout. Cette réduction de mobilité dépend de la concentration.

Une fois que le polymère est passé dans une roche (et donc que la concentration est revenue nulle) la réduction de mobilité résiduelle due à l'adsorption de la roche R_m est égale à 1.1. L'adsorption par la roche du polymère est fixée à **20 µg/g**.

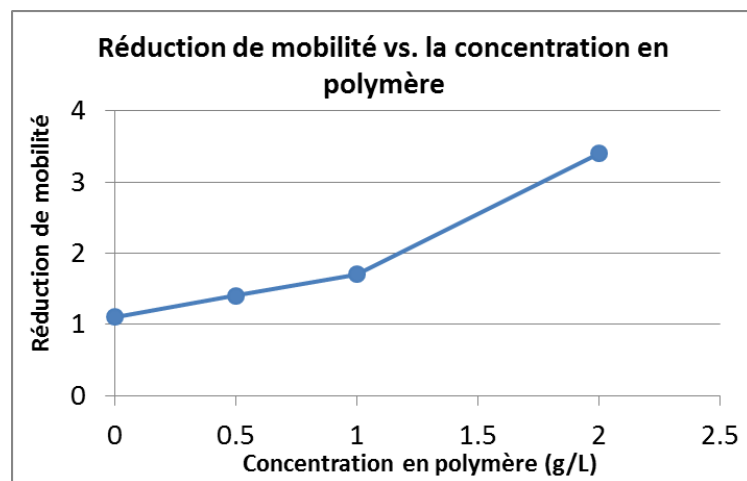


Figure 5. 11: Réduction de mobilité en fonction de la concentration en polymère AN170

V.5. ÉTUDE DU POTENTIEL EOR DANS LES ZONES SOUS INJECTION D'EAU (ZONE 4 ET ZONE 7)

Cette approche est une première estimation de l'incrément de production, elle permet également une évaluation préliminaire des coûts liés à la récupération EOR chimique cas injection des polymères, et permet de fixer des objectifs d'optimisation technico-économique.

V.5.1. Choix des modèles sectoriel:

Deux secteurs modèles ont été sélectionnés pour chacune des trois Zones (Zones 4 et 7).

La localisation de ces 2 modèles a été choisie de façon à minimiser la présence de failles et la présence de gaz injecté dans le réservoir. On s'est également assuré de la présence de plusieurs puits producteurs et puits injecteurs d'eau en communication les uns avec les autres.

V.5.2. Propriétés des fluids:

a. Eau:

Les propriétés (densité et viscosité) de la phase Eau sont calculées par le simulateur à partir de la salinité de l'eau.

Il convient donc de renseigner :

- La salinité de l'eau du réservoir à l'état initial.
- La salinité des eaux d'injection.

b. Hydrocarbures :

Les propriétés de l'huile et de son gaz associé ont été extraites du modèle général. Il s'agit d'un modèle de type « black oil » à température constante (120°C).

Les densités (en conditions de surface) sont de 0.86 g.cm^{-3} pour l'huile et de 1.2 mg.cm^{-3} pour le gaz associé.

V.6. Modèle sectoriel ZONE 4

V.6.1. Localisation du modèle sectoriel en Zone 4 :

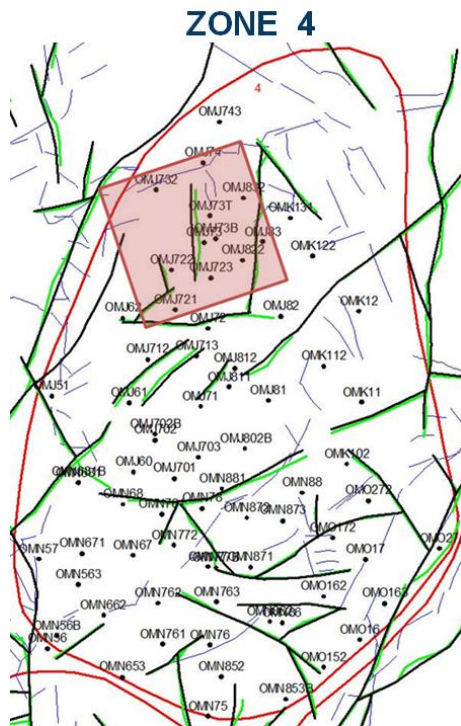


Figure 5. 12: Localisation du secteur ZONE 4

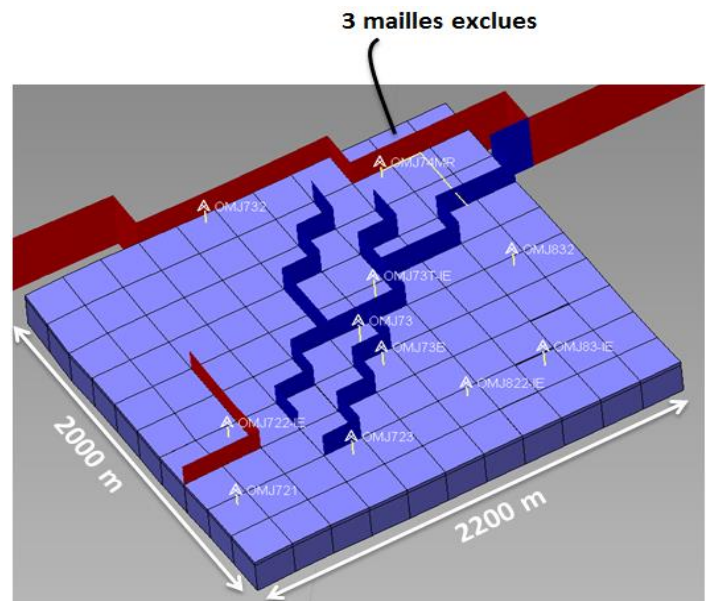


Figure 5. 13: Failles et dimensions du secteur ZONE 4

Le modèle sectoriel de la zone 4 a été choisi au nord-est de la zone 4 dans un endroit contenant un faible nombre de failles et une concentration importante de puits. Il est délimité au nord, à l'est et au sud par des failles et à l'ouest par la limite de la zone 4.

Il comporte 8 puits producteurs :

- 5 fermés : OMJ721, OMJ73B, OMJ732, OMJ73 et OMJ74
- 3 ouverts : OMJ723, OMJ74MR et OMJ832

4 puits injecteurs :

- 2 fermés : OMJ73T-IE et OMJ83-IE
- 2 ouverts : OMJ822-IE et OMJ722-IE

V.6.2. Saturation actuelle du modèle sectoriel de la Zone 4:

Les cartes de saturation en huile au démarrage des simulations (1/03/2022) se trouvent à la Figure 5.14 pour les 3 drains principaux du réservoir Ra, ainsi qu'une coupe verticale pour la même date Les facteurs de récupération calculés dans chaque drain à la même date sont présentés dans le tableau 5.1.

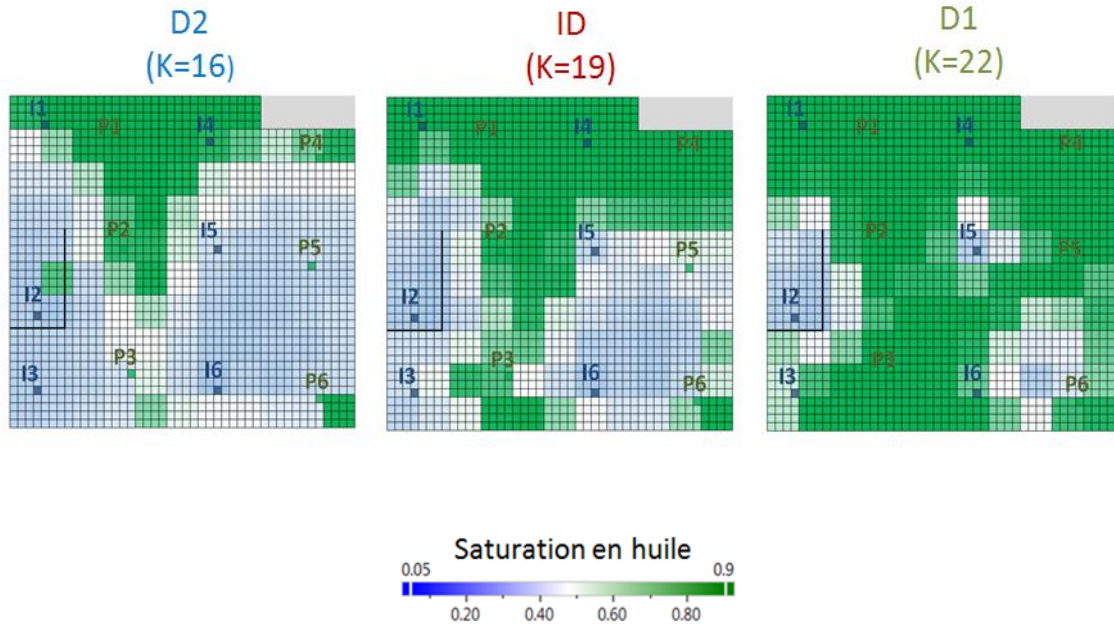


Figure 5. 14: Saturation en huile dans le modèle sectoriel ZONE 4 sur pumaflow

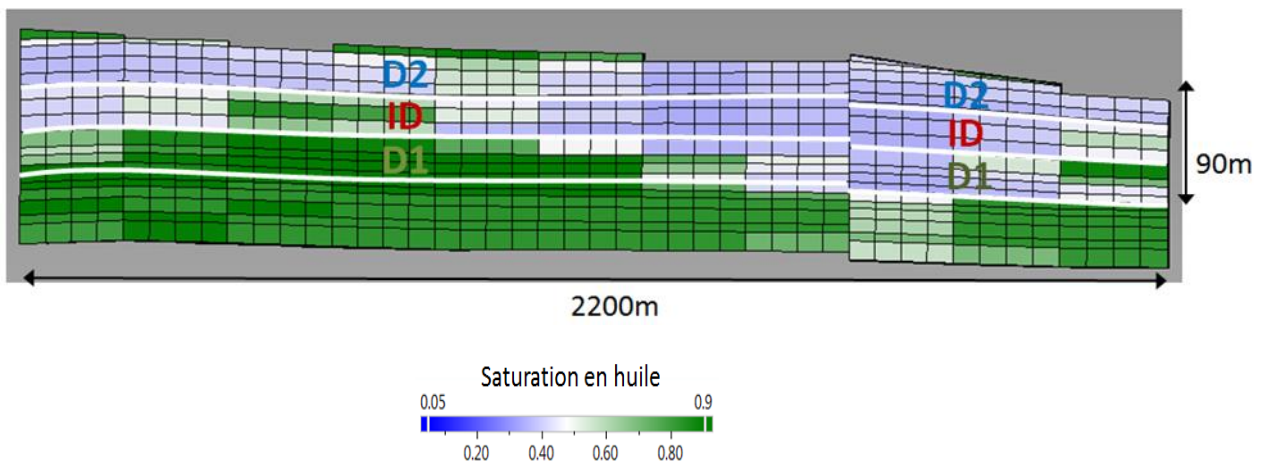


Figure 5. 15: Saturation en huile le modèle sectoriel ZONE 4 vu « en coupe » sur pumaflow

Table 5. 1: Facteur de récupération (% OOIP) par drain dans le modèle sectoriel ZONE 4

| | |
|---|--------------|
| Facteur de Récupération du secteur en 2022 | 25.6% |
| Facteur de Récupération de D2 | 29.6% |
| Facteur de Récupération d'ID | 34.2% |
| Facteur de Récupération de D1 | 15.2% |

Ce modèle secteur a été balayé en grande partie grâce aux puits injecteurs d'eau OMJ722-IE ; OMJ73T-IE ; OMJ822-IE et OMJ83-IE. Le nord du secteur n'a été que peu balayé car les puits OMJ74 et OMJ732 se sont révélés être des puits secs et le puits OMJ74MR n'est ouvert que depuis 2010.

Les drains D2 et ID sont beaucoup plus perméables que le drain D1. Ils ont donc été mieux balayés par les puits injecteurs d'eau que le drain D1.

V.6.3. Puits intercalaires :

Les puits utilisés dans les simulations ne sont pas ceux présents à l'heure actuelle dans ce secteur du réservoir de Hassi Messaoud. Des puits intercalaires ont été ajoutés afin d'obtenir un balayage complet du secteur lors de l'injection de solutions de polymères.

Il est vérifié lors de simulations que ces puits peuvent rentabilisés par le gain en production lors du Water Flood (en l'absence de polymère). En conséquence, les coûts associés au balayage EOR seront attribués à l'incrément de production du balayage EOR par rapport au balayage à l'eau.

V.6.4. Contrôle du débit des puits :

Le contrôle du débit des puits injecteurs et producteurs est assuré par limite de pression. Les puits injecteurs d'eau injectent afin de maintenir dans le réservoir une pression moyenne de 250 kgf/cm². De plus leur pression de fond BHP doit rester en dessous de la pression de 500 kg/cm². La pression de fond BHP des puits producteurs doit rester supérieure à 60 kg/cm².

Les puits producteurs sont fermés lorsque leur Water Cut excède 95%. Cette valeur est plus forte que celle utilisée pour les prévisions (80%), et a été choisie pour maximiser la production en balayage à l'eau.

V.6.5. Balayage par solution de polymères sur le modèle sectoriel de la Zone 4 :

Le polymère est injecté en bouchons de concentration décroissante : d'abord à une concentration de 1000 ppm durant 6 ans puis à une concentration de 500 ppm durant 2 ans puis une concentration de 250 ppm durant encore 2 ans. Le tableau ci-dessous donne les quantités injectées et produites par chacun des drains D1, ID et D2.

Table 5. 2: Bilan matière du polymère injecté Zone 4

| Drain | Masse de Polymère injecté (tonnes) | Quantité de Polymère injecté en pourcentage du volume poreux | Pourcentage de Polymère produit par rapport à la masse injectée |
|--------------|------------------------------------|--|---|
| D2 | 4 000 | 105% | 32% |
| ID | 2 700 | 43% | 3% |
| D1 | 2 000 | 31% | 3% |
| Total | 8 700 | 53% | 16% |

La Figure 5.16 ci-dessous présente la zone contenant du polymère à la fin des bouchons à concentration décroissante. On remarque le bon balayage dans le drain D2. Les courbes de performance du balayage par les solutions de tensioactifs et de polymère sont présentées sur la 5.17 et sur la Figure 5.18.

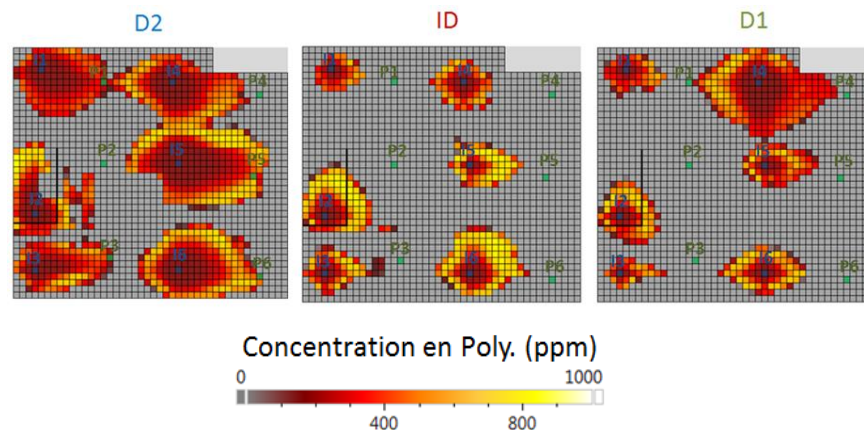


Figure 5. 16: Concentration en polymère injecté Zone 4 sur pumaflow

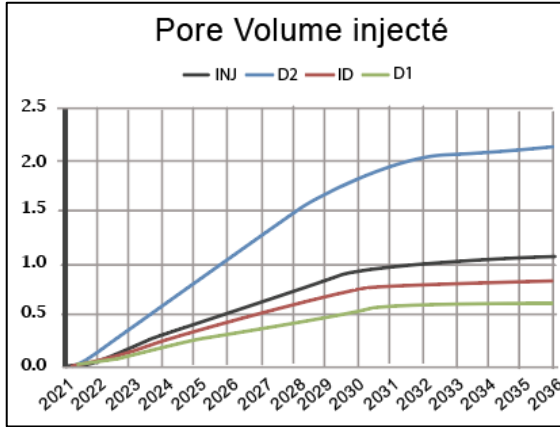


Figure 5. 17: Volume poreux d'injection par drain SP Flood Z4

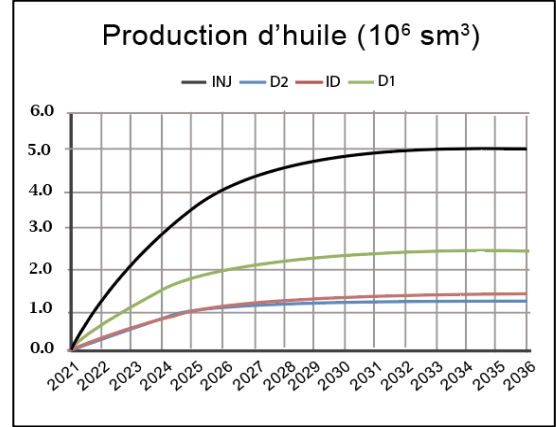


Figure 5. 18: Production cumulée d'huile par drain SP Flood Z4

Les quantités d'huile apportées par les solutions polymères sont présentées à la Figure 5.19

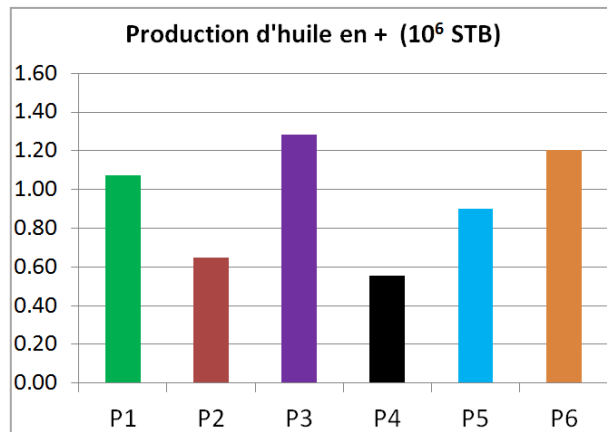


Figure 5. 19: Huile produite en plus par puits par rapport au Water Flood lors du SP Flood en Zone 4

Le Tableau 5.3 donne les résultats de récupération supplémentaire due à l'EOR par drain.

Table 5. 3: Production additionnelle due au P Flood par rapport au Water Flood Zone 4

| Drain | Production cumulée d'huile (10 ⁶ STB) | Production supplémentaire par rapport au Water Flood (10 ⁶ STB) | Facteur de récupération (% OOIP) | Gain en Facteur de récupération par rapport au Water Flood |
|--------------|--|--|----------------------------------|--|
| D2 | 7.5 | 2.5 | 63.0% | 11.1% |
| ID | 8.8 | 1.5 | 56.2% | 3.9% |
| D1 | 15.4 | 1.6 | 52.7% | 4.0% |
| Total | 31.6 | 5.7 | 56.3% | 5.5% |

La Figure 5. 20 présente les cartes de saturation en huile à la fin de la simulation de prévision pour chaque drain D1, ID et D2. On constate le meilleur balayage du drain D2. La Figure 5.21 montre une coupe verticale avec la saturation d’huile résiduelle, où on constate une hétérogénéité verticale de balayage.

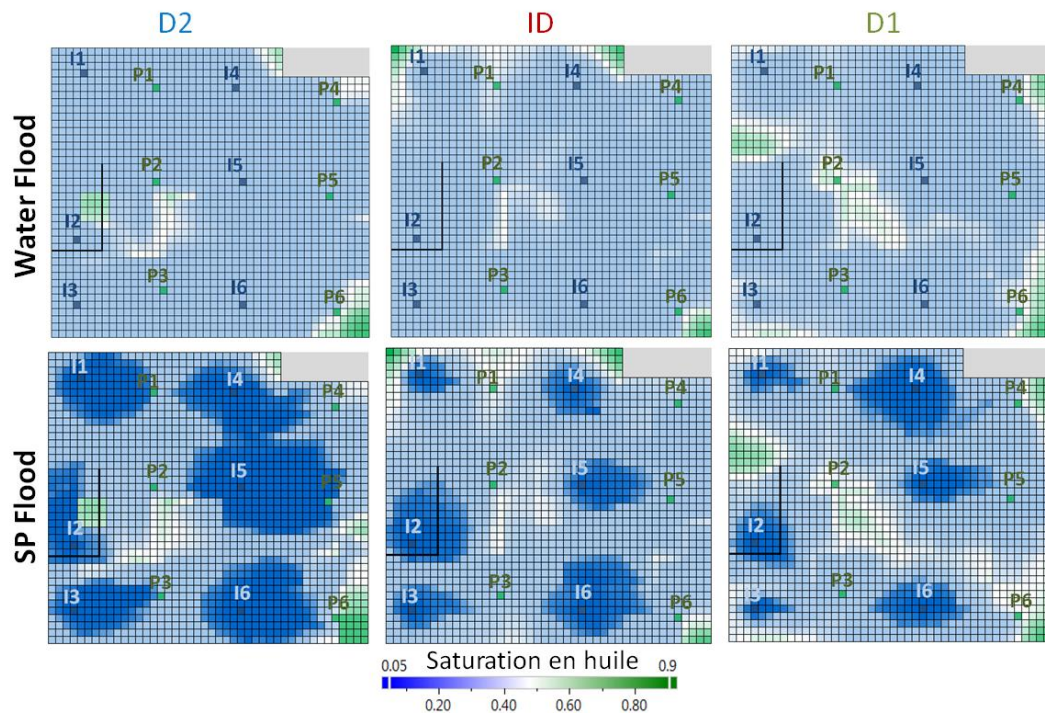


Figure 5. 20: Comparaison de la saturation en huile pour le Water Flood et le SP Flood Zone 4 sur pumaflow

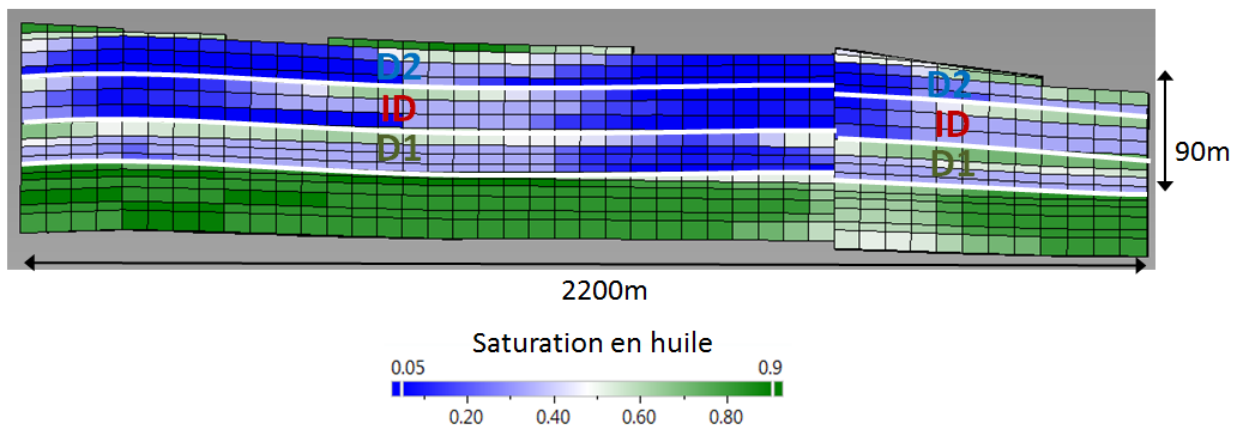


Figure 5. 21: Saturation en huile après le SP Flood vu « en coupe » Zone 4 sur pumaflow

Le polymère sont injectés principalement dans le drain D2. C’est de ce drain que provient principalement l’huile additionnelle.

Une d’optimisation résidera dans l’examen de politique d’injection et production sélective, qui seront à comparer à la pratique actuelle d’injection sur toute la hauteur ouverte. Une estimation des coûts, concentrée sur le coût des tensioactifs et des polymères, est présentée sur Table 6.4 ci-dessous.

Table 5. 4: Analyse Gain/Coût lors de l’utilisation des polymères, ZONE 4

| | |
|---------------------------------------|------------------|
| Quantité de Poly. injecté | 8 700 tonnes |
| Production additionnel | 5.7 MMSTB |
| Gain en Facteur de récupération | 5.5% OOIP |
| Qtité. de Poly. par baril additionnel | 1.5 kg/bbl |
| Coût de produit par baril additionnel | 44 \$/bbl |

Les prix d’achat du polymère choisis de 6 \$/kg. Ces valeurs sont des estimations de Beicip-Franlab, qui seront à affiner. Le coût des produits est lié à la température élevée (120°C) du réservoir de Hassi Messaoud. Le coût du KCl ainsi que les autres coûts d’exploitation n’ont pas été pris en compte

V.6.6. Sensibilité sur les paramètres du balayage EOR :

Résumé de tous les changements liés à cela dans le tableau ci-dessous

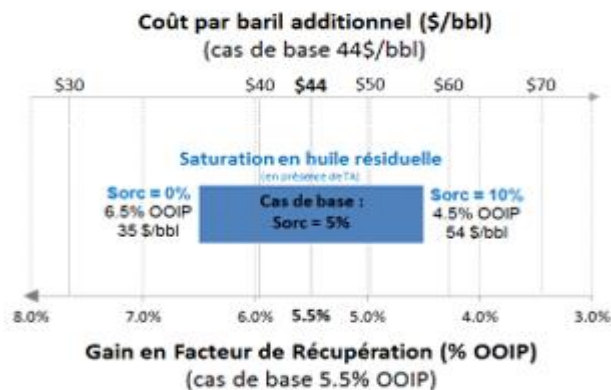


Figure 5. 22: Gain en facture de récupération

V.7. Modèle sectoriel en ZONE 7:

V.7.1. Localisation du modèle sectoriel en Zone 7:

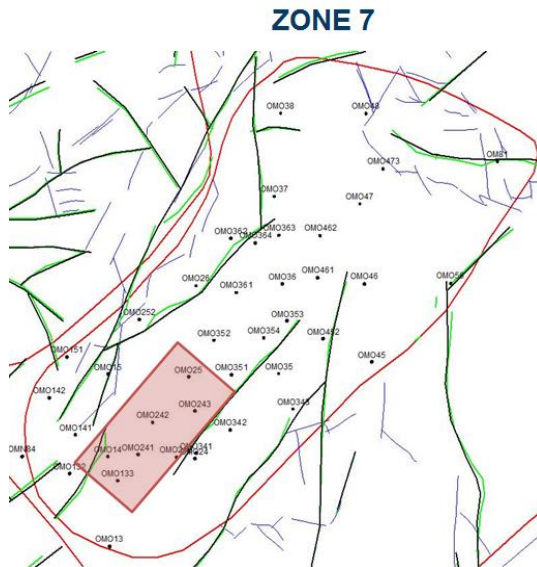


Figure 5.23: Localisation secteur ZONE 7

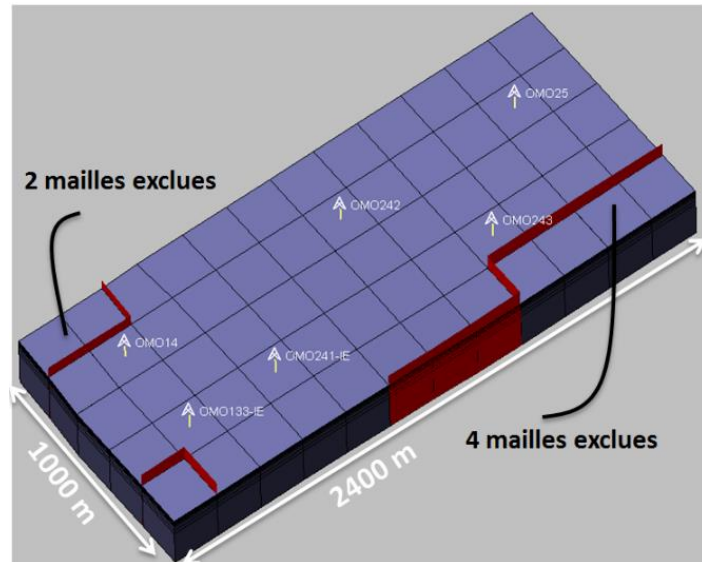


Figure 5.24: Failles et dimensions du secteur ZONE 7

Le modèle sectoriel de la zone 7 se trouve au sud de la zone 7. Il est délimité à l'est et au sud-ouest par des failles.

Il comporte 4 puits producteurs:

- 4 sont fermés : OMO14, OMO242 ; OMO243 et OMO25

2 puits injecteurs :

- 1 est fermé : OMO241-IE
- 1 ouvert : OMO133-IE

VI.7.2. Saturation actuelle du modèle sectoriel:

Les cartes de saturation en huile au démarrage des simulations (1/3/2022) se trouvent à la Figure 5.25 pour les 3 drains principaux du réservoir Ra, ainsi qu’une coupe verticale pour la même date (Figure 5.26). Les facteurs de récupération calculés dans chaque drain à la même date sont présentés dans le Table 5. 5.

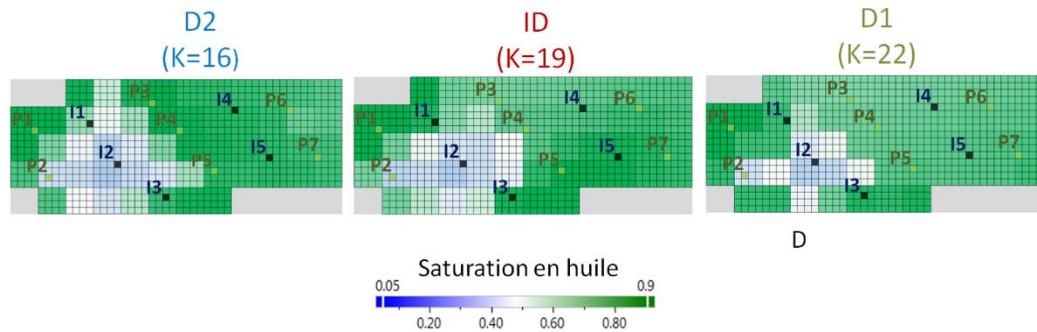


Figure 5. 25: Saturation en huile dans le modèle sectoriel ZONE 7 sur pumaflow

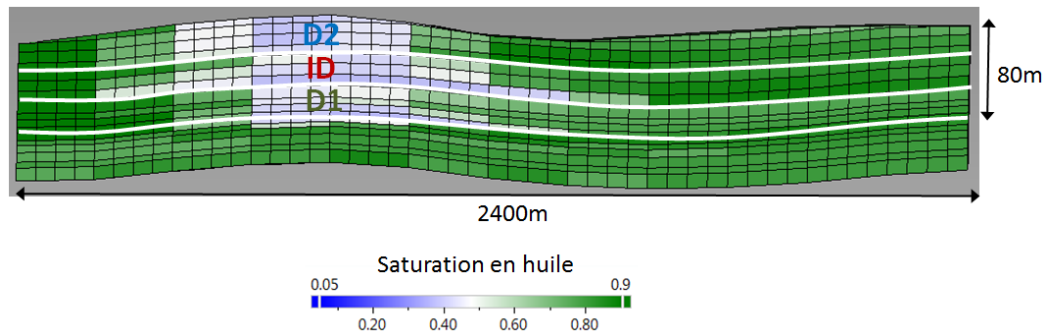


Figure 5. 26: Saturation en huile le dans le modèle sectoriel ZONE 7 vu « en coupe » sur pumaflow

Table 5. 5: Facteur de récupération par drain dans le modèle sectoriel ZONE 7

| | |
|---|--------------|
| Facteur de Récupération du secteur en 2022 | 25.0% |
| Facteur de Récupération de D2 | 24.5% |
| Facteur de Récupération d’ID | 27.6% |
| Facteur de Récupération de D1 | 22.9% |

Seul l’ouest de ce secteur a été correctement balayé en eau par le puits OMO241-IE. Le puits OMO133-IE n’est utilisé en tant qu’injecteur.

V.7.3. Contrôle du débit des puits:

Comme pour le modèle sectoriel de la zone 4 des puits intercalaires ont été utilisés pour optimiser le balayage en eau dans ce secteur.

Le contrôle du débit des puits injecteurs et producteurs est assuré par limite de pression. Les puits injecteurs d'eau injectent afin de maintenir dans le réservoir une pression moyenne de 250 kgf/cm². De plus leur BHP doit rester en dessous de 500 kg/cm² La BHP des puits producteurs doit rester supérieur à 60 kg/cm². Les puits producteurs sont fermés lorsque leur Water Cut excède 95%.

V.7.4. Balayage par solution de polymères sur le modèle sectoriel de la Zone 7:

Le polymère est injecté en bouchons de concentration décroissante : d'abord à une concentration de 1000 ppm puis à une concentration de 500 ppm puis une concentration de 250 ppm. Le Table 5. 6 ci-dessous donne les quantités injectées et produites par chacun des drains D1, ID et D2.

Table 5. 6: Bilan matière du polymère injecté - modèle sectoriel Zone 7

| Drain | Masse de Polymère injecté (tonnes) | Quantité de Polymère injecté en pourcentage du volume poreux | Pourcentage de Polymère reproduit par rapport à la masse injectée |
|--------------|------------------------------------|--|---|
| D2 | 600 | 34% | 9% |
| ID | 900 | 35% | 3% |
| D1 | 1 500 | 59% | 9% |
| Total | 3 000 | 45% | 7% |

La Figure 6.27 ci-dessous présente la zone contenant du polymère à la fin des bouchons à concentration décroissante. On remarque le bon balayage dans le drain D2.

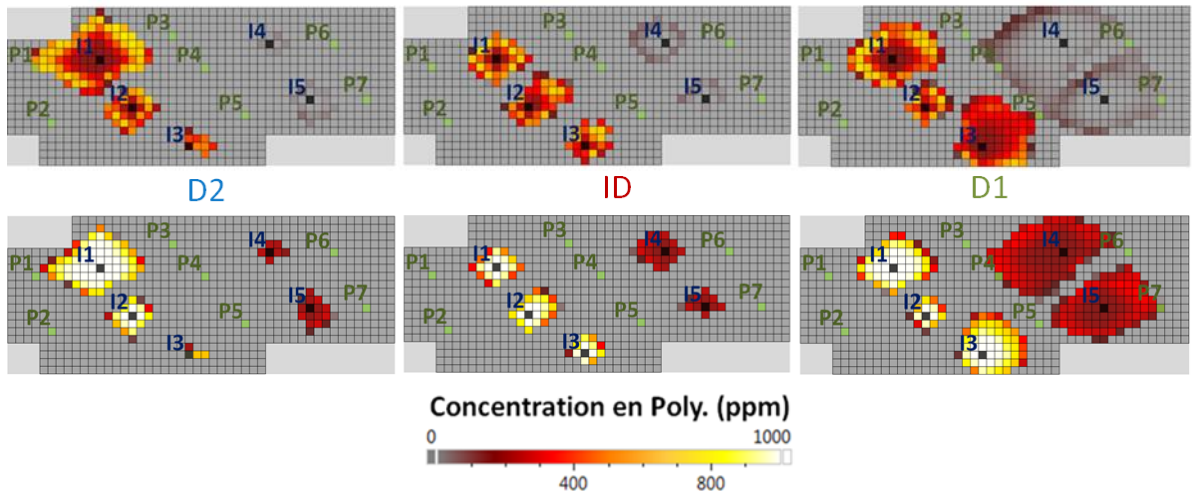


Figure 5. 27: Concentration en polymère injecté après 2 ans et 3 ans modèle sectoriel Zone 7 sur pumaflow

Le polymère, quant à lui, est injecté pour les puits I4 et I5 à une concentration de 1000 ppm durant 6 mois puis à une concentration de 500 ppm durant 1 an puis une concentration de 250 ppm durant encore 6 mois (cela fait donc un total de 2 ans).

Pour les puits I1, I2 et I3 le polymère est injecté à une concentration de 1000 ppm durant 2 ans, puis une concentration de 500 ppm durant 6 mois puis une concentration de 250 ppm durant encore 6 mois (cela fait donc un total de 3 ans).

Comme précédemment on observe une très mauvaise répartition verticale du polymère pour les puits I4 et I5.

Les courbes de performance du balayage par les solutions de tensioactifs et de polymère sont présentées sur la Figure 5.28 et sur la Figure 5.29.

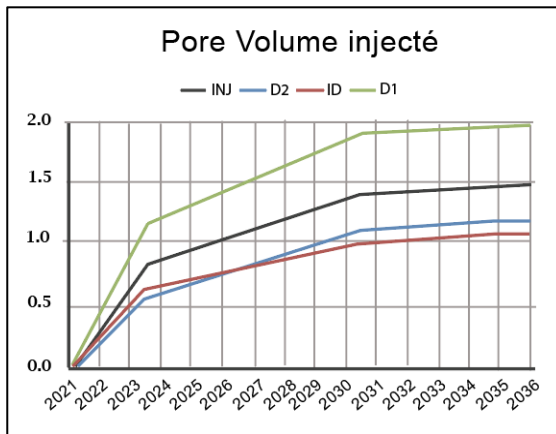


Figure 5. 28: Volume poreux d'eau injecté par drain pour SP Flood Z7

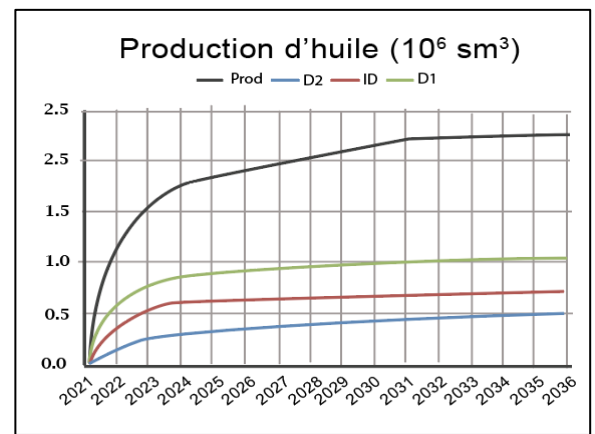


Figure 5. 29: Production cumulée d'huile par drain SP Flood Z7

Les quantités d'huile apportées par les solutions de tensioactifs et polymères sont présentées à la Figure 5.30.

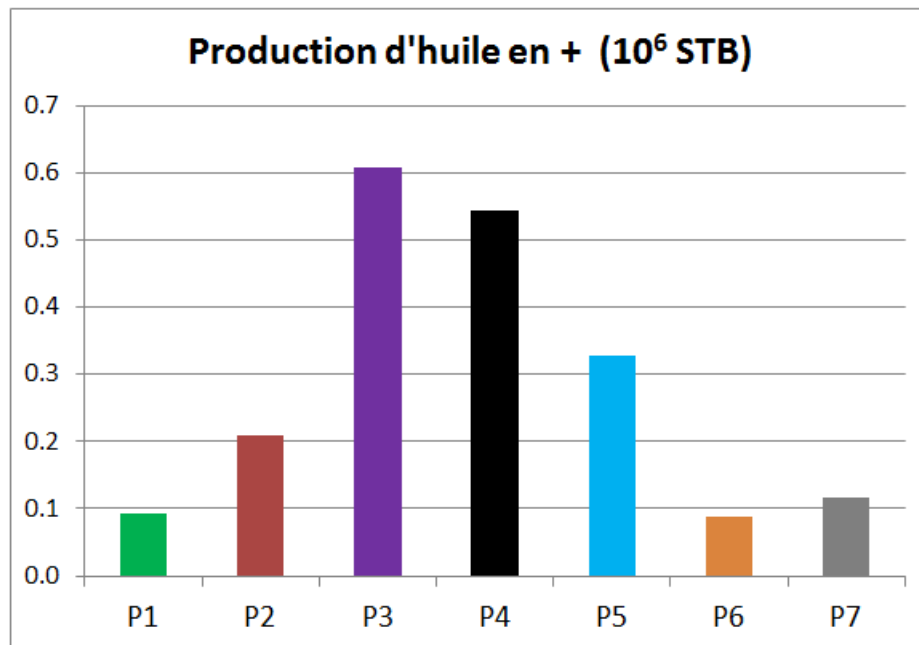


Figure 5. 29: Huile produite en plus par puits par rapport au Water Flood lors du SP Flood Zone 7

Le Table 5.7 Donne les résultats de récupération supplémentaire due à l'EOR par drain.

Table 5. 7: Production additionnelle due au SP Flood par rapport au Water Flood Zone 7

| Drain | Production cumulée d'huile (10 ⁶ STB) | Production supplémentaire par rapport au Water Flood (10 ⁶ STB) | Facteur de récupération (% OOIP) | Gain de récupération par rapport au Water Flood |
|--------------|--|--|----------------------------------|---|
| D2 | 3.1 | 0.3 | 57.5% | 3.1% |
| ID | 4.5 | 0.8 | 59.3% | 5.7% |
| D1 | 6.7 | 0.9 | 62.8% | 5.3% |
| Total | 14.3 | 2.0 | 60.3% | 4.9% |

La Figure 5.31 présente les cartes de saturation en huile à la fin de la simulation de prévision pour chaque drain D1, ID et D2. On constate le meilleur balayage du drain D2.

La Figure 5.32 montre une coupe verticale avec la saturation d'huile résiduelle, où on constate une hétérogénéité verticale de balayage.

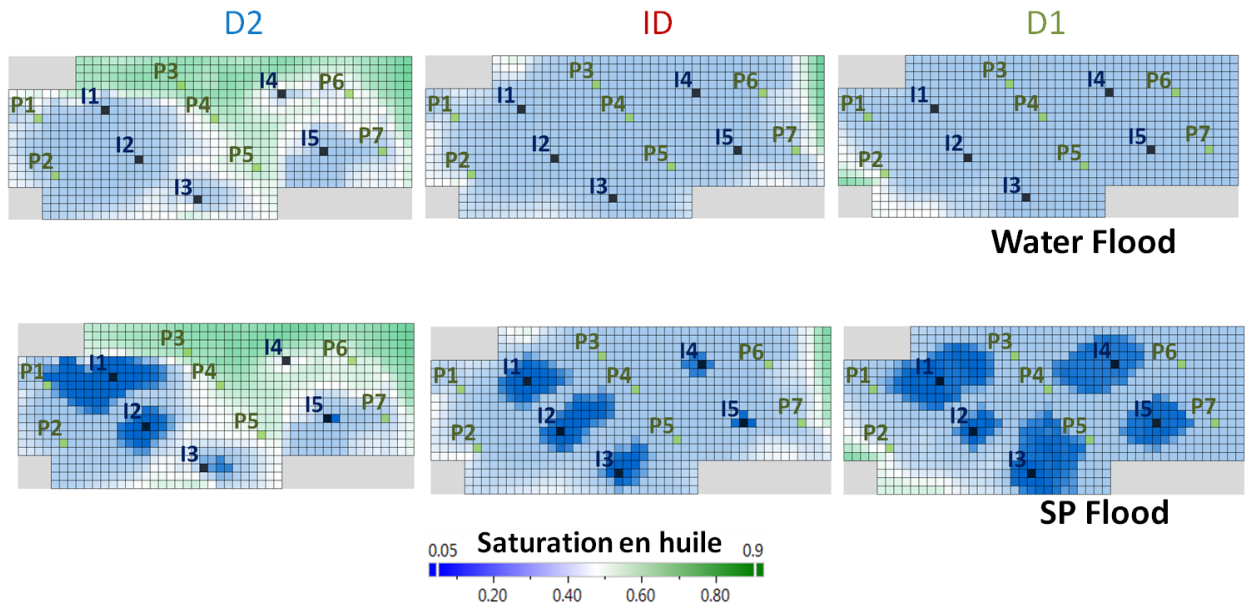


Figure 5. 30: Comparaison de la saturation en huile pour le Water Flood et le SP Flood Zone 7 sur pumaflow

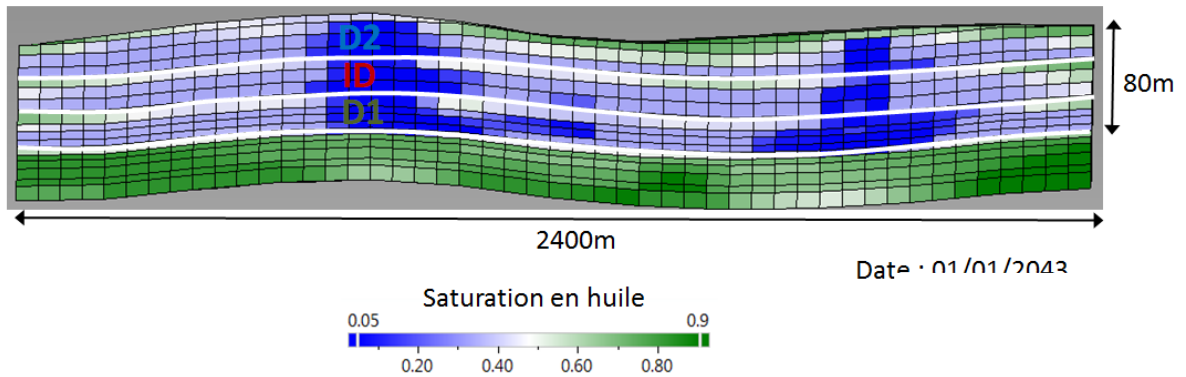


Figure 5. 31: Saturation en huile le SP Flood vu « en coupe » Zone 7 sur pumaflow

La quantité de tensioactif injecté par les puits I4 et I5 est très faible dans les drains D2 et ID. Le puits I3 n'a pratiquement pas injecté de tensioactif dans le drain D2.

Le gain en millions de barils additionnels est le plus faible dans le D2, intermédiaire dans l'ID et le plus élevé dans le D1. Ceci est cohérent avec le fait que la plus grande quantité de tensioactif a été injectée dans le D1, une moins grande quantité dans l'ID et une faible quantité dans le D2.

En raison de l'hétérogénéité verticale du modèle sectoriel il est difficile d'augmenter la quantité de tensioactif injecté dans le D2 sans « gaspiller » du tensioactif dans le drain le plus perméable (D1).

Une estimation des coûts, concentrée sur le coût des tensioactifs et des polymères, est présentée sur le Tableau 5.8 ci-dessous.

Table 5. 8: Analyse Gain/Coût lors de l'utilisation des polymères, ZONE 7

| | |
|--|------------------|
| Quantité de Poly. injecté | 3 000 tonnes |
| Production additionnel | 2.0 MMSTB |
| Gain en récupération | 4.9 % OOIP |
| Qtité. de Poly. par baril additionnel | 1.5 kg/bbl |
| Coût de produit par baril additionnel | 45 \$/bbl |

✓ Conclusion:

- Le modèle sectoriel la zone 4 et la zone 7 ont le même prix d'achat du tensioactif et du polymère estimé de 6\$/kg.
- Le coût du KCl ainsi que les autres coûts d'exploitation n'ont pas été pris en compte.
- Le résultat de cette simulation
- Pour la zone 4 Facteur de récupération (% OOIP) c'est 25.60% après le processus d'injection SP, il est passé à 56.30%.
- Et Pour la zone 7 Facteur de récupération (% OOIP) c'est 25.00% après le processus d'injection SP, il est passé à 60.3%.
- Le moyen de facteur de récupération entre la région 4 et la région 7, nous obtenons un facteur de récupération avant l'injection 25.30% et après injection 58.70% .c'est-à-dire avec un taux d'augmentation qui dépasse 33.00%.
- Le résultat de la zone 7 est très proche de celui obtenu pour la zone 4 à la fois en termes d'incrément de production et de coût par baril additionnel produit.
- Les éléments d'optimisation seront semblables à ceux envisagés pour le Zone 4 : diminuer le niveau d'adsorption au niveau le plus bas possible, et optimiser le reservoir management des Zones.



CONCLUSION

Général

CONCLUSION GENERALE

Ce thème consiste à étudier les performances et les propriétés de l'injection de polymères sur le taux de récupération de pétrole, en utilisant un modèle expérimental à mouillabilité mixte huile/eau. Et Puis l'application de cette injection au champ Hassi Messaoud les deux zones 4 et 7.

L'analyse des résultats expérimentaux montre un balayage plus efficace pour les écoulements de polymère que pour un écoulement à l'eau ce qui met en évidence l'influence d'un rapport de mobilité plus favorable dans le cas de l'injection d'un polymère. Une réduction de la saturation résiduelle en huile tel qu'avant l'injection il était $S_{or}=0.55$ et après l'injection de polymère obtient de $S_{or}=0.349$, L'utilisation des modèles capillaires constitue la phase préliminaire pour la mise au point du procédé de récupération.

Les tests d'imbibitions spontanées réalisés montrent que la présence de la solution de polymère dans les milieux poreux provoque un changement de mouillabilité. Le taux de récupération obtenue lors des essais aux champs Hassi Messaoud :

- Avant la récupération tertiaire : **25.30%**.
- Après la récupération tertiaire : **58.70%**.

Les perméabilités à l'eau très faibles après l'injection de polymère sont révélatrices d'un changement de mouillabilité durant l'injection de polymère. Les solutions de polymères permettent d'augmenter la viscosité du fluide déplaçant, ce qui conduit, lors de l'injection,

RECOMMANDATIONS

Cette étude porte sur plusieurs points qu'il serait intéressant d'approfondir.

Tout d'abord, il serait judicieux :

- Amélioration de la stabilité des produits chimiques. Les tests de stabilité thermique des polymères ont montré que le polymère AN 170 était adapté à la réalisation des pilotes SWCTT.
- L'ensemble de ces résultats expérimentaux nécessite d'être approfondi sur différents aspects de l'étude au niveau expérimental et numérique.
- L'influence de l'adsorption sur la production reste encore à éclaircir, on pourrait par exemple utiliser des carottes plus argileuses que du grès de Bentheimer pour voir s'il y a des différences notables d'adsorption, et si l'adsorption varie selon la précocité de l'injection polymère.
- Il serait intéressant d'obtenir le point optimum de la quantité de polymère à injecter nécessaire pour obtenir les taux de récupération les plus élevés.



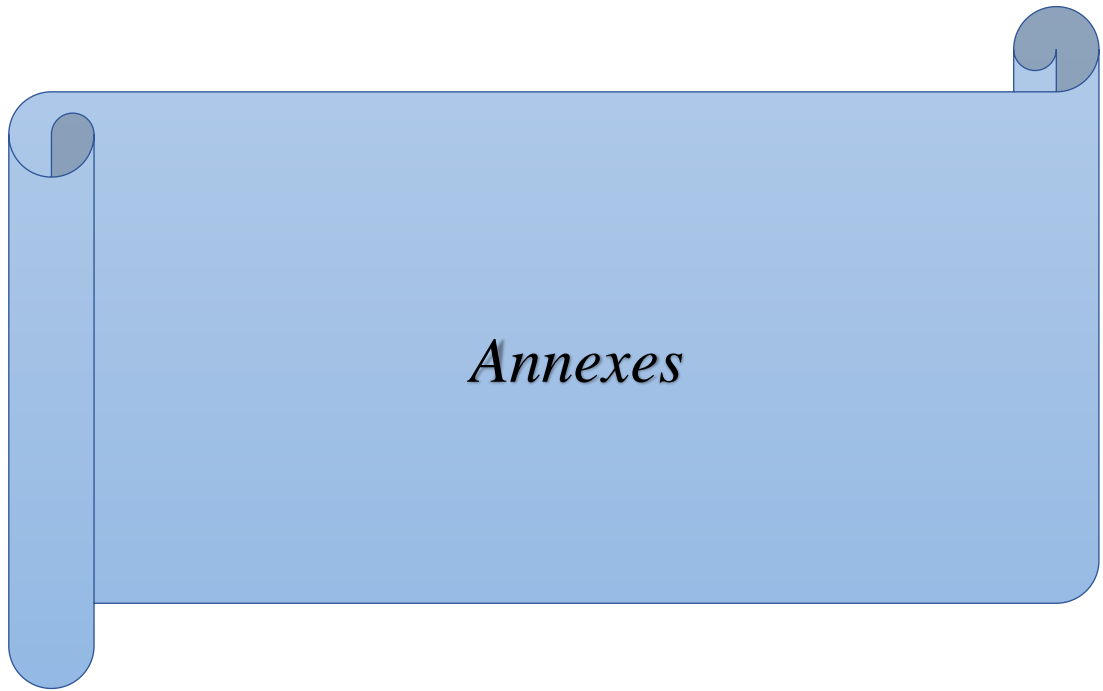
Bibliographie

BIBLIOGRAPHIE

- [1] N. K. K. HADJ AISSA, Performances du Short Radius et intérêt du double, Hassi Messaoud, Décembre (2002).
- [2] PRESENTATION HMD PPT 2022 SH-DP-BASE IRARA séminaire ,, hidara.
- [3] GOOGLE MAPS.
- [4] R. E. D. F. O. a. C. A. M. Kirk, Encyclopedia of Chemical Technology. Vol. II., The Journal of Physical Chemistry, 2004.
- [5] P. a. M. Remp, Polymer Synthesis, 1991.
- [6] R. a. N. Yocum, Functional Monomers, 1973.
- [7] A. Thomas, Essentials of Polymer Flooding Technique, April 2019.
- [8] R. S. Seright, Stability of partially hydrolyzed polyacrylamides at elevated temperatures in the absence of divalent cations, Spe Journal, 2010.
- [9] J. Bonnier, C. Rivas, F. Gathier, B. Quillien et A. Thomas, Inline Viscosity Monitoring of Polymer Solutions Injected in Chemical Enhanced Oil Recovery Processes, Kuala Lumpur: SPE Enhanced Oil Recovery Conference, July 2013.
- [10] R. E. D. F. O. a. C. A. M. Kirk, Encyclopedia of Chemical Technology Vol. II, The Journal of Physical Chemistr, 2004.
- [11] M. STOKKA, Improved oil recovery By low shear handling of injection polymers, Typhonix.
- [12] H. H. G. a. V. ShamsiJazeyi, Sacrificial agents for reducing adsorption of anionic surfactants., Texas, USA: SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, 2013.
- [13] A. O. N. W. N. e. a. Tay, Adsorption inhibitors: a new route to mitigate adsorption in chemical enhanced oil recovery, Kuala Lumpur, Malaysia,: SPE Enhanced Oil Recovery Conference, 2015..
- [14] D. a. W. Green, Enhanced Oil Recovery, Society of Petroleum Engineers, 1998.
- [15] D. W. X. Y. Fulin Y., High concentration polymer flooding is successful., SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 2004.
- [16] M.-L. N. A. F.-v. F. e. a. Dupasquier, «Ressource unisciel,» [En ligne]. Available: http://ressources.unisciel.fr/formulation_cosmetique/co/1-1.html.
- [17] D. Olivier, Les émulsions, décembre 2017.
- [18] L. K. a. S. Friberg Stig E., Food Emulsions Fourth Edition, 1er décembre 2017.

- [19] A. D. S. G. K. M. R. e. M. S. Laurine CAULLET, ÉMULSIONS ALIMENTAIRES ET COSMÉTIQUES, 2017-2018.
- [20] Danielsson I. Lindman B, The définition of micro-emulsion, Colloids and Surfaces, 1981.
- [21] Z. Layla., Etude des phénomènes physico-chimiques à l'interface émulsion de bitume/substrat minéral - Application à la formulation de Bétons Bitumineux à l'Émulsion (BBE). Matériaux., Université Nantes Angers Le Mans, 2013.
- [22] Schramm, Surfactants: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry, Cambridge University Press, 2000.
- [23] G.] Stegemeier, Mechanisms of entrapment and mobilization of oil in porous media. In: Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding, New York: Academic Press., 1977.
- [24] J. Barkman et D. Davidson, Measuring Water Quality and Predicting Well Impairment, SPE, JULY 01 1972.
- [25] 32, Rapport de test 08.04.2022 sh-dp-irara.
- [26] Labo Hassi Messoud Irara.
- [27] A. T. S. B. G. D. F. D. C. F. N. Gaillard, Advanced Selection of Polymers for EOR Considering Shear and Hardness Tolerance Properties, European Association of Geoscientists & Engineers, 2017.
- [28] k. S. Sorbie, polymer-improved oil recovery, New Delhi: Springer + Business Media New York, 1991.
- [29] F. A. B. N. S. Al-Saadi, Polymer flooding in a large field in south oman—initial results and future plans., Muscat, Oman: SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, 2012.
- [30] G. a. S. R. Zhang, Effect of concentration on HPAM retention in porous media., New Orleans, Louisiana: SPE Annual Technical Conference and Exhibition., 2013.
- [31] encyclopedia, «Non-Ionic Surfactants,» [En ligne]. Available: <https://encyclopedia.pub/entry/11325..>
- [32] J. C. Jr, Status of caustic and emulsion method, J Petrol Technol, 1976.
- [33] J. J. Sheng, A Comprehensive Review of Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP) Flooding, Texas Tech University , 2013.
- [34] D. H. M. H. B. S. A. a. S. C. Olsen, Design of a novel flooding system for an oil-wet Central Texas carbonate reservoir, Oklahoma: SPE/DOE Seventh Symposium on Enhanced Oil Recovery, 1990.
- [35] R. L. J. T. D. a. S. G. Nelson, Cosurfactant-enhanced alkaline flooding., Tulsa, Oklahoma: the SPE/DOE Fourth Symposium on Enhanced Oil Recovery , 1984.

- [36] Y.-Y. H. Q. L. W. M. D. L. G. Zhu, Recent progress and effects analysis of ASP flooding field tests, presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium, 2012.
- [37] H. Chang, ASP process and field results, Elsevier, 2013.
- [38] A. Sarem, Secondary and tertiary recovery of oil by MCCF (mobility-controlled caustic flooding) process., Secondary and tertiary recovery of oil by MCCF (mobility-controlled caustic flooding) process., 1974.
- [39] A. Weatherill, Surface development aspects of alkali-surfactant-polymer (ASP) flooding, Doha, Qatar.: the International Petroleum Technology Conferenc, 2009..
- [40] Schlumberger, «glossary oilfield,» [En ligne]. Available: https://glossary.oilfield.slb.com/en/terms/w/winsor_phase_behavior..
- [41] S. M. . B. . H. L. Louey Tliba, Experimental investigation of surfactant polymer injection for improving, Elsevier , 2021.
- [42] SORBIE, Polymer-Improved Oil Recovery, Springer Science+Business Media, 1991.
- [43] W.LITTMANN, polymer flooding, Amsterdam: Elsevier , 1988 .
- [44] E. a. W. Vittoratos, VRR < 1 is optimal for heavy oil waterfloods, the SPE Offshore Europe Oil & Gas Conference and Exhibition, 2013.
- [45] D. S. Wang, Compaction and dilation effects on polymer flood performance., the 79th EAGE Conference and Exhibition, 2017.
- [46] A. Thomas, Polymer Flooding, IntechOpen .
- [47] H. Massinissa, Compréhension et maîtrise des phénomènes d'interactions surfactant-polymères. Application à la stratégie d'injection de formulations en EOR chimique, 25 Feb 2021.



Annexe A

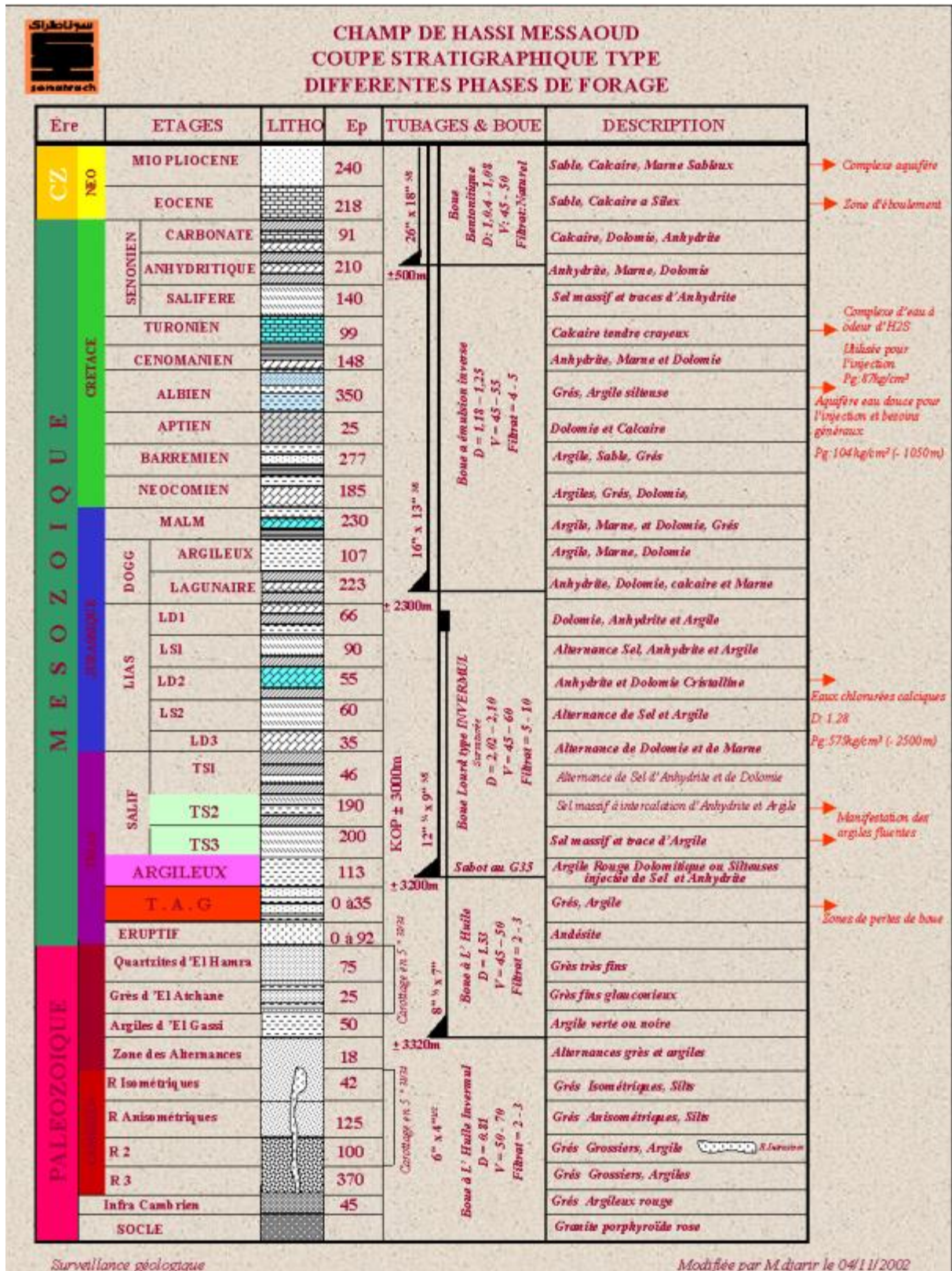


Fig.1: Coupe lithologique du champ de HassiMessaoud

Annexe B

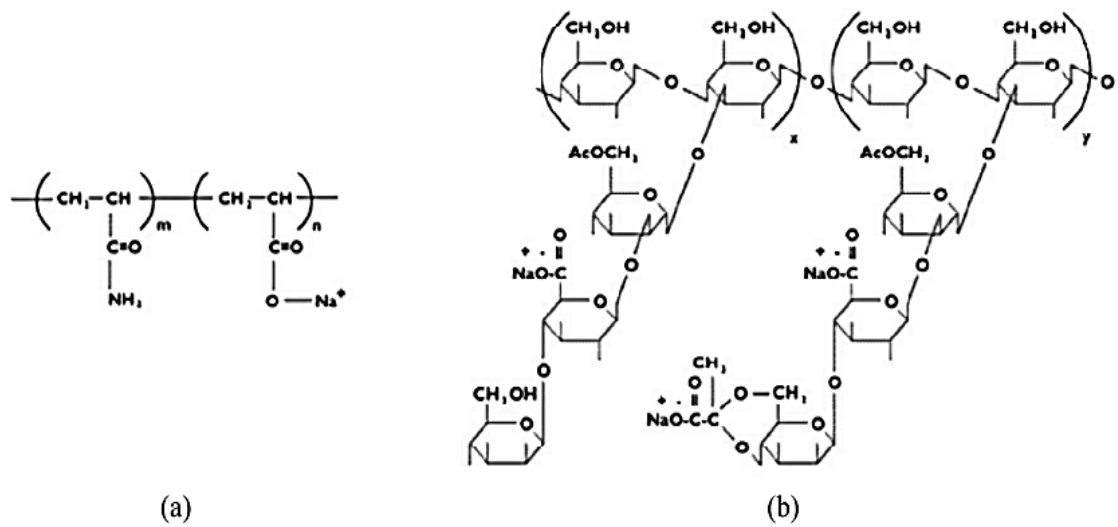











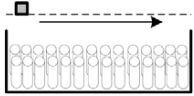

Fig. 1. Structure of (a) polyacrylamide (left); (b) xanthan gum (right)

Annexe C

Table : Composition de l'huile brute. [25]

| | | |
|--|-------------------------|-------------|
|  | Température (°C) | 55,6 |
| | Density1(kg/m3) | 930,9 |
| | API (°) | 20,5 |
| | N2 | - |
| | CO2 | - |
| | H2S | - |
| | C1 | 0,01 |
| | C2 | 0,00 |
| | C3 | 0,00 |
|  | IC4 | 0,02 |
| | NC4 | 0,00 |
| | IC5 | 0,03 |
| | NC5 | 0,00 |
| | C6 | 0,22 |
| | C7 | 0,13 |
| | C8 | 1,18 |

Annexe D

| Légende | |
|---|--|
|  | Becher de saumure/eau/polymère de2000ml |
|  | Pompe piston |
|  | Pompe Isco |
|  | Vanne |
|  | Filtre de 0,45µm |
|  | Milieu poreux |
|  | Réservoir d'huile Brute |
|  | Collecteur de fractions |
|  | Burette de 50ml |

Annexe E

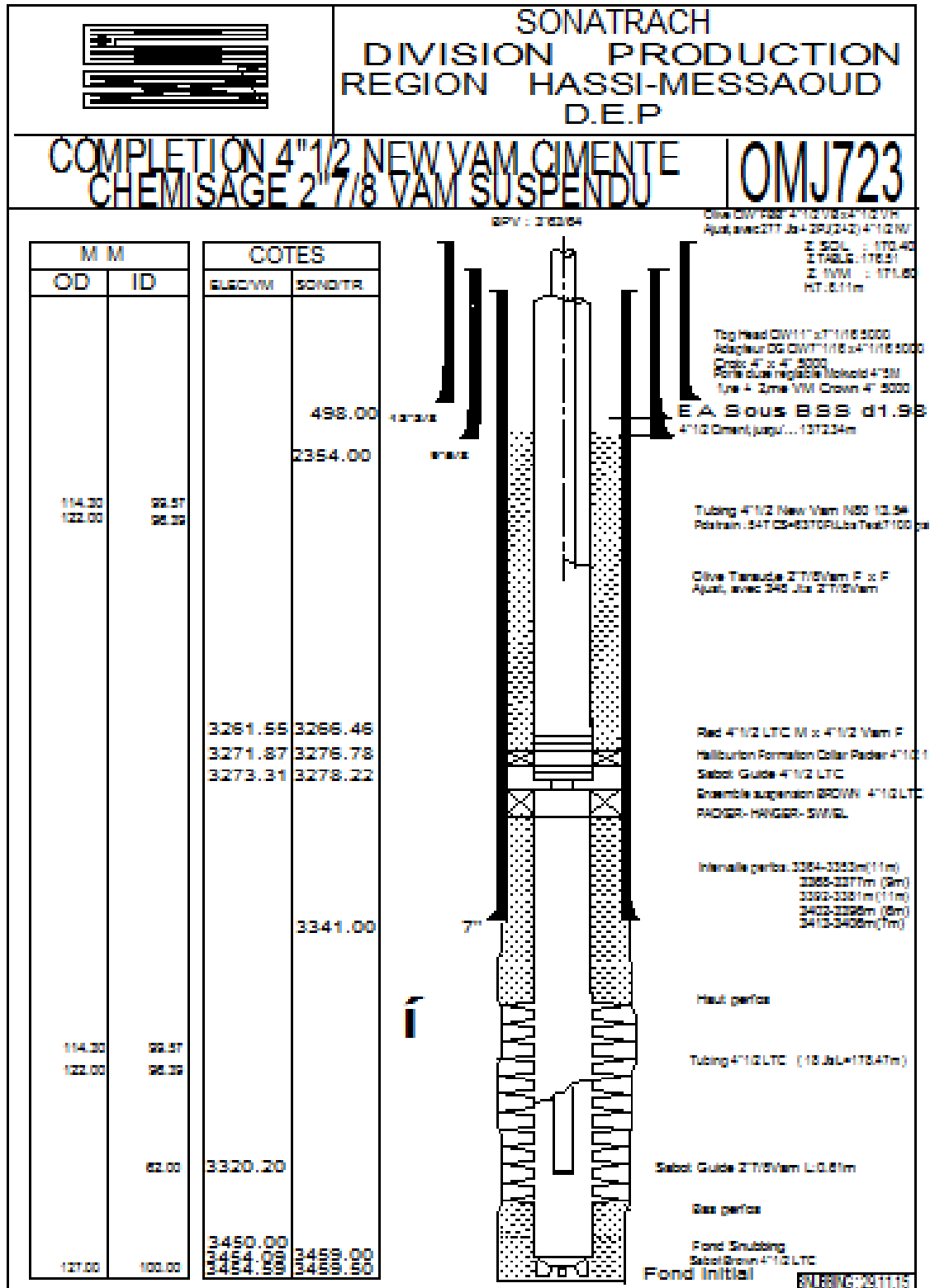


Fig. 3: Fiche technique puits OMJ723

ANNEXE 1

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

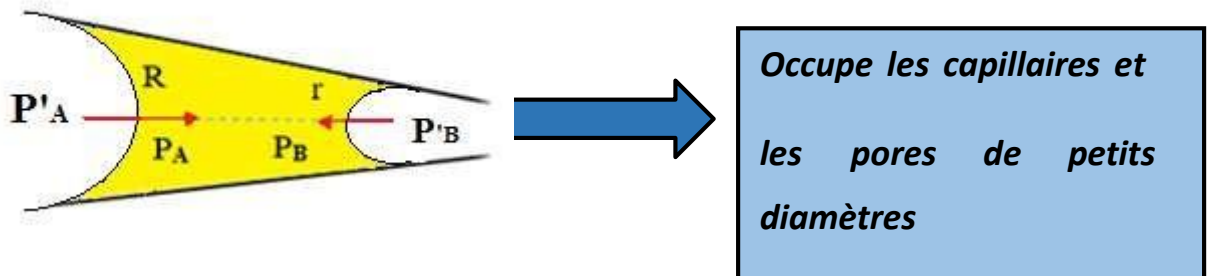


Figure La mobilisation de l'huile piégée dans le tube capillaire oil-Wet (PVC).

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

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

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

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

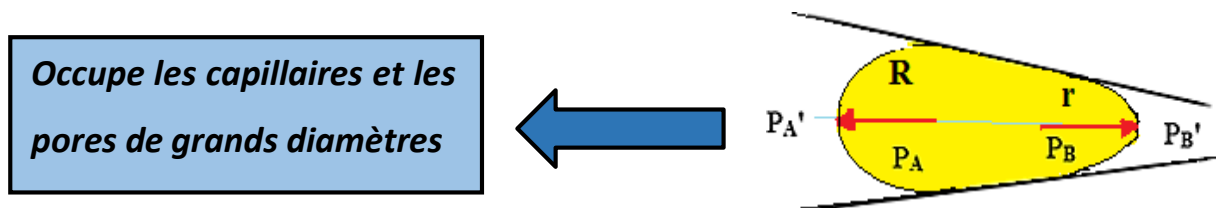


Figure La mobilisation de l'huile piégée dans le tube capillaire Water-Wet.

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

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

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

