

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou

Faculté de Génie de la construction

Département de génie mécanique



Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme



Master professionnel en Génie Mécanique
Spécialité : Froid, chauffage et climatisation

Thème

**Simulation numérique de l'injection
de polymères dans la récupération
assistée du pétrole**

Présenté par :

Mouzarine Nassim & Rakem Mourad

Encadré par :

M^r H.Djebouri

Promotion 2020/2021

Remerciements

*Tout d'abord nous remercions le bon **Dieu** le tout puissant pour le courage, la patience et la santé Qu'il nous a donné pour suivre nos études et qui nous a permis de vivre ce bonheur.*

*Nous tenons en premier lieu à remercier Monsieur **DJEBOURI H.** Notre promoteur pour toute l'aide qu'il nous a apporté. Ainsi qu'à tous nos professeurs qui nous ont suivis tout au long de notre cursus universitaire*

Nos plus vifs remerciements vont aussi aux membres du jury qui nous a fait l'honneur d'accepter de juger ce travail.

Nos plus vifs remerciements vont aussi à tous ceux qui ont contribué à la réalisation de notre travail et à tous ceux qui nous ont aidé à vaincre les nombreuses difficultés rencontrés tout au long de la durée de notre mémoire.

Dédicaces

Je dédie cet humble travail, comme preuve de respect, de gratitude et de reconnaissance à :

Mes chers parents, source de ma réussite, qui m'ont apporté soins et affection, ainsi que l'aide et les encouragements nécessaires qui m'ont permis de réaliser tous mes projets. Qu'ils trouvent à travers cette dédicace le faible témoignage de ma reconnaissance pour leurs efforts et sacrifice.

Mes frères Lounes et Walid que j'aime et qui m'ont toujours encouragé.

Mes précieuses sœurs Najet et Anies pour leurs encouragements et leurs soutiens.

Tous les membres de ma famille de près ou de loin, ainsi que mes amies.

Tous mes camarades de la promotion Froid, Chauffage et Climatisation qu'avec j'ai passé des moments inoubliables.

Tous les gens qui m'ont aidé et soutenu dans la réalisation de ce présent travail.

Je tiens aussi à remercier ma chère amie Souad qui m'a soutenu durant tous mon parcours d'études.

Nassim

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à:

Mes très chères parents pour leurs aides précieuses et leurs sacrifices dont je suis reconnaissant et que j'ai les souhaite une longue vie pleine de santé et de bonheur.

Mon très cher et adorable frère.

Mes précieuses sœurs

Tous les membres de ma famille de près ou de loin, ainsi que mes amies.

Tous mes camarades de la promotion Froid, Chauffage et Climatisation qu'avec j'ai passé des moments inoubliables.

Tous les gens qui m'ont aidé et soutenu dans la réalisation de ce présent travail.

Mourad

Nomenclatures

- ❖ Φ : est la porosité
- ❖ V : pores est le volume des pores
- ❖ V : total est le volume total du matériau, c'est-à-dire la somme du volume de solide et du volume des pores.
- ❖ L' : longueur moyenne des lignes.
- ❖ L : longueur du milieu.

- ❖ $S_e, S_h, \text{ et } S_g$: sont les saturations en eau, huile et gaz
- ❖ γ : est la tension interfaciale
- ❖ r : est le rayon du capillaire
- ❖ G : l'accélération de pesanteur
- ❖ h : la montée du liquide le plus dense dans le capillaire
- ❖ $\Delta\rho$: la différence de masse volumique en valeur absolue et θ l'angle de contact à la ligne triple capillaire/ liquide 1/liquide 2.
- ❖ P : indique la longueur de la ligne triple
- ❖ θ : l'angle de contact du fluide sur la plaque.
- ❖ Q : débit (m^3/s)
- ❖ K : coefficient de perméabilité (m/s)
- ❖ H : hauteur d'écoulement (m)
- ❖ L : la longueur de l'écoulement(m)
- ❖ A : la section de l'écoulement (m^2)
- ❖ ϕ : La porosité du milieu
- ❖ \vec{v} : Le vecteur vitesse de Darcy ($m \cdot s^{-1}$)
- ❖ K : La perméabilité intrinsèque du milieu (m^2)
- ❖ μ : La viscosité du fluide ($kg \cdot m^{-1} s^{-1}$)
- ❖ P : La pression ($kg \cdot m^{-1} s^{-2}$)
- ❖ ρ : La masse volumique du fluide ($kg \cdot m^{-3}$)
- ❖ \vec{g} : Le vecteur de gravité ($m \cdot s^{-2}$)
- ❖ K_i : La perméabilité relative de la phase (m^2)
- ❖ k : La perméabilité intrinsèque (m^2)

- ❖ μ_i : La viscosité dynamique de la phase ($\text{kg} \cdot \text{m}^{-1} \text{s}^{-1}$)
- ❖ p_i : La pression de la phase ($\text{kg} \cdot \text{m}^{-1} \text{s}^{-2}$)
- ❖ \vec{v}_i : La vitesse de filtration de la phase ($\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$)
- ❖ ρ_i : La masse volumique du fluide ($\text{kg} \cdot \text{m}^3$)
- ❖ \vec{g} : Le vecteur de gravité ($\text{m} \cdot \text{s}^{-2}$)
- ❖ s_i : Saturation de la phase i
- ❖ R : le rayon de courbure de l'interface eau/air
- ❖ σ : la tension à l'interface.
- ❖ μ : la viscosité du fluide déplaçant
- ❖ ϑ : sa vitesse
- ❖ γ : la tension interfaciale.

Liste des abréviations

VER : Volume élémentaire représentatif

EDPs : Equations aux dérivées partielles

RAP : Récupération assistée du pétrole

OOIP : Original oil in place

EOR : Enhanced oil recovery

IOR : Implies oil recovery

ASP : Alkaline surfactant polymer

HPAM : Polyclarylamide hydrolysé

MUCM : Modified upper-convected maxwell

UTCHEM : University of Texas chemical compositional simulateur

MATLAB : Matrix laboratory

Liste des figures

Figure 1 : milieux poreux.....	3
Figure 2 : structure non consolidée	4
Figure 3 : structure consolidée	4
Figure 4 : porosité d'interstice	4
Figure 5 : porosité de fissure.....	5
Figure 6 : description schématique d'un VER	5
Figure 7 : Arrangements réguliers de sphères de même diamètre avec la Porosité ϕ associée .	6
Figure 8 : Représentation géométrique de la notion de tortuosité	7
Figure 9 : mouillage d'un solide	9
Figure 10 : Loi de Jurin appliquée au cas eau/air.....	10
Figure 11 : Méthode de Wilhelmy	11
Figure 12 : Goutte pendante.....	12
Figure 13 : Schémas de la goutte tournante	12
Figure 14 : Dispositif expérimental de Darcy	13
Figure 15 : pétrole brut.....	17
Figure 16 : récupération assistée du pétrole	18
Figure 17 : type des polymères	20
Figure 18 : Expériences sur noyaux d'huile. En haut, balayage avec de l'eau puis avec solutions de polyacrylamide (concentrations croissante). En bas, balayage avec de l'eau puis avec des solutions de viscosité croissante	21
Figure 19 : Modélisation d'écoulement d'un fluide viscoélastique dans un dead End pore.....	22
Figure 20 : Représentation schématique des profils de vitesse pour un fluide newtonien et un fluide viscoélastique en train de balayer une goutte d'huile	23
Figure 21 : Expériences dans des "dead-end pores" avec solutions de polymère viscoélastique. L'huile contenue dans le pore est déplacée à différentes concentrations de polymère.....	24
Figure 22 : description en 3 D du réservoir.....	29
Figure 23 : coupe transversale de domaine d'étude	29
Figure 24 : champs de saturation de l'eau dans le réservoir à t = 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 jours	32
Figure 25 : champs de saturation de l'huile dans le réservoir à t = 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 jours..	33

Figure 26 : champs de saturation de la solution polymère dans le réservoir à $t = 1, 2, 3, 4, 5,$ 6, 7, 8 jours.....	35
Figure 27: champs de saturation de l'huile dans le réservoir à $t = 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8$ Jours ...	36
Figure 28: champs de saturation de la première phase dans les deux applications à $t = 6$ jours	37
Figure 29 : Profils de saturation suivant la diagonale de la phase une à $t= 1$ jour.....	38
Figure 30 : Profils de saturation suivant la diagonale de la phase une à $t= 8$ jour.....	38
Figure 31 : Profils de saturation suivant la diagonale de la phase deux à $t= 1$ jour.....	38
Figure 32: Profils de saturation suivant la diagonale de la phase deux à $t= 8$ jours	39

Liste des tableaux

Tableau 1: Valeurs de perméabilité de certains matériaux	8
Tableau 2: paramètre du réservoir et des puits	30
Tableau 3 : valeurs des paramètres teste	37

Sommaire

Introduction générale.....	1
-----------------------------------	----------

Chapitre I : Généralités sur les milieux poreux

Introduction	3
1. Les types des milieux poreux	3
1-1. Milieu non consolidée	3
1-2. Milieu Consolidée	4
2. Les pores	4
2-1. La porosité d'interstice	4
2-2. La porosité de fissure	5
3. Les caractéristiques des milieux poreux.....	5
3-1. Le volume élémentaire représentatif (V.E.R)	5
3-2. La porosité	6
3-3. La tortuosité	6
3-4. La perméabilité	7
3-5 La saturation en fluide.....	8
3-6. La mouillabilité.....	9
3-7.Les phénomènes capillaires - Tension interfaciale	9
3-7-1. La méthode d'ascension capillaire	10
3-7-2. La méthode de Wilhelmy	11
3-7-3. La méthode de la goutte pendante	11
3-7-4. La méthode de la goutte tournante	12

Chapitre II : La théorie sur les écoulements multiphasique en milieux poreux

Introduction	13
1. La loi de Darcy.....	13
2. L'écoulement monophasique	14
2-1. L'équation de conservation de masse	14
2-2. L'équation de vitesse	14
3. L'écoulement multiphasique	15
4. L'écoulement diphasique	15

4-1. L'équation de vitesse.....	15
4-2. L'équation de conservation de masse	15
5. La pression capillaire	16

Chapitre III : L'injection de polymères dans la récupération assistée du pétrole

Introduction	17
1. L'origine du pétrole.....	17
2. La récupération assistée du pétrole (RAP)	17
3. Technique d'injection de polymères	19
4. Les types des polymères	20
5. Etat de l'art.....	20
6. Les Complication de récupération assistée du pétrole (polymère).....	25
6-1. La dégradation du polymère	25
6-2. L'adsorption	25
6-3. La répulsion.....	26
6-4. La salinité	26
6-5. La température	27
6-6.La perméabilité.....	27

Chapitre IV Application : Résultats et discussion

Introduction	28
1. La description du logiciel (UTCHEM)	28
2. La description de la géométrie	28
3. L'application I : injection de l'eau dans le réservoir	31
3-1. Champs de saturation de l'eau	31
3-2. Champs de saturation de l'huile dans le réservoir	32
4. L'application II : injection de la solution eau, polymère dans le réservoir	34
4-1. Champs de saturation de la solution polymère	34
4-2. Champs de saturation de l'huile dans le réservoir	35
5. La discussion des résultats	37
5-1. Profils de saturation suivant la diagonale	38

Conclusion générale 40

Références bibliographiques



Introduction

Introduction générale

Les besoins mondiaux en sources d'énergie ne cessent d'augmenter, ce qui conduit les pays du monde à une course pour l'exploitation des ressources énergétiques pour assurer leur développement économique. La grande partie de l'énergie utilisée dans le monde provient des gisements de combustibles fossiles (pétrole, gaz). Par conséquent, des techniques sont développées pour améliorer le taux de récupération du pétrole présent dans les gisements. Ces techniques sont basées sur l'introduction, dans le gisement, d'une forme d'énergie supplémentaire. Dans les méthodes conventionnelles, dites également récupération secondaire, on utilise l'eau ou le gaz non miscible comme fluide moteur. Une autre phase de récupération, dite améliorée ou tertiaire, intervient pour améliorer davantage la production du pétrole. Dans ce procédé de récupération, l'injection des solutions polymères est la technique la plus utilisée surtout pour le cas des pétroles lourds. L'efficacité de cette méthode est attribuée principalement à la réduction de la mobilité de la phase aqueuse et à la viscoélasticité des polymères.

La simulation des écoulements dans les milieux poreux est un domaine de l'ingénierie de réservoir dans lequel des modèles informatiques sont utilisés pour prédire la production du pétrole. De nombreux codes de calcul sont disponibles pour ce type de simulation tels que le code UTCHEM, BLACK OIL, etc. Dans ce travail, nous avons utilisé le code UTCHEM, un outil de simulation très puissant dans le domaine des écoulements multiphasiques en milieux poreux.

L'objectif de cette étude est de comparer deux types de récupération, la récupération secondaire et la récupération tertiaire. Dans la récupération secondaire, le fluide moteur utilisé est l'eau. Tandis que dans la récupération tertiaire, l'eau est remplacée par une solution polymère (eau+polymère). Les résultats obtenus sont comparés.

Le travail présenté est structuré de la manière suivante :

- Après l'introduction générale, le premier chapitre est consacré aux généralités sur les milieux poreux.
- Le deuxième chapitre traite la théorie sur les écoulements multiphasiques en milieux poreux.

Introduction générale

- Le troisième chapitre est consacré à la récupération assistée du pétrole et aux techniques d'injection utilisées.
- Le quatrième chapitre est consacré à la partie application.



Chapitre I
Généralités sur les
milieux poreux

Introduction

Un milieu poreux est une structure solide contenant des vides appelés pores. La distribution des pores à travers le milieu peut être quelconque du point de vue forme et dimensions. Les pores peuvent être interconnectés ou non. Les milieux poreux peuvent être rigides (cas des roches) ou déformables (cas des sols). Le pourcentage des vides qui peut être occupé par des fluides est appelé porosité (figure 1).

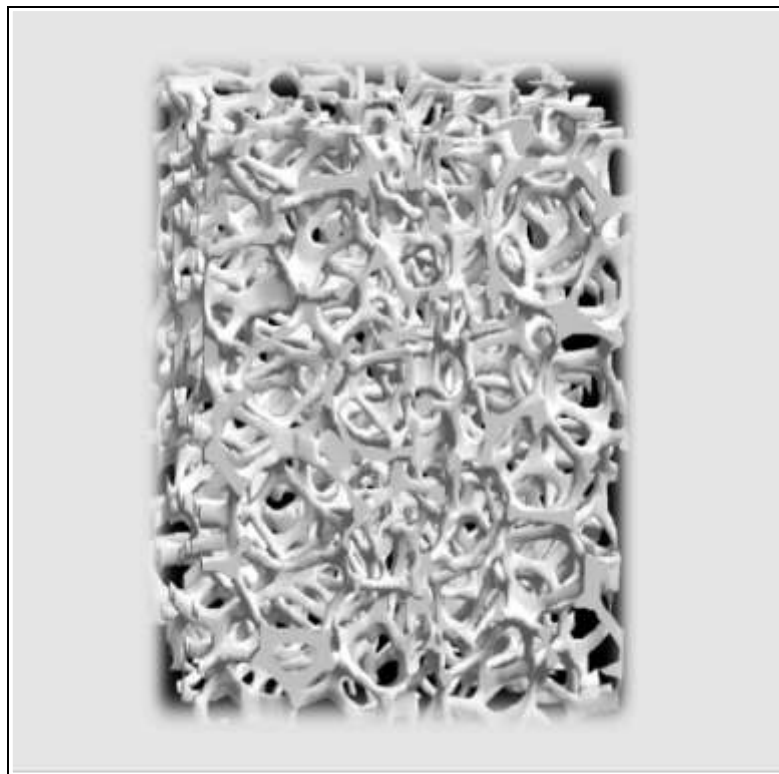


Figure 1 : milieux poreux [1]

1. Les types des milieux poreux

On peut distinguer deux types de milieux poreux, selon la matrice solide et selon les pores [2].

Selon la matrice solide, on a :

1-1. Milieu non consolidée : dans ce cas la matrice solide se forme de grains de fibres non soudés entre eux (sable, graviers, limons ...) (figure 2).



Figure 2 : structure non consolidée [2]

1-2. Milieu consolidé : dans ce cas les particules de la phase solide sont très compactes, difficiles à décomposer (figure 3).



Figure 3 : structure consolidée [2]

Selon les pores on a [3] :

2. Les pores : on distingue deux types

2-1. La porosité d'interstice : La porosité d'interstice est une caractéristique d'un milieu poreux contenant des vides interconnectés ou discontinus (figure 4).

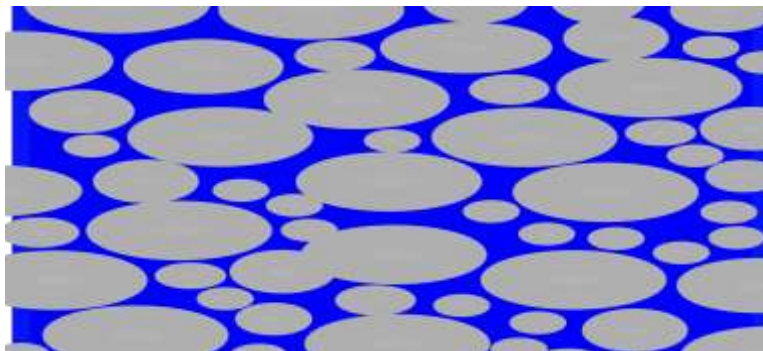


Figure 4: porosité d'interstice [4]

2-2. La porosité de fissure : La porosité de fissure est une propriété d'un milieu poreux contenant des fractures et des fissures (figure 5).

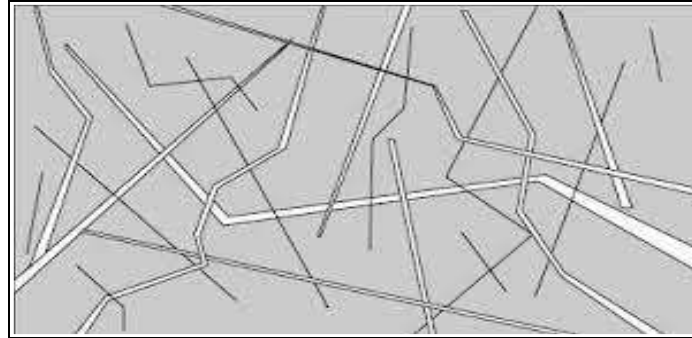


Figure 5 : porosité de fissure [4]

3. Les caractéristiques des milieux poreux

3-1. Le volume élémentaire représentatif (V.E.R) :

Dans un milieu poreux les propriétés physiques (porosité, tortuosité,...) sont discontinues au niveau microscopique. La dérivation de solution du problème d'écoulement doit donc définir la notion d'un volume élémentaire représentatif (V.E.R) à l'intérieur duquel les propriétés moyennes du fluide et du matériau sont supposées uniformes et continues (figure 6). Le volume élémentaire représentatif doit respecter nécessairement les conditions suivantes :

- a) Les dimensions du V.E.R sont généralement grandes par rapport à la taille du grain.
- b) Les V.E.R doivent cependant être suffisamment petits pour que les variations d'un paramètre dans le domaine d'étude puissent être représentées par des fonctions continues. [5]

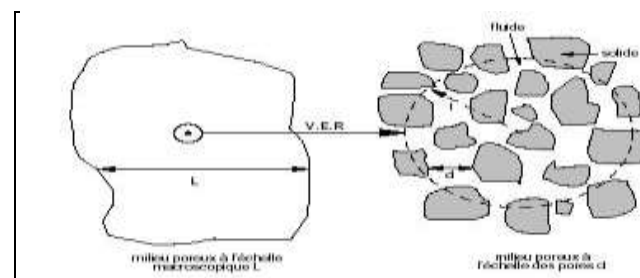


Figure 6 : description schématique d'un VER [4]

3-2. La porosité

La porosité est la globalité des vides (pores) d'un matériau solide, ces vides sont remplis par des fluides (liquide ou gaz). C'est une grandeur physique comprise entre 0 et 1 (ou, en pourcentage, entre 0 et 100 %), qui conditionne les capacités d'écoulement et de rétention d'un substrat [3].

La porosité est aussi une valeur numérique définie comme le rapport entre le volume des vides et le volume total d'un milieu poreux [5] :

$$\varphi = \frac{V_{pores}}{V_{total}} \quad (I-1)$$

Où :

φ : la porosité

V_{pores} : le volume des pores

V_{total} : le volume total du matériau, c'est-à-dire la somme du volume de solide et du volume des pores.

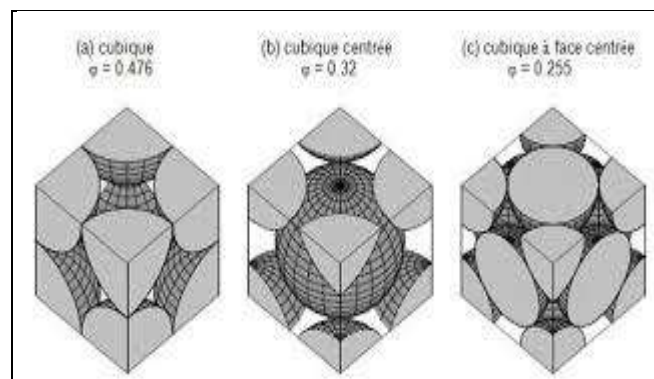


Figure 7 : Arrangements réguliers de sphères de même diamètre avec la porosité φ associée [5]

3-3. La tortuosité

Un autre paramètre sans dimension que l'on définit pour caractériser un milieu poreux est la tortuosité (figure 8). Elle est définie comme le rapport entre la longueur L' d'une ligne de courant séparant deux points et la distance L entre ces deux points [5].

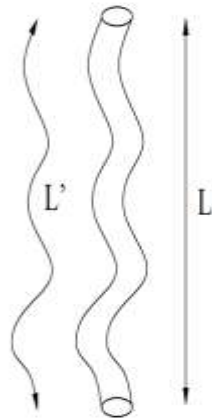


Figure8 : Représentation géométrique de la notion de tortuosité [5]

On a donc :

$$T = \frac{L'}{L} > 1 \quad (\text{I-2})$$

L' : longueur moyenne des lignes.

L : longueur du milieu.

3-4. La perméabilité

La perméabilité K est la capacité qu'a un milieu poreux à laisser passer un fluide à travers ses pores. Une perméabilité élevée est donc synonyme d'une porosité élevée, cependant l'inverse n'est pas vrai, car une perméabilité élevée nécessite que les pores soient interconnectés [5].

Dans le tableau 1, sont présentées les valeurs de la perméabilité K de certains matériaux.

Tableau1: Valeurs de perméabilité de certaines roches [6-7]

Roches	Perméabilité K (m/s)
Gravier	10^{-3} à 1
Grés	10^{-5} à 10^{-4}
Sable	10^{-7} à 10^{-4}
Limon	10^{-9} à 10^{-5}
Argile	10^{-12} - à 10^{-9}
Calcaire	10^{-11} à 10^{-9}
Silt	10^{-9} à 10^{-6}
Dolomie	10^{-11} à 10^{-9}
Sable argileux	10^{-8} à 10^{-5}
Sols de sebkhas	10^{-12} à 10^{-8}

3-5. La saturation en fluide

Est une propriété décrivant la proportion d'un fluide dans les pores pour un matériel partiellement saturé. On définit la saturation comme le rapport entre le volume de fluide V_i et le volume de pore V_p [8].

3-6. La mouillabilité

La mouillabilité est la tendance d'un fluide à s'étaler ou à adhérer à la surface d'un solide en présence d'autres fluides immiscibles. Elle concerne les interactions entre un fluide (huile, eau et gaz) et une phase solide (roche réservoir : grès, calcaire, dolomite, ...) (figure 9).

Dans les milieux poreux on rencontre quatre cas différents : [8]

- **Forte mouillabilité** à l'eau ou à l'huile.
- **Neutralité** : pas de mouillabilité préférentielle (surface neutre vis à vis des fluides).
- **Mouillabilité fractionnaire** : présence de zones fortement mouillables à l'huile alors que la majorité du réservoir est mouillable à l'eau, à cause d'une hétérogénéité minéralogique de la surface des pores.
- **Mouillabilité mixte** : Petits pores "eau-humide" occupés par l'eau et gros pores "huile-humide" occupés par l'huile. Faible saturation résiduelle en huile et se produit lors de l'invasion par l'huile d'une roche mouillable à l'eau très saturée en eau de formation.

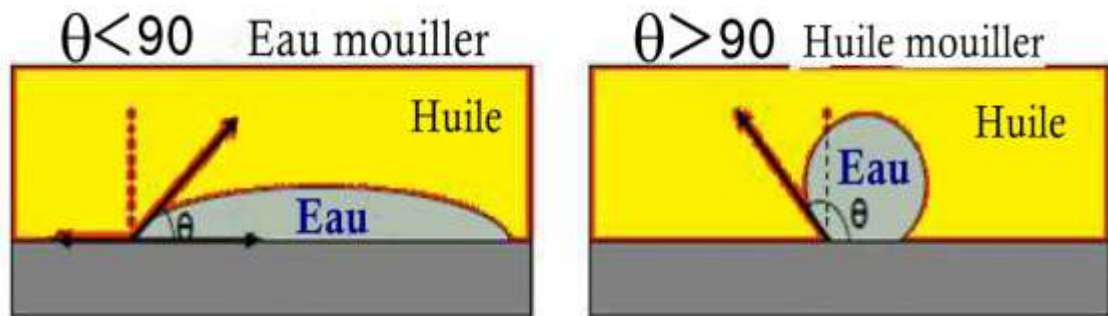


Figure 9 : mouillage d'un solide [5]

3-7. Les phénomènes capillaires - Tension interfaciale

La capillarité est l'étude des interfaces entre deux liquides non miscibles, entre un liquide et l'air ou entre un liquide et une surface solide. Elle met en œuvre la continuité entre les différentes phases par un gradient de concentration.

Il se présente sous la forme d'une ligne ou d'une surface. Les pressions exercées à l'interface de deux liquides non miscibles, d'un liquide et d'un solide, ou lors du contact à l'interface d'un liquide et d'un solide, sont appelées forces de surface. [9]

Au sein de liquide, chaque molécule agit sur ses voisines et subit à son tour une attraction ou une répulsion de la part de ces dernières. Les molécules de taille sont en équilibre car les différentes énergies d'interactions qu'elles subissent s'annulent. Il n'en est pas de même pour les molécules au voisinage de l'interface. Les énergies d'interactions avec les molécules de volume et les molécules de phase supérieure ne se compensent pas, ce qui amène à l'attraction des molécules d'interface dans le volume [8]. Les interfaces solide-liquide sont source de forces d'adsorption et de répulsion et se traduisent par une tendance à réduire l'étendue de la surface de contact avec l'extérieur. [9]

On peut distinguer plusieurs méthodes d'évaluation de la tension interfaciale dont les plus utilisées sont présentées comme suivant :

3-7-1. La méthode d'ascension capillaire : l'ascension capillaire s'observe à chaque fois qu'un liquide s'introduit dans les pores, les fentes et les interstices d'un matériau dont il mouille la surface. On observe l'ascension capillaire du liquide (figure 10) [8] qui indique que :

$$\gamma = \frac{1}{2} r g h \frac{\Delta\rho}{\cos\theta} \quad (\text{I-3})$$

Avec :

γ est la tension interfaciale, r est le rayon du capillaire, g l'accélération de pesanteur, h la montée du liquide le plus dense dans le capillaire, $\Delta\rho$ la différence de masse volumique en valeur absolue et θ l'angle de contact à la ligne triple capillaire/ liquide 1/liquide 2.

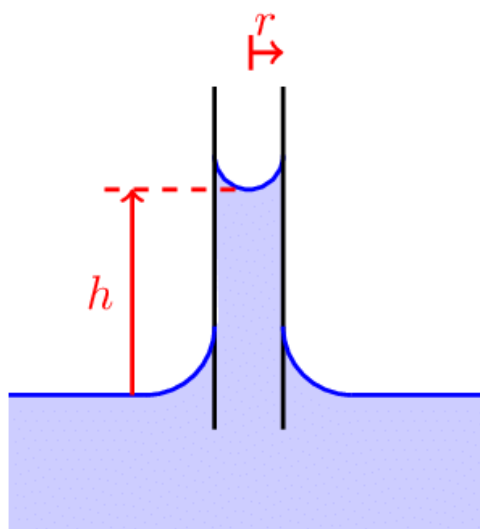


Figure10 : Loi de Jurin appliquée au cas eau/air [8]

3-7-2. La méthode de Wilhelmy : Méthode de mesure de la tension de surface d'un liquide et la tension interfaciale entre deux liquides. Une plaque verticale est mise en contact avec la surface d'un liquide ou une interface liquide. Elle est soumise à une force dont l'intensité est liée à la tension superficielle du liquide et l'angle de contact avec la plaque (figure 11) [8].

Elle s'écrit selon l'équation suivante :

$$F = p \gamma \cos \theta \quad (\text{I-4})$$

Où p indique la longueur de la ligne triple et θ l'angle de contact du fluide sur la plaque.

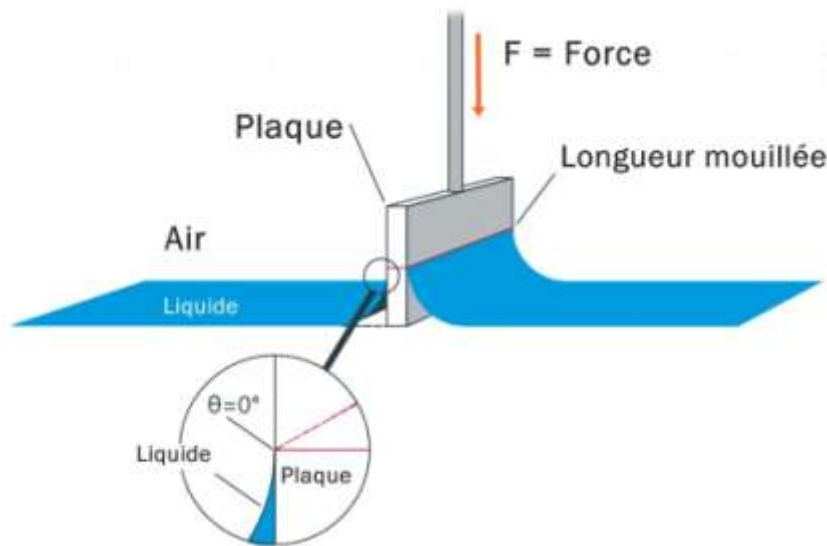


Figure 11: Méthode de Wilhelmy [8]

3-7-3. La méthode de la goutte pendante : la mesure de tension interfaciale par la méthode de la goutte pendante c'est la technique qui présente plusieurs avantages, elle est applicable à la fois à des interfaces libres et à des interfaces enfouis. Le principe de cette mesure repose sur l'analyse de la forme d'une goutte liquide pendante qui dépend d'un équilibre entre gravité et capillarité [8] et l'équation qui dicte la forme de cette goutte s'écrit comme suivant :

$$\gamma = \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) = -\Delta\rho g y + \gamma \frac{2}{R_0} \quad (\text{I-5})$$

γ : Tension interfaciale

R_1 et R_2 : Les rayons de courbure principaux

$\Delta\rho$: La valeur absolue de la masse volumique de fluide

y : L'ordonnée de point M

R_0 : Le rayon de courbure au sommet O de la goutte

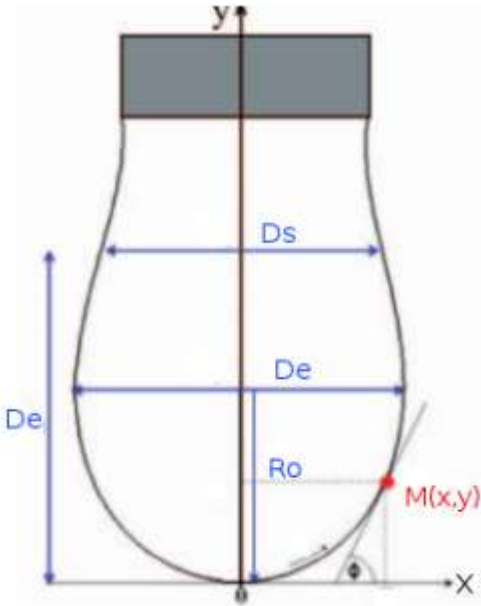


Figure12 : Goutte pendante [8]

3-7-4. La méthode de la goutte tournante : Permet la détermination de la tension interfaciale dynamique entre deux fluides (liquide/liquide). Cette technique est adaptée à la mesure de tensions interfaciales faibles inférieures à $1mN/m$ et pouvant aller jusqu'à $10^{-5}mN/m$ (figure 13) [8].

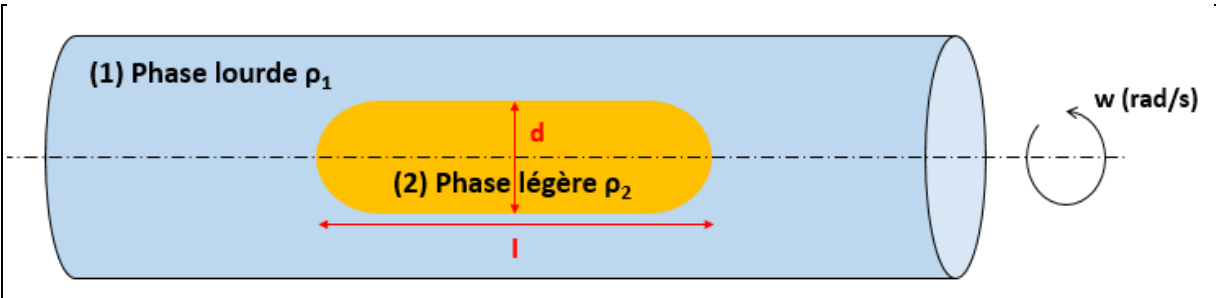
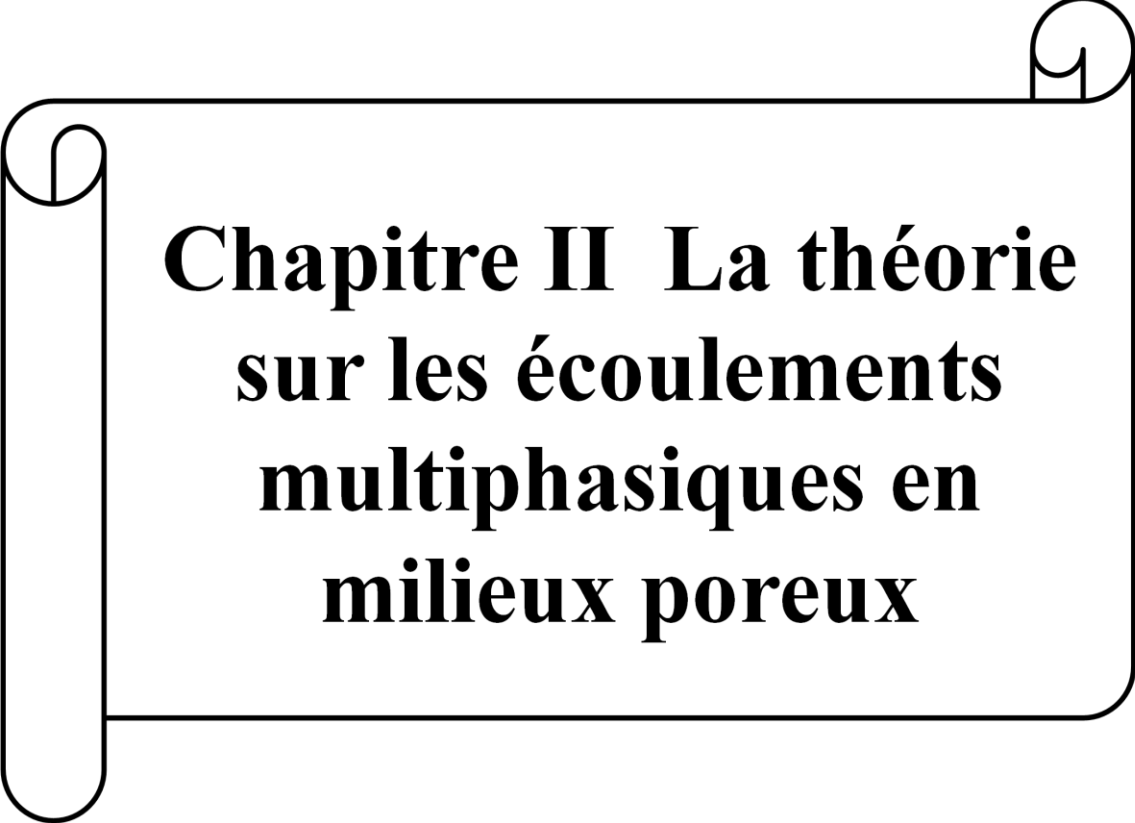


Figure13: Schémas de la goutte tournante [8]



**Chapitre II La théorie
sur les écoulements
multiphasiques en
milieux poreux**

Introduction

L'objectif de présent chapitre est de présenter les notions de base de l'étude des écoulements des fluides dans les milieux poreux. Nous donnons dans ce chapitre les équations qui décrivent ce type d'écoulements.

1. La loi de Darcy

En 1856, Darcy réalise une étude des écoulements en milieu poreux. Les recherches de Darcy (1856) sur l'hydrologie de l'approvisionnement en eau à Dijon (France) et ses expériences sur la rotation unidirectionnelle en régime permanent dans un milieu uniforme ont révélé la proportionnalité entre le débit et la différence de pression appliquée. Il a trouvé une relation linéaire entre le gradient de vitesse et de pression appliquée aux deux côtés du matériau poreux. La loi de Darcy est maintenant généralisée aux liquides compressibles en les exprimant selon les propriétés du milieu poreux et du liquide (figure14). [10]

$$Q = -k \frac{\Delta H}{\Delta L} A \quad (\text{II-1})$$

Q : le débit volumique (m^3/s)

K : le coefficient de perméabilité (m^2)

H : la hauteur d'écoulement (m)

L : la longueur de l'écoulement (m)

A : la section de l'écoulement (m^2)

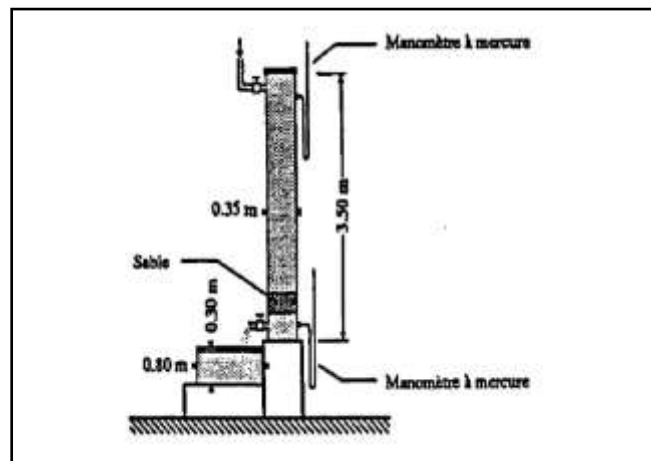


Figure 14: Dispositif expérimental de Darcy. [1]

2. L'écoulement monophasique

Lorsqu'une seule phase circule dans le milieu poreux, l'écoulement est dit monophasique [11].

2.1 L'équation de conservation de masse

Les grandeurs qui décrivent, à l'échelle macroscopique, les propriétés de l'écoulement doivent vérifier une relation exprimant la conservation de la masse du fluide, appelée équation de continuité qui s'écrit [2]:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho\phi) + \text{div}(\rho\vec{u}) = 0 \quad (\text{II-2})$$

- div est l'opérateur de divergence (appliqué au flux massique de fluide $\rho\vec{u}$)
- ϕ La porosité du milieu (proportion, en volume, de l'espace occupé par le fluide, supposée invariable au cours du temps) et t le temps.

2.2 L'équation de vitesse

La vitesse de déplacement du fluide dans les milieux poreux s'exprime par l'équation suivante :

$$\vec{v} = -\frac{K}{\mu}(\overrightarrow{\text{grad}}p - \rho\vec{g}) \quad (\text{II-3})$$

\vec{v} : Le vecteur vitesse de Darcy (m/s).

K : La perméabilité intrinsèque du milieu (m²).

μ : La viscosité du fluide (kg.m⁻¹s⁻¹).

P : La pression (kg.m⁻¹s⁻²).

ρ : La masse volumique du fluide (kg.m⁻³).

\vec{g} : Le vecteur de gravité (m.s⁻²).

4. L'écoulement multiphasique

S'il y a présence de plus de deux phases fluides, l'écoulement est dit multiphasique. Le flux multiphasique peut être :

- Fluides avec différents états ou phases (par exemple mélange eau-vapeur).
- Fluides ayant des propriétés chimiques différentes mais dans le même état ou la même phase (par exemple huile-eau) [12].

Il existe de nombreuses combinaisons dans les procédés industriels, mais les plus courantes sont les écoulements diphasiques [12].

4.1. L'écoulement diphasique

4.1.1 L'équation de vitesse de darcy

Dans le cas d'un écoulement à deux phases, chacune des deux phases a une vitesse de filtration [2] :

$$\vec{v}_i = \frac{kK_i}{\mu_i} (\overrightarrow{grad}p_i - \rho_i \vec{g}) \quad i : \text{indice de phase} \quad (\text{II-4})$$

K_i : La perméabilité relative de la phase (sans unité)

k : La perméabilité intrinsèque (m^2)

μ_i : La viscosité dynamique de la phase ($kg \cdot m^{-1} s^{-1}$)

p_i : La pression de la phase ($kg \cdot m^{-1} s^{-2}$)

\vec{v}_i : La vitesse de filtration de la phase ($m \cdot s^{-1}$)

ρ_i : La masse volumique du fluide ($kg \cdot m^{-3}$)

\vec{g} : Le vecteur de gravité ($m \cdot s^{-2}$)

4.1.2 L'équation de conservation de masse

Pour un écoulement diphasique, on considère deux phases (eau et huile). Si le milieu est isotrope et indéformable, l'équation de conservation de masse s'écrit pour chaque phase [2] :

Conservation de masse de la phase eau :

$$\emptyset \frac{\partial (s_w)}{\partial t} + \text{div}(v_w) = 0 \quad (\text{II-5})$$

Conservation de masse de la phase huile :

$$\emptyset \frac{\partial(s_o)}{\partial t} + \text{div}(v_o) = 0 \quad (\text{II-6})$$

avec :

s_i : Saturation de la phase i

$$s_i = \frac{\text{volume occupé par la phase } i}{\text{volume des pores}} \quad (\text{II-7})$$

tel que :

$$\sum_{i=1}^n s_i = 1 \quad (\text{II-8})$$

5. La pression capillaire

La courbure de la surface de contact entre deux fluides entraîne une différence de pression appelée pression capillaire qu'on définit par :

$$p_c(s_w) = p_w - p_o \quad (\text{II-9})$$

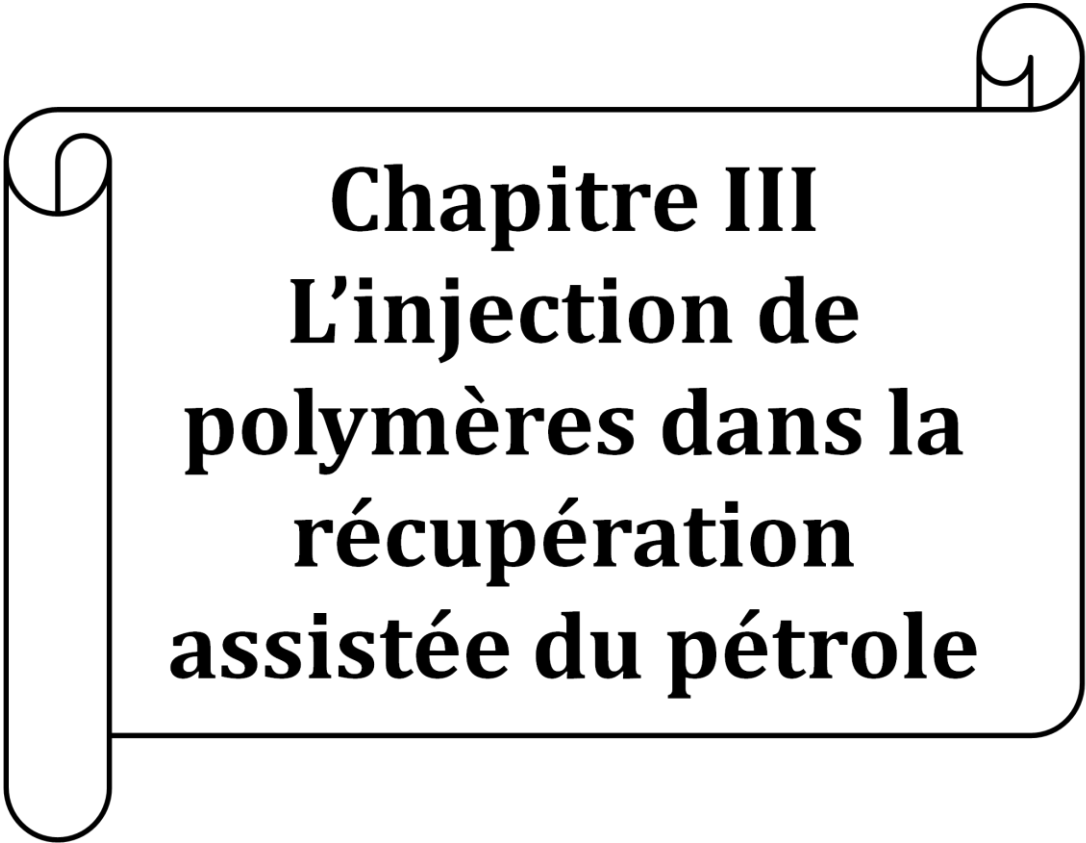
Remarque :

Dans le cas eau/air on parle de pression de Laplace

$$p_l = \frac{2\sigma}{R} \quad (\text{II-10})$$

Avec R le rayon de courbure de l'interface eau/air et σ la tension à l'interface.

La pression capillaire met en jeu les principaux phénomènes observés à l'échelle des pores tels que les forces de surface ou la mouillabilité. A l'échelle du pore les forces capillaires prédominent devant les forces de gravité. La distribution des fluides à cette échelle est donc gouvernée par les forces capillaires. Le fluide mouillant tend à remplir les pores les plus fins tandis que le fluide non-mouillant tend à remplir les pores les plus gros. La pression capillaire est proportionnelle à la tension interfaciale et inversement proportionnelle à la taille des rayons de pores. [8]



Chapitre III
L'injection de
polymères dans la
récupération
assistée du pétrole

Introduction

Considéré comme l'une des ressources les plus convoités au monde, le pétrole a permis aux industriels du monde entier de faire de grandes économies grâce à sa propriété de contenir beaucoup d'énergie dans un petit volume facilement transportable, il a révolutionner la consommation énergétique dans le monde (figure 15).



Figure15 : pétrole brut

1. L'origine du pétrole

Provenant du latin « Petra » qui signifie roche et « oleum » qui signifie huile, le pétrole tout comme le charbon, s'est formé par la décomposition des résidus d'organismes vivants qui se sont transformés en pétrole par des processus chimiques sur des millions d'années. Composé de centaines de milliers de types moléculaires différents, d'alcane, de cyclane, d'aromatiques, de molécules cyclano-aromatiques, d'une grande partie des composés de masse moléculaire élevée (résines et asphaltènes), le pétrole se démarque par une composition chimique complexe [13].

2. La récupération assistée du pétrole (RAP)

La production de pétrole brut se fait selon trois procédés ; le procédé primaire, le procédé secondaire et le procédé tertiaire (ou amélioré). Dans la première phase, le pétrole remonte naturellement grâce à la différence de pression entre celle du réservoir et celle de la surface, cette pression diminue avec le temps et le taux de production chute. A la fin de cette étape le

Chapitre III L'injection de polymères dans la récupération assistée du pétrole

taux de récupération est entre 5 et 30 (%) d'OOIP (original oil in place). Ici le taux de récupération varie entre 5 et 30 (%) d'OOIP (original oil in place).

Dans la phase secondaire, on prolonge la durée de vie productive d'un champ généralement en injectant de l'eau ou du gaz pour déplacer le pétrole et l'acheminer vers un puits de production, ce qui permet de récupérer 20 à 40 (%) du pétrole d'origine en place.

Enfin, dans la troisième et dernière étape, dite Récupération Assistée du Pétrole ou récupération tertiaire (Enhanced Oil Recovery : EOR), il y a une récupération d'une partie du pétrole restant (entre 5 % et 20 %) grâce à des méthodes dont la caractéristique principale est de changer les propriétés de l'huile dans le réservoir par des procédés thermiques ou chimiques (figure16) [13] dans le but d'améliorer l'efficacité de balayage. Ces techniques sont généralement complexes et coûteuses, ce qui rend cette étape viable économiquement que dans des conditions de prix du pétrole élevé [13]. Lors de l'utilisation de l'eau pour pousser l'huile vers les puits de production, une instabilité appelée digitations visqueuses, apparait au niveau de l'interface eau-huile. Cette instabilité qui est responsable d'un mauvais balayage de l'huile, est due à la différence de viscosité des deux fluides. Afin de réduire la mobilité de l'eau injectée et réduire l'effet de l'instabilité, des polymères sont ajoutés à cette eau.

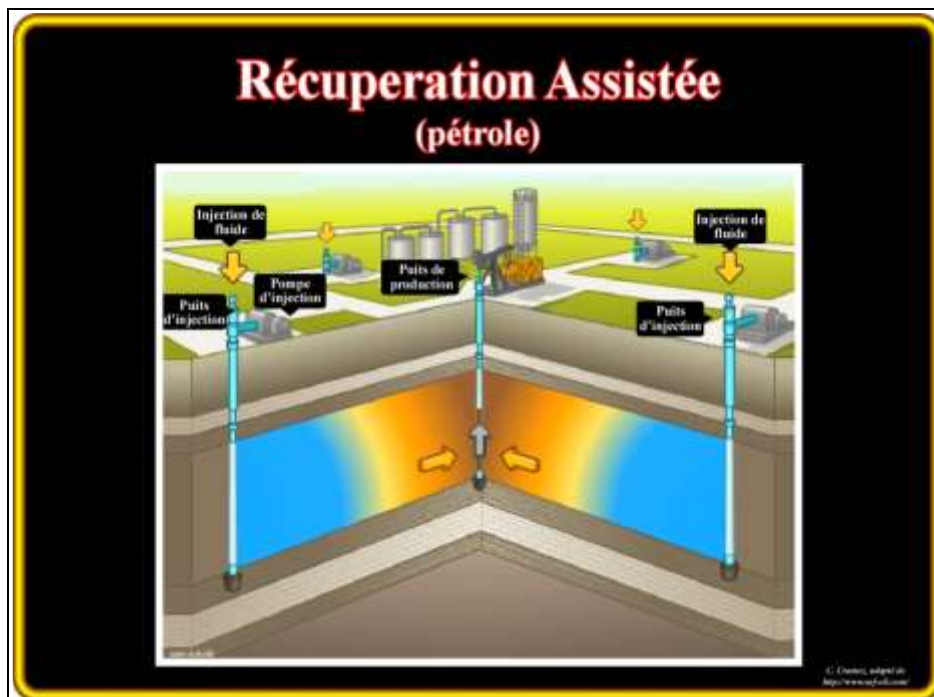


Figure 16:récupération assistée du pétrole

3. Technique d'injection de polymères

Considérée comme l'une des méthodes les plus utilisées dans la récupération assistée du pétrole, l'injection de polymères est efficace car elle réduit la mobilité de la phase aqueuse et la viscoélasticité des polymères. Elle dépend aussi de plusieurs paramètres comme la perméabilité, la température et la mouillabilité, etc.

Constitué d'éléments fondamentaux appelés monomères qui sont reliés par des liaisons covalentes, un polymère est un élément chimique composé d'une multitude de grosses molécules. Un monomère est un composé constitué de molécules simples pouvant réagir avec d'autres monomères pour donner un polymère. Les polymères peuvent être classés selon leurs origines : [14]

- Polymères naturels
- Polymères artificiels

En plus de leur origine, les polymères peuvent être classés selon les critères suivants :

- Selon leur stabilité thermique
- Selon leur conductivité thermique et/ou électrique
- Selon le nombre de liaisons entre les unités constitutives
- Selon leur état physique (liquide ou solide)
- Selon la régularité de l'enchaînement de motifs
- Selon le nombre de type d'unités répétitives (homopolymères, copolymères)
- Selon leur masse moléculaire (Oligomères : masse moléculaire inférieure à 2000g/mol, Polymères : masse moléculaire supérieure à 2000g/mol).
- l'architecture de leur chaîne (branché, linéaire)
- Selon leur mise en œuvre (thermoplastiques, thermodurcissables)

4. Les types de polymères

Il existe deux types des polymères (figure17) [15] :

- 1) les homopolymères : sont des polymères qui ne possèdent qu'une seule unité
- 2) les copolymères : sont des polymères qui possèdent plusieurs unités.

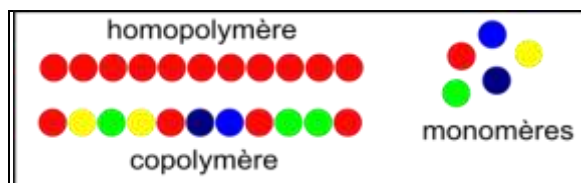


Figure 17 : type des polymères.

5. Etat de l'art

Il a été convenu parmi les professionnels du pétrole que l'IOR (implies the enhanced of oil recovery) qui implique l'amélioration de la récupération du pétrole par tous les moyens ; EOR est un concept spécifique et peut être considéré comme un sous-ensemble de l'IOR. D'après TABER et al. (1997), EOR signifie simplement que quelque chose d'autre que l'eau plate ou la saumure est injectée dans le réservoir de pétrole, alors que IOR est un terme utilisé plus largement [42]. Selon GREEN&WILLHITE (1998), le terme EOR, quant à lui, est utilisé pour remplacer « récupération » parce que le terme chronologique ne décrit pas certaines opérations telles que la récupération thermique dans un réservoir d'huile visqueuse. Dans ce cas, La récupération thermique pourrait être le seul moyen d'être en mesure de récupérer une quantité importante de pétrole.

Résultant principalement de l'injection de gaz et de produits chimiques, l'EOR peut aussi provenir de l'utilisation de l'énergie thermique. IOR comprend EOR mais englobe également une gamme plus large des activités par exemple, la caractérisation des réservoirs, l'amélioration de la gestion des réservoirs, forage intercalaire, forage de puits horizontal ainsi que l'amélioration de l'efficacité du balayage.

En 2000, WANG et al ont réalisé des expérimentations d'injections sur carottes de roches et indiquent que la récupération ultime d'huile était de 5 à 8 % supérieure avec injection de polymère qu'avec injection d'eau. [20]

Chapitre III L'injection de polymères dans la récupération assistée du pétrole

La récupération en injection polymère ou ASP est indiquée comme étant à chaque fois plus élevée qu'attendue à partir des courbes théoriques ne prenant en compte que les forces capillaires a aussi été enregistré dans des résultats similaires. Enfin, des expérimentations sur milieux poreux en verre ont mené aux mêmes conclusions, et des explications ont été proposées mettant en exergue les propriétés viscoélastiques des solutions de polymère.

Avant ces études liées aux champs de Daqing, il n'était pas commun de trouver des relations entre l'efficacité de déplacement et les propriétés élastiques des fluides utilisés, même si on trouve dans la littérature quelques rares travaux où les effets de la viscosité non Newtonienne sur l'efficacité de déplacement sont étudiés. [17, 20, 21]

Parallèlement aux opérations de polymerflooding, depuis 2000, un certain nombre de communications ont été produites par les équipes de recherche de DAQING, évoquant régulièrement une réussite du procédé liée aux aspects élastiques des solutions de polymères utilisées. Quatre ans plus tard et après les observations mentionnées plus haut, des études systématiques ont été réalisées sur les possibles effets du caractère élastique des solutions de polymère sur la diminution de la saturation résiduelle d'huile. [16, 18, 19]

XIA et al ont utilisé un micromodèle en verre (Figure18) où la mouillabilité est dite contrôlable. L'auteur montre que la saturation diminue avec la viscoélasticité des solutions et cela malgré qu'aucun détail ne soit donné sur la géométrie utilisée ou sur les moyens de contrôler la mouillabilité [22,23].

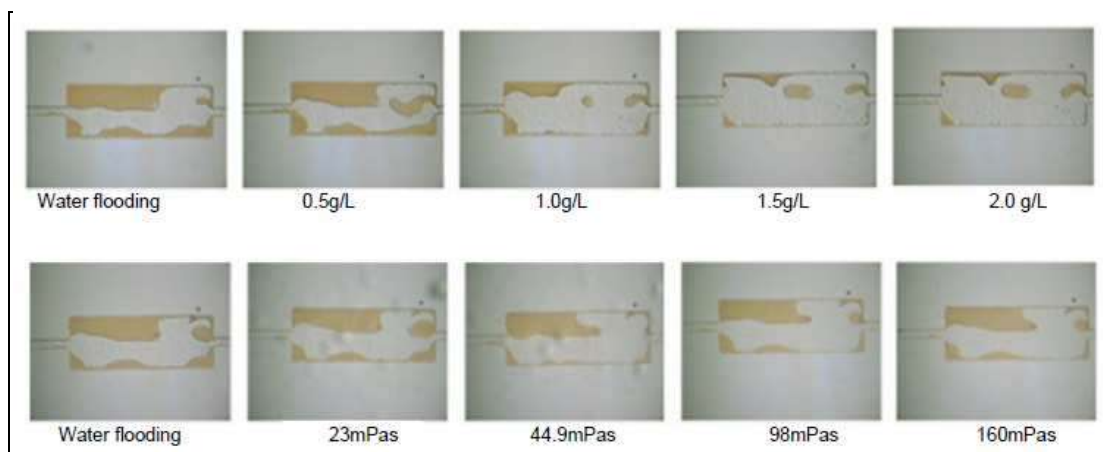


Figure18 : Expériences sur noyaux d'huile. En haut, balayage avec de l'eau puis avec solutions de polyacrylamide (concentrations croissante). En bas, balayage avec de l'eau puis avec des solutions de viscosité croissante [23]

Chapitre III L'injection de polymères dans la récupération assistée du pétrole

Parmi les premières à mettre en valeur les effets élastiques, ces études révèlent dans leur conclusion principale que l'efficacité de déplacement augmente en fonction de l'élasticité de HPAM (polyacrylamide hydrolysé).

Afin d'arriver à cette conclusion des expériences de déplacement sont réalisés en variant la concentration de HPAM (qui est accompagnée d'une augmentation de la viscosité et l'élasticité) et de la glycérine (fluide newtonien utilisé comme référence dont la viscosité seule augmente avec la concentration). Le résultat est une saturation résiduelle toujours plus faible : avec le HPAM, on observe un déplacement d'huile jusqu'à 50 % plus important que la glycérine au même nombre capillaire.

XIA, HONGJUN et al [24] ont réalisé des simulations numériques d'écoulements viscoélastiques pour étudier la viscoélasticité des fluides. Prenant en compte la viscosité, l'élasticité et le caractère rhéofluidifiant des solutions polymériques, le modèle rhéologique choisi est le MUCM (ModifiedUpper-Convected Maxwell).

Étant donné qu'il n'est pas possible de recréer toutes les formes dans lesquelles l'huile reste piégée (des gouttes, des films, *dead-end pores*, etc.), le modèle du dead-end pore est choisi (Figure19) en concordance avec des recherches similaires où les configurations les plus utilisées sont les expansions et les contractions asymétriques abruptes. Le nombre de Weissenberg est utilisé pour caractériser l'élasticité du polymère et le nombre de Reynolds pour caractériser l'écoulement.

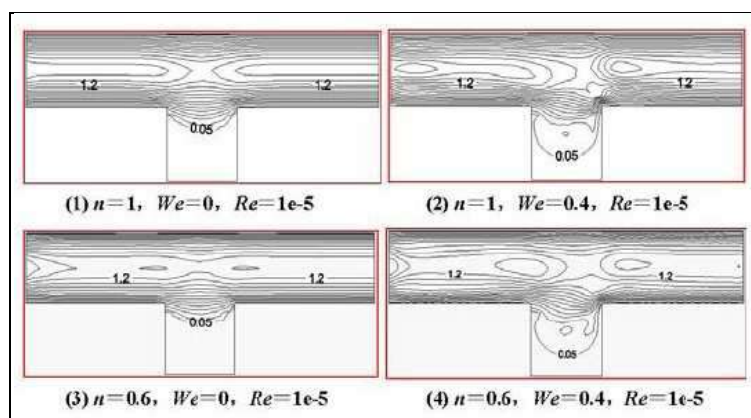


Figure 19 : Modélisation d'écoulement d'un fluide viscoélastique dans un dead-end pore [24]

Chapitre III L'injection de polymères dans la récupération assistée du pétrole

Les résultats numériques montrent que la surface effective d'écoulement, délimité par les lignes de courant du fluide, dans les *dead-end pores* est significativement plus grande pour des polymères viscoélastiques. De ce fait, la surface où le fluide reste immobile est réduite. L'auteur suppose donc que l'efficacité de déplacement augmente pour cette raison ("capacité de pénétration du fluide dans le pore") quand Wi et le coefficient de la loi de puissance n augmentent. L'apport le plus significatif de ce travail est le fait de considérer en même temps les deux caractéristiques non newtoniennes des solutions polymériques. [25]

CHUN & POPE de l'Université d'Austin ont présenté en 2008 [26] une analyse de la stabilité d'une colonne d'huile entourée d'un anneau de solution polymère viscoélastique dans une configuration cylindrique. Ils montrent ainsi que l'élasticité de la solution peut retarder la fragmentation de la colonne en gouttes d'huile, et ainsi par extrapolation réduire la saturation résiduelle. Des études plus récentes de DAQING [27,28] suggèrent des mécanismes variés pour expliquer plusieurs observations réalisées au niveau de la simulation, du laboratoire et même au niveau du gisement de Daqing. L'analyse est faite au niveau des forces à l'échelle du pore (appelées "microforces"), générées entre le fluide déplaçant et l'huile déplacée. L'utilisation de simulations numériques utilisant des modèles rhéologiques viscoélastiques MUCM indique que pour un fluide viscoélastique (comme par exemple le HPAM qui est souvent utilisé dans les expériences), les profils de vitesse sont de type piston, alors que pour un fluide newtonien le profil de vitesse est parabolique (Figure 20).

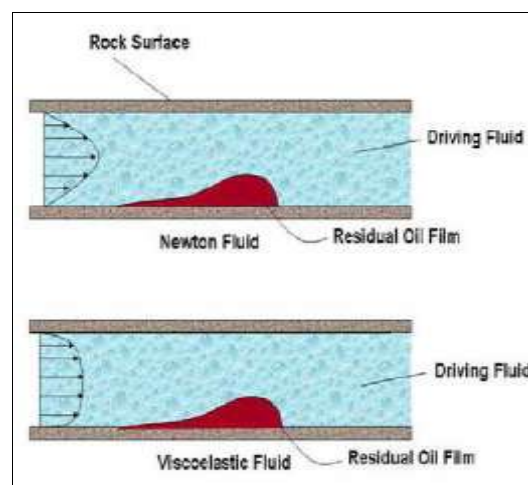


Figure 20 : Représentation schématique des profils de vitesse pour un fluide newtonien et un fluide viscoélastique en train de balayer une goutte d'huile. [27]

Chapitre III L'injection de polymères dans la récupération assistée du pétrole

Une analyse phénoménologique des forces à l'interface, montre que l'existence de forces élastiques permet de détacher plus d'huile qu'avec un fluide Newtonien avant d'arriver à un nouvel état de saturation résiduelle à partir des constatations précédentes. Un certain nombre d'expérimentations en micromodèles sont proposées pour confirmer ces hypothèses. On peut voir (Figure21) une expansion de la partie du fluide élastique qui est capable de modifier l'interface. Le fluide pénètre dans les pores et déplace plus d'huile en condition d'écoulement similaire au fur et à mesure que la concentration du polymère augmente.

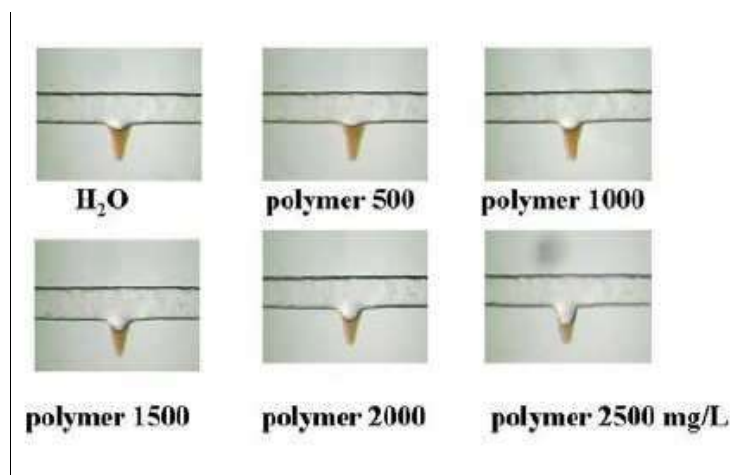


Figure21 : Expériences dans des "dead-end pores" avec solutions de polymère viscoélastique. L'huile contenue dans les pores est déplacée à différentes concentrations de polymère. [24]

En 2008, HAIFENG & HUIFEN, [28,29] continuent à développer l'hypothèse des "microforces". Haifeng ajoute des observations toujours qualitatives selon lesquelles, notamment, quand la saturation d'huile est haute, tant les fluides newtoniens que les fluides viscoélastiques poussent l'huile libre de manière équivalente par effet de la macropression ; cependant, quand la saturation est faible, les fluides viscoélastiques contribuent à mobiliser les ganglions d'huile avec la formation de gouttes libres, ce qui ne se produit pas avec les fluides newtoniens. Dans ce travail, Wi est supposé proportionnel à $M1$ et la variation de $M1$ est proposée pour caractériser le fluide viscoélastique.

Les publications les plus récentes de cette équipe [30,31] mentionnent des résultats obtenus sur champs, où l'utilisation de solutions de polyacrylamide concentré (2500 ppm)

Chapitre III L'injection de polymères dans la récupération assistée du pétrole

pour le *polymerflooding* (donc fortement viscoélastiques) dans 30 puits a confirmé les observations. En effet, l'augmentation de la récupération par ce biais est passée de 13 % OOIP en 1996 à 20 % OOIP.

6. Les Complications de récupération assistée du pétrole (polymère)

6-1. La dégradation du polymère :

Nous pouvons observer une perte des propriétés viscoélastiques des solutions due aux conditions physico-chimiques lors de l'injection de polymère pour la RAP (récupération assistée du pétrole). Plusieurs facteurs ont une influence sur la dégradation du polymère. THOMAS et al. (2012) analysent l'influence de la température sur la perte de propriétés viscoélastiques [32]. El-MAMOUNI et al. (1999) ont étudié l'attaque bactérienne sur le polyacrylamide [33].

Il est utile de rappeler que la dégradation chimique est associée à la réactivité du groupe amide. L'hydrolyse du polyacrylamide est aussi dépendante des conditions de pH, de la présence de radicaux libres (Fe^{2+} et Fe^{3+}) qui est aussi responsable de la précipitation en conditions aérobies.

Aussi, il est très important d'éviter la présence de fer et par conséquent la formation d'oxyde de fer. La quantité d'oxygène et la présence d'ions divalents (Mg^{2+} et Ca^{2+}) et monovalents (Na^{+}) peuvent aussi influencer la précipitation du HPAM. L'absence d'oxygène dans la solution de polymère augmente la stabilité du HPAM au-delà de 120°C pour une durée de plus de 200 jours [32].

La solution de polymère injectée doit maintenir la viscosité pour une partie substantielle du transit à travers le réservoir durant l'injection de polymère. Lorsque Fe^{2+} et l'oxygène sont présents dans des solutions HPAM aqueuses, les couples redox ou les cycles peuvent dégrader sensiblement les polymères [34]. La HPAM peut être assez stable en présence de fer ferreux [Fe^{2+}] en l'absence d'oxygène dissout et d'agents oxydants [35].

6-2. L'adsorption

Il existe une série d'interactions entre les molécules de la solution de polymère et la surface des pores durant une injection de polymère en milieu poreux. Cette dernière provoque une adsorption des chaînes de polymère à la surface: L'adsorption à la proximité de la paroi

Chapitre III L'injection de polymères dans la récupération assistée du pétrole

est déterminée par les affinités entre les chaînes de polymères, la composition de la surface et les ions présents dans la saumure [36]. La mouillabilité joue un rôle important dans l'adsorption de polymère. L'adsorption augmente avec l'hydrophobicité du milieu poreux ont montré par BROSETA et al (1995) [37].

Dans les milieux poreux hydrophobes l'adsorption est plus importante que dans les milieux hydrophiles aussi. CHIAPPA et al (1999) ont étudié l'effet de la mouillabilité en montrant que la présence de composants du pétrole brut dans le milieu poreux peut réduire l'interaction entre les polymères et la roche (asphaltènes et résines) conduisant à une faible adsorption [38]. Le phénomène d'adsorption est généralement quasi-irréversible [39].

6-3. La répulsion

Les chaînes de polymères peuvent aussi être repoussées de la paroi dans d'autres situations. Les causes de cette répulsion peuvent être stériques (les molécules ne peuvent pas approcher la paroi de part leur grande taille), électrostatiques ou hydrodynamiques. La répulsion conduit à la formation d'une fine couche près de l'interface, appelée couche de déplétion. Dans cette couche, la concentration en polymère est plus faible que loin de la paroi [40].

6-4. La salinité

Pour les tensioactifs et les polymères, la salinité et les divalents de l'eau de formation sont essentiels aux processus chimiques EOR. La plupart des procédés chimiques EOR ont été appliqués dans des réservoirs à faible salinité et cela malgré l'assurance des fournisseurs de produits chimiques qui prétendent que leur les produits peuvent être tolérants à une salinité élevée.

La salinité de l'eau de formation est inférieure à 10 000 ppm et l'eau douce est injectée pour la plupart des EOR chinois projets. Le critère AL-BAHAR et al (2004) discuté est de 50 000 ppm de salinité et 1000 ppm de dureté. Cette dureté de 1000 ppm est probablement trop élevée ou nécessite Conventions de nommage et unités 9 agents chélateurs supplémentaires. Il faut souligner que la salinité et la divalente les limites dépendent du type de polymère utilisé. Le biopolymère xanthane est bien plus tolérante à la salinité ou à la dureté que HPAM [41].

6-5. La température

La température du réservoir doit être inférieure à 93°C pour les projets A/S/P. mais la température moyenne pour les projets de terrain A/S qu'ils ont signalés étaient de 27°C. La température moyenne pour leurs 171 projets de polymères examinés était de 49 °C pour les projets réalisés. Cependant, certains fournisseurs de produits chimiques déclarent que le polymère peut être appliqué jusqu'à 120°C. La température du réservoir de Daqing est d'environ 45°C. La température maximale pour quelques projets chinois était de l'ordre de 80°C. Le critère AL-BAHAR *et al* (2004) utilisé est de 70°C, ce qui est du côté inférieur [41]. Limite supérieure de SORBIE (1991) pour le polymère est de 80°C, et le maximum est de 95°C [39].

6-6. La perméabilité


Une perméabilité élevée est favorable à l'injection chimique, et elle est essentielle à l'injection de polymère contrairement à une formation à faible perméabilité aura des problèmes d'injectivité et de rétention excessive.

TABER *et al* (1997a) ont montré que bien que le critère pour les projets chimiques soit supérieur à 10 *md*, les perméabilités moyennes dans leurs projets réels examinés étaient de 450 *md* pour l'A/S et de 800 *md* pour l'injection de polymère [42].

La perméabilité est de 100 à 1000 *md* dans les projets EOR chimiques chinois. Les données fournies ici peuvent servir de référence pour des projets potentiels.

La température du réservoir et la salinité de l'eau sont les paramètres les plus critiques parmi les paramètres abordés dans les paragraphes précédents. Cependant, au fur et à mesure que les produits chimiques seront améliorés, les critères seront modifiés.

À partir de la technologie chimique EOR actuelle, des mesures de laboratoire approfondies sont encore nécessaires pour chaque projet. Des travaux de simulation sont nécessaires pour analyser les données de laboratoire et passer à un modèle de terrain pour une prédiction potentielle. L'application EOR chimique dans les domaines de haute température et de haute salinité est toujours une tâche difficile [42].



Chapitre IV
Applications:
Résultats et
discussions

Introduction

La prédiction ou l'amélioration de la récupération des hydrocarbures dans un champ pétrolifère, requiert une bonne connaissance de la façon dont les fluides se déplacent ou se mélangent dans le sous-sol. Il existe un certain nombre de codes industriels, parmi eux le code de calcul **UTCHEM**.

Ce chapitre présentera deux outils de simulation numérique qui peuvent être utilisés indépendamment l'un de l'autre. Le premier est le logiciel **UTCHEM** qui est utilisé pour la génération de la géométrie, le maillage associé et la simulation numérique. Le deuxième est le code **MATLAB** qui permet la vérification des résultats obtenus, il permet aussi de tirer les temps correspondants aux calculs, qui ont été pris durant l'écoulement jusqu'au puits récupérateur.

1. La description du logiciel (UTCHEM)

Des recherches pionnières menées à l'Université du Texas à Austin fournissent une base scientifique et technique pour modéliser la récupération améliorée du pétrole et la remédiation améliorée de l'aquifère grâce au développement et à l'application de simulateurs. Cette recherche a abouti au développement et à l'application d'**UTCHEM**, un modèle compositionnel 3-D, multicomposant, multiphase des processus d'injection chimique qui tient compte du comportement de phase complexe, chimique et physique transformations et propriétés des milieux poreux hétérogènes, et utilise des concepts avancés de précision numérique d'ordre élevé et de contrôle de la dispersion et de traitement vectoriel et parallèle. Le simulateur a été développé à l'origine par POPE & NELSON en 1978 pour simuler la récupération améliorée du pétrole à l'aide de procédés tensioactifs et polymères. Ainsi, le comportement en phase complexe des fluides micellaires en fonction du tensioactif, de l'alcool, de l'huile et des composants aqueux a été développé tôt et a été largement vérifié par rapport aux expériences de récupération améliorée du pétrole. Les généralisations de BHUYAN *et al* en 1990 ont étendu le modèle pour inclure d'autres processus chimiques et une variété de réactions géochimiques entre les phases aqueuse et solide. La dissolution hors équilibre des composants organiques d'un liquide en phase non aqueuse dans une phase aqueuse ou microémulsion fluide est modélisée à l'aide d'un modèle de transfert de masse linéaire. Dans ce simulateur, les équations d'écoulement et de transport massique sont résolues pour un nombre quelconque de composants chimiques spécifiés par l'utilisateur (eau, contaminants organiques, tensioactifs, alcools, polymère, chlorure, calcium, autres électrolytes, espèces microbiologiques, accepteurs d'électrons, etc.). Ces composants peuvent former jusqu'à quatre phases fluides (air, eau, huile et microémulsion) et un nombre quelconque de minéraux solides en fonction de la composition globale.

2. La description de la géométrie

Dans notre application, on s'intéresse à un réservoir de 30 m de longueur, 30 m de largeur et 0.2 m d'épaisseur. Ce réservoir est assimilé à un parallélépipède traversé verticalement par un puits injecteur et un autre puits producteur situé aux extrémités d'une même diagonale (voir figure 22).

Le maillage utilisé pour représenter le réservoir est une grille structurée régulière de dimensions (100x100x1) cellules (soit un total de 10000 cellules).

L'injection d'une solution polymère (eau + polymère) à travers le puits injecteur, permet de pousser l'huile en place vers le puits de production, les données du gisement, les paramètres d'activité des puits et autres données relatives du problème étudié sont donnés dans le tableau (2).

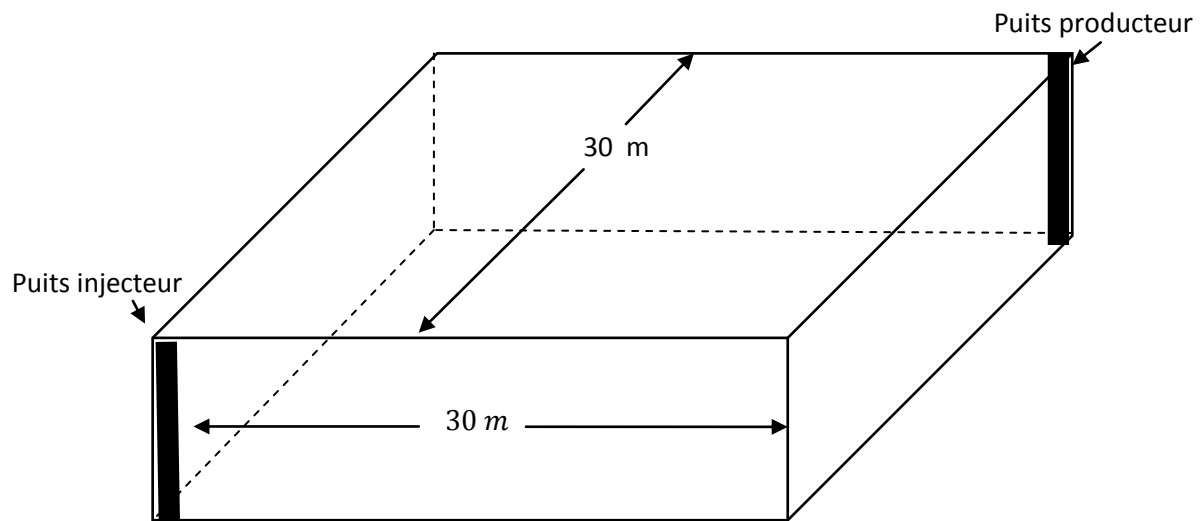


Figure 22 : description en 3 D du réservoir

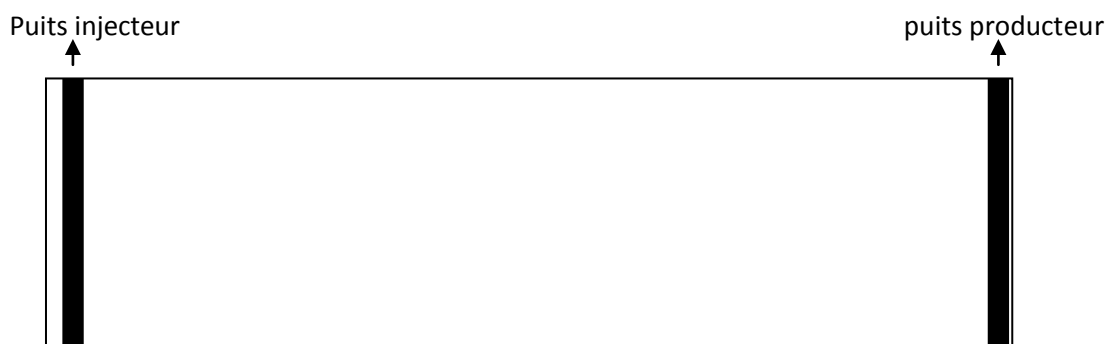


Figure 23: coupe transversale de domaine d'étude

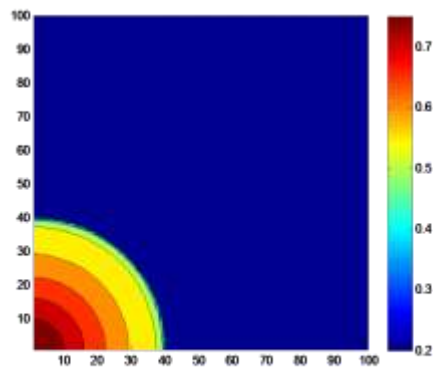
Tableau 2: paramètre du réservoir et des puits

Description du réservoir				Propriétés du réservoir			Propriétés des puits		
Dimension (m)	30×30×0.2 (m×m×m)			Compressibilité de la roche	0 (roche indéformable)		Puits injecteur	Rayon (m)	0,01
								Débit d'eau injecté (m ³ /s)	0,002442
maillage	100×100×1			Porosité de la roche	0,26		Puits producteur	Rayon (m)	0.02
								Pression min au fond du puits (N/m ²)	00
Taille de la maille(m)	X	Y	Z	Perméabilité de la roche (millidarcy)	X	500	Temps d'injection	8jours	
	0.3	0.3	0.2		Y	500			
					Z	50			
Phase fluide	1- Eau, polymère 2- huile			Pression de référence (atm)	1		Temps de simulation	8jours	
				Saturation initial des phases	phase				
					1	2%			
				Saturations résiduelles	2	80%			
					1	10%			
				Masse volumique (g/cm ³) à (p=1 atm)	2	10%			
					1	0,433			
				Viscosité (mpa.s) a (t=0°C)	2	0.29194			
					1	0,86			
				Tension interfaciale (mn/m)	2	5.763			
						1.3			

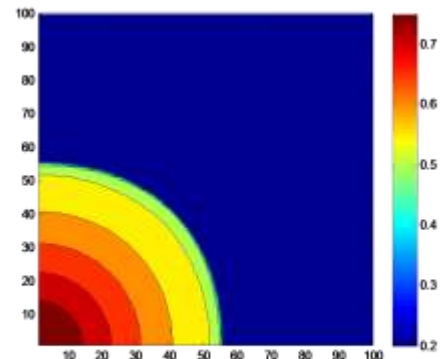
3. L'application I : injection de l'eau dans le réservoir

Quelques résultats obtenus représentés dans le plan (OX, OY), sont donnés dans les figures suivantes :

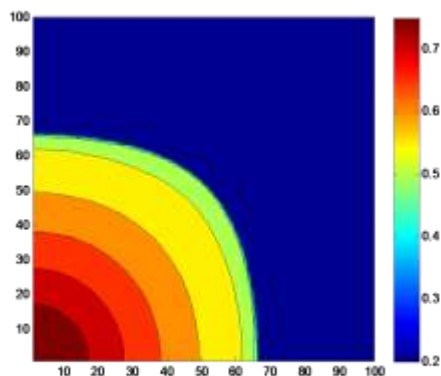
3-1. Champs de saturation de l'eau :



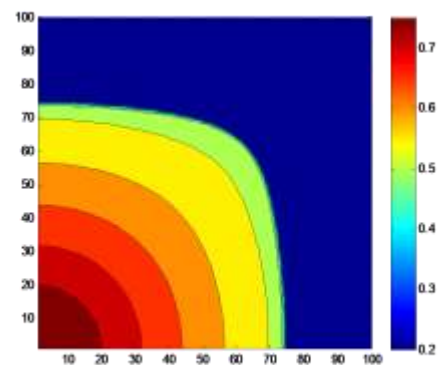
a) $t = 1$ jour



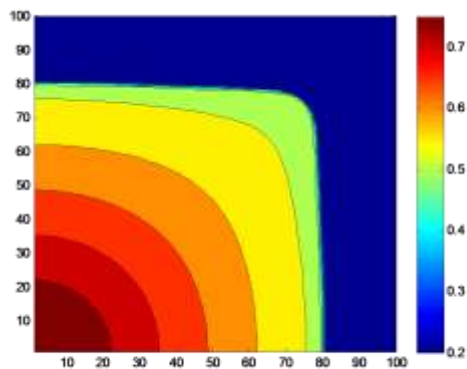
b) $t = 2$ jour



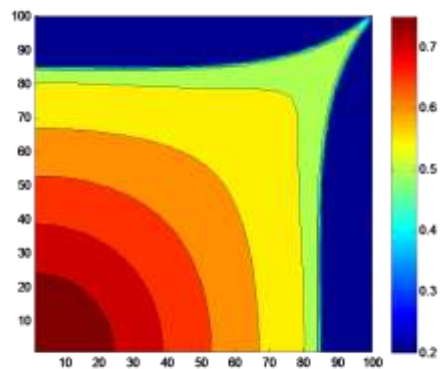
c) $t = 3$ jour



d) $t = 4$ jour



e) $t = 5$ jour



f) $t = 6$ jour

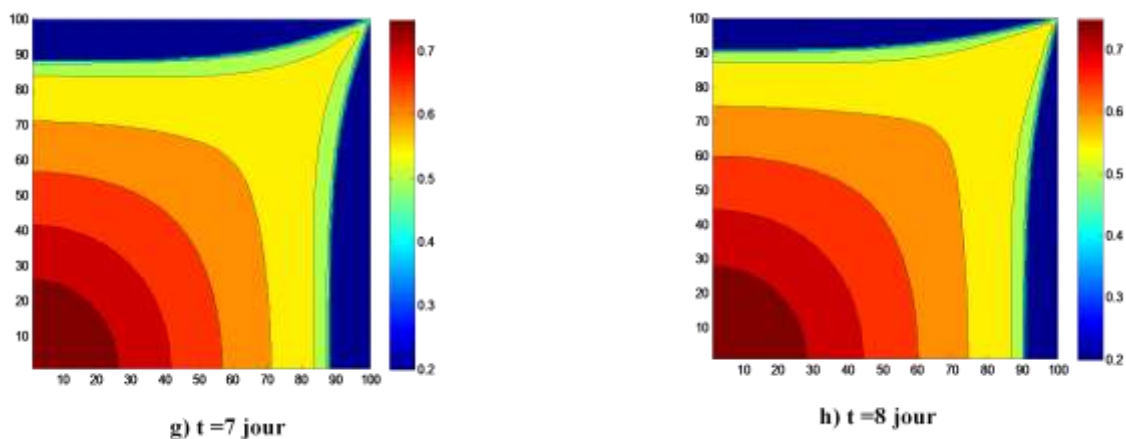


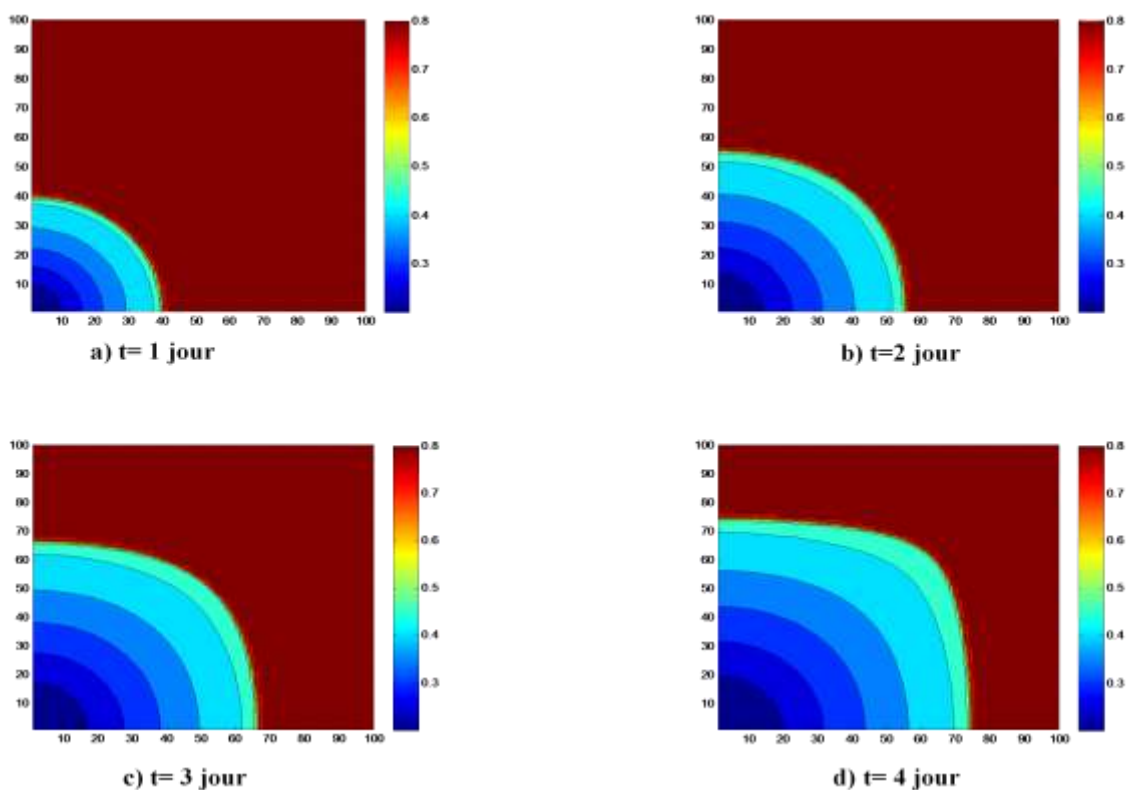
Figure 24 : champs de saturation de l'eau dans le réservoir à $t = 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8$ jours

A partir de la figure (24) nous pouvons constater que la variation de l'eau est initialement enregistrée au voisinage de puits d'injection et se propage par la suite à travers le milieu en formant des surfaces iso-saturation et un front de déplacement se forme circulaire.

A partir de $t = 5$ jours, l'eau se dirige beaucoup plus vers le puits de production.

A $t = 6$ jours la phase injectée arrive au niveau de puits producteur (percée d'eau) et régime d'écoulement devient stationnaire.

3-2. Champs de saturation de l'huile dans le réservoir :



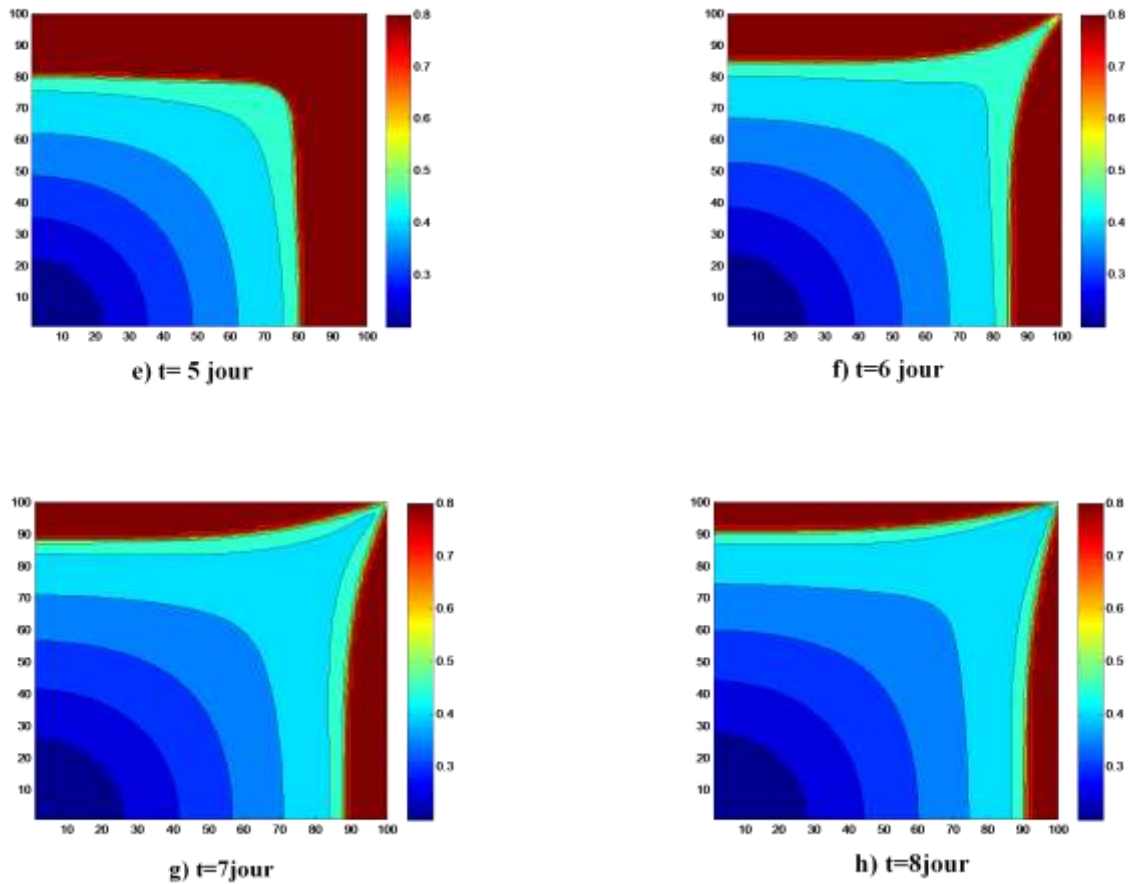


Figure 25: champs de saturation de l'huile dans le réservoir à $t = 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8$ jours

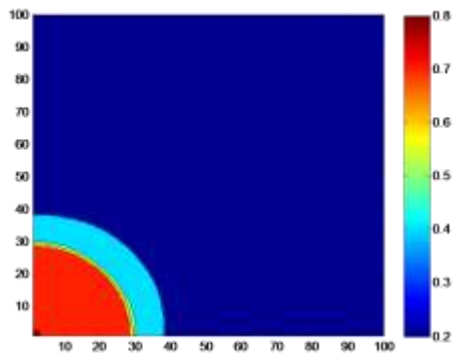
La figure (25) représente l'évolution de la saturation de l'huile dans le réservoir. Un front de déplacement se constitue au tour de puits d'injection. Il demeure en arrière de ce front une certaine saturation en huile qui sera par la suite réduite jusqu'à une valeur résiduelle, par entrainement progressif des particules de l'huile par l'eau en mouvement.

On remarque que l'huile située au voisinage des frontières latérales n'est pas poussée par le fluide déplaçant. Par contre elle est parfaitement poussée au voisinage de puits injecteur.

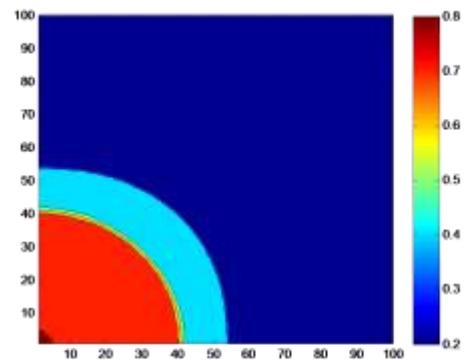
4. L'application II : injection de la solution eau, polymère dans le réservoir

Quelques résultats obtenus représentés dans le plan (OX, OY), sont donnés dans les figures suivantes :

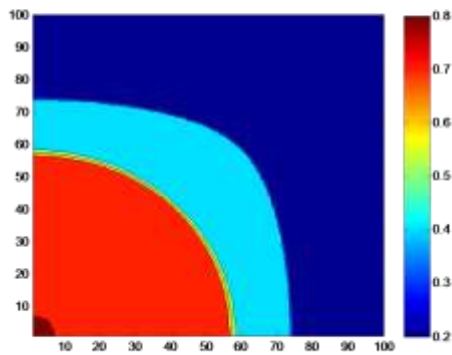
4-1. Champs de saturation de la solution polymère :



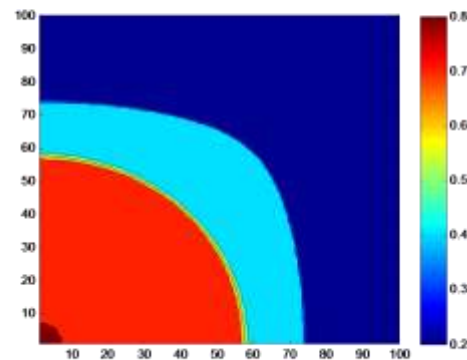
a) t=1 jour



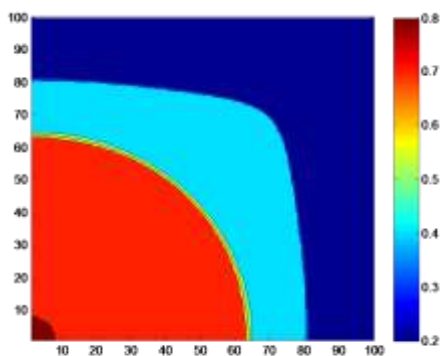
b) t=2 jours



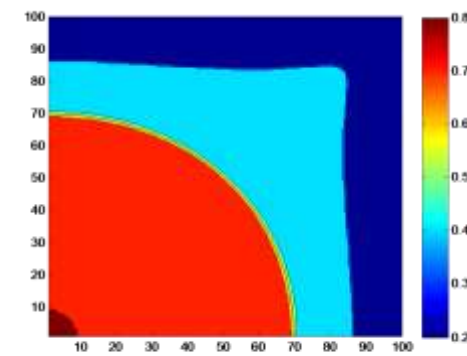
c) t=3 jours



d) t=4 jours



e) t=5 jours



f) t=6 jours

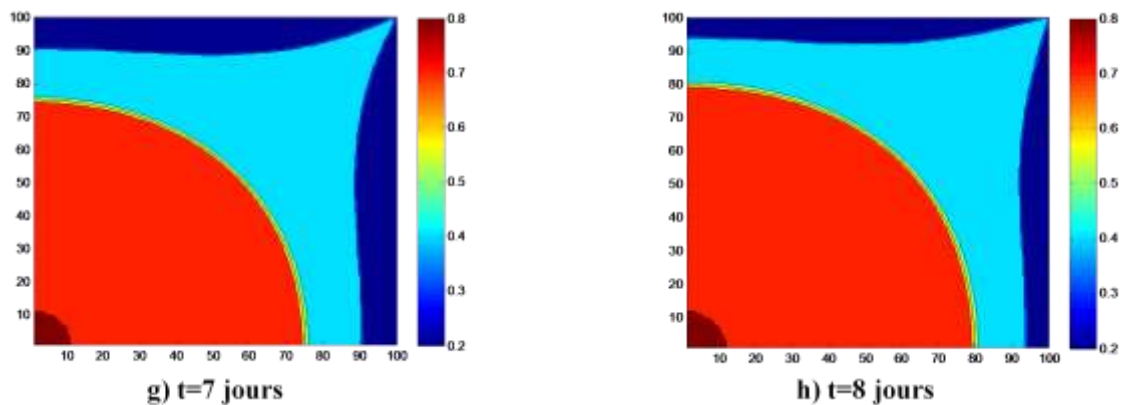
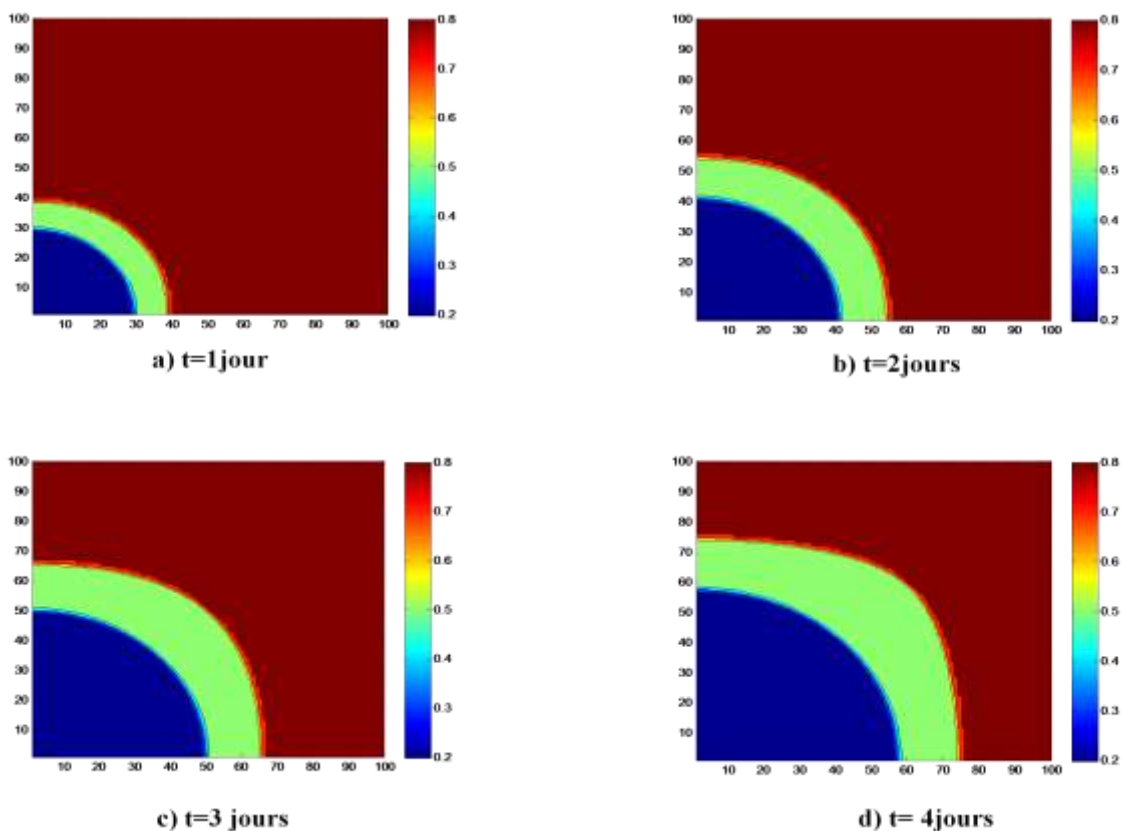


Figure 26 : champs de saturation de la solution polymère dans le réservoir à $t = 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8$ jours

A partir de la figure (26) nous pouvons constater que la variation de l'eau est initialement enregistrée au voisinage de puits d'injection et se propage par la suite à travers le milieu en formant des surfaces iso-saturation et un front de déplacement se forme circulaire. A partir de $t = 6$ jours, l'eau se dirige beaucoup plus vers le puits de production. A $t = 7$ jours la phase injectée arrive au niveau de puits producteur (percée d'eau, polymère) et régime d'écoulement devient stationnaire.

4-2. Champs de saturation de l'huile dans le réservoir



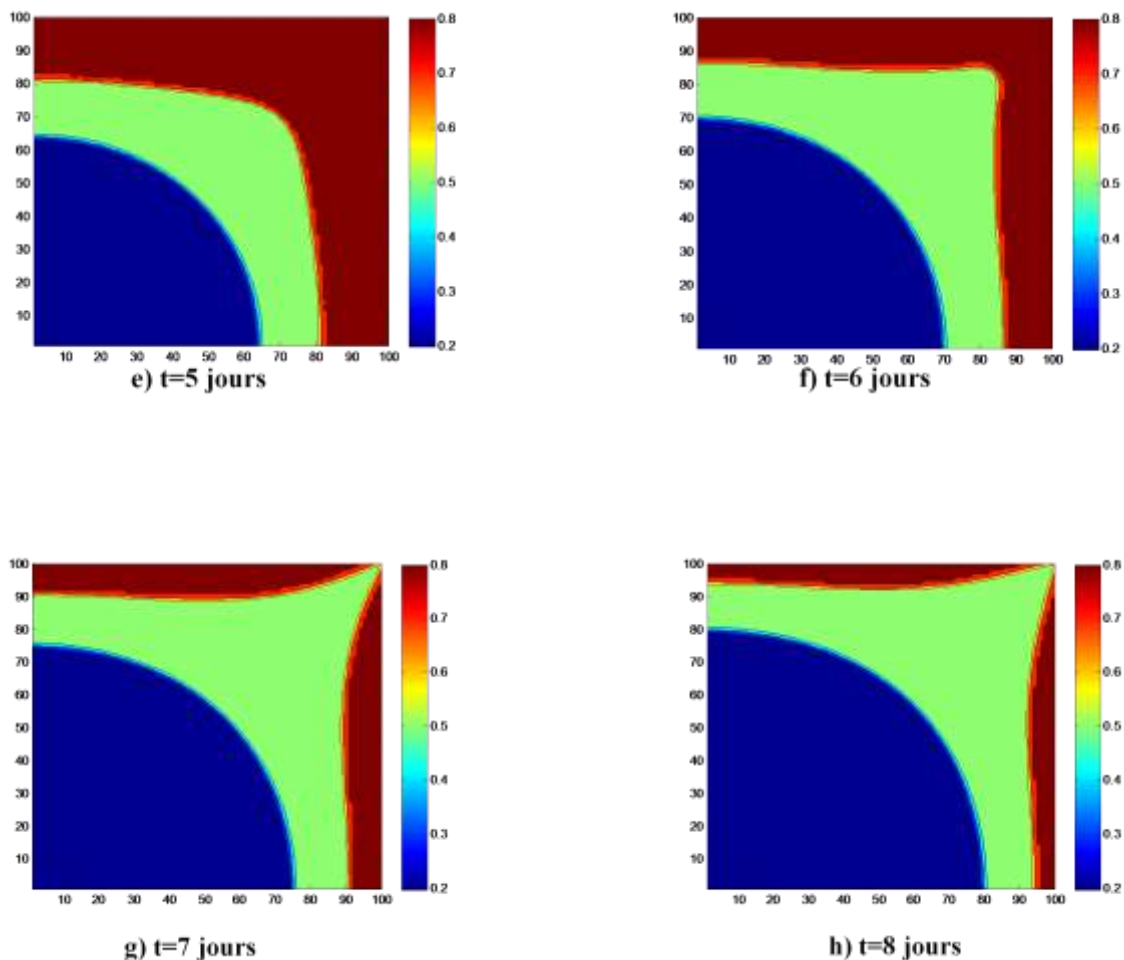


Figure 27: champs de saturation de l'huile dans le réservoir à $t = 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8$ jours

La figure (27) représente le développement de la saturation de l'huile dans le réservoir. Un angle de mouvement se constitue au tour de puits d'injection. Il demeure en arrière de cette angle une certaine saturation en huile qui sera par la suite réduit jusqu'à une valeur résiduelle,.

On remarque également que l'huile situé au voisinage des frontières latérales n'est pas balayée par le fluide déplaçant. Par contre elle est parfaitement balayée au voisinage de puits injecteur.

Dans ce cas de figure on a pris la même perméabilité suivant ox et oy (voir tableau 3) :

Tableau 3 : valeurs des paramètres teste

Porosité de réservoir		0,26
Perméabilité intrinsèque	X	500
	Y	500
	Z	50

5. La discussion des résultats

D'après les résultats que nous avons obtenus, nous constatons que la pénétration de l'eau dans le milieu poreux est très élevée, ce qui conduit à une arrivée précoce de la percé de l'eau au puits producteur cela entraine un faible balayage de l'huile en place par contre dans le cas injection de l'eau, polymère on remarque un retard notable de l'arrivé de percé de l'eau au puits producteur et cela mène à un balayage plus efficace (voir figure 28).

Par conclusion on note que le polymère permette d'abaisser sensiblement les force visqueuse en élevant la viscosité de fluide déplacent.

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

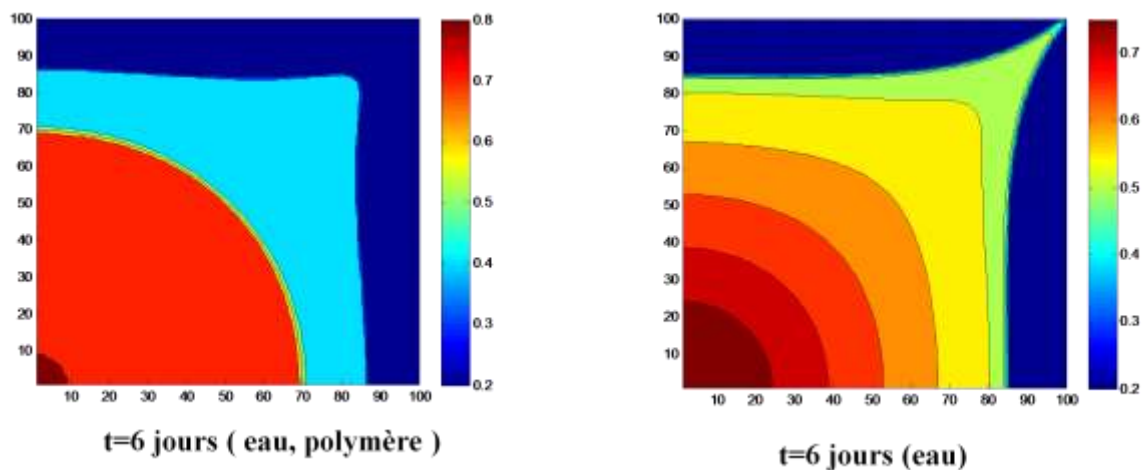


Figure 28: champs de saturation de la première phase dans les deux applications à $t = 6$ jours

5-1. Profils de saturation suivant la diagonale :

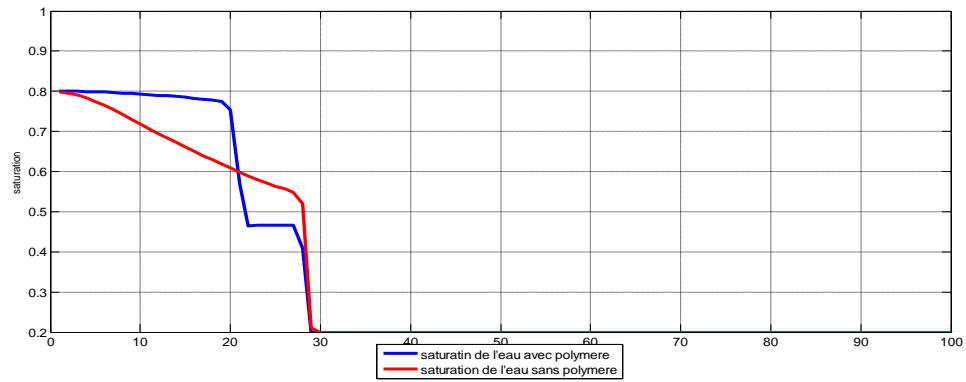


Figure 29 : Profils de saturation suivant la diagonale de la phase une à t= 1 jour

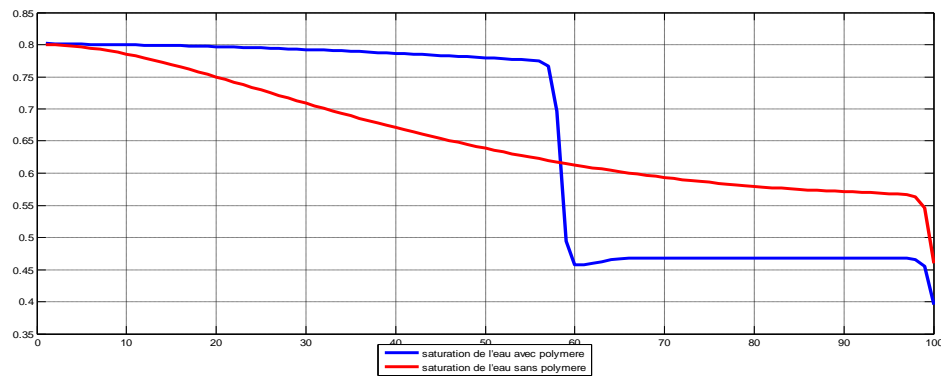


Figure 30 : Profils de saturation suivant la diagonale de la phase une à t= 8 jours

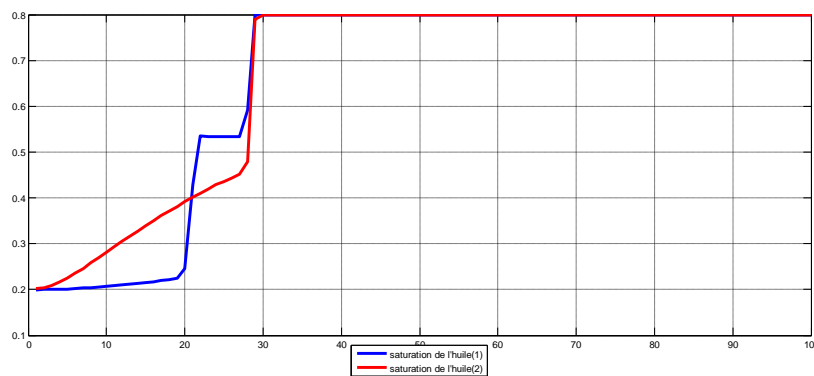


Figure 31 : Profils de saturation suivant la diagonale de la phase deux à t= 1 jour

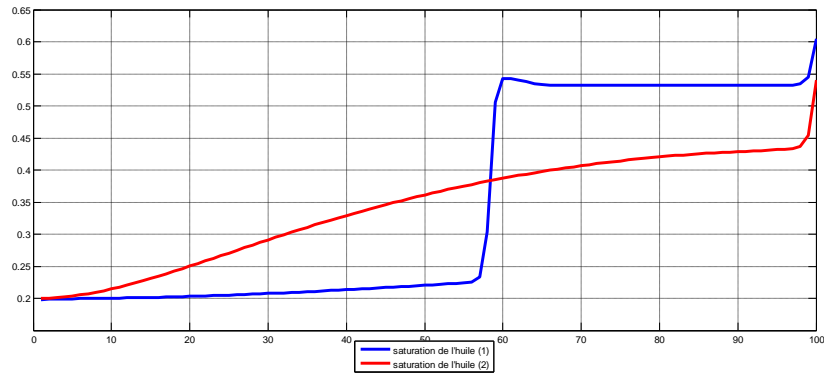


Figure 32: Profils de saturation suivant la diagonale de la phase deux à t= 8 jours

A partir des figures (29, 30, 31, 32) on remarque une trajectoire inclinée suivant le plan (ox, oy) dans les deux phases de la première application et un déplacement piston pour les deux phases de la deuxième application.



Conclusion

Conclusion générale

Dans ce travail, une étude comparative entre deux types de récupération du pétrole a été étudiée, une récupération secondaire et une récupération tertiaire. Pour ce faire, nous avons considéré un domaine de dimensions ($30\text{ m} \times 30\text{ m} \times 0.2\text{ m}$) initialement saturé avec de l'huile. Afin de récupérer cette huile, deux cas sont étudiés. Dans le premier cas, l'eau est injectée à travers un puits d'injection pour pousser l'huile vers un puits de production. Dans le deuxième cas, le fluide moteur est une solution polymère. Les résultats obtenus, sous forme de champs de saturation, permettent de visualiser l'évolution de l'écoulement et de déterminer le temps d'arrivée de la phase injectée au niveau du puits de production (temps de percée). Les profils de saturation des deux fluides sont aussi représentés et comparés suivant la diagonale reliant les deux puits d'injection et de production. Ces résultats permettent de comparer les efficacités de balayage, par conséquent, déduire le taux de production.

Nous avons remarqué, d'après les résultats obtenus, que la phase injectée arrive au niveau du puits producteur à $t=06$ jours dans le premier cas et à $t=07$ jour dans le deuxième cas. Par conséquent, un bon balayage est obtenu dans le cas de l'utilisation de polymère. Nous avons constaté également qu'au niveau de l'interface, le profil de saturation de la solution polymère tend à se stabiliser. Cette stabilisation correspond à un déplacement, appelé déplacement piston, qui assure un bon balayage de l'huile.

Finalement, nous pouvons conclure que la présence de polymères dans la solution injectée améliore le balayage d'huile en évitant les arrivées précoces de la phase injectée au niveau des puits producteurs.



**Références
bibliographiques**

Références bibliographiques

- [1] **Jose Luis Juarez Morejon** : Récupération assistée du pétrole par injection de polymères hydrosolubles : nouvelle approche, thèse de doctorat, Université de Bordeaux, 2017.
- [2] **Kaci Fodil** : Simulation d'un déplacement immiscible eau-huile en milieu poreux, 2012, Tizi-Ouzou.
- [3] **Fatah Mejni** : structure synchronisées dans les écoulements inhomogènes de convection mixte en milieu poreux, 2008, Lille.
- [4] **Franck Iomine** : écoulements de particules dans un milieu poreux, 2007, Rennes.
- [5] **Lefebvre B** : Ecoulement multi phase en milieux poreux (2003).
- [6] **Banton O et Bangoy L.M (1997)** : Hydrogéologie : Multi-science environnement des eaux souterraines. Université de Québec.
- [7] **Castany G. (1982)** : Principes et méthodes de l'hydrogéologie. Université de pierre et marie crue Paris
- [8] **D. E. TOGNISSO** : Ecoulements de fluides complexes en milieu poreux : Utilisation de Micelles Géantes pour la Récupération Améliorée du Pétrole, L'UNIVERSITÉ BORDEAUX 1 ÉCOLE DOCTORALE DES SCIENCES PHYSIQUES DE L'INGENIEUR, 09 Novembre 2011.
- [9] **R. Oughanem** : Etude multi-échelles des courbes de désaturation capillaire par tomographie RX., Matériaux. INSA de Lyon, Français 2013.
- [10] **O. LOUISNARD** : Cours de mécanique des fluides, San Francisco, California 94105, USA, 25 septembre 2012.
- [11] **P.Barreau** : Modification des propriétés polyphasiques d'un milieu poreux en présence d'une couche de polymère adsorbé : Etudes expérimentale et numérique, Ecole Nationale des Arts et Métiers, (1996).
- [12] **Hossein NASSER EL DINE** : Étude mathématique et numérique pour le modèle Darcy-Brinkman pour les écoulements diphasiques en milieu poreux, thèse de doctorat, 2017, NANTE.
- [13] **C. COTTIN** : Drainage dans des micromodèles de milieux poreux Application à la récupération assistée du pétrole, Octobre 2010.
- [14] **M. Eriksson** : POLYMÈRES : DÉTERMINATION DES PROPRIÉTÉS ETAPPLICATIONS DES COMPOSITES, Gymnase Auguste Piccard Lausanne, NOV_2009.
- [15] C. Éditions : « Voyage au coeur de la matière plastique,» 2003. [En ligne]. Available: <http://www.spirit-science.fr/Matiere/polymeres> .html .
- [16] **Dongmei W, Randall S.Seright, Zhenbo S, Jinmei W** : Key Aspects of Project Design for Polymer Flooding at the Daqing Oilfield. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* 2008; **SPE 109682**

Références bibliographiques

- [17]. **Osterloh, W. T. and Law, E. J:** Polymer Transport and Rheological Properties for Polymer Flooding in the North Sea Captain Field. SPE 39694. 1998. Tulsa, Oklahoma, Society of Petroleum Engineers. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. 1-1-1998
- [18]. **Yupu, Wang and He, Liu:** Commercial Success of Polymer Flooding in Daqing Oilfield. Lessons Learned. SPE 100855. 2006. Adelaide, Australia, Society of Petroleum Engineers. SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. 1-1- 2006.
- [19] **Wang, Demin, Sun, Yingjie, Wang, Yan, and Tang, Xuping :** Producing More Than 75% of Daqing Oil Field's Production by IOR, What Experiences Have Been Learnt? SPE 77871. 2002. Melbourne, Australia, Copyright 2002, Society of Petroleum Engineers Inc. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. 1-1-2002.
- [20] **Wang, Demin, Cheng, Jiecheng, Yang, Qingyan, Gong, Wenchao, Li, Qun, and Chen, Fuming:** Viscous-Elastic Polymer Can Increase Microscale Displacement Efficiency in Cores. SPE 63227. 2000. Dallas, Texas, Copyright 2000, Society of Petroleum Engineers Inc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 1-1- 2000.
- [21] **Camilleri D, Fil A, Pope GA, Rouse BA, Sepehrnoori K:** Improvements in Physical-Property Models Used in Micellar/Polymer Flooding. *SPE Reservoir Engineering* 1987; **SPE 12723**.
- [22] **Xia, Huifen, Ju, Ye, Kong, Fanshun, and Wu, Junzheng:** Effect of Elastic Behavior of HPAM Solutions on Displacement Efficiency under Mixed Wettability Conditions. SPE 90234. 2004. Houston, Texas, Society of Petroleum Engineers. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 1-1-2004.
- [23] **Xia, Huifen, Wang, Demin, Wu, Junzheng, and Kong, Fanshun:** Elasticity of HPAM Solutions Increases Displacement Efficiency under Mixed Wettability Conditions. SPE 88456. 2004. Perth, Australia, Society of Petroleum Engineers. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. 1-1-2004.
- [24] **Hongjun, Yin, Demin, Wang, and Huiying, Zhong:** Study on Flow Behaviours of Viscoelastic Polymer Solution in Micropore With Dead End. SPE 101950. 2006. San Antonio, Texas, USA, Society of Petroleum Engineers. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 1-1-2006.
- [25] **Barnes HA, Hutton JF, Walters K:** *An introduction to rheology*. Elsevier, 1989.
- [26] **Huh, C and Pope, G:** Residual Oil Saturation From Polymer Floods: Laboratory Measurements and Theoretical Interpretation. SPE 99653. 2008. Tulsa, Oklahoma, USA, Society of Petroleum Engineers. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. 1-1-2008.
- [27] **Demin, Wang, Gang, Wang, Wenxiang, Wu, Huifen, Xia, and Hongjun, Yin:** The Influence of Viscoelasticity on Displacement Efficiency--From Micro- to Macroscale. SPE 109016. 2007. Anaheim, California, U.S.A., Society of Petroleum Engineers. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 1-1-2007.
- [28] **Haifeng, Jiang, Wenxiang, Wu, Demin, Wang, Yeming, Zeng, Shiguang, Zhao, and**

Références bibliographiques

Jun, Nie: The Effect of Elasticity on Displacement Efficiency in the Lab and Results of High Concentration Polymer Flooding in the Field. SPE 115315. 2008. Denver, Colorado, USA, Society of Petroleum Engineers. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 1-1-2008.

[29] Huifen, Xia, Demin, Wang, Gang, Wang, Wen-guo, Ma, Hong, Wei Deng, and Jie, Liu: Mechanism of the Effect of Micro-Forces on Residual Oil in Chemical Flooding. SPE 114335. 2008. Tulsa, Oklahoma, USA, Society of Petroleum Engineers. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. 1-1-2008.

[30] Demin, Wang, Huifen, Xia, Shuren, Yang, and Gang : Wang. The Influence of Visco-Elasticity on Micro Forces and Displacement Efficiency in Pores, Cores and in the Field. SPE 127453. 2010. Muscat, Oman, Society of Petroleum Engineers. SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia. 1-1-2010.

[31] Demin, Wang, Gang, Wang, and Huifen, Xia: Large Scale High Visco-Elastic Fluid Flooding in the Field Achieves High Recoveries. SPE 144294. 2011. Kuala Lumpur, Malaysia, Society of Petroleum Engineers. SPE Enhanced Oil Recovery Conference. 1-1-2011.

[32] Thomas A., Gaillard N. and Favero C: Some Key Features to Consider When Studying Acrylamide-Based Polymers for Chemical Enhanced Oil. Recovery, Oil & Gas Science and Technology, Rev. IFP Energies nouvelles, Vol. 67 No. 6, pp. 887-902. 2012.

[33] El-Mamouni, R.; Hawari, J. A.; Marroni, D.; Guiot, S. R., WEFTEC '99, Annu: Conf. Expo, p 2375. 1999.

[34] Levitt : Chemical Degradation of Polyacrylamide Polymers Under Alkaline Conditions. SPE Reservoir Evaluation & Engineering 14(6): 281286). 2011a.

[35] Yang S.H. and Treiber L.E: Chemical Stability of Polyacrylamide under Simulated Field Conditions. Paper SPE 14232 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, 22–25 September.1985.

[36] Lecourtier J., Lee L.T., and Chauveteau G : Adsorption of Polyacrylamides on Siliceous Minerals. Colloids and Surfaces, 47 219-231.1989.

[37] Broseta : Polymer Adsorption/Retention in Porous Media: Effects of Core Wettability and Residual Oil, SPE24149, Advanced technology series Vol.3 No.1.1995.

[38] Chiappa : Polymer adsorption at the brine rock interface: the role of electrostatic interactions and wettability, Journal of Petroleum Science and Engineering 24.1999.

[39] Sorbie, K. S : Polymer-Improved Oil Recovery, Blackie and Son Ltd. 1991.

[40] Barnes HA : *A handbook of elementary rheology*. University of Wales, Institute of Non-Newtonian Fluid Mechanics, 2000.

Références bibliographiques

[41] **Al Bahar, R Pandita, S.V Nath:** Pregnancy in chronic myeloid leukemia patients treated with alpha interferon, *International Journal of Gynecology & Obstetrics*, Volume 85, Issue 3, 2004,

[42] **M.T Taber, H.C Fibiger:** Feeding-evoked dopamine release in the nucleus accumbens: regulation by glutamatergic mechanisms, *Neuroscience*, Volume 76, Issue 4, 1997

Résumé

Parmi les méthodes de récupération tertiaire du pétrole il existe une méthode chimique qui fait appel à des fluides complexe tels que la tensioactifs et les polymères qui permettent de modifier la viscosité et de réduire d'une façon drastique la tension interfaciale et d'augmenté ainsi la récupération d'huile.

L'objet de ce travail est d'étudier l'écoulement eau/polymère dans un micro-modèle de mouillabilité mixte et applications en milieux poreux .cette étude consiste à injecté des polymères qui ont des effets sur les force capillaire (nombre capillaire, mouillabilité et tension interfaciale) et les force visqueuse.

Les mots clés :

Tensioactif – polymère – milieux poreux – modèle capillaire – microémulsion

Abstract

Among the tertiary oil recovery methods, there is a chemical method that uses complex fluids such as surfactants and polymers to modify the viscosity and drastically reduce the interfacial tension, thus increasing oil recovery.

The aim of this work is to study the water/polymer flow in a micro-model of mixed wettability and applications in porous media. This study consists of injecting polymers that have effects on capillary strength (capillary number, wettability and interfacial tension) and viscous strength.

Key words:

Surfactant - polymer - porous media - capillary model - microemulsion

ملخص

من بين طرق استخراج النفط ، هناك طريقة كيميائية، تعتمد على حقن سوائل معقدة تعمل على زيادة لزوجة السائل المحقون وتقليل قوة الشد بين جزيئات الماء والبتروال المخزنة في مسامات الصخور وبالتالي زيادة مردودية الانتاج. تم العمل في هذه الدراسة، بنموذج البوليمر وهذا من أجل توضيح : تأثير قابلية التبلل الخاصة بالصخور الموجودة في الخزانات البترولية على الخاصية الشعرية ، و قدرة المواد المحقونة على تغيير خاصية جذب الصخور ، من قابلية جذب البتروال الى قابلية جذب الماء.

الكلمات الرئيسية

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