

UNIVERSITE CHEIKH ANTA DIOP DE DAKAR



ECOLE DOCTORALE DE PHYSIQUE CHIMIE SCIENCES DE LA
TERRE DE L'UNIVERS ET DE L'INGENIEURIE
FACULTÉ DES SCIENCES ET TECHNIQUES

Année : 2019-2020 N° d'ordre : 162

THÈSE DE DOCTORAT UNIQUE

SPÉCIALITÉ : MECANIQUE DES FLUIDES ET APPLICATIONS

Présentée par

Mohamed MMADI SALIM

Titre

« Influence de l'injection d'un fluide sur les écoulements diphasiques dans les milieux poreux : Application à la récupération du pétrole ».

Soutenue le 26 /12/ 2020 devant le jury composé de :

	Nom et prénoms	Grade	Etablissement
Président	BEYE Aboubaker Chédikh	Professeur Titulaire	Université Cheikh Anta Diop de Dakar
Rapporteurs	GAYE Salif	Professeur Titulaire	Université de Thiès
	MBOW Cheikh	Professeur Assimilé	Université Cheikh Anta Diop de Dakar
	NDIAYE Diène	Professeur Titulaire	Université Gaston Berger de Saint Louis
Examineurs	NGOM Balla Diop	Professeur Assimilé	Université Cheikh Anta Diop de Dakar
	TALLA Kharouna	Professeur Assimilé	Université Cheikh Anta Diop de Dakar
Encadreur	NDIAYE Sossé	Professeur Assimilé	Université Cheikh Anta Diop de Dakar

Résumé

L'objectif principal de ces travaux de thèse est l'étude expérimentale sur l'influence de l'injection d'un fluide sur les écoulements diphasiques dans les milieux poreux, de la mobilisation du pétrole dans le cadre de la récupération assistée du pétrole à base de tensioactif dans un milieu poreux.

Le comportement de ces écoulements diphasiques des fluides dans un milieu poreux, les orientations des interfaces entre l'eau et le pétrole qui s'écoulent au voisinage des parois des pores, pour des faibles valeurs du nombre de Reynolds, sont conformes en moyenne aux orientations des éléments de la surface du pore équivalent du milieu poreux. La loi de Darcy est utilisée pour exprimer le débit du fluide incompressible filtrant au travers le milieu poreux. La circulation de ce fluide entre deux points est déterminée par le coefficient de perméabilité du milieu et par le gradient de pression du fluide.

Parmi les méthodes de Récupération Améliorée du Pétrole (RAP), il en existe deux dont l'une dite récupération secondaire, qui consiste à injecter un autre fluide, une technique qui ne modifie pas les propriétés physico-chimiques du pétrole, mais qui le remplace par un autre fluide. La stimulation du milieu poreux est faite en injectant à travers un cylindre en plexiglass à l'échelle du laboratoire, dans la formation du milieu poreux sous forte pression de façon à pouvoir surpasser la contrainte principale de la roche et causer une fissure dans le milieu poreux pour faciliter le déplacement du pétrole et ainsi augmenter le rendement de la production. A l'échelle du pore, l'écoulement d'une phase fluide newtonienne incompressible est décrit par l'équation de Navier-Stokes. L'autre dite récupération tertiaire, une méthode chimique qui modifie les propriétés physico-chimiques du pétrole faisant appel à des fluides complexes (l'utilisation de l'acide oléique comme polymères pour former les tensioactifs, un composé choisi pour son efficacité et son abondance dans la nature) qui permet de modifier la viscosité et/ou la tension interfaciale, et d'augmenter ainsi la récupération du pétrole. Dans le cas de l'écoulement de ces deux fluides non-miscibles pétrole/eau avec l'acide oléique, le modèle de Stokes permet de décrire l'écoulement de chacune des phases ainsi que la loi de Darcy généralisée. Cette molécule d'acide oléique a des propriétés amphiphiles dont le comportement est similaire à celui des polymères avec l'avantage d'une meilleure stabilité aux cisaillements élevés (capacité des micelles à se reformer à l'interface entre le pétrole et l'eau après cisaillement). L'objectif de ce travail de recherche est d'étudier l'influence des écoulements diphasiques dans les milieux poreux autour de ces deux techniques de récupération du pétrole (secondaire et tertiaire) dans le but de déterminer leurs éventuelles utilités dans la récupération assistée du pétrole (RAP). Il s'agit d'une caractérisation en milieu poreux à l'échelle du laboratoire, utilisant des milieux poreux naturels, de façon à se placer dans un cadre d'étude le plus réaliste possible. Dans ce travail expérimental, le pétrole moins visqueux est déplacé par l'eau, un fluide newtonien et par des tensioactifs qui facilitent le balayage.

Mots Clefs : Milieu poreux – Tensioactifs – Acide oléique – Ecoulements diphasiques – RAP– Pétrole – fluides complexe – amphiphiles.

Abstract

The main objective of this thesis work is the experimental study on the influence of the injection of a fluid on two-phase flows in porous media, of the mobilization of oil in the context of enhanced oil recovery in surfactant base in a porous medium. The behavior of these two-phase flows of fluids in a porous medium, the orientations of the interfaces between water and oil which flow in the vicinity of the walls of the pores, for low values of the Reynolds number, conform on average to the orientations elements of the equivalent pore surface of the porous medium. Darcy's law is used to express the flow rate of the incompressible fluid filtering through the porous medium. The circulation of this fluid between two points is determined by the coefficient of permeability of the medium and by the pressure gradient of the fluid. Among the Improved Petroleum Recovery (RAP) methods, there are two, one of which is called secondary recovery, which involves injecting another fluid, a technique which does not modify the physico-chemical properties of petroleum, but which replaces it. by another fluid. The stimulation of the porous medium is done by injecting through a plexiglass cylinder on a laboratory scale, in the formation of the porous medium under high pressure so as to be able to overcome the main stress of the rock and cause a crack in the porous medium. to facilitate the movement of oil and thus increase the production yield. In the case of the flow of these two immiscible oil / water fluids with oleic acid, the Stokes model makes it possible to describe the flow of each of the phases as well as the generalized Darcy law. The other known as tertiary recovery, a chemical method which modifies the physico-chemical properties of petroleum using complex fluids (the use of oleic acid as polymers to form surfactants, a compound chosen for its efficiency and its abundance in nature) which makes it possible to modify the viscosity and / or the interfacial tension, and thus to increase the recovery of the oil. In the case of the flow of these two immiscible oil / water fluids with oleic acid, the Stokes model makes it possible to describe the flow of each of the phases. This oleic acid molecule has amphiphilic properties whose behavior is similar to that of polymers with the advantage of better stability at high shears (ability of micelles to reform at the interface between oil and water after shear). The objective of this research work is to study the influence of two-phase flows in porous media around these two oil recovery techniques (secondary and tertiary) in order to determine their possible usefulness in assisted oil recovery (RAP). It is a characterization in a porous medium on a laboratory scale, using natural porous media, so as to be placed in a framework of study as realistic as possible. In this experimental work, the less viscous oil is displaced by water, a Newtonian fluid and by surfactants which facilitate sweeping.

Key words : Porous medium - Surfactants - Oleic acid - Two-phase flows - RAP - Oil - complex fluids - amphiphiles.

Remerciements

Ce travail a été réalisé au Laboratoire « Groupe de Physique des Solides et Sciences des Matériaux (GPSSM) » à la Faculté des Sciences et Techniques de l'Université Cheikh Anta Diop de Dakar, Sénégal.

Mes sincères remerciements vont tout d'abord à Allah, le tout puissant, à mes parents, à Fatima Mmadi Toyibou, Nassabia Abdou soimadou, Aturia Ibrahim, Chafanta Youssouf, Soiyimata Mdjassir, Saltouna Ibrahim, Hadidja Abdillah, Zoihara, Baraka et Mariama Abdou soimadou, Mmaka, Amina Ibrahim, Amina Ali, à mon oncle l'Inspecteur Ali Abdou Soimadou, Dr Mohamed Bakry Abdillah, AL-Hadji Mohamed Tohir Abdillah, Abdillah Abdou Soimadou, Mzouri Abdou Soimadou, Djoumoi Mmadi, Hassani Assoumani, Fahardine Mbamadine, à mes beaux-frères Hassane Abderemane et Ahamada Mmadi Nicola, au Ministre Dr Maoulana Charif , Mohamed Djahi, le consul Dr Said Omar, l'Ambassadeur Moustakim Said Attoumane, Ibrahim Andinane, à ma femme Nafouanty Mohamed, à Mme Sossé Ndiaye, à mes frères Mhoma Mmadi Malana, Ben Ali et Nayel Ali Abdou Soimadou, Ahmed Mmadi Salim, Ali Mmadi Salim, Msilié et Islam Assimakou, Farid Djoumoi, Mmadina et Abdillah Ismael, Said et Mohamed Ahamada Dady, Issihaka Mzouri, Miradji Bachir, Haidar Maoulida, Chamsoudine Mohamed Azir, Mohamed Ali Boina, à mes sœurs Assimine Mmadi Salim, Sitty Mmadi Salim, Achata et Zainaba Mmadi Salim, Maltoufa et Falida Ali Abdou Soimadou, Fatima Abdou Mdahoma, Fatoumia Ahamada Mbapandza, Armia Youssouf, Mariama Mzouri, Moinaidi, Zali, Fouslat Mohamed, Marie Bachir, qui m'ont toujours soutenus et encouragés dans la poursuite de mes études.

Je voudrais également remercier et exprimer ma gratitude envers le Professeur titulaire des Classes Exceptionnelle Aboubaker Chédikh BEYE pour m'avoir accueilli et soutenu au sein de son laboratoire pendant ces trois belles années et pour avoir suivi de près son avancement, de même que mon directeur de thèse le professeur Sossé NDIAYE, tenant compte de ma situation personnelle, il m'a donné le temps de mener à terme ce travail. Il m'a sans cesse encouragé, conseillé et m'a permis d'aboutir malgré les conditions particulières dans lesquelles maintenait ma vie professionnelle que je devais assumer par ailleurs. Je le remercie infiniment pour sa compréhension et son appui sans faille ces années durant.

Je voudrais également remercier le professeur Cheikh MBOW qui m'a donné de précieuses indications pour l'interprétation et la confrontation entre les résultats théoriques et expérimentales, le professeur NDIAYE Diène de l'université Gaston Berger de Saint Louis et

le professeur GAYE Salif de l'université de Thiès pour leurs présences, leurs lectures attentives de ma thèse ainsi que leurs remarques lors de ma soutenance afin d'améliorer mon travail de recherche.

Je remercie l'équipe de recherche composée du directeur le professeur Tien-tung Ngo, du professeur Khadim NDIAYE et du professeur Waly Ndiaye à l'université de Cergy-Pontoise, UFR ST, Département Génie Civil, L2MGC à Paris, pour m'avoir accueilli et soutenu au sein de leurs laboratoires.

Je remercie infiniment aussi le professeur BALLA Diop Ngom, le professeurs Kharouna TALLA, le Professeur Allé DIOUM, le Professeur DRAME, le Dr. Mahamat Bichara ABDERAMAN, le Dr Cheikh Hissen, le Dr Haroune Ali, Mme Sy et Mr Sidi NIANG , pour leurs assistances et précieuses conseils au cours des expériences.

Je remercie l'informaticien du département de physique Mr Thiam pour sa disponibilité, son soutien informatique et pour avoir réussi à installer le logiciel d'acquisition qu'on utilisait au laboratoire.

Je voudrais remercier tous les doctorants et posts-docs du laboratoire pour les fous rires, les blagues et les bons moments passés, en particulier mes collègues de bureau, le Dr Bachif, le Dr Ndiaye DIONE, le Dr Malomar, le Dr Pascal, Mr Mamadou Ndiaye, le Dr Dialo Diop, qui ont supporté mon humeur massacrant pendant cette période difficile qu'a été l'étude expérimentale et la rédaction d'articles.

Table des matières

Table des matières

Résumé	2
Abstract	3
Remerciements	4
Table des matières	6
Liste des symboles	10
Introduction générale :	14
Chapitre I : Les écoulements en milieu poreux	17
I.1 Introduction	17
I.2 Écoulement monophasique	18
I.2.1 Description à l'échelle du pore	18
I.2.2 Description à l'échelle locale	19
I.3. Milieu poreux et Porosité	19
I.4. Modèle de Darcy	20
I.5 Écoulement diphasique	22
I.5.1. Description à l'échelle du pore	22
I.5.2. Phénomènes capillaires - Tension interfaciale	22
I.5.3. Mouillage	24
I.5.4. Pression capillaire	26
I.6. Équations générales	27
I.6.1. Loi de Darcy Généralisée	27
I.6.2 Perméabilités relatives	29
I.7. Récupération des hydrocarbures par injection de tensioactifs	31
Chapitre II : Fluides complexes	32
II.1 Introduction	32
II.2 Généralités	33
II.2.1 Élasticité, viscosité et viscoélasticité	33
II.2.2 Microfluidique	35
II.2.3 Physique des écoulements microfluidiques	36
II.3. Rhéologie	36
II.3.1. Généralités	36
II.3.2. Régime linéaire	38

II.3.3. Régime non linéaire.....	39
II.4. Polymères	40
II.5. Tensioactifs	41
II.6. Acide oléique.....	42
II.6.1. Propriétés de l'acide oléique.....	42
II.6.2. Origine de l'acide Oléique	42
II.6.3. Réactivité de la fonction carboxylique.....	43
II.7. Écoulement de polymères en milieu poreux.....	44
II.8. Écoulement de Darcy en milieu poreux - Viscosité apparente – Viscosité effective.....	44
Chapitre III : Pétrole	46
III.1. Introduction.....	46
III.2. Formation d'un gisement pétrolier	47
III.2.1 Migration primaire	48
III.2.2 Migration secondaire.....	48
III.3 : Recherche et quantification du pétrole.....	49
III.4. Pétrole conventionnel et non conventionnel	51
III.5. Localisation d'un gisement pétrolier.....	53
III. 5. 1. Localisation du gisement	54
III. 5. 2. Exploration des sous-sols au moyen de la sismique de réflexion	54
III.5.3. Images des sous-sols en 2D, 3D et même 4D	55
III.6. Pétrole offshore	58
III.7. Pétrole de schiste.....	58
Chapitre IV : Etude expérimentale.....	60
IV.1. Introduction.....	60
IV.2. Récupération secondaire du pétrole.....	62
IV.2.1. Préparation de l'échantillon	62
IV.2.2. Protocole expérimentale	64
4.3 Résultats et discussion.....	65
IV.2.3. Interprétation sur la récupération secondaire	68
IV.3. Récupération tertiaire du pétrole	69
IV.3.1. Généralité sur la récupération tertiaire	69
IV.3.2. Préparation de l'échantillon.....	71
IV.3.3. Protocole expérimental	71
IV.3.4. Résultats et discussion	73

IV.3.4.1. Résultats	73
IV.3.4.2. Discussion et interprétation sur la récupération tertiaire du pétrole	78
IV.4. Conclusion et perspective	79
Bibliographie	82
Publications	87

Table des figures

Figure 1.1	exemple de gisement.....	16
Figure 1.2	Récupération assistée du pétrole (secondaire et tertiaire).....	17
Figure 1.3	Les différentes échelles dans un milieu poreux.....	19
Figure 1.4	Vision schématique de l'interface	24
Figure 1.5	Représentation de deux phases non miscibles 1 et 2 dans un tube capillaire...25	
Figure 1.6	Exemple de mouillage d'un solide par deux liquides non miscibles	26
Figure 1.7	Perméabilités relatives	31
Figure 2.1	Expérience de cisaillement simple.....	34
Figure 2.2	Écoulement de cisaillement et écoulement d'élongation	38
Figure 2.3	Représentation schématique d'un écoulement de cisaillement simple	38
Figure 2.4	Représentation schématique du modèle de Maxwell [22]	39
Figure 2.5	L'acide oléique utilisée comme tensioactifs	43
Figure 3.1	Piégeage des hydrocarbures	50
Figure 3.2	Coût d'un forage d'exploration en fonction de la	52
Figure 3.3	Un exemple de profil de production possible	53
Figure 3.4	Simulation de la production mondiale de « liquides »	54
Figure 3.5	Dispositif de la technique de la sismique	57
Figure 3.6	Ordre de grandeur du coût d'un puits pour une exploitation offshore	58
Figure 3.7	Production mondiale de liquides du gaz naturel	60
Figure 4.2.1	Dispositif expérimental.....	64
Figure 4.2.2	montage expérimentale (milieu poreux saturé, mesures)	64
Figure 4.2.3	(a) et (b) perte de charge en fonction du temps dans le régime transitoire.....	67
Figure 4.2.4	Régime établi, la pression se stabilise à 5 mbar après 1700 secondes.....	67

Figure 4.2.5	Représentation du volume de pétrole récupéré pour chaque taille de grains	68
Figure 4.3.1	récupération améliorée du pétrole	71
Figure 4.3.2 :	Montage expérimental après saturation du milieu poreux	73
Figure 4.3.3	Régime transitoire à court terme	74
Figure 4.3.4	Régime transitoire pour une longue période	75
Figure 4.3.5	État d'équilibre établi sur une longue période en l'absence de tensioactifs	75
Figure 4.3.6	État d'équilibre établi en peu de temps en présence des tensioactifs.....	76

Liste des symboles

α	Angle de géométrie conique du rhéomètre, en rad
σ	Tenseur des contraintes
g	Accélération de la pesanteur, en $m \cdot s^{-2}$
K	Tenseur de perméabilité

k	Perméabilité, en D ($1D = 0,984.10^{-12} m^2$)
v_β	Vitesse du fluide β , en $m \cdot s^{-1}$
F	Force appliquée aux plaques, en N
$\dot{\delta}$	Taux de cisaillement, en s^{-1}
γ	Tension interfaciale, en m^{-1}
τ	temps de relaxation de maxwell, en s
ω_β	Le domaine occupé par la phase du fluide β
p_β	Pression dans la phase β , en Pa
μ_β	Viscosité dynamique du fluide β , en $Pa \cdot s$
v_β	La vitesse de la phase fluide β , en $m \cdot s^{-1}$
ϕ	Porosité
V_β	Volume de la phase fluide β , en m^3
V_p	Le volume de pore du milieu poreux en m^3
V_T	Volume total du milieu poreux, en m^3
R_e	Nombre de Reynolds
D	Coefficient de diffusion, en $m^2 \cdot s^{-1}$
K	Tenseur de perméabilité
k	Perméabilité, en D ($1D = 0,984.10^{-12} m^2$)
Q_β	Débit volumique de la phase fluide β , en $m^3 \cdot s^{-1}$
A	Section du milieu, en m^2

L	Longueur du milieu poreux, en m
ξ	Courbure de l'interface, en m^{-1}
r	Rayon du capillaire, en m
θ	Angle de mouillage
S	Coefficient d'étalement, en $N \cdot m^{-1}$
$\gamma_{\beta_1\beta_2}$	Tension interfaciale entre les fluides β_1 et β_2 en $N \cdot m^{-1}$
$\gamma_{\sigma\beta_i}$	Tension interfaciale entre le solide σ et le fluide β_i , en $N \cdot m^{-1}$
P_c	Pression capillaire, en Pa
$\gamma_{(o,w)}$	Tension interfaciale eau/pétrole
Σ_i	Tenseur de contrainte
n	La normale unitaire à l'interface des deux fluides
K^*	Tenseur de perméabilité du fluide, fonction de la saturation S
d_g	Diamètre de grain, en m
η	Viscosité dynamique du fluide en P. s
e	Espacement des plaques de cisaillement, en m
G'	Module élastique, partie réelle du module complexe G^*
G	Module de perte, partie imaginaire du module complexe G^* , en Pa
ω	Fréquence d'oscillation du mouvement de déformation, en $rad \cdot s^{-1}$

Introduction générale :

Les études sur l'Influence de l'injection d'un fluide sur les écoulements diphasiques dans les milieux poreux sont essentiellement orientées ces dernières années par les besoins industriels dans les domaines de l'exploitation pétrolière, l'hydrologie des aquifères, les réacteurs chimiques, les processus électriques dans les électrodes poreux. Même si la physique des processus associés à un écoulement diphasique est assez bien comprise, sa modélisation reste un point faible des théories actuelles, compte tenu de la complexité de la géométrie des milieux poreux.

Bien que ce modèle soit largement utilisé dans les applications, il a fait l'objet de critiques multiples dans la littérature scientifique. Par conséquent, les tentatives de développer un modèle théorique plus adapté, basé par exemple sur une procédure de changement d'échelle (à partir de l'échelle de pore vers un volume élémentaire représentatif « VER ») n'ont pas eu de succès sauf dans quelques géométries très particulières de l'écoulement. C'est à partir du VER qu'on a pu utiliser la loi de Darcy, valable à l'échelle macroscopique, en moyennant l'écoulement de Stokes à l'échelle microscopique pour décrire ces écoulements diphasiques dans le milieu poreux.

Le non « homogénéisabilité » est devenu le problème crucial de la théorie des écoulements diphasiques en milieux poreux. La cause de ce problème est cachée dans la description microscopique du système qui inclut non seulement les équations de Navier-Stokes pour chaque phase, mais un nombre de règles logiques de passage des interfaces entre les phases à travers les nœuds [1,2].

L'un des piliers de l'économie industrielle mondiale est l'exploitation des gisements de pétrole en tant que source d'énergie, connue sous le nom de combustibles fossiles. Elle comprend généralement plusieurs étapes après la récupération primaire (qui utilise la pression du réservoir supérieure à la pression atmosphérique comme moteur de production) et la récupération secondaire (l'injection d'eau ou de gaz pour augmenter et maintenir la pression dans le gisement) pendant laquelle 20% jusqu'à 40% du pétrole initialement présent est extrait, puis la récupération améliorée du pétrole dite de récupération tertiaire qui permet d'étendre l'exploitation dans les champs pétroliers et d'augmenter la récupération jusqu'à 30% à 60% du pétrole initialement présent [3,4].

Les techniques améliorées de récupération de pétrole dites chimiques sont plus coûteuses que les méthodes de récupération primaire et secondaire, d'où le choix d'utiliser l'acide oléique

comme tensioactif, par exemple, qui est moins cher et abondant dans la nature pour améliorer le rapport de mobilité entre le fluide injecté et le pétrole qui reste piégée dans les pores.

Par exemple, l'acide oléique constitue entre 55% à 80% de l'huile d'olive, et abondant dans toutes les huiles animales ou végétales, comme dans l'huile de pépins de raisin qui représente 15% à 20%.

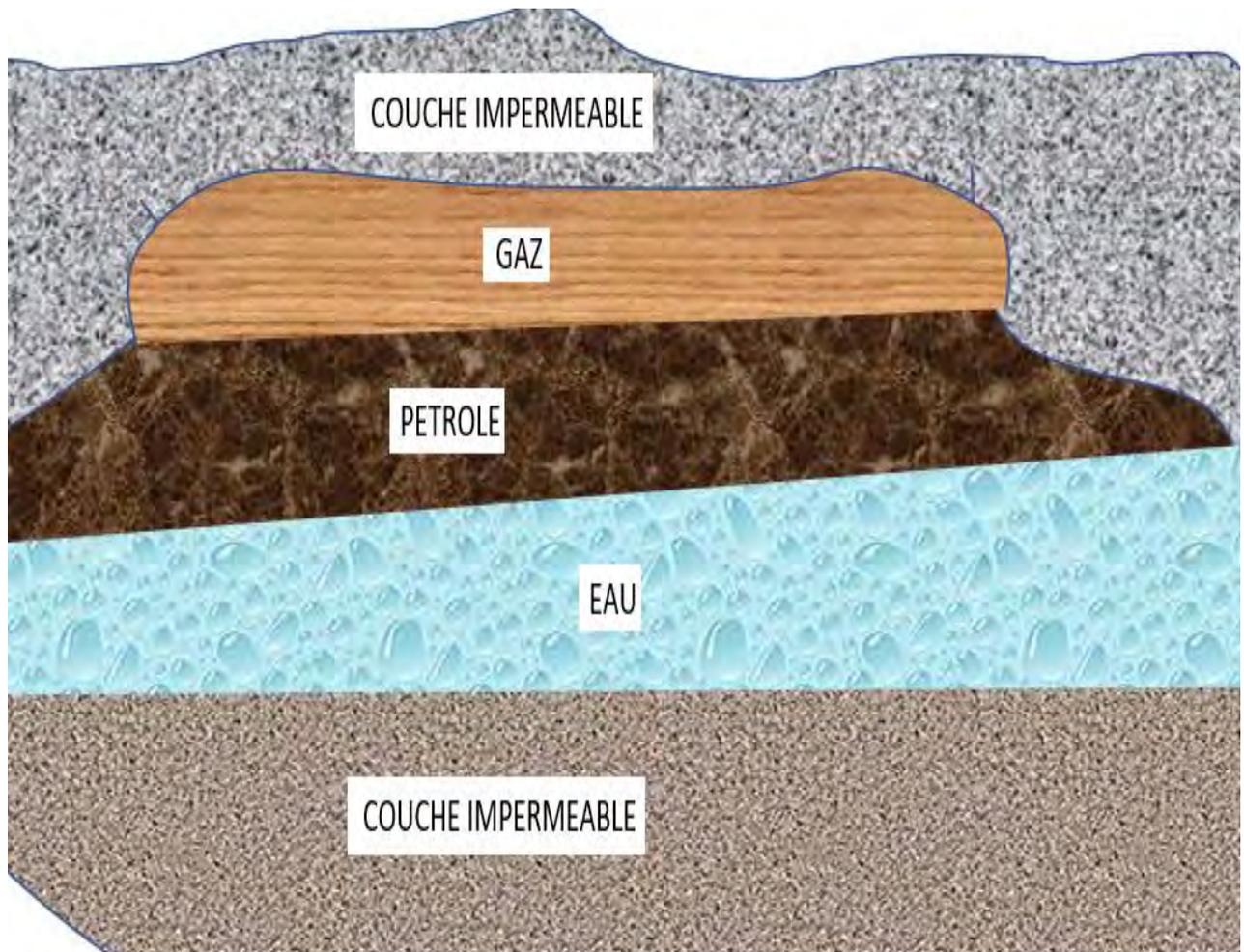


Figure 1.1 exemple de gisement

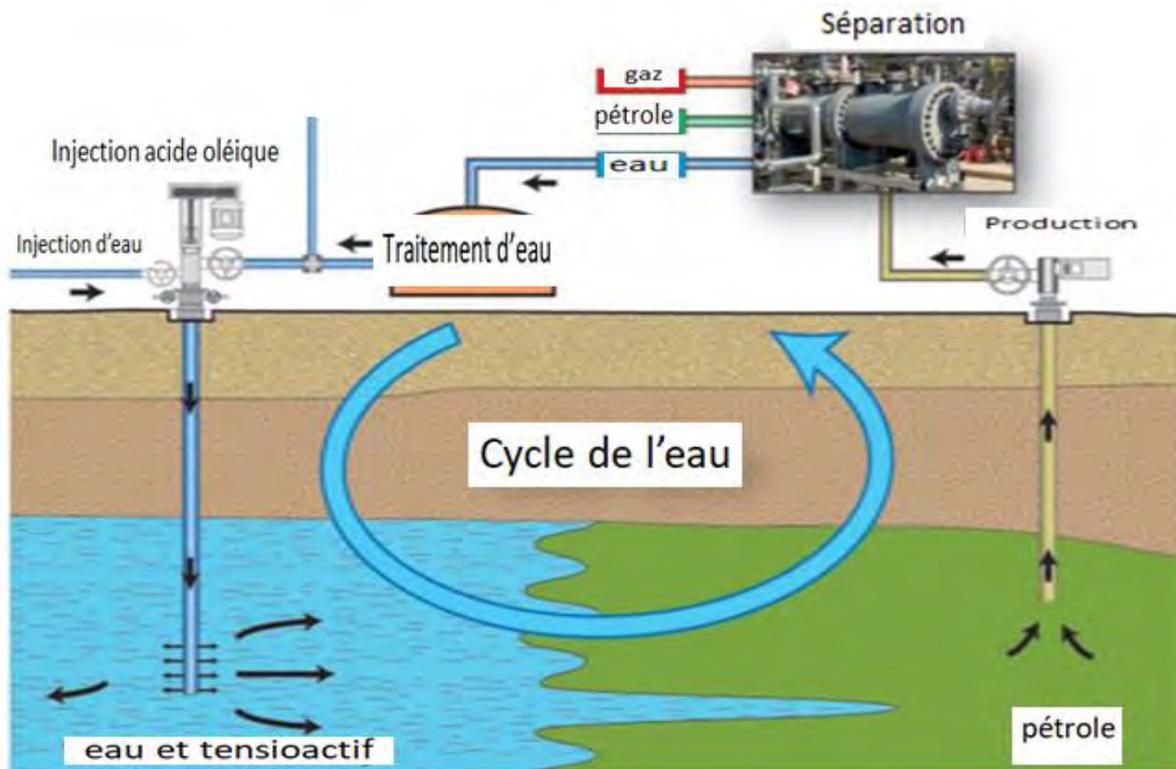


Figure 1.2 récupération assistée du pétrole (secondaire et tertiaire)

L'objectif de ce travail de recherche est d'étudier l'influence de l'injection d'eau et des tensioactifs sur les écoulements diphasiques dans les milieux poreux, d'essayer de comprendre comment mobiliser efficacement et déplacer le pétrole piégé dans le gisement vers les puits de production dans le but de déterminer leurs éventuelles utilités dans la Récupération Assistée du Pétrole.

Dans ce travail expérimental, le pétrole moins visqueux est déplacé par l'eau, un fluide newtonien et par des tensioactifs formés à partir de l'acide oléique qui se positionne dans la surface de séparation entre l'eau et le pétrole pour faciliter le balayage [5,6].

Chapitre I : Les écoulements en milieu poreux

I.1 Introduction

La compréhension des mécanismes d'écoulements polyphasiques en milieu poreux est très importante pour la récupération du pétrole. En effet les roches-réservoirs des gisements contiennent généralement plusieurs fluides non miscibles tels que le pétrole, l'eau et le gaz. Lors de la mise en exploitation d'un gisement, il est fréquent qu'un fluide vienne déplacer l'hydrocarbure en place. Par exemple, sous l'effet de la diminution de pression due à l'exploitation, on peut être en présence d'une migration d'eau depuis les régions extérieures vers le gisement. De plus, les techniques de récupération secondaire ou tertiaire nécessitent souvent l'injection d'un fluide initialement absent du réservoir, afin de déplacer le pétrole vers le puits producteur. Ainsi les écoulements dans les roches-réservoirs sont la plupart du temps polyphasiques. L'étude des écoulements polyphasiques en milieu poreux peut se faire à différentes échelles d'observation (voir figure 1.3) :

-L'échelle du pore permettant de rendre compte des écoulements microscopiques qui peuvent être décrits par l'équation de Navier-Stokes. La dimension caractéristique de cette

Échelle est donnée par la taille des pores qui est micronique.

- L'échelle locale caractérisée par une dimension de l'ordre du mm au cm. A cette échelle, le milieu poreux est considéré comme un milieu continu et homogène. Il est suffisamment grand pour qu'un effet de moyenne se manifeste sur les phénomènes ayant lieu dans les différents pores tout en étant suffisamment petit pour que l'échantillon puisse être considéré comme homogène. L'écoulement est décrit à cette échelle par la loi de Darcy pour les écoulements monophasiques et la loi de Darcy généralisée pour les écoulements polyphasiques.

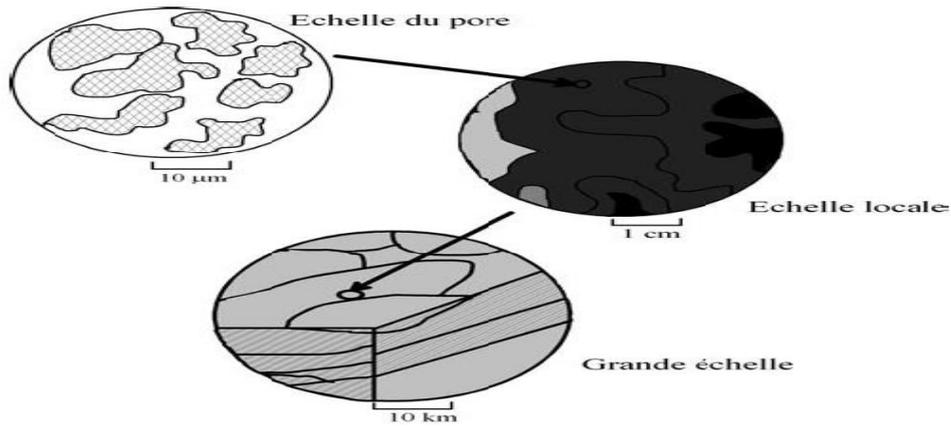


Figure 1.3 : les différentes échelles dans un milieu poreux.

L'échelle du milieu poreux hétérogène ou grande échelle est celle donnée par la taille caractéristique des hétérogénéités. Les écoulements sont modélisés par des équations à grande échelle telles que celles obtenues par la prise de moyenne volumique des équations locales [7].

Les principales forces intervenant sur une particule fluide dans un milieu poreux sont :

- Les forces de pression
- Les forces de frottements
- Les forces de pesanteur
- Les forces d'inertie
- Les forces superficielles.

Les écoulements ayant généralement lieu à faible vitesse, les forces d'inertie sont pratiquement négligeables lorsque nous ne sommes pas à proximité des puits de production [8,9,10].

1.2 Écoulement monophasique

1.2.1 Description à l'échelle du pore

Soit un milieu constitué d'une phase solide ρ , dans lequel s'écoule un fluide β . A l'échelle du pore, l'écoulement d'une phase fluide newtonienne incompressible est décrit par l'équation de Navier-Stokes (conservation de la quantité de mouvement) dans le domaine Ω_β :

$$-\nabla p_\beta + \rho_\beta g + \mu_\beta \nabla^2 v_\beta = \rho_\beta \left(\frac{\partial v_\beta}{\partial t} + v_\beta \nabla v_\beta \right) \quad (1.1)$$

Où ρ_β , μ_β , p_β et v_β sont respectivement la masse volumique, la viscosité dynamique, la pression et la vitesse de la phase fluide, g est l'accélération de la pesanteur, et Ω_β désigne le domaine occupé par la phase β .

Le cas d'un écoulement rampant et stationnaire est décrit par l'équation de Stokes :

$$-\nabla p_\beta + \rho_\beta g + \mu_\beta \nabla^2 v_\beta = \mathbf{0} \quad (1.2)$$

À laquelle est associée l'équation de conservation de la masse, qui, dans le cas d'un fluide incompressible, donne :

$$\nabla v_\beta = 0 \quad (1.3)$$

A cette échelle, la condition à l'interface solide-fluide est une vitesse relative nulle.

I.2.2 Description à l'échelle locale

Le passage de l'échelle du pore à l'échelle locale peut se faire par des méthodes de changement d'échelle telles que l'homogénéisation ou la prise de moyenne volumique des équations décrivant l'écoulement à l'échelle du pore [11].

I.3. Milieu poreux et Porosité

Un milieu poreux est défini comme un assemblage de grains ou particules solides contenant des espaces vides appelés pores qui peuvent être occupés par des fluides. Les propriétés morphologiques et physico-chimiques de la structure porale contrôlent la résistance à l'écoulement du fluide au travers du milieu poreux. Les milieux poreux peuvent être classés en milieux consolidés et non consolidés. Les structures non consolidées sont caractérisées par l'absence de liens entre les grains (comme le sable) tandis que les matrices solides consolidées sont formées de grains cimentés comme par exemple les calcaires et le grès.

Considérons un milieu constitué d'une phase solide σ et d'une phase fluide β . La porosité du milieu est définie par :

$$\phi = \frac{V_\beta}{V_\sigma + V_\beta} \quad (1.4)$$

Où V_β est le volume de la phase fluide β et V_σ celui de la phase solide σ .

En notant V_T le volume total du milieu poreux, la porosité ϕ s'écrit :

$$\phi = \frac{V_p}{V_T} \quad (1.5)$$

Où V_p est le volume de pore du milieu poreux. La porosité est la grandeur physique à l'aide de laquelle on évalue la capacité d'un milieu poreux à contenir une certaine quantité de fluide. Il faut cependant distinguer la porosité dite utile, ϕ_u , qui concerne la circulation des fluides se trouvant dans les pores reliés entre eux et avec l'extérieur, de la porosité résiduelle, ϕ_r , qui ne tient compte que des pores isolés.

La porosité totale de l'échantillon est égale à la somme de ces deux porosités. Dans ce qui suivra, la porosité que nous utiliserons se référera à la porosité utile.

I.4. Modèle de Darcy

On définit le nombre de Reynolds comme le rapport entre les forces d'inertie et les forces visqueuses. Il s'écrit sous la forme :

$$R_e = \frac{\rho_\beta v_\beta D}{\mu_\beta} \quad (1.6)$$

Où ρ_β est la masse volumique du fluide β , v_β sa vitesse moyenne, μ_β sa viscosité dynamique et D une dimension caractéristique de l'écoulement.

Dans le cas des écoulements en milieux poreux, la dimension caractéristique peut être soit le diamètre de grain, soit le diamètre de pore.

En général, on préfère utiliser le diamètre de grain car on peut avoir directement accès à ce dernier par des méthodes de mesures tels que la granulométrie. Ainsi, le nombre de Reynolds en milieu poreux s'écrit :

$$R_e = \frac{\rho_\beta v_\beta d_g}{\mu_\beta} \quad (1.7)$$

Dans le cas d'un écoulement incompressible à faible nombre de Reynolds, la prise de moyenne de l'équation 1.2 sur un volume V permet d'obtenir l'équation de Darcy [12].

$$\langle v_\beta \rangle = -\frac{K}{\mu_\beta} (\nabla \langle P_\beta \rangle^\beta - \rho_\beta \mathbf{g}) \quad (1.8)$$

Où $\langle v_\beta \rangle = \frac{1}{V_\beta} \int_{(V_\beta)} v_\beta dV$ est la vitesse moyenne de l'écoulement ou vitesse de Darcy,

$\langle P_\beta \rangle^\beta = \frac{1}{V_\beta} \int_{(V_\beta)} P_\beta dV$ Est la pression moyenne sur la phase fluide β .

K Définit le tenseur de perméabilité. La perméabilité d'un milieu poreux est la grandeur Physique qui quantifie l'aptitude de la roche à laisser circuler un fluide à travers ses pores.

Dans les milieux anisotropes elle dépend généralement fortement de la direction de l'écoulement. Dans les gisements, par exemple, la perméabilité horizontale est souvent supérieure à la perméabilité verticale à cause de la présence de strates. Dans le cas d'un écoulement dans un milieu poreux isotrope, le tenseur de perméabilité s'exprime en fonction d'un coefficient de perméabilité intrinsèque ou absolue, k .

$$K = kI \quad (1.9)$$

I Étant le tenseur identité. La perméabilité est homogène à une surface et s'exprime en Darcy ($1\text{Darcy} = 0,987.10^{-12} m^2$).

Dans le cas particulier d'un écoulement unidirectionnel, horizontal, en l'absence de gravité, l'équation 1.8 s'écrit sous la forme :

$$v_\beta = -\frac{k}{\mu_\beta} \frac{dP_\beta}{dx} \quad (1.10)$$

Où v_β est la vitesse de Darcy, k , μ_β et P_β sont respectivement la perméabilité absolue, la viscosité dynamique, la pression dans le fluide β et x la direction de l'écoulement.

En supposant que le milieu est de section A , de longueur L et en notant $P_{(\beta,1)}$ et $P_{(\beta,2)}$ la pression du fluide à l'entrée et à la sortie du milieu, l'équation (1.11) donne le modèle de Darcy 1D

$$\frac{Q_\beta}{A} = \frac{k}{\mu_\beta} \frac{\Delta P_\beta}{L} \quad (1.11)$$

Avec Q_β le débit volumique de la phase du fluide β et $\Delta P_\beta = P_{(\beta,1)} - P_{(\beta,2)}$ la perte de charge.

Ce modèle de Darcy n'est valable que pour des écoulements incompressibles à faible nombre de Reynolds.

Dans le cas des écoulements compressible avec un nombre de Reynolds élevé, le modèle couramment utilisé est le modèle de Forchheimer [13, 14, 15, 16] qui tient compte des effets inertiels.

I.5 Écoulement diphasique

Nous nous intéressons ici à l'écoulement de deux fluides non miscibles, tels que l'eau et le pétrole, en écoulement incompressible et isotherme.

I.5.1. Description à l'échelle du pore

I.5.2. Phénomènes capillaires - Tension interfaciale

L'interface est la zone qui définit la frontière entre plusieurs milieux. Elle assure la continuité entre les différentes phases par un gradient de concentration. On l'assimile souvent à une Ligne ou une surface (voir figure 1.4).

Les forces agissant à l'interface de deux fluides non-miscibles, d'un fluide et d'un solide ou au contact à l'interface fluide-fluide et un solide se nomment forces de surface.

A l'intérieur d'un fluide, chaque molécule agit sur ses voisines et subit en retour une attraction ou une répulsion de la part de ces dernières. Comme on le voit sur la figure 1.3, les molécules du volume sont en équilibre car les différentes énergies d'interactions auxquelles elles sont soumises s'annulent.

Il n'en est pas de même pour les molécules au voisinage de l'interface. En effet, les énergies d'interactions avec les molécules du volume et avec les molécules de la phase supérieure ne se compensent pas, ce qui induit une attraction des molécules de l'interface dans le volume.



Figure 1.4 : Vision schématique de l'interface.

Ce déséquilibre est à l'origine des forces à l'interface fluide-fluide et de la tension interfaciale. Les interfaces fluides-solides sont quant à elles à l'origine des forces d'adsorption et de répulsion. La tension interfaciale entre une substance et sa vapeur se nomme la tension superficielle. Elle se traduit par une tendance à minimiser l'étendue de sa surface de contact avec l'extérieur.

Les phénomènes capillaires sont des phénomènes de surface ayant lieu à l'échelle de la surface du pore qui est inférieure à l'échelle du pore. Dans un tube capillaire (figure 1.6), on observe à l'interface de deux phases non miscibles une différence de pression qui s'exprime par la loi de Laplace :

$$P_1 - P_2 = \gamma \xi \quad (1.12)$$

Où P_1 et P_2 sont respectivement les pressions dans les fluides 1 et 2. La courbure ξ est définie au point de l'interface considérée, grâce aux deux rayons principaux r et r' par la relation 1.13:

$$\xi = \frac{1}{r} + \frac{1}{r'} \quad (1.13)$$

Lorsque le rapport de forces de gravité et de tension interfaciale est faible, l'interface entre les deux fluides est sphérique dans un tube capillaire de petit diamètre, ce qui permet d'écrire l'équation de Laplace sous la forme :

$$P_1 - P_2 = \frac{2\gamma \cos \theta}{r} \quad (1.14)$$

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

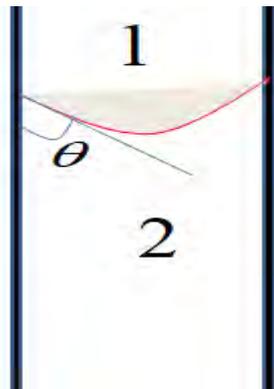


Figure 1.5 : Représentation de deux phases non miscibles 1 et 2 dans un tube capillaire.

I.5.3. Mouillage

La mouillabilité est la capacité d'un fluide à recouvrir une surface solide ou un autre liquide. L'angle caractéristique définissant la mouillabilité d'un fluide est nommé angle de contact (ou angle de mouillage) et est noté θ . Cet angle est mesuré à l'intérieur de l'un ou l'autre des fluides en présence (voir Figure 1.4).

D'un point de vue qualitatif, la définition de la mouillabilité est la suivante : une surface est en contact avec deux fluides séparés par une interface, cette surface est d'autant plus mouillable à

l'un de ces fluides que l'angle de contact est proche de zéro. Toutefois, l'angle de contact n'a pas une valeur fixe et celle-ci dépend du processus de mise en place des fluides ainsi que des propriétés de la paroi solide.

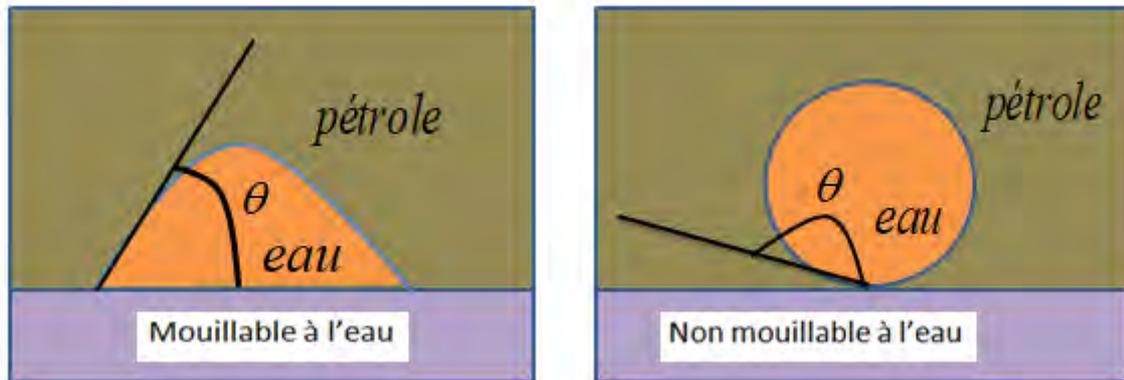


Figure 1.6 : Exemple de mouillage d'un solide par deux liquides non miscibles.

Elle diffère également selon que les fluides sont statiques ou mobiles. On définit un coefficient d'étalement S dont le signe permet de déterminer si le mouillage est total ($S > 0$) ou partiel ($S < 0$).

$$S = \gamma_{\sigma\beta_1} - (\gamma_{\sigma\beta_2} + \gamma_{\beta_1\beta_2}) \quad (1.15)$$

On notera que si les propriétés de mouillage ou de mouillabilité sont bien définies à l'échelle de la surface (échelle du pore), la mouillabilité d'un milieu poreux, qui est une propriété macroscopique, est évaluée par diverses méthodes expérimentales. Un milieu poreux est dit Mouillable à un fluide si ce fluide tend à déplacer spontanément un autre fluide initialement Présent ; les milieux constitués de minéraux tels que la silice sont généralement mouillable à l'eau.

Cependant, certaines roches calcaires sont préférentiellement mouillables à l'huile. Dans le cas des gisements pétroliers, on peut rencontrer des roches dans un état de mouillabilité mixte, où une partie de la roche sera mouillable à l'huile tandis que le reste sera mouillable à l'eau. Cela est principalement dû au fait que les roches réservoirs sont constituées de minéraux ayant des mouillabilités très différentes.

Il est possible qu'une roche mouillable initialement à l'eau ne le soit plus après le passage d'un liquide complexe comme une huile de gisement. La mouillabilité ayant une influence

importante sur les écoulements polyphasiques, sa connaissance exacte dans les milieux poreux utilisés est essentielle pour avoir une idée de la répartition des fluides à l'échelle microscopique.

A partir de la mouillabilité, les notions d'imbibition et de drainage peuvent être définies. L'imbibition est le déplacement d'un fluide non-mouillant par un fluide mouillant (pour un milieu mouillable à l'eau, le déplacement de l'huile par l'eau). Inversement, le drainage est le déplacement d'un fluide mouillant par un fluide non-mouillant (pour un milieu mouillable à l'eau, le déplacement de l'eau par l'huile).

1.5.4. Pression capillaire

La pression capillaire, notée P_c est la différence de pression existant entre deux points infiniment voisins et situés de part et d'autre d'une interface à l'équilibre, délimitant un fluide non-mouillant 1 d'un fluide mouillant 2.

$$P_c = P_1 - P_2 \quad (1.16)$$

La pression capillaire met en jeu les principaux phénomènes observés à l'échelle du pore 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.

Dans le cas d'un tube capillaire mouillable à l'eau de rayon r contenant de l'huile et de l'eau, l'application des équations 1.14 et 1.16 permet d'obtenir la relation :

$$P_c = P_0 - P_w = \frac{2\gamma_{(0,w)} \cos \theta}{r} \quad (1.17)$$

Où $\gamma_{(0,w)}$ est la tension interfaciale eau/pétrole et θ l'angle de mouillage. D'après l'équation 1.17, dans le cas d'un mouillage parfait, la pression capillaire sera d'autant plus faible que le rayon r du tube capillaire sera élevé. Si le milieu poreux est modélisé par un ensemble de tubes capillaires, sa perméabilité sera alors proportionnelle à r^2 , et la pression capillaire sera donc inversement proportionnelle à \sqrt{k} . La pression capillaire d'un milieu sera, par conséquent, d'autant plus élevée que la perméabilité du milieu sera faible.

I.6. Équations générales

Dans le cas d'un écoulement de deux fluides non-miscibles le modèle de Stokes (voir les équations 1.2 et 1.3) permet de décrire l'écoulement de chacune des phases β_1 et β_2 :

$$-\nabla P_i + \rho_i g + \mu_i \nabla^2 v_i = 0 \quad (1.18)$$

L'équation de continuité, dans le cas incompressible, s'écrit :

$$\nabla v_i = 0 \quad (1.19)$$

Pour $i = \beta_1, \beta_2$.

En notant la phase solide σ , les conditions aux limites s'écrivent :

- $v_i = 0$ à l'interface phase fluide β_i -phase solide σ pour $i = \beta_1, \beta_2$
- $v_{\beta_1} = v_{\beta_2}$ à l'interface du fluide β_1 - fluide β_2 .
- $n \cdot (\sum_1 - \sum_2) = \frac{\gamma}{R} n$ à l'interface du fluide β_1 - fluide β_2 avec n , la normale unitaire à l'interface du fluide β_1 - fluide β_2 .

Cette dernière condition aux limites exprime la différence de contraintes normales à l'interface de deux phases fluides en fonction du rayon de courbure R et de la tension interfaciale γ entre les deux fluides. Le tenseur de contraintes \sum_i (pour $i = \beta_1, \beta_2$) associé à la phase β_i est définie par

$$\sum_i = -PI + \mu_i (\nabla v_i + \nabla^t v_i) \quad (1.20)$$

I.6.1. Loi de Darcy Généralisée

La prise de moyenne du système d'équations allant de 1.18 à 1.20 permet d'écrire, moyennant certaines hypothèses simplificatrices, les équations de conservation de la masse et de la quantité de mouvement pour chacune des phases. Pour la quantité de mouvement on obtient [17, 18] :

$$\langle v_1 \rangle = -\frac{K_{11}^*}{\mu_1} \cdot (\nabla \langle p_1 \rangle^{\beta_1} - \rho_1 g) - \frac{-K_{21}^*}{\mu_2} \cdot (\nabla \langle p_2 \rangle^{\beta_2} - \rho_2 g) \quad (1.21)$$

$$\langle v_2 \rangle = -\frac{K_{22}^*}{\mu_2} \cdot (\nabla \langle p_2 \rangle^{\beta_2} - \rho_2 g) - \frac{-K_{12}^*}{\mu_1} \cdot (\nabla \langle p_1 \rangle^{\beta_1} - \rho_1 g) \quad (1.22)$$

Dans l'équation 1.21 (respectivement 1.22), le tenseur K_{11}^* (respectivement K_{22}^*) est le tenseur de perméabilité effective de la phase fluide 1 (respectivement 2). Les tenseurs K_{12}^* et K_{21}^* sont les tenseurs de couplage rendant compte des échanges de quantité de mouvement entre les phases au travers des interfaces 1/2.

Dans la pratique, le système d'équation précédent est peu utilisé à cause de la difficulté d'estimation des termes de couplage. De plus, des résultats expérimentaux [19] tendent à montrer que ces termes sont négligeables en milieu poreux. Ce qui nous conduit à la loi de Darcy Généralisée, Les tenseurs de perméabilité K_{ii}^* étant dorénavant notés K_i^* :

$$\langle v_i \rangle = -\frac{K_i^*}{\mu_i} (\nabla \langle p_i \rangle^{\beta_i} - \rho_i g) \quad (1.23)$$

Où K_i^* est le tenseur de perméabilité du fluide β_i , et est fonction de la saturation S_i . Dans le cas particulier d'un écoulement unidirectionnel, en l'absence de gravité, l'équation 1.23 donne, pour chacune des phases β_1 et β_2 :

$$\langle v_i \rangle = -\frac{K_i^*}{\mu_i} \frac{d \langle p_i \rangle^{\beta_i}}{dx} \quad (1.24)$$

En supposant un milieu poreux de section A et de longueur L , l'intégration de l'équation 1.24 donne le modèle de Darcy Généralisé 1D :

$$\frac{Q_i}{A} = \frac{k_i}{\mu_i} \frac{\Delta P_i}{L} \quad (1.25)$$

Avec Q_i le débit volumique de la phase fluide i , k_i la perméabilité de la phase fluide i , $\Delta P_i = P_{(i,1)} - P_{(i,2)}$ la perte de charge.

I.6.2 Perméabilités relatives

Considérons un écoulement diphasique et unidirectionnel dans un milieu homogène et isotrope. D'une manière générale, on définit la perméabilité relative $k_{ri}(s_i)$ du milieu poreux à la phase i , pour une saturation s_i , à l'aide de la perméabilité effective k_i du milieu à cette même phase et d'une perméabilité de référence k , de la manière suivante :

$$k_{ri}(s_i) = \frac{k_i(s_i)}{k} \quad (1.26)$$

Lorsqu'un milieu poreux est mouillable à l'eau, on choisit généralement comme perméabilité de référence, la perméabilité du milieu à l'eau, lorsque celui-ci est totalement saturé en eau.

Pour un couple eau-pétrole, où l'eau est le fluide mouillant, l'allure des courbes de perméabilités relatives est donnée par la figure 1.7.

Ces courbes peuvent être obtenues expérimentalement par des méthodes stationnaires ou instationnaires. Par exemple, une méthode stationnaire consiste à injecter graduellement une proportion d'eau dans un échantillon saturé en pétrole, à la saturation irréductible en eau s_{wi} , ce processus correspondant à une suite d'écoulements diphasiques permanents.

On observe que la perméabilité relative à l'eau k_{rw} augmente lorsque la saturation en pétrole diminue, jusqu'à une valeur maximale atteinte pour la saturation résiduelle en pétrole s_{or} . Dans le même temps, la perméabilité relative en pétrole k_{ro} diminue jusqu'à s'annuler.

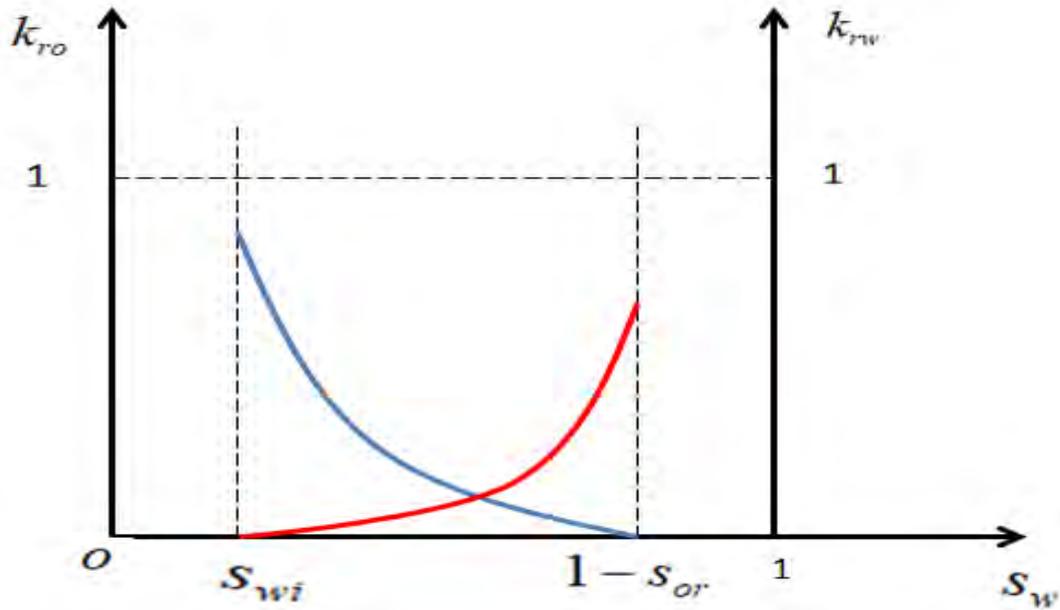


Figure 1.7 Perméabilités relatives.

Dans le cas d'un milieu mouillable à l'eau, la perméabilité relative en pétrole k_{ro} diminue (courbe bleue) et la saturation résiduelle en pétrole s_{or} devient négligeable devant celles de l'eau s_{wi} et k_{rw} (courbe rouge).

$$k_{ro}(s_{wi}) \gg k_{rw}(s_{or}) \quad (1.27)$$

La mouillabilité d'un milieu a un effet sur les perméabilités relatives eau/pétrole du milieu. Si un milieu poreux est mouillable à l'eau, alors l'eau s'écoule à travers un réseau de pores de petites tailles, donc de faible perméabilité, tandis que le pétrole, ne pouvant pas accéder aux petits pores, circule au centre des gros pores constituant un réseau de forte perméabilité. C'est pourquoi pour un tel milieu, la perméabilité relative au pétrole à la saturation irréductible à l'eau est toujours supérieure à la perméabilité relative à l'eau à la saturation résiduelle en pétrole.

Dans un milieu poreux mouillable à l'eau, le pétrole s'écoulant plus facilement du fait de la présence d'un film d'eau à la paroi, on parle d'effet de lubrification de la phase pétrole. La perméabilité relative au pétrole à la saturation irréductible en eau $k_{ro}(s_{wi})$ peut ainsi être supérieure à la perméabilité absolue du milieu à l'eau.

I.7. Récupération des hydrocarbures par injection de tensioactifs

Les tensioactifs sont des molécules amphiphiles qui ont tendance à se positionner à l'interface de deux fluides non miscibles tout en réduisant la tension interfaciale. Pour la récupération assistée des hydrocarbures ils sont utilisés afin d'agir à l'échelle du pore en réduisant la tension interfaciale entre le pétrole et l'eau.

De ce fait, ils permettent d'augmenter fortement le nombre capillaire et donc d'améliorer le déplacement de l'huile dans la roche. L'utilisation de l'acide oléique comme tensioactif permet en particulier de déplacer le pétrole résiduel non déplacé par imbibition pour augmenter la production.

En récupération assistée, les solutions de tensioactifs sont injectées sur une durée relativement courte, de façon à avoir un bouchon qui est suivi par un drainage avec une solution de polymère. Ce drainage permet d'assurer un contrôle de la mobilité par viscosité de façon à ce que le pétrole résiduel remobilisée par les tensioactifs soit déplacé de façon uniforme vers le puits de production. Un bon contrôle de la mobilité permet d'éviter les effets de digitations visqueuses.

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

Chapitre II : Fluides complexes

II.1 Introduction

Les milieux dispersés concentrés, plutôt connus sous le nom de fluides complexes ou structurés, sont des systèmes communément rencontrés dans de nombreux domaines utilisant leurs caractéristiques et leurs propriétés physiques exceptionnelles (épaississant, stabilisateur, agent viscosant, plastifiant, ...). Citons par exemple l'industrie pétrolière, du bâtiment, l'agroalimentaire, l'environnement ou la biologie. L'ensemble de ces matériaux présente des propriétés mécaniques complexes en ce sens qu'elles dépendent non linéairement de l'énergie mécanique qui leur est appliquée et souvent du temps.

L'hypothèse structurelle, assez largement admise, est que les sources de ces non-linéarités se trouvent dans une modification de l'organisation interne de ces milieux. Cette organisation structurelle dépend de la taille des particules, des interactions entre particules, de leur concentration ou encore de leur éventuelle orientation collective dans le cas d'objets anisotropes. La compréhension du lien entre l'organisation microscopique et les propriétés de diffusions est un enjeu majeur.

L'étude du comportement macroscopique des fluides complexes (polymères, suspensions, émulsions) sous l'action de contraintes, déformations ou sous écoulement, présents dans la grande majorité des procédés industriels et lié à la structure et aux réarrangements internes de ces matériaux, constitue la rhéologie.

La caractérisation rhéologique des fluides complexes, de leurs propriétés macroscopiques sous écoulement, et la compréhension du lien avec leurs propriétés microscopiques permettent d'établir des lois de comportement.

Celles-ci sont indispensables à la modélisation et à la prédiction des écoulements de ces matériaux en vue de leur optimisation dans un procédé, constituant un défi industriel et scientifique majeur. Il s'agit d'un domaine de la physique très porteur et la littérature qui y est consacrée est importante.

Ainsi, les fluides complexes possèdent des propriétés intermédiaires entre le solide parfait et le liquide simple. Ce comportement particulier est dû à l'existence d'une échelle de taille caractéristique mésoscopique au sein du fluide complexe. Celle-ci est à l'origine d'un couplage entre la structure et l'écoulement.

Les fluides complexes sont en effet composés d'objets qui, sous l'action d'une contrainte, peuvent se déformer (par exemple une goutte dans une émulsion ou une chaîne de polymère en solution).

Un fluide complexe peut être décrit de façon simple en combinant les propriétés visqueuses d'un fluide et les propriétés élastiques d'un solide. Cette description est basée sur l'étude de la déformation d'un matériau en fonction d'une contrainte σ .

La contrainte correspond à une force appliquée par unité de surface. La figure 2.1 présente l'illustration d'une expérience classique en rhéologie : le matériau est confiné entre deux plaques parallèles distantes de e . on lui applique une contrainte σ . La contrainte est appliquée à l'une des plaques de surface S par l'intermédiaire de la force F :

$$\sigma = \frac{F}{S} \quad (2.1)$$

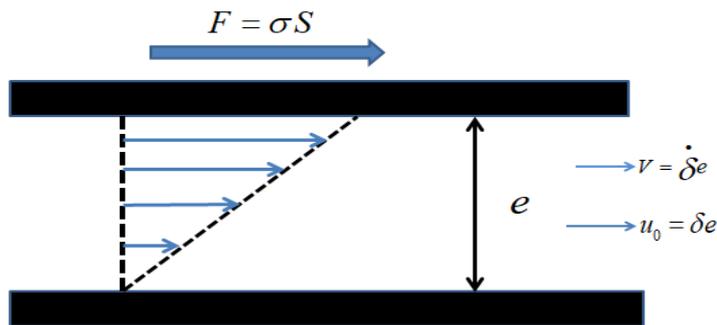


Figure 2.1 : Expérience de cisaillement simple

II.2 Généralités

II.2.1 Élasticité, viscosité et viscoélasticité

Un solide parfait est un matériau pour lequel la déformation est directement proportionnelle à la contrainte. Il est décrit par une loi de comportement appelée Loi de Hooke :

$$\sigma = G_0 \delta \quad (2.2)$$

où G_0 est l'élasticité et δ est la déformation. Cette dernière est constante dans toute la géométrie et donnée par $\delta = \frac{u_0}{e}$ où u_0 correspond au déplacement de la plaque. L'équation 2.2 montre que si la contrainte est supprimée, la déformation devient automatiquement nulle et le matériau retrouve sa forme initiale. Cet effet de mémoire de la forme initiale se traduit par l'élasticité.

Un fluide newtonien, ou fluide simple, est un matériau pour lequel le taux de déformation est directement proportionnel à la contrainte appliquée. Il est décrit par une loi de comportement appelée **Loi de Newton** :

$$\sigma = \mu \dot{\delta} \quad (2.3)$$

Où μ est la viscosité dynamique et $\dot{\delta}$ est le taux de cisaillement (ou taux de déformation) subi par le fluide ; il est constant entre deux plaques et donné par $\dot{\delta} = \frac{v}{e}$. Contrairement au solide parfait, dans le fluide newtonien, la déformation ne disparaît pas avec la contrainte. Un fluide ayant subi une contrainte σ pendant un temps t subit une déformation permanente et irréversible donnée par $\delta = \frac{\sigma t}{\mu}$.

Que ce soit pour le solide parfait ou le fluide simple, la réponse du matériau à une sollicitation est instantanée. Les fluides complexes ont, quant à eux, des propriétés viscoélastiques, c'est à dire intermédiaires entre le solide parfait et le fluide newtonien.

Ces propriétés sont dues à un couplage entre la structure et l'écoulement. A l'arrêt de la contrainte, les objets composant le fluide complexe retrouvent leur état initial en un temps caractéristique τ appelé temps de relaxation viscoélastique.

Deux régimes de sollicitation peuvent être distingués en fonction de la déformation ou du taux de déformation. Le régime est linéaire si les objets composant le fluide se déforment proportionnellement à la contrainte appliquée.

C'est le cas pour les écoulements à mouvement oscillatoire d'amplitude inférieure à une valeur critique de déformation δ_c . Pour les écoulements de cisaillement continu, le paramètre pertinent n'est pas la déformation mais le taux de déformation, pouvant être assimilé à une fréquence de sollicitation. Ainsi, dans ce cas, le régime est linéaire si $\dot{\delta} < \frac{\delta_c}{\tau}$. Le temps mis par les objets pour retrouver l'état initial est alors plus court que le temps de sollicitation du matériau. Lorsque $\frac{\delta_c}{\tau} < \dot{\delta}$, les objets n'ont plus le temps de retrouver leur configuration initiale entre deux sollicitations, le régime est dit non linéaire. Pour des contraintes élevées, le régime est également non linéaire quel que soit le type d'écoulement (oscillatoire ou continu). En effet, les objets étant déjà très déformés, ils ne peuvent plus se déformer proportionnellement à la sollicitation. Des termes non linéaires apparaissent donc dans la loi d'écoulement.

II.2.2 Microfluidique

La microfluidique est à la fois une science et une technologie. Elle consiste en la mise en œuvre d'écoulements à des échelles allant du micron à la centaine de microns. Cette échelle d'écoulement est très présente dans le monde biologique mais le passage à des constructions fluidiques artificielles de géométrie voulue a dû attendre l'adaptation des techniques photolithographiques issues de la microélectronique.

La réduction d'échelle va donner lieu à un nouveau cadre d'étude physique car elle permet de rendre dominants des phénomènes négligeables à de plus grandes échelles ou Inversement. La réalisation en laboratoire d'un tel procédé est une partie considérable de l'activité microfluidique et, outre l'avantage évident de la réduction des volumes, elle tire au maximum parti cette physique particulière. Citons de manière notable la laminaire et donc le contrôle des écoulements, ou la capacité à produire des gouttes de manière très reproductible qui peuvent être vues comme des microréservoirs.

Tout d'abord il s'agira d'examiner plus précisément en quoi la physique des écoulements à l'échelle du micron est différente et apporte de nouveaux outils d'analyse des phénomènes. Après ces considérations générales, nous verrons quel apport particulier peut être fait à l'étude des fluides complexes.

Ayant analysé certains besoins particuliers aux fluides complexes, nous décrirons une nouvelle méthode de fabrication adaptée aux écoulements.

II.2.3 Physique des écoulements microfluidiques

Une réduction d'échelle allant jusqu'au micron ne conduit pas à introduire des interactions physiques nouvelles. La nouveauté se situe essentiellement dans l'équilibre particulier entre les différentes interactions physico-chimiques, bien connue déjà des sciences colloïdales, et plus originalement dans la contribution relative de ces forces à un écoulement.

Une manière particulièrement commode d'évaluer la contribution des différentes forces est d'examiner le rôle des longueurs caractéristiques dans des nombres sans dimension.

II.3. Rhéologie

II.3.1. Généralités

La rhéologie est la science qui étudie la déformation et l'écoulement de la matière. Un matériau est considéré comme déformé quand sa structure microscopique est modifiée du fait de l'action d'une force (plus spécifiquement une contrainte τ) appliquée sur lui. Si cette déformation est à l'origine d'un mouvement relatif « maintenu » entre les molécules adjacentes du matériau, nous parlons d'un écoulement.

Les écoulements où nous trouvons des déplacements relatifs entre molécules adjacentes sont de deux sortes : de cisaillement et d'élongation. Dans un écoulement de cisaillement, deux éléments adjacents du matériau peuvent se croiser ; en revanche, dans un écoulement d'élongation, ces éléments, selon leur position dans l'écoulement s'éloignent à partir d'une position initiale proche ou se rapprochent à partir d'une position initiale distante.

Ces déplacements relatifs dans les cas présentés dans la Figure 23 s'effectuent toujours dans des directions opposées.

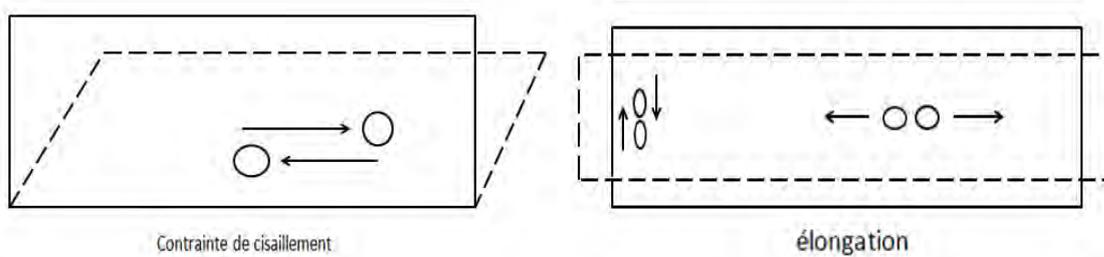


Figure 2.2 : Écoulement de cisaillement (deux particules adjacentes se croisent) et écoulement d'élongation (deux particules adjacentes s'éloignent ou se rapprochent).

Cependant, pour caractériser un écoulement entièrement, il faut utiliser une échelle de temps associée à la déformation ; on obtient finalement le gradient de vitesse $\dot{\gamma}$ et le taux d'élongation $\dot{\epsilon}$.

D'abord considérons la situation représentée dans la Figure 2.3, un fluide confiné entre deux plaques de surface S , qui se trouvent à une distance b l'une de l'autre, est mis en mouvement par une force F appliquée à la plaque supérieure. La force nécessaire par unité de surface pour tirer la plaque est à l'origine de la contrainte avec $\tau = F / S$.

Si la plaque inférieure est au repos et si la force F est telle que la plaque supérieure se déplace à une vitesse v_x constante, nous sommes dans le cas d'un écoulement de cisaillement « simple »

», avec un gradient de vitesse d'amplitude $\dot{\gamma} = \frac{v_x}{b}$.

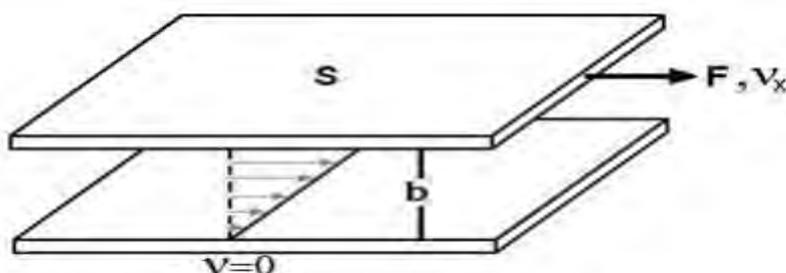


Figure 2.3 : Représentation schématique d'un écoulement de cisaillement simple induit par une force F . Le fluide confiné entre deux plaques de surface S , qui se trouvent à une distance b . La plaque supérieure se déplace à une vitesse v_x .

Dans le cas d'un fluide newtonien, le coefficient de proportionnalité reliant le gradient de vitesse à la contrainte est la viscosité η du fluide, qui est définie par :

$$\eta = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} \quad (2, 4)$$

II.3.2. Régime linéaire

Une façon de décrire la viscoélasticité d'un matériau en régime linéaire a été proposée par Maxwell. Il s'agit d'une combinaison des modèles de Hooke et de Newton qui permet de faire intervenir un temps caractéristique. Il permet la description d'un fluide viscoélastique à un seul temps de relaxation en régime linéaire [20,21]

Par analogie mécanique, le fluide viscoélastique peut être représenté par une association en série d'un ressort (le solide élastique) et d'un amortisseur (le fluide visqueux) comme le montre la figure 2.4.

En série, les déformations et donc les taux de déformation (cisaillements) s'additionnent.

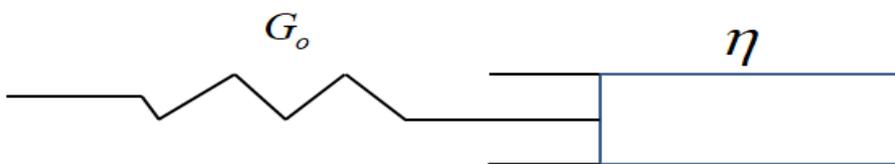


Figure 2.4 : Représentation schématique du modèle de Maxwell [22].

Ainsi, d'après les équations 2.2 et 2.3, le taux de déformation total du système est donné par :

$$\dot{\delta} = \dot{\delta}_r + \dot{\delta}_A = \frac{\dot{\delta}}{G_o} + \frac{\sigma}{\mu} \quad (2.5)$$

Il s'agit de l'équation de Maxwell, équivalente à

$$\sigma + \tau \dot{\delta} = \mu \dot{\delta} \quad (2.6)$$

Où $\tau = \mu / G_o$ est le temps de relaxation de Maxwell. Un module complexe de cisaillement peut alors être défini tel que :

$$\sigma(t) = G^* \delta(t) = (G' + iG'')\delta(t) \quad (2.7)$$

Où G_o est le module élastique, ou module de conservation et G'' le module visqueux, ou module de perte. Ainsi, pour un fluide de Maxwell soumis à un mouvement de déformation oscillatoire de fréquence ω et d'amplitude suffisamment faible pour rester en régime linéaire, les modules élastique et visqueux sont donnés par :

$$G' = \frac{G_o \omega^2 \tau^2}{1 + \omega^2 \tau^2} \quad (2.8)$$

$$G'' = \frac{G_o \omega \tau}{1 + \omega^2 \tau^2} \quad (2.9)$$

Où G' représente la part d'énergie qui est restituée par le fluide à l'issue de la déformation tandis que G'' représente la part d'énergie dissipée. Ainsi, à la fin de la déformation appliquée, le fluide retourne vers son état initial sans y arriver complètement.

II.3.3. Régime non linéaire

Le régime d'écoulement est dit non linéaire si les objets n'ont pas le temps de retrouver leur configuration initiale de repos. C'est le cas pour des contraintes élevées et dans le cas de sollicitations oscillatoires ayant des taux de déformation supérieurs à une valeur critique

$$\delta_c / \tau < \dot{\delta}.$$

L'expérience non linéaire classique consiste à déterminer la relation entre la contrainte et le taux de cisaillement subis par un échantillon de fluide. Dans le cas d'un fluide newtonien, quelle que soit la gamme de contrainte, cette relation est linéaire et donnée par l'équation 2.3, où μ est la viscosité du fluide.

Pour les fluides complexes ou non newtoniens, le régime non linéaire est caractérisé par des objets constitutifs très déformés, qui ne peuvent plus se déformer proportionnellement à la contrainte, d'où une relation non linéaire entre la contrainte et le cisaillement.

Il existe différents types de fluides complexes. Un fluide est dit rhéofluidifiant quand sa viscosité diminue lorsque la contrainte (ou le cisaillement) augmente. Il s'agit par exemple de certaines solutions de polymères ou de tensioactifs. Pour ces systèmes, la rhéofluidification correspond à un désenchevêtrement des chaînes (voir figure 2.3).

Un fluide est rhéoépaississant lorsque sa viscosité augmente avec le cisaillement. Il est généralement provoqué par l'association d'objets constitutifs du fluide complexe sous cisaillement. Les fluides à seuil sont une autre catégorie de fluides complexes. Ils sont caractérisés par une contrainte seuil en deçà de laquelle ils ne s'écoulent pas (par exemple le dentifrice). Ces comportements sont typiques des fluides complexes. Il en existe d'autres plus complexes ou qui peuvent être une combinaison de ceux présentés plus haut.

II.4. Polymères

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



Une chaîne comporte un squelette, des groupements latéraux et deux groupements terminaux. Il existe différents types de polymères. Les macromolécules formées par une seule chaîne de monomères sont appelées polymères linéaires. Ils peuvent être représentés comme suit :



Lorsqu'ils ne sont constitués que d'un seul type de monomère ils sont appelés homopolymères.

Lorsqu'il y a plusieurs types de monomères, on a affaire à des copolymères. Les copolymères peuvent être :

- A blocs : $X - (A)_n - (B)_m - Y -$
- Où alternés : $X - A - B - A - B - \dots - A - B - Y$

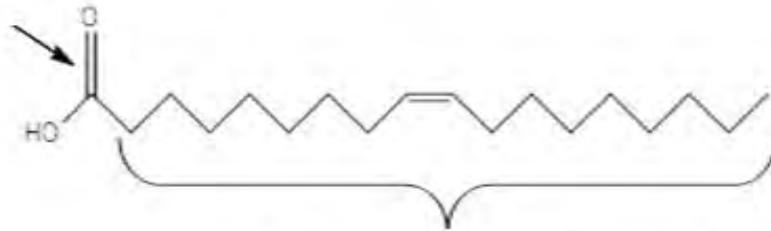
II.5. Tensioactifs

Les tensioactifs sont des molécules amphiphiles c'est-à-dire qu'elles sont constituées de deux parties : un groupe hydrophile polaire et une partie hydrophobe apolaire. La tête polaire rend le tensioactif soluble dans l'eau et les solvants polaires tandis que la queue hydrophobe le rend soluble dans les solvants apolaires et le pétrole. Les tailles relatives des deux groupes déterminent un certain nombre de propriétés. Les molécules de tensioactifs peuvent avoir :

- Une tête hydrophile et une queue hydrophobe
- Une tête hydrophile et deux queues hydrophobes
- Une queue hydrophobe terminée par deux têtes hydrophiles
- Deux groupes hydrophiles reliés entre eux par une structure rigide qui peut être linéaire ou annulaire (tensioactif gémellaire)
- Un certain nombre de groupes hydrophiles et hydrophobes (plus de deux) reliés entre eux par des liaisons covalentes (tensioactif polymérique)

Ces différents types de tensioactifs sont schématisés sur la figure 2.5 [23].

La tête est hydrophile qui
se tourne vers l'eau



La queue hydrophobe qui n'aime pas l'eau

Figure 2.5 : l'acide oléique utilisée comme tensioactifs

II.6. Acide oléique

II.6.1. Propriétés de l'acide oléique

Aspect : Liquide jaune pâle ou jaune brunâtre à forte odeur de lard.

Solubilité : insoluble dans l'eau.

Point de fusion : 13,4 °C

Point d'ébullition : 360 °C

Densité : 0,8935 g·cm⁻³

II.6.2. Origine de l'acide Oléique

Son nom vient de l'huile d'olive dont il constitue 60 à 80 %, mais il est abondant dans toutes les huiles animales ou végétales.

Nature	Pourcentage massique
Huile d'olive	80%
Huile de noisette	77.8%
Huile d'avocat	67%
Huile de colza	56%
Huile d'arachide	44.8%
Graisse de bœuf	36%
Beurre de cacao	34%
Huile de maïs	27%
Huile de soja	23%
Graisse de Bœuf	36%
Graisse de mouton	38%
Huile de palme	37%

Table 1.1 : pourcentage massique de l'acide oléique d'origine animale et végétale [24,25].

II.6.3. Réactivité de la fonction carboxylique

La fonction carboxylique $-COOH$ possède un hydrogène acide (hydrogène mobile) qui peut réagir avec une base comme la soude. Il se forme alors un ion carboxylate $-COO^-$. La présence de ce groupe augmente la solubilité dans l'eau de cette espèce chimique. Pour autant, la propriété essentielle de l'oléate de sodium est d'être un tensioactif. Le mélange biphasique d'acide oléique et d'eau avec de la soude donne un système laiteux (blanc) qui mousse quand il est agité.

Suivant la nature de la tête polaire le tensioactif est anionique, cationique, non ionique ou amphotérique. Ces différents types de tensioactifs peuvent former des micelles géantes.

Les tensioactifs combinés ont été les plus étudiés comme modèles de micelles géantes aussi bien dans la théorie que dans la pratique [26, 27, 28, 29, 30,31, 32].

Ces études ont permis de comprendre la microstructure de ces micelles géantes en la présence de différents additifs.

II.7. Écoulement de polymères en milieu poreux

Les écoulements de polymères en milieu poreux présentent plusieurs phénomènes complexes parmi lesquels on retrouve ceux observés hors milieu poreux à savoir les comportements newtoniens et rhéofluidifiant.

A ceux-ci peut s'ajouter un comportement rhéoépaississant, qui se traduit par une augmentation de la viscosité apparente des solutions de polymères lorsque le taux de cisaillement dépasse une valeur critique.

Afin de caractériser et d'interpréter ce qui se passe à l'échelle du pore, le milieu poreux peut être schématisé par un faisceau de tubes capillaires.

Ce modèle est souvent utilisé afin d'approcher certaines caractéristiques des milieux poreux tels que le taux de cisaillement, la réduction de perméabilité ou le rayon de pore.

En injectant des polymères dans des milieux poreux contenant de l'eau et du pétrole, la viscosité de l'eau augmente et celle du pétrole diminue, ce qui facilite le transport du pétrole vers les puits de production. Ce processus est caractérisé par une augmentation de la viscosité de l'eau et une diminution de la viscosité du pétrole, ce qui facilite le balayage.

II.8. Écoulement de Darcy en milieu poreux - Viscosité apparente – Viscosité effective

Les principales propriétés d'une roche sont sa perméabilité et sa porosité. La loi de Darcy appliquée à un écoulement unidirectionnel, horizontal et en l'absence de gravité permet d'obtenir une relation simple liant le débit à la perte de charge :

$$Q = \frac{kA}{\mu} \frac{\Delta p}{L} \quad (2.10)$$

Où A est la surface orthogonale à l'écoulement, L la longueur du milieu et μ la viscosité du fluide injecté dans le cas d'un fluide newtonien. La composante horizontale de la vitesse de Darcy est définie comme le débit volumique par unité de surface :

$$v = \frac{Q}{A} \quad (2.11)$$

Pour un fluide non-newtonien, la loi de Darcy peut être utilisée afin de définir une viscosité apparente in-situ, μ_{app} en réécrivant l'équation 2.9 comme suit [22] :

$$\mu_{app} = \frac{kA}{Q} \frac{\Delta p}{L} \quad (2.12)$$

Où Δp n'est en général pas une fonction linéaire de Q .

Lors de l'injection de polymère, une certaine quantité est retenue dans le milieu poreux et conduit à une réduction de la perméabilité. Il est donc essentiel d'être certain que la différence de pression observée résulte uniquement des effets visqueux du fluide et non d'une réduction de la section de pore induisant une réduction de la perméabilité. La présence d'une réduction de la section de pore conduira à une viscosité apparente supérieure à celle observée en rhéologie.

Le terme viscosité apparente est utilisé afin de décrire le comportement rhéologique macroscopique en milieu poreux. La viscosité effective fait référence à la viscosité observée dans un tube capillaire simple. La viscosité apparente est définie par la loi de Darcy et la viscosité effective, μ_{eff} par la loi de Poiseuille :

$$\mu_{eff} = \frac{\pi R^4}{8Q_{NN}} \frac{\Delta P}{L} \quad (1.13)$$

Où Q_{NN} est le débit d'un fluide non-newtonien associé à la différence de pression ΔP .

Lorsqu'on représente le milieu poreux par un modèle de réseau capillaire il est nécessaire de garder à l'esprit la distinction entre ces deux viscosités. La viscosité apparente μ_{app} est la viscosité totale du fluide non-newtonien dans l'ensemble du réseau, tandis que la viscosité effective μ_{eff} représente la viscosité dans chacun des tubes capillaires.

Chapitre III : Pétrole

III.1. Introduction

Le pétrole est un combustible fossile dont la formation date d'environ 20 à 350 millions d'années. Il désigne un liquide composé principalement de molécules d'hydrocarbures (formées uniquement de carbone et d'hydrogène). Ce pétrole contient également, en proportions assez variables (15 % en moyenne), des molécules lourdes plus complexes (incluant de l'oxygène, de l'azote et du soufre) appelées résines.

Ce pétrole s'est formé à partir de la décomposition d'organismes marins (principalement de plancton) accumulés dans des bassins sédimentaires, au fond des océans, des lacs et des deltas qui ont vécu il y a fort longtemps.

Chaque réservoir de pétrole dans le monde fournit une huile qui a ses caractéristiques propres : comme il n'y a pas deux êtres humains exactement semblables, il n'y a pas deux champs de pétrole qui fournissent exactement le même liquide.

La transformation de la matière organique en pétrole s'échelonne sur des dizaines de millions d'années, en passant par une substance intermédiaire appelée kérogène. Le pétrole produit peut ensuite se trouver piégé dans des formations géologiques particulières, appelées « roche-réservoir » constituant les gisements pétrolifères « conventionnels » exploités de nos jours.

Comme toutes les matières premières, le commerce du pétrole est en butte aux aléas du cycle pénurie-surproduction. À la suite d'une baisse de l'offre par rapport à la demande, le cours du pétrole monte, poussant les compagnies pétrolières à investir pour découvrir de nouveaux gisements et encourager les laboratoires universitaires pour développer les techniques de récupération assistées du pétrole.

À cause d'un effet accélérateur qui fait que l'offre dépasse la demande, le cours du pétrole s'effondre. Cela était particulièrement vrai dans la première moitié du XXe siècle, quand les grands gisements du Moyen-Orient, qui excédaient largement la demande, ont été découverts.

III.2. Formation d'un gisement pétrolier

Le pétrole s'est formé sous la surface de la Terre à la suite de la décomposition de matières organiques végétales et animales.

Il y a quelques 600 millions d'années, d'innombrables végétaux, micro-organismes et espèces planctoniques, vivaient dans les océans. Lorsque les générations successives mouraient, leurs restes se déposaient au fond des océans. Pendant des millions d'années, ces restes s'accumulèrent et se mélangèrent dans des milieux confinés donc peu oxygénés, à une sorte de boue riche en sédiments (sable, argile, sel...), le limon. Des réactions réductrices transformèrent la matière organique en kérogène.

L'accumulation continue de ces sédiments pendant des millions d'années enfouit naturellement ces couches organiques à de grandes profondeurs ; sous l'effet de la compression, celles-ci se transforment petit à petit en roches, qui deviennent alors des réservoirs de pétrole. En outre, par le phénomène de tectonique des plaques agitant le manteau terrestre, ces couches sédimentaires se cassent, et sont entraînées encore plus profondément dans l'écorce terrestre.

En s'enfonçant de plus en plus profondément, la température ainsi que la pression des couches s'élèvent, entraînant une transformation chimique des matières organiques d'origine en substances plus simples, les hydrocarbures, composés de carbone et d'hydrogène.

Ces hydrocarbures sont ainsi contenus dans une roche que l'on appelle roche mère. Moins denses que la roche qui les entoure, ils ont naturellement tendance à remonter vers la surface. Lors de la migration primaire, le gaz expulse progressivement l'eau et le pétrole vers une couche géologique voisine, apparemment solide, mais très poreuse et perméable : la roche réservoir.

Ensuite, une migration secondaire s'opère : les hydrocarbures continuent leur remontée, vers la surface cette fois-ci. Si rien ne stoppe la remontée du pétrole, il s'échappe alors sous forme de suintements, et se solidifie en bitume à la surface de la terre (voir schéma en bas de page).

Cependant, lorsque le pétrole rencontre une couche de roche imperméable, la roche couverture, il est arrêté dans sa remontée, et se concentre pour former des poches, c'est le piégeage.

L'eau ayant la plus forte densité et le gaz la plus faible, trois couches se distinguent dans ces poches : le gaz, puis le pétrole et en dessous, l'eau.

Ces pièges, ou gisements sont à l'origine des réservoirs actuels de pétrole.

III.2.1 Migration primaire

Le pétrole brut est initialement contenu dans la roche-mère, compacte et imperméable. Par un mécanisme encore mal élucidé (certainement lié à une augmentation de pression dans la roche-mère au cours de son enfouissement) l'eau, le pétrole et le gaz issus du kérogène peuvent être expulsés de leur formation d'origine, migrant alors éventuellement vers une future roche-réservoir.

III.2.2 Migration secondaire

De faible densité, le pétrole expulsé (mêlé à de l'eau et du gaz dissous) a tendance à remonter jusqu'à la surface de la Terre. Il s'échappe très lentement à travers les couches sédimentaires perméables qui jouxtent la roche-mère :

En général, la migration secondaire du pétrole n'est pas arrêtée par un obstacle. Le pétrole finit par atteindre les premiers mètres du sol, où il est dégradé en bitumes sous l'action de bactéries. Les combustibles fossiles produits sont alors des pétroles dits « lourds » ou « extra-lourds » et des sables bitumineux. Ils peuvent être utilisés comme des indices de surface pour détecter un bassin sédimentaire susceptible de contenir du pétrole, lors de prospections réalisées par l'industrie pétrolière.

Parfois, la migration du pétrole brut vers la surface est empêchée par une formation géologique imperméable, comme une couche de sel par exemple, appelée « roche-couverture » (également qualifiée de « roche imperméable »). Une accumulation de pétrole associé à de l'eau et du gaz se forme dans la couche perméable sous-jacente créant ainsi une roche-réservoir en dessous de la roche-couverture.

Dans ce réservoir poreux, le gaz s'accumule au-dessus du pétrole brut, lequel se retrouve au-dessus de l'eau en raison des densités respectives de ces produits (le gaz naturel est plus léger que le pétrole, lui-même plus léger que l'eau).

L'exploration pétrolière consiste essentiellement à repérer les sites susceptibles, de par leur structure géologique, de retenir du pétrole ou du gaz.

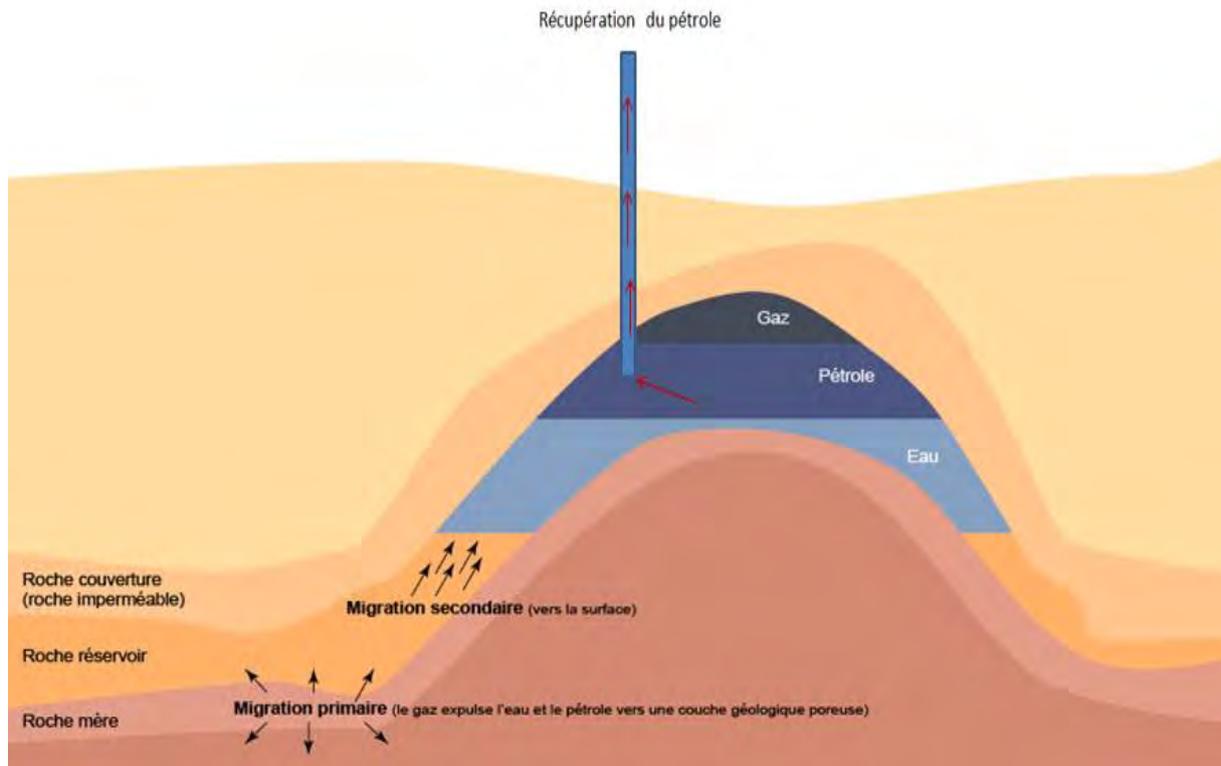


Figure 3.1 : piégeage des hydrocarbures

III.3 : Recherche et quantification du pétrole

Tout le monde en conviendra : extraire du pétrole de terre, ce dont il va être question ici, c'est quand même plus commode si le pétrole a été préalablement trouvé. La première étape de l'exploitation d'un gisement de pétrole est donc tout simplement... de le localiser. Incidemment, cette évidence explique pourquoi la forme de la courbe des découvertes au cours du temps conditionne nécessairement la forme de la courbe de production qui suivra.

Chercher, cela peut commencer par des démarches administratives. En effet, quand, sur la base d'indices qui ne nécessitent pas d'investigations lourdes ni de moyens techniques poussés (analyse des bassins sédimentaires avec des prélèvements de surface, étude des affleurements.

– on appelle de la sorte du pétrole qui « fuit » depuis un réservoir situé en dessous et qui est décelable en surface, extrapolation de proche en proche à partir de zones géologiquement similaires ou du pétrole a déjà été trouvé, etc), des géologues pétroliers pensent qu'il y a une

possibilité de trouver ce fameux pétrole, alors la compagnie qui les emploie demande au pays propriétaire du sous-sol la possibilité d'aller regarder de plus près.

Pourquoi demander à un pays et pas au propriétaire du terrain qui surplombe le gisement potentiel ?

Parce que, dans la majeure partie des pays du monde, ce n'est pas le propriétaire du sol qui est propriétaire de ce qui se trouve dans le sous-sol, mais l'état (en France, par exemple, un propriétaire foncier n'est pas propriétaire de ce qui se trouve sous son terrain, passés les premiers mètres ; c'est l'Etat qui l'est).

Du coup, pour aller regarder ce qui s'y passe, c'est à l'état qu'il faut demander. Lorsque la compagnie est une compagnie d'état qui veut explorer dans son propre pays (exemple : Saudi Aramco souhaitant explorer l'Arabie Saoudite) il est évident que la formalité est plus simple et a plus de chances de succès que quand c'est une compagnie étrangère comme Total par exemple qui veut aller regarder ce qui se passe dans le sous-sol sénégalais ou comorien.

Il y a une exception notoire à cette règle de propriété du sous-sol dans certains pays du monde : Aux Etats Unis par exemple, le propriétaire du sol est aussi propriétaire de droit du sous-sol, sans limite de profondeur. Cela explique pourquoi les forages y ont été aussi nombreux : chacun peut faire des trous chez lui, et si un gisement est à cheval sur deux ou plusieurs terrains distincts chaque propriétaire foncier peut creuser un trou « chez lui » pour exploiter le gisement.

Une fois l'autorisation d'explorer accordée, la véritable recherche peut commencer. Cette dernière se base essentiellement sur deux familles de techniques :

- Les analyses sismiques (voir III.5.1. Localisation du gisement)
- Les forages d'exploration.

Un forage d'exploration pourrait couter quelques millions de dollars en moyenne. Et seulement un forage sur six sera effectivement probant.

Toutefois il est important de souligner que 5 fois sur 6 le puits d'exploration pourrait être soit « sec » (il n'y a rien du tout), soit met en évidence des quantités de pétrole ou de gaz trop faibles pour faire l'objet d'une exploitation commerciale, et la compagnie abandonne alors ses recherches au lieu concerné.

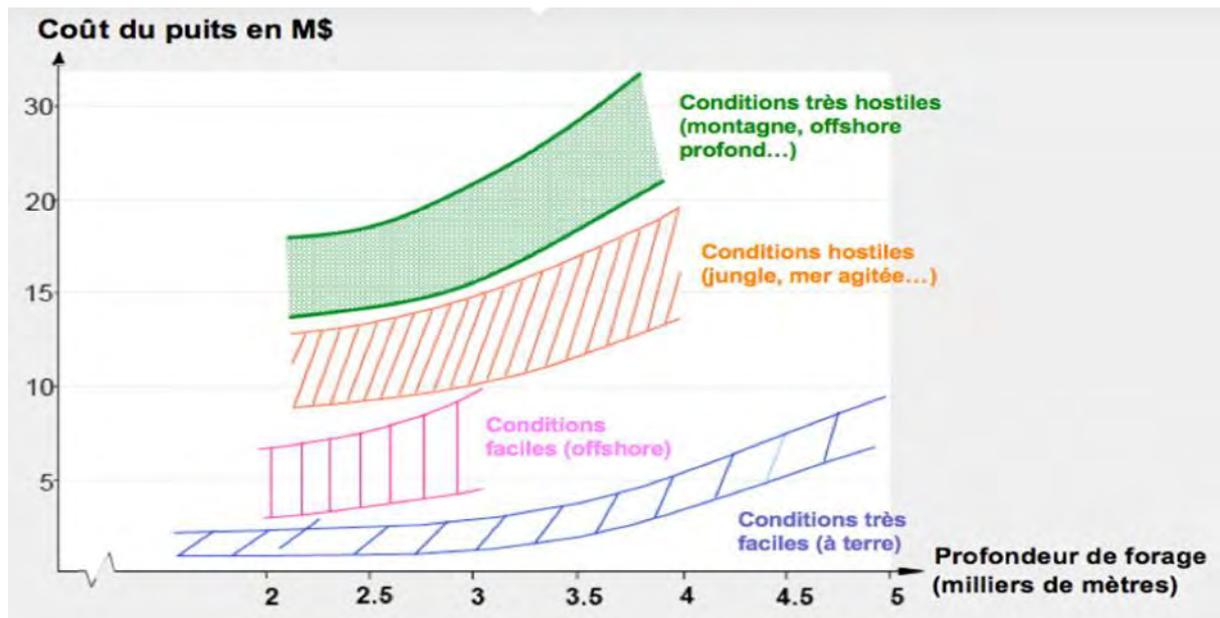


Figure 3.2 : Coût d'un forage d'exploration en fonction de la profondeur et des conditions en surface. Source : Pierre-René Bauquis, Total Professeurs Associés, 2008.

Lorsque le puits d'exploration est concluant, cela ne permet cependant pas de savoir exactement ce qui a été trouvé, car « trouver du pétrole » c'est en fait identifier une formation géologique souterraine et poreuse, avec des trous qui communiquent plus ou moins bien entre eux, et avoir compris, en forant à un endroit, que l'ensemble était rempli d'un mélange de pétrole, de gaz et d'eau, avec une température supérieure à celle en surface et une pression qui peut s'élever à plusieurs centaines de fois celle en surface (pour du pétrole conventionnel).

III.4. Pétrole conventionnel et non conventionnel

Contrairement au pétrole conventionnel où l'exploitation se fait par un simple forage, le pétrole non conventionnel est extrait en utilisant des techniques autres que les méthodes traditionnelles de puits pétroliers, ou impliquant un coût et une technologie supplémentaires en raison de ses conditions d'exploitations plus difficiles. Toutes fois ces deux types de pétroles conventionnel et non conventionnel ont parcouru le cycle complet de la formation du pétrole : création dans une roche par pyrolyse du kérogène, puis migrations primaire et secondaire, et emprisonnement dans une roche réservoir accessible depuis la terre, ou avec moins de 500 mètres d'eau quand il s'agit d'offshore. Dans ce dernier cas, ce sont les conditions d'exploitation qui sont non-conventionnelles, parce que le pétrole trouvé sous l'océan n'est pas différent, à cause de ce seul facteur, du pétrole trouvé dans d'autres circonstances

Par déduction, le pétrole non conventionnel concerne donc : du pétrole qui a suivi le cycle complet « formation-migration », mais qui s’est accumulé juste sous la surface (dans du sable par exemple) où il a perdu ses éléments volatils, et la production se stabilise pour décroître au cours du temps. C’est le cas des sables bitumineux au Canada et au Tchad, voir figure 3.3.

Si l’accumulation s’est faite sous la surface mais qu’il y a quand même eu perte d’éléments volatils, cela donne des extra-lourds comme au Venezuela (mais au Canada la perte d’éléments volatils est plus importante et le pétrole plus proche du bitume), du pétrole emprisonné dans une roche réservoir « normale », mais accessible avec plus de 500 mètres d’eau sous la plateforme de forage, du pétrole « pas tout à fait cuit ».

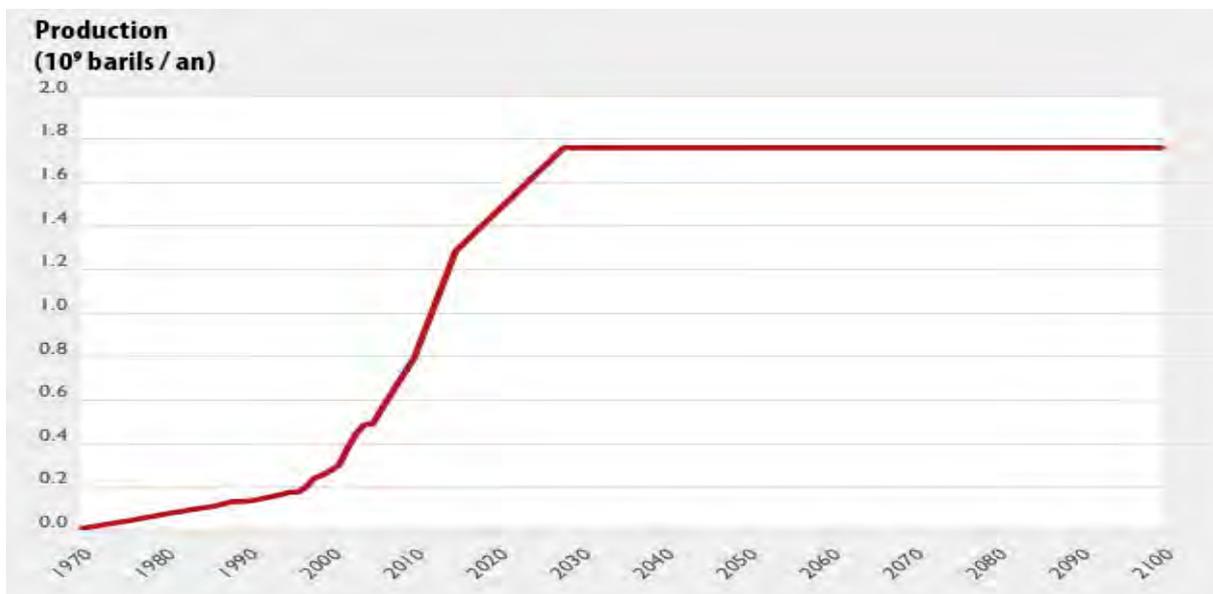


Figure 3.3 : Un exemple de profil de production possible pour les bitumes canadiens, en milliards de barils par an. (la production mondiale de pétrole, en 2010, est de 30 milliards de barils par an). Source : « Transport energy futures: long-term oil supply trends and projections », Australian Government, Department of Infrastructure, Transport, Regional Development and Local Government, Bureau of Infrastructure, Transport and Regional Economics (BITRE), Canberra (Australie), 2009.

La courbe suit jusqu’en 2015 la projection de l’association canadienne des ingénieurs du pétrole, prolonge la croissance jusqu’en 2030 avec un triplement de la production par rapport à 2010, puis suppose une constance ensuite. La production cumulée en 2100 est alors de 140 milliards de barils environ, soit de 1/3 à la moitié des réserves ultimes.

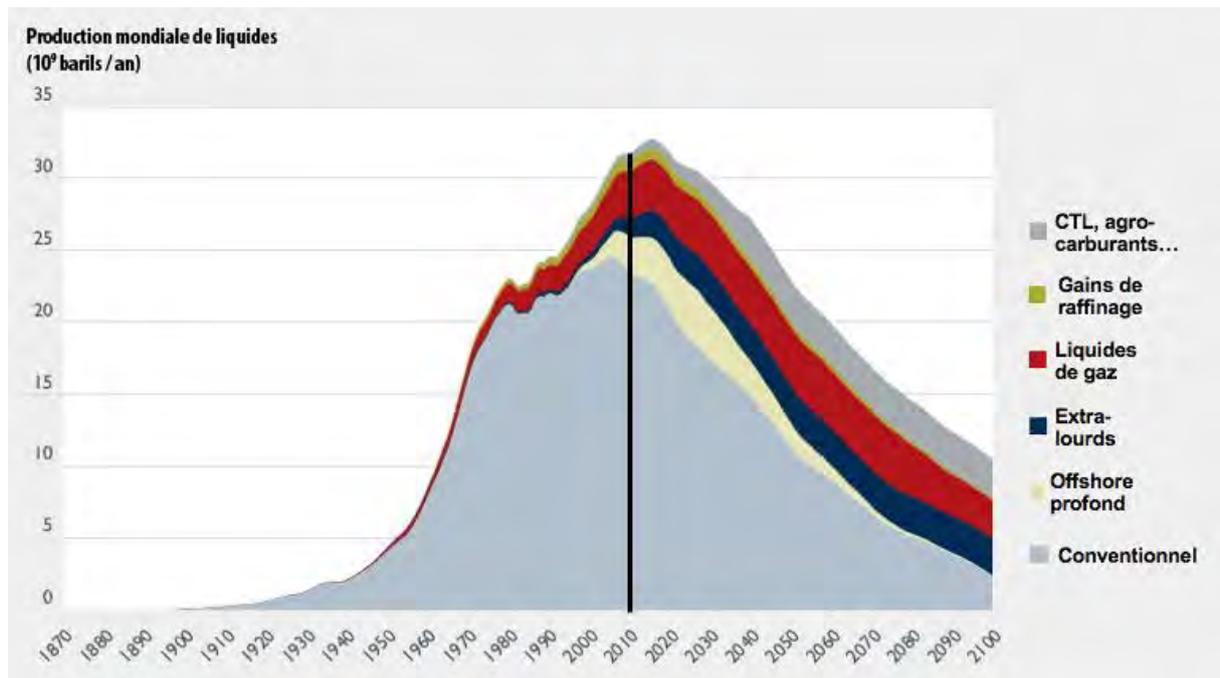


Figure 3.4 : Simulation de la production mondiale de « liquides » (pétrole et tout ce qui y ressemble). Source : « Transport energy futures : long-term oil supply trends and projections », Australian Government, Department of Infrastructure, Transport, Regional Development and Local Government, Bureau of Infrastructure, Transport and Regional Economics (BITRE), Canberra (Australie), 2009.

Le trait vertical situe 2010. Avec cette simulation le maximum historique de la production se situe dans la décennie 2010. L'apport des extra-lourds et de l'offshore profond (donc l'ensemble du non conventionnel) et du CTL est significatif après le pic, mais ne change pas fondamentalement la date de ce dernier, voir figure 3.4.

III.5. Localisation d'un gisement pétrolier

Pour localiser un gisement potentiel, les techniciens réalisent une véritable échographie du sous-sol afin d'en restituer une image en deux ou trois dimensions. Initiée dans les années 30, la sismique de réflexion, qui analyse des ondes envoyées en profondeur, a évolué vers toujours plus de précision, notamment grâce aux immenses progrès de l'informatique.

III. 5. 1. Localisation du gisement

Un bateau sismique bien équipé tire des micros ultrasensibles vers le sous-sol. Après analyse, les chercheurs et ingénieurs disposent en plus dans la plupart des cas de données géologiques régionales qui leur permettent d'avoir une première approche sur le potentiel pétrolier et gazier de la zone étudiée.

Mais ces documents ne suffisent plus pour localiser ces futurs gisements, qu'on appelle des « prospects (hydrocarbures) ». Ceux qui pouvaient être détectés par une observation directe de la surface terrestre ont pour la plupart été forés dans la première moitié du XXe siècle.

Les prospects d'aujourd'hui sont masqués par des dépôts sédimentaires récents dont les déformations de surface n'ont rien à voir avec celles du sous-sol plus profond. De plus, dans les zones sous-marines, l'observation de surface est impossible.

III. 5. 2. Exploration des sous-sols au moyen de la sismique de réflexion

Il faut donc avoir recours à une technique spécifique, la « sismique de réflexion », inventée dans les années 30 et améliorée au fil des années. Une opération d'acquisition de données se déroule de la façon suivante :

On envoie d'abord des ondes sismiques de nature vibratoire dans le sous-sol, générées par des camions-vibreurs, depuis lesquels on laisse tomber régulièrement au sol une masse très lourde, ou par le déclenchement d'une explosion ou encore, en mer, par un « canon à air ».

Chaque fois que les vibrations effectuées en surface rencontrent une couche rocheuse, une partie du train d'ondes est réfléchi, comme sur un miroir, jusqu'à la surface tandis qu'une autre partie est réfractée et continue sa progression vers de nouvelles couches plus profondes.

A chaque changement de type de roche, la vitesse de propagation du train d'ondes est modifiée et, grâce à des récepteurs très sensibles, appelés géophones, on enregistre les retours successifs de ces ondes en surface.

En mer, l'enregistrement sismique se fait à partir d'un bateau entraînant derrière lui un chapelet de récepteurs flottants appelés hydrophones. L'opération est plus facile car il n'y a aucun

obstacle naturel : on peut ainsi placer et déplacer sans entraves les émetteurs et les récepteurs d'ondes.

L'opération est répétée de nombreuses fois en déplaçant à chaque fois l'émetteur des vibrations.

III.5.3. Images des sous-sols en 2D, 3D et même 4D

Les différents trains d'ondes parvenant aux récepteurs sont extrêmement complexes. Seuls les immenses progrès de l'informatique, avec des capacités de calcul toujours plus importantes, permettent aujourd'hui le traitement des données acquises par la technique de la sismique de réflexion. En mesurant les temps de retour et en émettant des hypothèses plus ou moins assurées sur les différentes vitesses de propagation, on peut établir une série d'images à deux dimensions (2D) qui restituent des coupes géologiques du sous-sol, avec ses déformations où les couches sont susceptibles de former des pièges à hydrocarbures.

En récupérant davantage de données, on peut construire une image complète du sous-sol en trois dimensions, c'est-à-dire en volume. Cette image permet parfois de détecter directement les hydrocarbures présents dans les couches géologiques.

Quand un gisement est en production, on utilise parfois la méthode de la sismique 4D qui fait intervenir la quatrième dimension, le temps. Celle-ci consiste à effectuer plusieurs enregistrements successifs en 3D sur le gisement, à quelques mois d'intervalle. En comparant ces enregistrements, on suit l'évolution du gisement pendant son exploitation, voir figure 3.5.

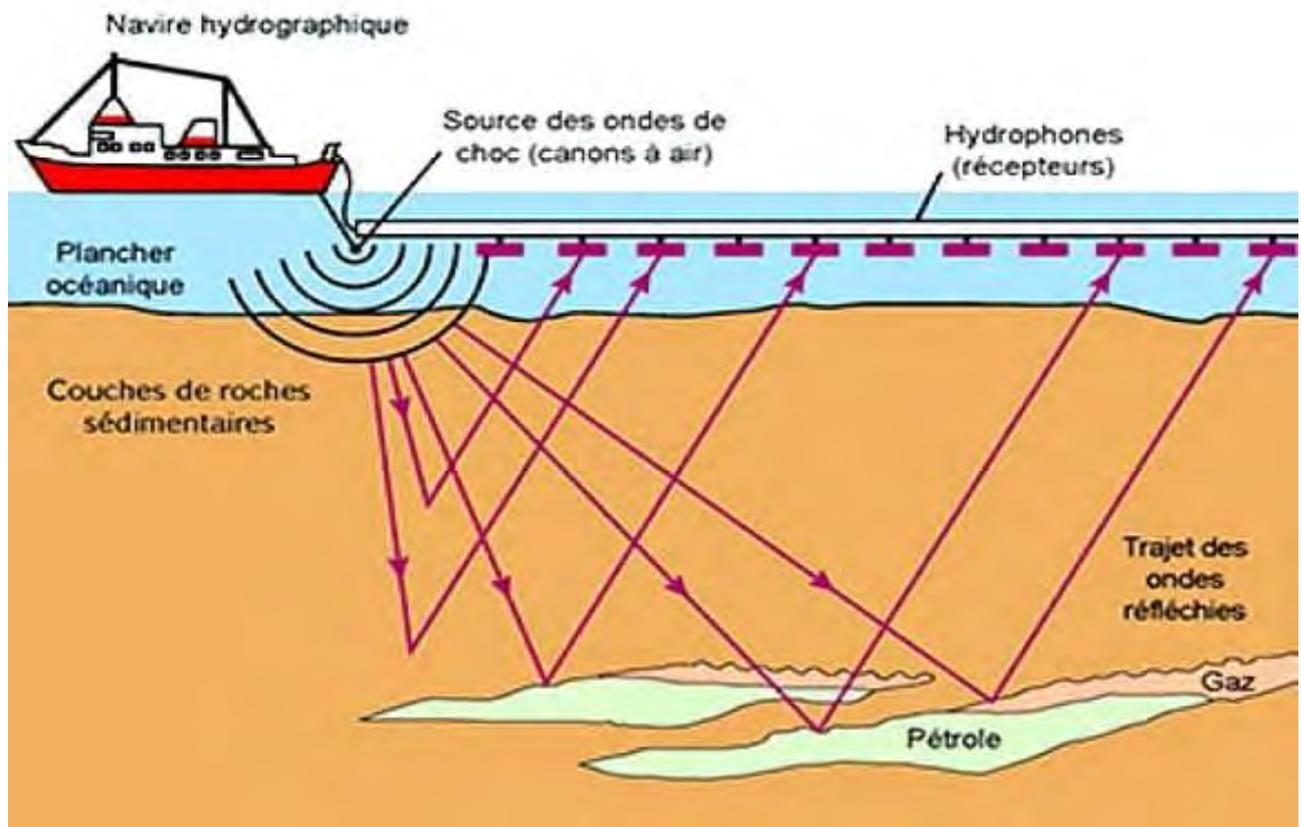


Figure 3.5 : Dispositif de la technique de la sismique de réflexion et réfraction des ondes à haute résolution pour identifier un gisement pétrolier dans le sous-sol.

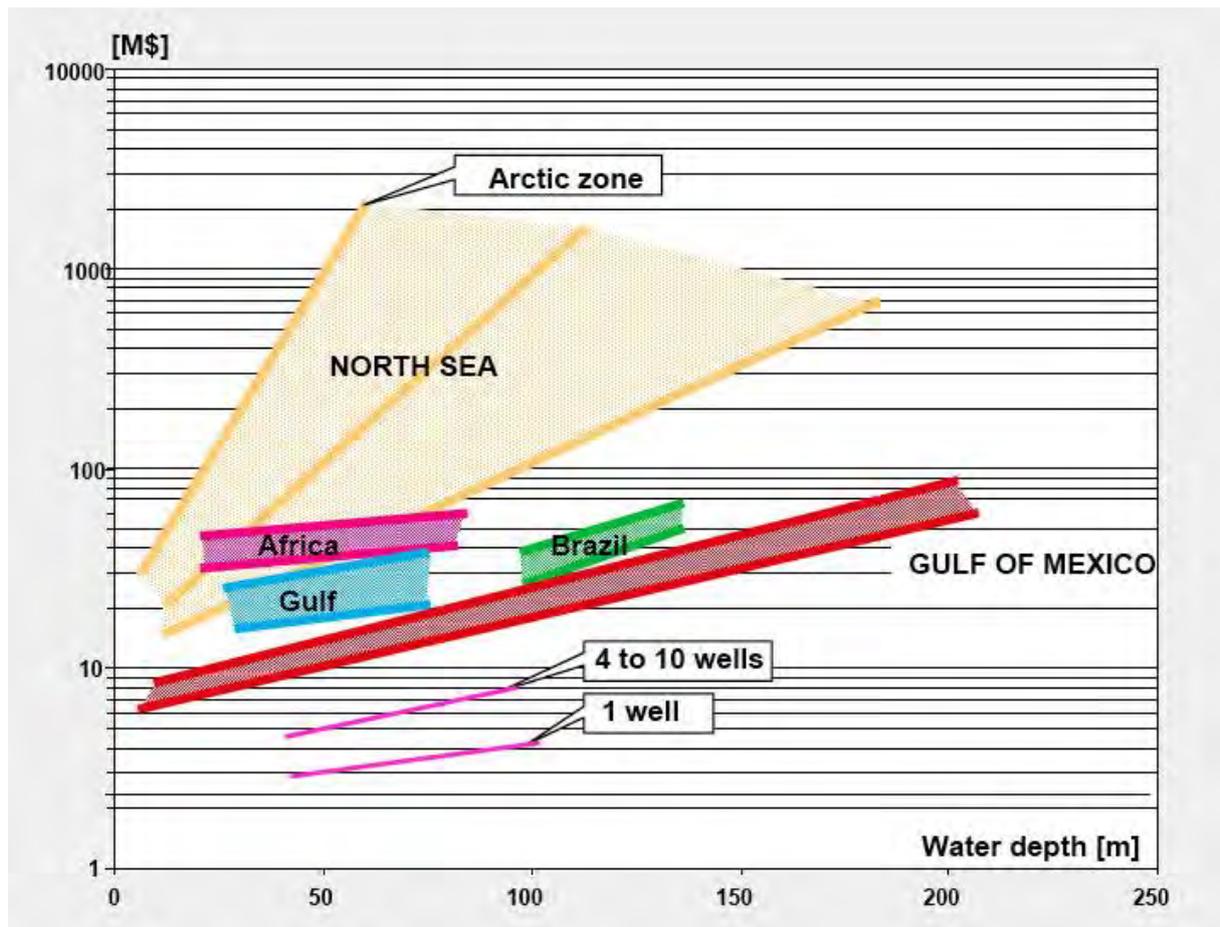


Figure 3.6 : Ordre de grandeur du coût d'un puits pour une exploitation offshore (pour une exploitation à terre, les coûts sont de 30% à 50% inférieurs). Source : Pierre-René Bauquis, Total Professeurs associés, 2008.

En gros, l'argent dont on parle va de quelques millions de dollars dans des conditions « faciles » (peu d'eau, Golfe du Mexique) au milliard de dollars (environnement marin très hostile, comme la limite septentrionale de la Mer du Nord, en passant par quelques dizaines de millions de dollars dans la majeure partie des régions du monde. Une plate-forme peut comprendre plusieurs puits, voir figure 3.6.

III.6. Pétrole offshore

Les bassins sédimentaires offshore situés par moins de 500 mètres d'eau représentent plus de 30 millions de km², soit une superficie équivalente à celle de l'Afrique. C'est dans cette tranche d'eau que l'on trouve une grande partie des réserves et de la production mondiale actuelles (30 % de la production mondiale, 20 % des réserves). La production offshore est donc indispensable à notre approvisionnement énergétique.

La production par grande profondeur d'eau (> 1 000 m d'eau) a connu des avancées technologiques majeures. Cette production reste cependant particulièrement complexe et coûteuse, et représente, encore aujourd'hui, un challenge technologique, les cibles de l'exploration étant toujours plus profondes, plus complexes.

III.7. Pétrole de schiste

Moins connu que le gaz du même nom, les réservoirs compacts de pétrole de schiste sont contenus dans des roches poreuses du sous-sol. Les gisements de cet hydrocarbure léger sont assez rares, mais se retrouvent de plus en plus convoités, surtout aux Etats-Unis en raison de leur abondance.

Ce pétrole de schiste, ou kérogène, est un mélange d'hydrocarbures solides et d'autres composés organiques contenant de l'azote, de l'oxygène et du soufre. Elle est extraite par pyrolyse d'une roche appelée schiste bitumineux, qui fournit entre 60 et 200 litres de pétrole par tonne de roche.

On parle couramment de prospection et de production pour désigner les activités de l'industrie pétrolière consistant à rechercher et découvrir de nouveaux gisements de pétrole et de gaz naturel, à forer des puits et à faire remonter les produits jusqu'à la surface. Autrefois, le pétrole brut, qui affleurait naturellement en surface, était recueilli pour ses propriétés médicinales, pour la fabrication de revêtements de protection et pour l'éclairage.

La présence de gisements de gaz naturel était repérable grâce aux feux brûlant à la surface du sol. Ce n'est qu'en 1859 cependant qu'ont été mises au point des méthodes de forage et de production de pétrole brut en grandes quantités.

On trouve du pétrole brut et du gaz naturel dans le monde entier, sous les fonds marins et sous les continents, dans les régions suivantes :

- Bassin intercontinental de l'hémisphère occidental (golfe du Mexique, Mexique, Venezuela) ;
- Moyen-Orient (péninsule arabique, golfe Persique, mer Noire, mer Caspienne) ;
- Indonésie et mer de Chine méridionale ;
- Afrique du Nord et Afrique occidentale (Sahara et Nigéria) ;
- Amérique du Nord (Alaska, Terre-Neuve, Californie et Etats du centre du continent nord-américain) ;
- Extrême-Orient (Sibérie et Chine) ;
- Mer du Nord.

Et bientôt d'autres pays comme le Sénégal et les Comores qui deviendront des pays producteurs du pétrole du continent africain.

La figures 3.7 indique les chiffres de la production mondiale de pétrole brut et de gaz naturel dans le monde en 1995.

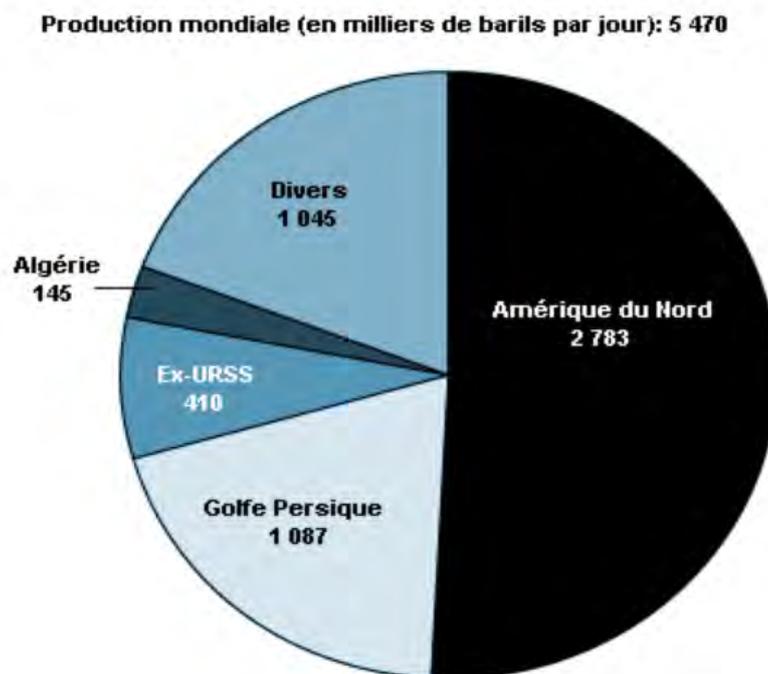


Figure 3.7: Production mondiale de liquides du gaz naturel, 1995. Source : Energy information administration, 1996.

Chapitre IV : Etude expérimentale

IV.1. Introduction

La consommation importante d'énergie induit une raréfaction des ressources d'hydrocarbures, obligeant à travailler dans des conditions extrêmes avec des conditions d'exploitation de plus en plus difficiles (réservoirs difficiles, profondeur, ...). Cela nécessite des techniques de récupération plus avancées dans lesquelles les fluides complexes trouvent leur place.

En effet, la récupération des hydrocarbures utilise plusieurs fluides complexes que sont les hydrocarbures eux-mêmes et les différents types de fluides (l'eau liquide et la vapeur d'eau, les gaz comme le dioxyde de carbone et le diazote) utilisés dans les différentes méthodes de récupération.

Les fluides complexes sont utilisés au cours des différentes phases du processus de production. La stimulation du milieu poreux est faite en injectant à travers un puits dans la formation souterraine sous forte pression de façon à pouvoir surpasser la contrainte principale de la roche et causer une fissure dans le milieu poreux.

Quand la pression de fracture est dépassée, des fissures très pénétrantes ou des fossés de drainage sont initiés et propagés.

Un gisement pétrolier n'est pas, comme cela est souvent interprété par le Public, un lac souterrain où il suffit de puiser, mais c'est une roche qui contient le pétrole dans ses pores : ceux-ci étant suffisamment petits (capillaires). Extraire ce liquide visqueux n'est pas simple dans la pratique. Dès lors l'exploitation d'un champ pétrolifère s'effectue suivant plusieurs étapes que l'on désigne par ordre (éventuellement) chronologique.

L'objectif de cette étude est d'étudier l'Influence de l'injection d'eau et des tensioactifs sur les écoulements diphasiques dans les milieux poreux, comparer entre elles différentes méthodes de récupération (voir Chapitre 2) en mettant l'accent sur l'utilisation de l'acide oléique comme tensioactif, dans le but de déterminer leurs éventuelles utilités dans la Récupération Assistée du Pétrole.

Une étude expérimentale a été réalisé dans des milieux poreux, il s'agit d'un cylindre en plexiglass rempli de sables saturé par du pétrole brut. La perte de charge et les traitements de

donnés pour un écoulement diphasique sont mesurés et traité à l'aide d'un capteur de pression différentiel connecté à un ordinateur d'acquisition.

Il permet donc de déterminer la différence de pression entre l'entrée et la sortie du milieu poreux au court du temps. Lors de cette expérience, on a mesuré le débit volumique à l'entrée et à la sortie du milieu poreux en fonction du temps à l'aide d'un débit mètre et d'une pompe.

Ces méthodes consistent à injecter d'eau dans les milieux poreux saturés par du pétrole, dites récupération secondaire, puis des solutions d'agents chimiques contenant de l'acide oléique dans les réservoirs pour déplacer le pétrole en place. Les agents chimiques peuvent être des polymères, des tensioactifs ou des solutions alcalines, en fonction des problématiques rencontrées que peuvent être la nature du réservoir, le type de piégeage ou les conditions thermiques.

Ainsi, l'injection de polymère permet d'agir principalement au niveau macroscopique en augmentant la viscosité du fluide déplaçant. Le rapport de mobilité eau/pétrole est ainsi augmenté, ce qui permet un retard de la percée aqueuse et un déplacement plus homogène du front. Les polymères peuvent aussi, selon les cas, agir à l'échelle microscopique en diminuant la perméabilité de la roche à l'eau notamment par adsorption à la paroi. Selon Sorbie [3,4], l'injection de polymères permet d'atteindre en moins de temps, la saturation résiduelle en pétrole qu'on finirait par obtenir par imbibition au bout d'un temps plus long. Les polymères présentent cependant l'inconvénient d'être très sensibles aux taux de cisaillement élevés rencontrés à proximité des puits d'injection.

Les tensioactifs permettent d'agir à l'échelle microscopique en diminuant la tension interfaciale eau/pétrole, ce qui permet de déplacer le pétrole résiduel piégée par les phénomènes capillaires. Ils agissent principalement par la création de microémulsions qui rendent le pétrole partiellement soluble et améliorent ainsi son déplacement.

L'utilisation de l'acide oléique comme tensioactif est une méthode innovante permettant a priori d'une part de modifier, comme avec les polymères, la viscosité du fluide déplaçant, et d'autre part d'affecter en partie la tension interfaciale eau/pétrole, tout en évitant une trop grande sensibilité au cisaillement et à la température.

Une étude expérimentale a été réalisé dans des milieux poreux, il s'agit d'un cylindre en plexiglass rempli de sables saturé par du pétrole brut. La perte de charge et les traitements de

donnés pour un écoulement diphasique sont mesurés et traité à l'aide d'un capteur de pression différentiel connecté à un ordinateur d'acquisition.

Il permet donc de déterminer la différence de pression entre l'entrée et la sortie du milieu poreux au court du temps. Lors de cette expérience, on a mesuré le débit volumique à l'entrée et à la sortie du milieu poreux en fonction du temps à l'aide d'un débit mètre et d'une pompe.

IV.2. Récupération secondaire du pétrole

Elle consiste à utiliser des méthodes qui ne modifient pas les propriétés physico-chimiques du pétrole, mais qui la remplace par un autre fluide, nécessairement meilleur marché. On distingue ainsi, L'utilisation de pompes immergées, l'injection du gaz de la formation ou d'autres gaz miscibles (azote, CO₂) et l'injection d'eau. Dans cette partie, c'est ce dernier procédé que nous comptons abordés dans ce travail de recherche.

IV.2.1. Préparation de l'échantillon

Les différents milieux poreux utilisés sont constitués de différentes tailles de sable allant de 0,05 mm à 4 mm de diamètre. La préparation des échantillons consiste à remplir un cylindre en plexiglas de diamètre interne égal à 95 mm, de diamètre extérieur 100 mm et de longueur 50 cm. Des injecteurs munis de joints toriques sont montés des deux côtés du cylindre pour assurer l'étanchéité du fluide. Les injecteurs sont équipés d'une vanne pour le raccordement à la pompe d'injection et de prises de pression pour la mesure de la perte de charge, voir figure (4.1).

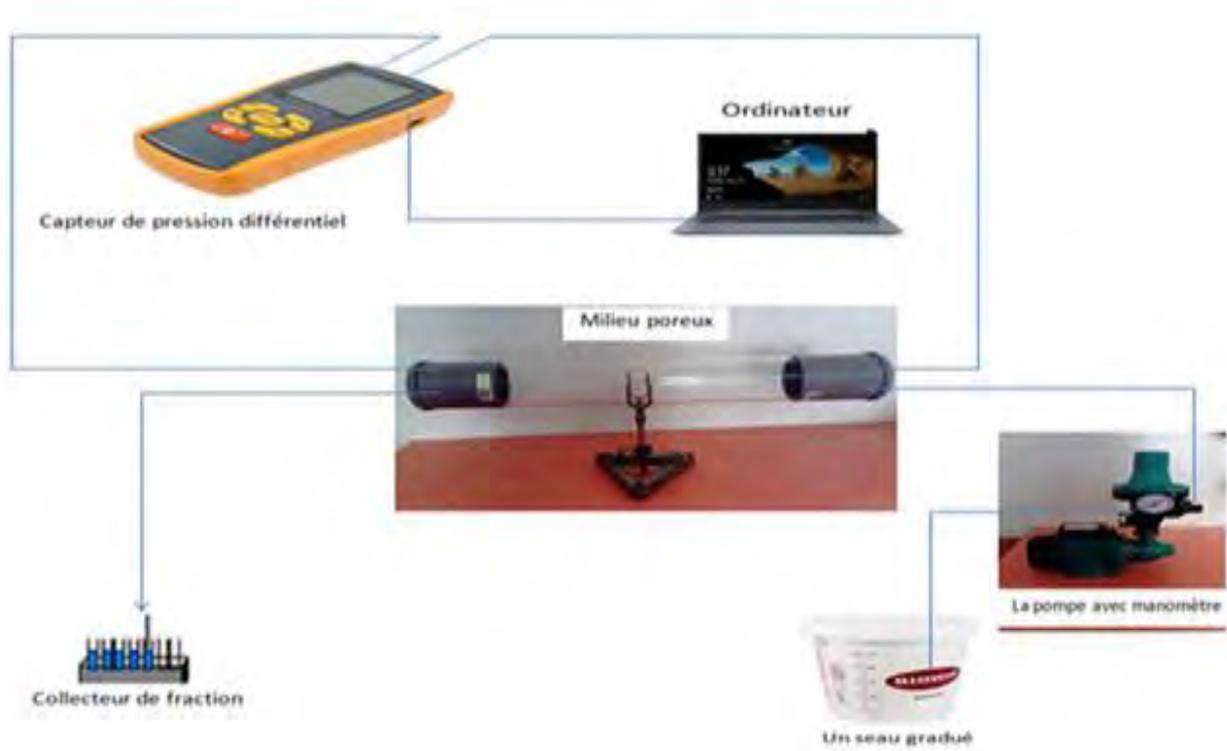


Figure 4.2.1 : Dispositif expérimental.



Figure 4.2.2 : montage expérimentale (milieu poreux saturé, mesures).

IV.2.2. Protocole expérimentale

Un tube cylindrique en plexiglass est saturé par du sable et du pétrole léger. On étudie l'influence de la porosité dans le milieu poreux en utilisant du sable de différents diamètres.

La détermination de la perméabilité à l'eau dans le milieu poreux se fait par mesure de perte de charge comprise entre 0 et 900 mbar à l'aide d'un capteur de pression numérique monté en dérivation avec le tube cylindrique.

Par conséquent, on impose un débit volumique à l'entrée d'un tube cylindrique monté horizontalement à l'aide d'une pompe. Le stockage des données de mesures se fait automatiquement sur un ordinateur par l'intermédiaire d'une carte d'acquisition contrôlée par un logiciel adapté.

A la sortie du milieu poreux contenu dans le tube cylindrique en plexiglass, on récupère le volume du pétrole déplacé en fonction du temps à l'aide d'un collecteur de fraction.

4.3 Résultats et discussion

Tableau 4.2.1: volume de pétrole déplacé en fonction du temps pour différents diamètres de sable utilisé :

Diamètre du sable D (mm)	Temps t (min)	Volume Vp (ml)	Débit d'eau q(ml/min)
0.05<D<0.5	30	14.9	1.67
0.05<D<0.5	60	26.5	1.67
0.05<D<0.5	75	31.5	1.67
0.05<D<0.5	120	54.2	1.67
0.5<D<2	30	19.4	1.67
0.5<D<2	60	35.7	1.67
0.5<D<2	75	38.6	1.67
0.5<D<2	120	72.4	1.67
2<D<4	30	23.6	1.67
2<D<4	60	44.3	1.67
2<D<4	75	52.7	1.67
2<D<4	120	85.1	1.67

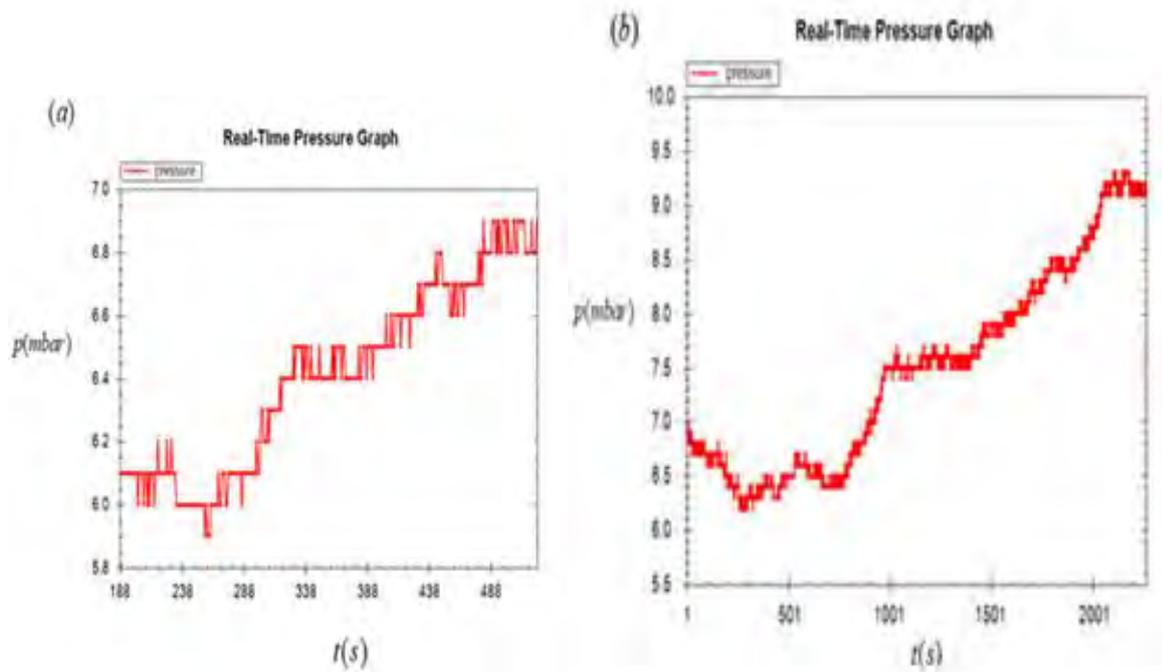


Figure 4.2.3: (a) et (b) perte de charge en fonction du temps dans le régime transitoire.

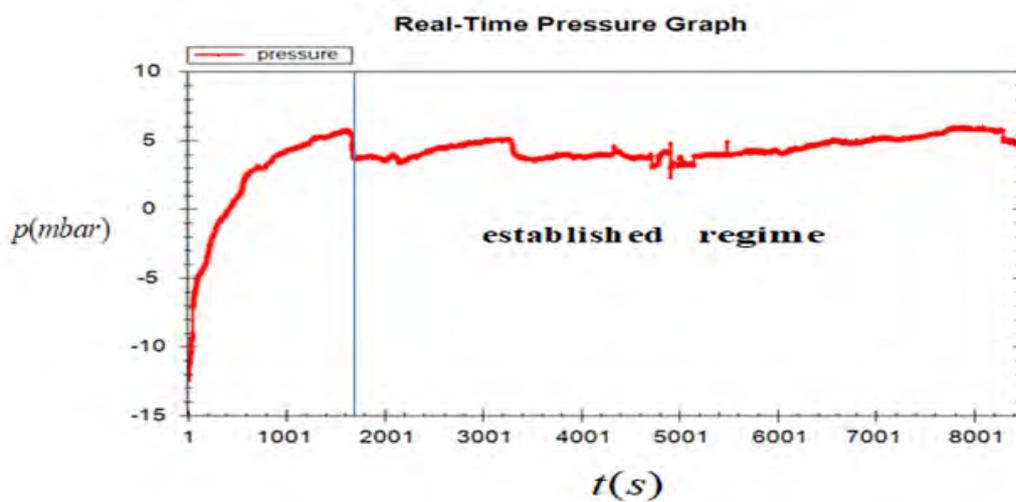


Figure 4.2.4: Régime établi, la pression se stabilise à 5 mbar après 1700 secondes.

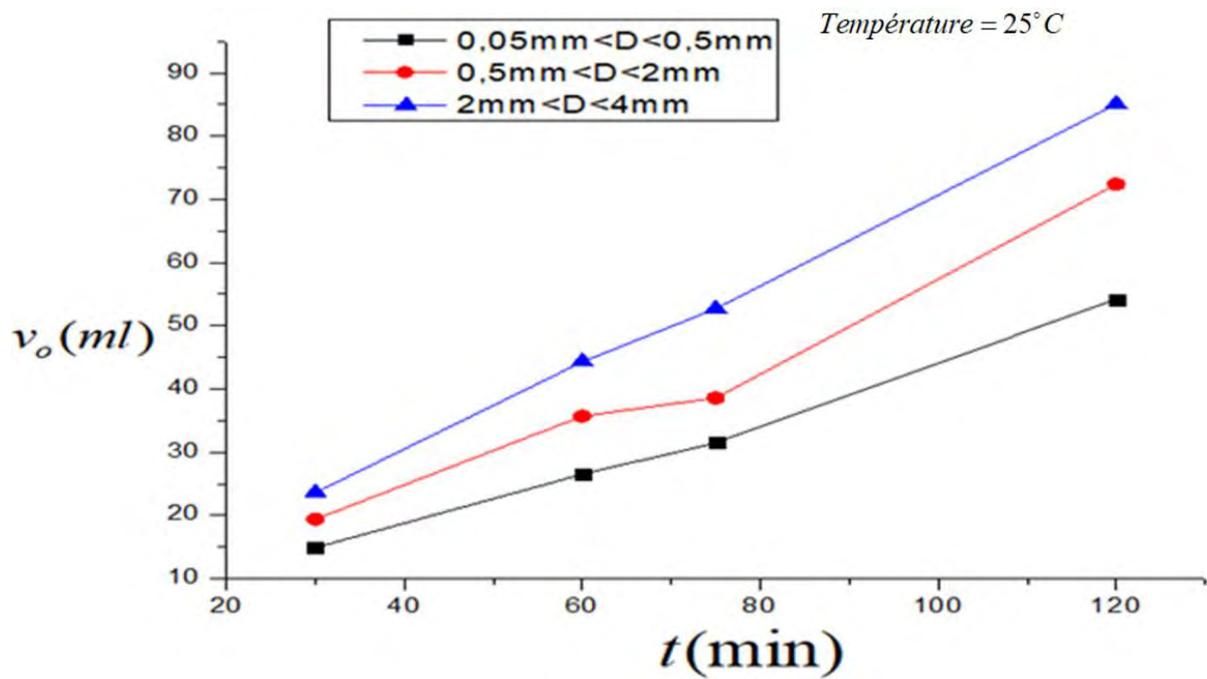


Figure 4.2.5 : Représentation du volume de pétrole récupéré pour chaque taille de grains de sable en fonction du temps.

Il est à noter que la chute de pression diminue après les 300 premières secondes puis augmente avec le temps en fonction du volume d'eau injecté sans stabilisation, voir figure 4.2.3 (b). De plus, les volumes d'eau et du pétrole récupérés à la sortie du milieu poreux varient en fonction de la taille des grains de sable utilisés. Cela suggère que le milieu poreux retient une partie du pétrole en fonction de la nature du milieu poreux, soit par adsorption, soit par piégeage par les pores, voir figure 4.2.5.

Dans ces écoulements diphasiques, le transport des huiles lubrifiées à l'huile est basé sur le phénomène naturel selon lequel une phase moins visqueuse migre vers la zone de cisaillement élevé proche de la paroi du cylindre décrite par une zone de forte déformation concentré dans une étroite fracture surface séparant le sable et la paroi du cylindre, un procédé utilisé à l'échelle du laboratoire, où elle lubrifie moins bien l'écoulement dans cette zone.

Pour les sables de diamètre inférieur à 2 mm dont les forces de frottement sont importantes (plus de pétrole piégé dans la roche), que ceux de diamètre supérieur à 2 mm dont les forces de frottement deviennent moins importantes (moins de piégeage du pétrole dans la roche).

Une fois que les pressions de pompage sont équilibrées par le cisaillement de la paroi, le transport lubrifié nécessite des pressions comparables à celles du pompage d'eau seule, quelle que soit la viscosité du pétrole.

Les phases du pétrole et l'eau peuvent être organisées différemment lors du pompage. Le milieu poreux étant placé horizontalement, ces flux sont stratifiés en fonction de la densité de l'eau et du pétrole.

IV.2.3. Interprétation sur la récupération secondaire

Les méthodes physico-chimiques d'amélioration de la récupération du pétrole permettent d'accroître la production de pétrole en injectant un fluide (eau, gaz, ...) agissant sur différents paramètres physiques.

Un facteur limitant concerne la nature et les propriétés du milieu poreux. Nos expériences ont montré que nous devons utiliser des milieux poreux avec du sable de plus de 4 mm de diamètre afin de réduire le piégeage de pétrole et de transférer efficacement le pétrole dans le milieu poreux.

Les perspectives de cette étude concernent plusieurs points sur lesquels il serait intéressant d'approfondir.

Tout d'abord, il serait judicieux, expérimentalement, d'injecter dans le milieu poreux des tensioactifs permettant d'augmenter la viscosité du fluide déplaçant, ce qui conduirait, lors de l'injection, à une réduction des instabilités de face, modifiant la mouillabilité de la roche, espérant de pouvoir diminuer la tension interfaciale eau - pétrole et remobiliser les gouttes de pétrole piégées par les effets capillaires, d'où l'étude de la récupération tertiaire du pétrole.

IV.3. Récupération tertiaire du pétrole

IV.3.1. Généralité sur la récupération tertiaire

L'un des piliers de l'économie industrielle mondiale est l'exploitation des gisements de pétrole en tant que source d'énergie, connue sous le nom de combustibles fossiles. Elle comprend généralement plusieurs étapes après la récupération primaire (qui utilise la pression du réservoir supérieure à la pression atmosphérique comme moteur de production) et la récupération secondaire (l'injection d'eau ou de gaz pour augmenter et maintenir la pression dans le gisement) pendant laquelle 20 jusqu'à 40% du pétrole initialement présent est extrait, puis la récupération améliorée du pétrole dite récupération tertiaire qui permet d'étendre l'exploitation dans les champs pétroliers et d'augmenter la récupération jusqu'à 30% à 60% du pétrole initialement présent [38,39,40,41] .

Les techniques améliorées de récupération du pétrole sont plus coûteuses que les méthodes de récupération primaire et secondaire, d'où le choix d'utiliser l'acide oléique comme tensioactif, par exemple, qui est moins cher et abondant dans la nature pour améliorer le taux de mobilité entre le fluide injecté et le pétrole qui reste piégée dans les pores.

Par exemple, l'acide oléique constitue entre 55% à 80% de l'huile d'olive, et abonde dans toutes les huiles animales ou végétales, comme l'huile de pépins de raisin qui représente 15% à 20%, voire table 1.1.

L'objectif de ce travail de recherche est d'essayer de comprendre comment mobiliser et déplacer efficacement le pétrole piégé dans le gisement vers des puits de production ;

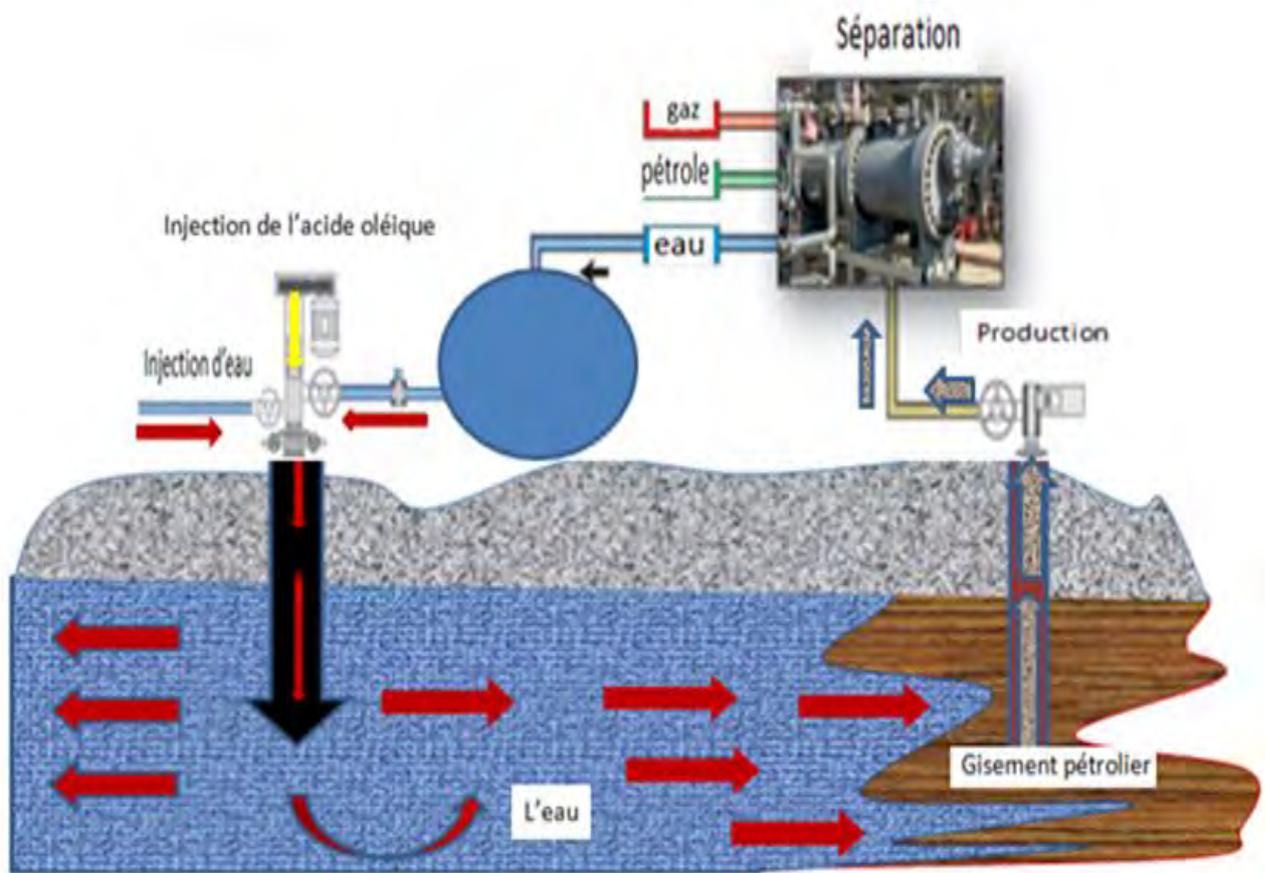


Figure 4.3.1: récupération améliorée du pétrole par injection d'eau et de surfactants (secondaire et tertiaire) [42].

La composition chimique du pétrole brut est complexe et très variable d'un champ pétrolier à l'autre. Certains sont très visqueux, d'autres sont corrosifs et d'autres contiennent des sédiments ou des cristaux de paraffine. Cela induit de nombreuses contraintes pour leur manipulation.

Par conséquent, la plupart des industries et des laboratoires impliqués dans la formulation de tensioactifs pour une récupération améliorée du pétrole, ont choisi de travailler avec des solutions alcalines couplées à des solutions de polymères et de tensioactifs.

Cette méthode a été testée en laboratoire et dans les champs pétrolifères et s'est avérée efficace pour déplacer la saturation résiduelle en pétrole [43,44,45,46].

Parmi les méthodes de récupération améliorée du pétrole, on injecte dans le milieu poreux saturé de pétrole, l'huile d'olive à différentes concentrations d'acide oléique, qui permet l'efficacité du balayage à l'échelle macroscopique en augmentant la viscosité du fluide en déplacement, voir figure 4.3.1.

Présentant entre 60% et 80% de la composition de l'huile d'olive, l'acide oléique permet à l'échelle microscopique de réduire la perméabilité par rapport à l'eau de la cuve grâce aux différents mécanismes de rétention des molécules, ce qui est le cas des tensioactifs [47,48,49].

Nous avons choisi d'utiliser l'acide oléique en raison de son abondance dans la nature.

IV.3.2. Préparation de l'échantillon

Le milieu poreux utilisé est constitué de sable allant de 2 mm à 4 mm de diamètre. La préparation des échantillons consiste à remplir un cylindre en plexiglas de diamètre intérieur égal à 95 mm, de diamètre extérieur 100 mm et de 50 cm de long. Des deux côtés du cylindre sont montés des injecteurs fournis avec des joints toriques pour injecter les fluides à l'entrée et récupérer les fluides déplacés à la sortie.

Les injecteurs sont équipés d'une vanne de raccordement à la pompe d'injection et de prises de pression pour la chute de pression mesurée à partir d'un calculateur d'acquisition, voir figure 4.2.1.

Une fois le milieu poreux saturé de pétrole léger, l'huile d'olive utilisée comme fluide complexe est introduite dans le milieu poreux à différentes concentrations massiques d'acide oléique, voir tableau 4.3.

Nous avons trois solutions mères contenant respectivement 60%, 70% et 80% en masse d'acide oléique. Les solutions sont préparées en diluant la solution mère dans une fiole jaugée.

Les différentes huiles d'olive utilisées contiennent respectivement des pourcentages massiques d'acide oléique de 60%, 70% et 80%.

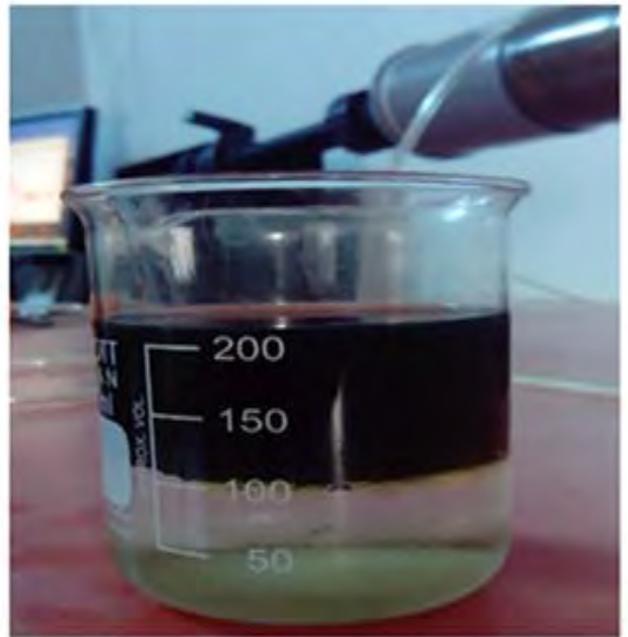
IV.3.3. Protocole expérimental

- 1) Saturation du milieu poreux en pétrole, puis en huile d'olive.
- 2) Connaître les informations de l'acide oléique sur le déplacement du pétrole en introduisant de l'huile d'olive de différentes concentrations d'acide oléique dans le milieu poreux.
- 3) Détermination de la perméabilité à l'eau en mesurant la perte de pression entre 0 et 900 mbar à l'aide du capteur de pression;

- 4) Imposer un débit compris entre 0 et 700 ml / min à l'aide de la pompe ;
- 5) Les mesures effectuées sont stockées sur un ordinateur via une carte d'acquisition contrôlée par un logiciel approprié ;
- 6) Un collecteur de fractions est utilisé pour collecter le volume d'huile déplacé.



(a)



(b)

Figure 4.3.2 : (a) montage expérimental après saturation du milieu poreux en pétrole brut et huile d'olive et (b) échantillon récupéré après injection d'eau qui montre l'acide oléique de couleur jaune positionné à l'interface entre l'eau et le pétrole.

IV.3.4. Résultats et discussion

IV.3.4.1. Résultats

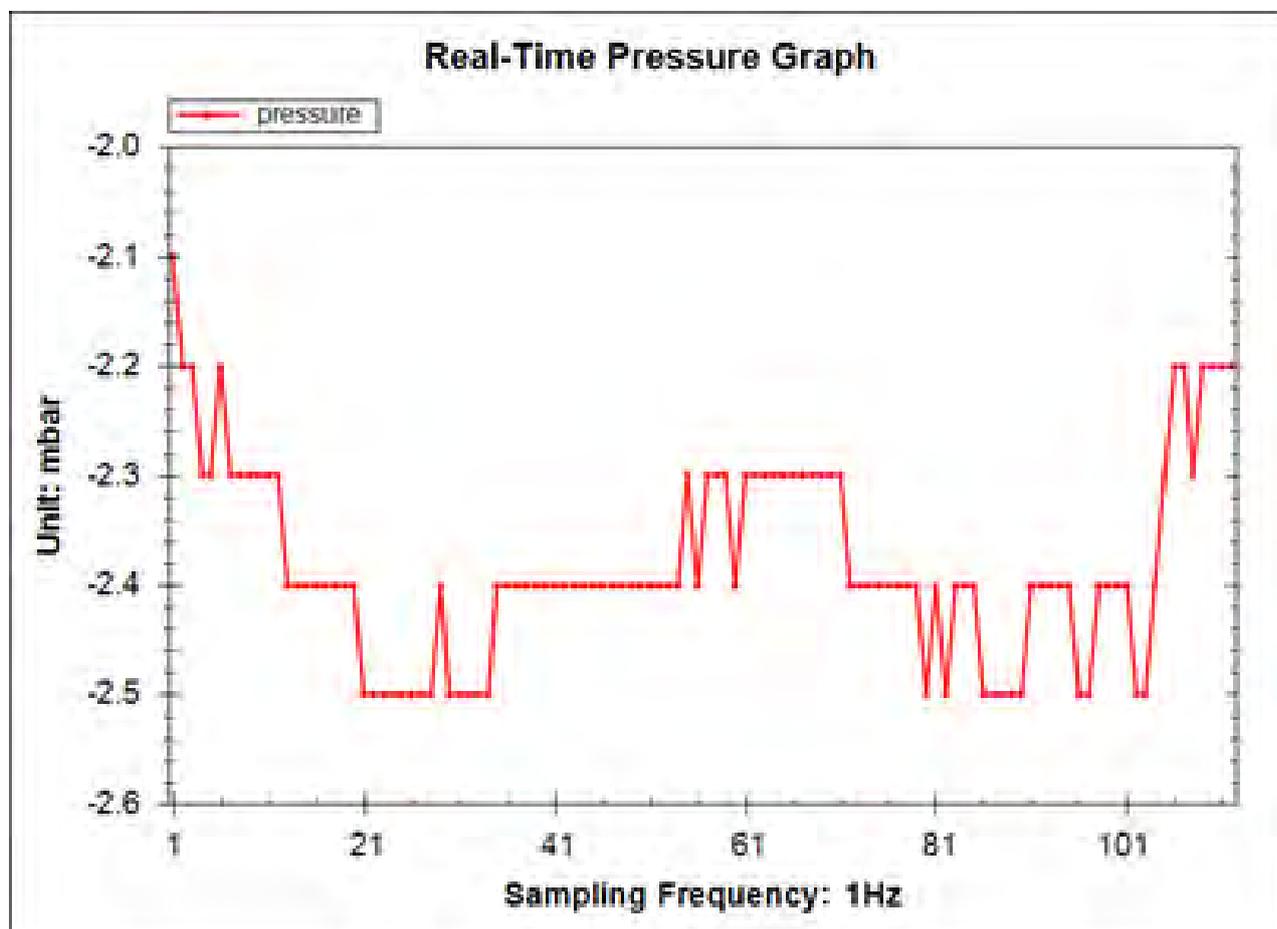


Figure 4.3.3 : Régime transitoire à court terme.

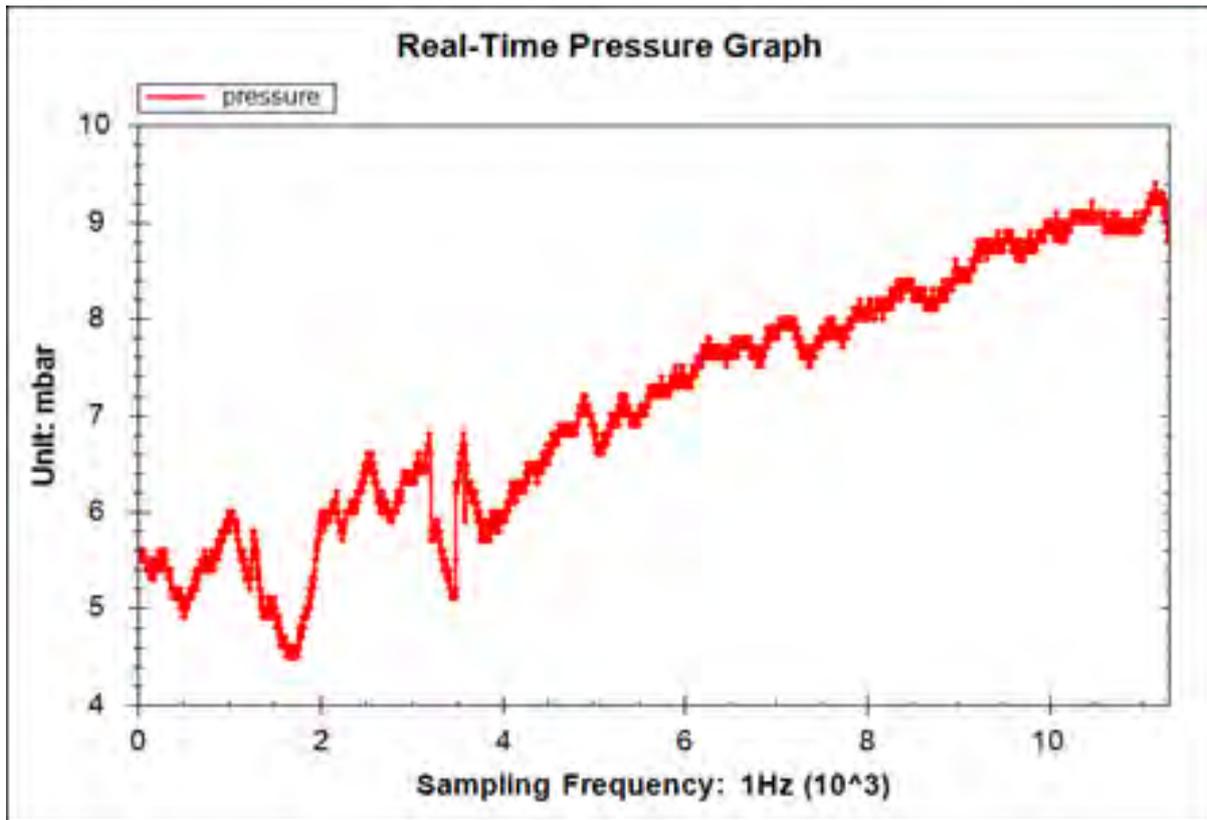


Figure 4.3.4: Régime transitoire pour une longue période.

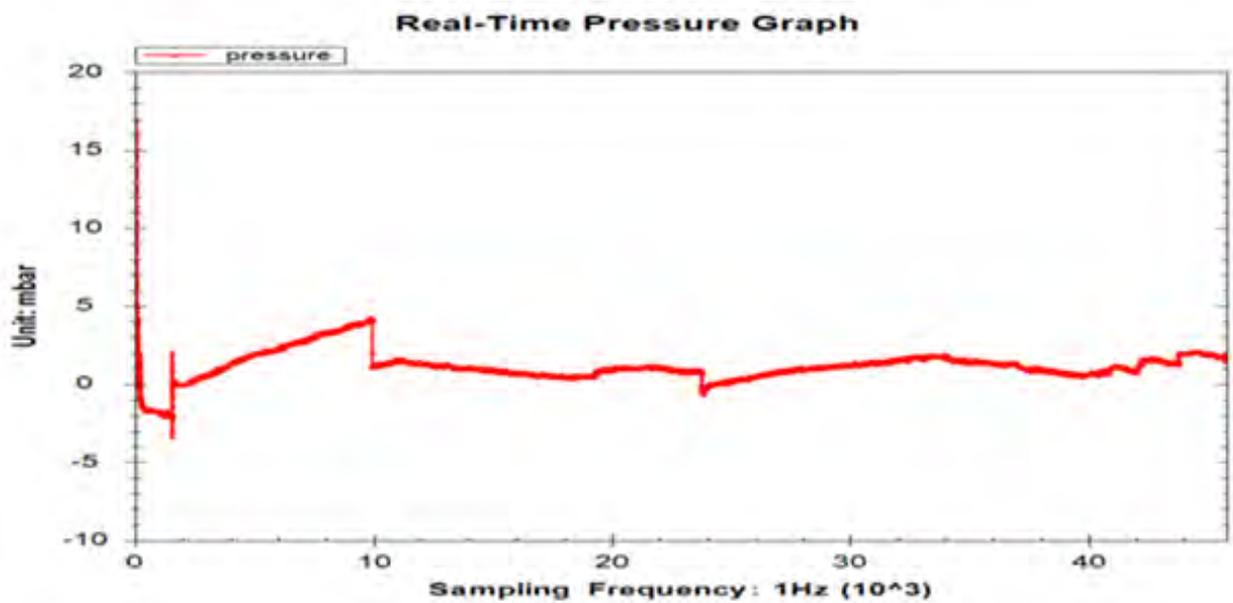


Figure 4.3.5 : État d'équilibre établi sur une longue période en l'absence de tensioactifs dans le milieu poreux.

Les figures (4.3.3) ; (4.3.4) ; (4.3.5) représentent la perte de pression dans des conditions transitoires pendant une courte et une longue période et la figure (4.3.5) en régime permanent pendant une longue période sans injecter de tensioactifs dans le milieu poreux.

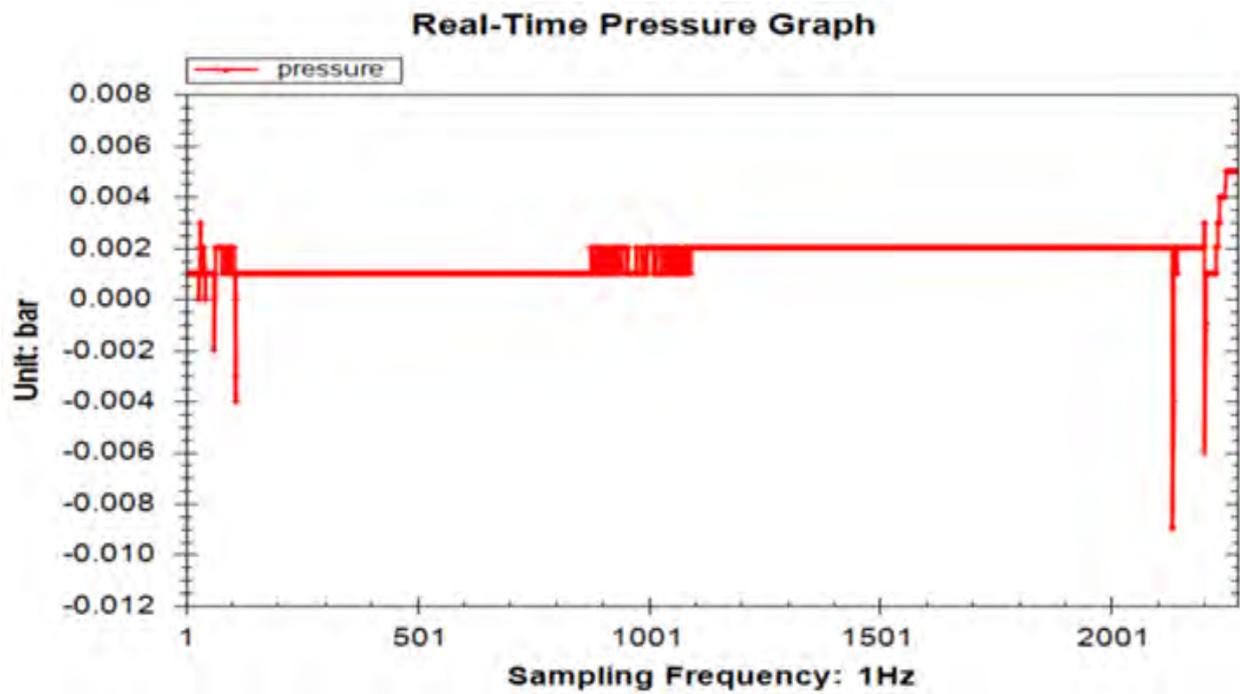


Figure 4.3.6 : État d'équilibre établi en peu de temps en présence de tensioactifs dans le milieu poreux.

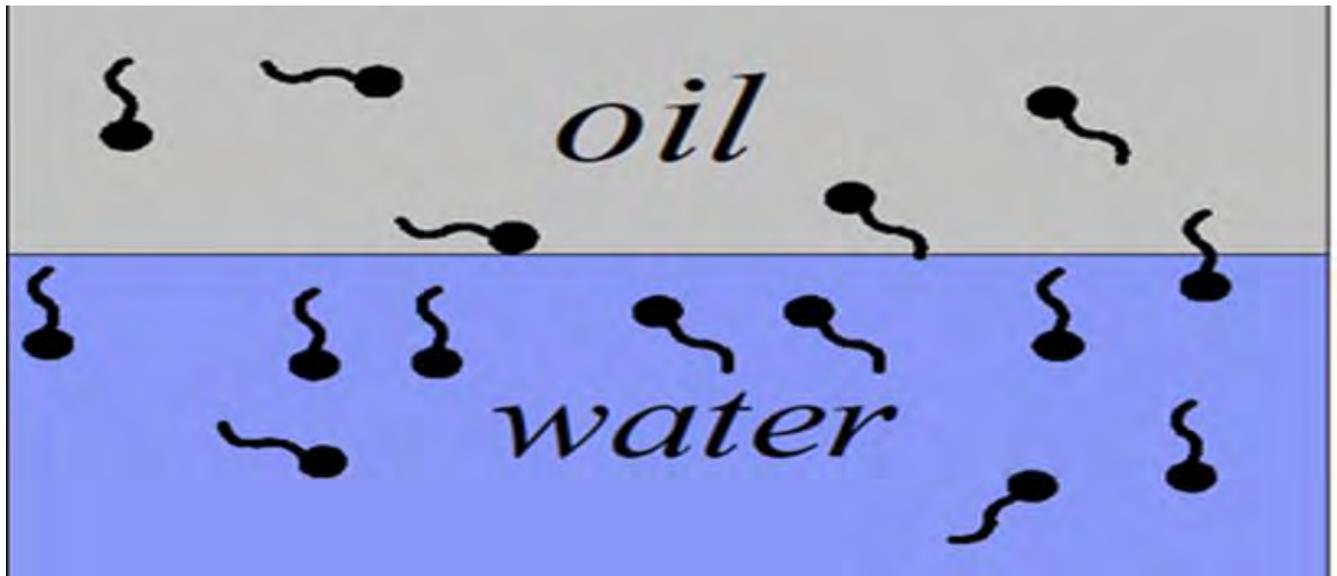


Figure 4.3.5: Régime transitoire en présence de tensioactifs dans le milieu poreux.



Figure 4.3.6: État d'équilibre en présence de tensioactifs dans le milieu poreux.

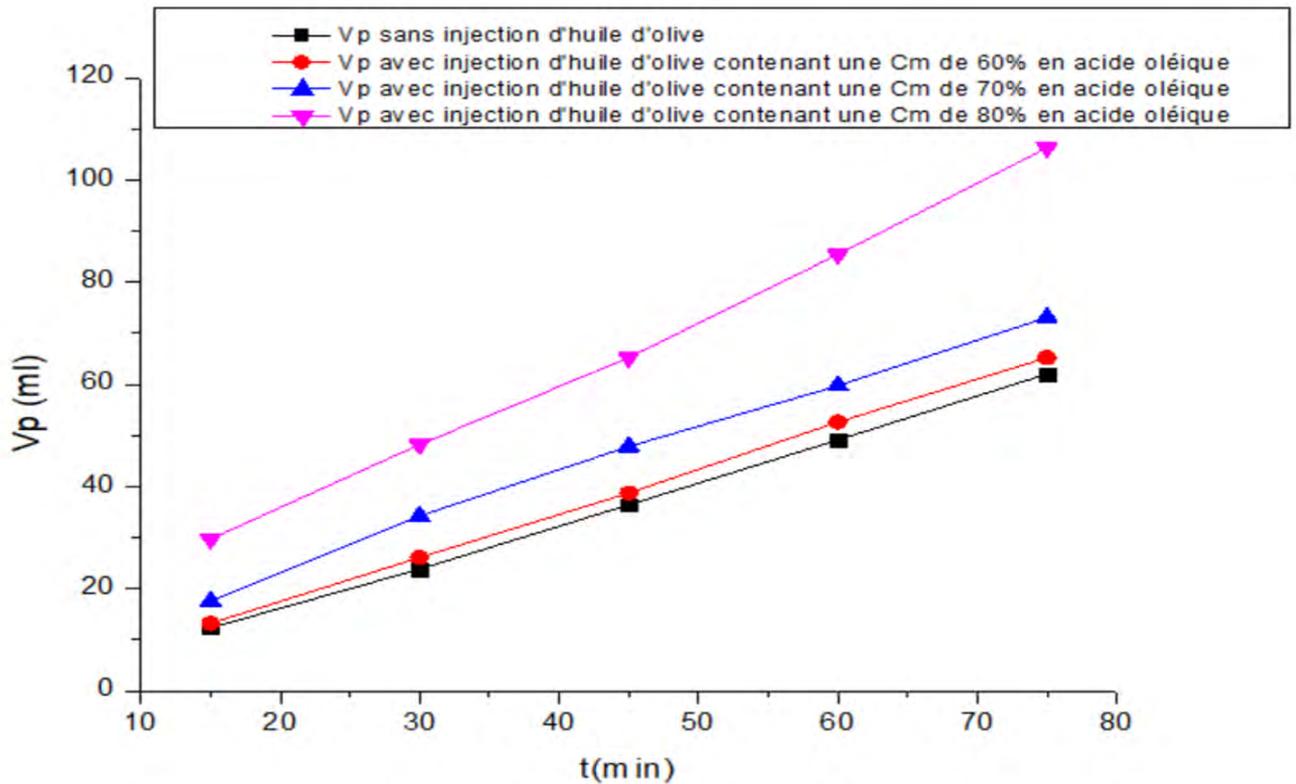
On vient de remarquer expérimentalement que l'acide oléique se stabilise à l'interface entre l'eau et le pétrole, ce qui est conforme aux modèles numériques, voir figure 4.3.2.

Tableau 4.3.1: Influence et comparaison du volume du pétrole récupéré en fonction de la concentration massique d'acide oléique contenu dans l'huile d'olive.

Volume V_p (ml) du pétrole déplacé sans injection d'acide oléique	Volume du pétrole V_p (ml) déplacé pour une injection d'huile d'olive contenant 60% d'acide oléique.	Temps en min	Débit d'eau q (ml/min)	Diamètre du sable (en mm)
12.3	13.2	15	1.71	2<D<4
23.8	26.1	30	1.71	2<D<4
36.4	38.7	45	1.71	2<D<4
49.1	52.6	60	1.71	2<D<4
62.0	65.2	75	1.71	2<D<4

Volume V_p (ml) du pétrole déplacé sans injection d'acide oléique	Volume du pétrole V_p (ml) déplacé pour une injection d'huile d'olive contenant 70% d'acide oléique.	Temps en min	Débit d'eau q (ml/min)	Diamètre du sable (en mm)
12.3	17.5	15	1.71	2<D<4
23.8	34.2	30	1.71	2<D<4
36.4	47.8	45	1.71	2<D<4
49.1	59.7	60	1.71	2<D<4
62.0	73.1	75	1.71	2<D<4

Volume V_p (ml) du pétrole déplacé sans injection d'acide oléique	Volume du pétrole V_p (ml) déplacé pour une injection d'huile d'olive contenant 80% d'acide oléique.	Temps en min	Débit d'eau q (ml/min)	Diamètre du sable (en mm)
12.3	29.7	15	1.71	2<D<4
23.8	48.2	30	1.71	2<D<4
36.4	65.2	45	1.71	2<D<4
49.1	85.4	60	1.71	2<D<4
62.4	106.3	75	1.71	2<D<4



Courbe 4.3.3: Volume V_p du pétrole déplacé pour une injection dans le milieu poreux d'huile d'olive contenant respectivement une concentration massique d'acide oléique de 60%, 70%, 80%.

IV.3.4.2. Discussion et interprétation sur la récupération tertiaire du pétrole

La récupération assistée du pétrole obtenu par imbibition d'eau et l'injection d'huile d'olive dans le milieu poreux saturé de pétrole est supérieure à celle obtenue uniquement par imbibition d'eau.

Ce volume récupéré par injection des tensioactifs dépend de la concentration d'acide oléique contenu dans l'huile d'olive.

Cela peut suggérer que les échantillons sont plus mouillables avec de l'eau en présence d'acide oléique dans le milieu poreux, ce qui facilite le mouvement du pétrole dans le milieu, voir tableau 4.3.1 et courbe 4.3.1, courbe 4.3.2 et courbe 4.3.3.

La récupération secondaire avec injection d'eau sans huile d'olive dans le milieu poreux, permet de récupérer 45% d'huile.

Au cours de cette phase, nous avons affaire à un écoulement de type piston au cours duquel le pétrole est poussé uniformément par un front d'eau, qui pourrait être réalisé dans un gisement de pétrole en déplaçant le pétrole piégé au niveau des pores et des roches vers les puits de production voire Figure 4.3.1.

Par ailleurs, la pente de la courbe de récupération de pétrole dans cette première phase obtenue sans utilisation de tensioactifs correspond bien au débit d'injection qui est en ml/min voir courbe 4.3.1.

Pour la récupération tertiaire du pétrole, la phase d'injection dans le milieu poreux de l'huile d'olive avec différentes concentrations massiques d'acide oléique permet de récupérer 65% du pétrole, voir courbe 4.3.2 et courbe 4.3.3.

Contrairement à la reprise secondaire, le débit dans la récupération tertiaire n'est plus de type piston puisque nous récupérons à la fois l'eau et l'huile ? voir figure 4.3.2.

On note également que la pente de cette phase lors de la récupération tertiaire est de plus en plus importante selon la concentration d'acide oléique contenu dans l'huile d'olive que la récupération secondaire, voir les courbes rouges des figures 4.3.1, figure 4.3.2 et figure 4.3.3, ce qui est logique si l'on considère que ce sont des écoulements diphasiques et que nous sommes en présence de tensioactifs qui sont positionnés à l'interface entre l'eau et le pétrole pour faciliter le balayage et déterminer les tensions interfaciales.

IV.4. Conclusion et perspective

En injectant des polymères dans des milieux poreux contenant de l'eau et du pétrole, la viscosité de l'eau augmente et celle du pétrole diminue, ce qui diminue la tension interfaciale entre l'eau et le pétrole, facilitant le balayage et le transport du pétrole vers les puits de production. Ce processus est caractérisé par une viscosité du fluide injecté à des gradients de faible vitesse.

L'existence de la différence d'affinité de la partie hydrophile et de la partie hydrophobe de la molécule d'acide oléique, est à l'origine de ses propriétés d'auto-organisation à l'interface entre l'eau et l'huile.

Ces propriétés peuvent conduire à des agrégats de tailles et de morphologies différentes, ainsi qu'à la capacité d'adsorption à l'interface, induisant une diminution de la tension superficielle de l'eau causée par les interactions de van der Waals et la formation de liaisons hydrogène entre l'eau et la partie hydrophile de l'acide oléique.

Lorsqu'un amphiphile est dissous dans l'eau, ce qui est le cas de l'acide oléique, le groupe hydrophobe détruit la structure de l'eau à l'interface, ce qui provoque une distorsion et une structuration régulières des molécules à l'interface afin d'exclure les parties hydrophobes de l'eau.

Les méthodes physico-chimiques de récupération améliorée du pétrole permettent d'augmenter la production de pétrole dans les gisements en injectant des tensioactifs agissant sur différents paramètres physiques.

Au cours de ces écoulements diphasiques dans ce milieu poreux on a pu constater que le volume d'huile récupéré augmente avec la concentration massique d'acide oléique contenu dans l'huile d'olive.

L'acide oléique a donc un effet sur la viscosité du fluide de déplacement et le débit. Par conséquent, l'augmentation de la viscosité du fluide de déplacement joue un rôle essentiel dans l'amélioration de la récupération améliorée de l'huile.

En conséquence, les solutions de tensioactifs permettent d'augmenter la viscosité du fluide de déplacement, ce qui conduit, lors de son injection dans le milieu poreux, à une réduction des instabilités à l'interface entre l'eau et le pétrole, à modifier la mouillabilité de la roche, à diminuer la tension interfaciale entre le pétrole / eau et en mobilisant les gouttes de pétrole piégées par les effets capillaires vers la production puits.

En fonction de ses propriétés physico-chimiques, l'acide oléique utilisé comme tensioactif est positionné à l'interface entre l'huile et l'eau, ce qui est capable de déplacer efficacement l'huile résiduelle piégée dans les pores pour augmenter la production.

L'analyse de l'échantillon récupéré par de nouvelles techniques appropriées nous permettra dans le prochain article de vérifier et valider la position de la molécule d'acide oléique à l'interface eau-pétrole par rapport aux modèles numériques.

Les techniques améliorées de récupération du pétrole sont plus chères que les méthodes de récupération primaire et secondaire, d'où le choix d'utiliser l'acide oléique comme tensioactif,

par exemple, qui est moins cher et abondant dans la nature pour améliorer la mobilité et le déplacement du pétrole qui reste piégé dans les pores vers les puits de production.

Bibliographie

- [1] Raeini, Ali Q., Martin J. Blunt et Branko Bijeljic. "Simulations directes d'écoulement diphasique sur des images micro-CT de milieux poreux et augmentation d'échelle des forces à l'échelle des pores." *Advances in Water Resources* 74 (2014): 116-126.
- [2] Haiyan, Zhou, and Afshin Davarpanah. "Hybrid chemical enhanced oil recovery techniques: A simulation study." *Symmetry* 12.7 (2020): 1086.
- [3] You, Qing, et al. "Experimental study on lateral flooding for enhanced oil recovery in bottom-water reservoir with high water cut." *Journal of Petroleum Science and Engineering* 174 (2019): 747-756.
- [4] Akbari, Saeed, et al. "A critical review of concept and methods related to accessible pore volume during polymer-enhanced oil recovery." *Journal of Petroleum Science and Engineering* 182 (2019): 106263.
- [5] Pal, Sreela, et al. "Review of surfactant-assisted chemical enhanced oil recovery for carbonate reservoirs: challenges and future perspectives." *Petroleum Science* 15.1 (2018): 77-102.
- [6] S. Ezrahi, E. Tuval, and A. Aserin. Properties, main applications and perspectives of worm micelles. *Advances in Colloid and Interface Science*, 128-130 :77102, December 2006.
- [7] Bijeljic, Branko, et al. "Predictions of non-Fickian solute transport in different classes of porous media using direct simulation on pore-scale images." *Physical Review E* 87.1 (2013): 013011.
- [8] Hewitt, Duncan R., Jerome A. Neufeld, and John R. Lister. "High Rayleigh number convection in a three-dimensional porous medium." *Journal of Fluid Mechanics* 748 (2014): 879-895.
- [9] M. Quintard and S. Whitaker. Two phase flow in heterogeneous porous media : the method of large scale averaging. *Transport in Porous Media*, 3 :357 :413, 1988.
- [10] Ding, Yang, et al. "Mechanics of undulatory swimming in a frictional fluid." *PLoS computational biology* 8.12 (2012): e1002810.

- [11] M. Quintard and S. Whitaker. Two phase ow in heterogeneous porous media : the method of large scale averaging. *Transport in Porous Media*, 3 :357 :413, 1988.
- [12] S. Whitaker. Flow in porous media : A theoretical derivation of darcy's law. *Transport in Porous Media*, 1 :3-35, 1986.
- [13] P. Forchheimer. Wasserbewegung durch boden. *Z.Ver.Deutsch. Ing.*, 45 :17821788, 1901.
- [14] J. Geertsma. Estimating the coe-cent of inertial resistance in uid ow through porous media. *SPE Journal*, pages 415450, 1974.
- [15] R.D. Evans, C.S. Hudson, and J.E. Greenlee. The eect of an immobile liquid saturation on the non-darcy ow coe-cient in porous media. *SPE Production Engineering* (14206), pages 331-338, 1987.
- [16] M.E. Coles and K.J. Hartman. Non-darcy measurements in dry core and the eect of immobile liquid. In *papier SPE*, volume 39977, Calgary, Alberta, Canada, March 1998.
- [17] D. Lasseux, M. Quintard, and S. Whitaker. Determination of permeability tensors for two-phase ow in homogeneous porous media : Theory. *Transport in Porous Media*, 24(2) :107137, 1996.
- [18] N. Zabararas and D. Samanta. A stabilized volume-averaging nite element method for ow in porous media and binary alloy solidification processes. *International Journal for Numerical Methods in Engineering*, 60(6) :11031138, 2004.
- [19] C. Zarcone and R. Lenormand. Experimental determination of viscous coupling during 2-phase ow in porous media. *Comptes Rendus - Academie des Sciences, Serie II : Mecanique, Physique, Chimie, Astronomie*, 318(11) :1429-1435, 1994.
- [20] Corr, D. T., et al. "A nonlinear generalized Maxwell fluid model for viscoelastic materials." *J. Appl. Mech.* 68.5 (2001): 787-790.
- [21] Peltier, W. R. "The impulse response of a Maxwell Earth." *Reviews of Geophysics* 12.4 (1974): 649-669.
- [22] Cai, Wei, Wen Chen, and Wenxiang Xu. "Characterizing the creep of viscoelastic materials by fractal derivative models." *International Journal of Non-Linear Mechanics* 87 (2016): 58-63.

- [23] R. Farn. Chemistry And Technology of Surfactants. Blackwell Publishing Ltd, March 2006.
- [24] Gryglewicz, S., W. Piechocki, and G. Gryglewicz. "Preparation of polyol esters based on vegetable and animal fats." *Bioresource Technology* 87.1 (2003): 35-39.
- [25] Menendez, J. A., et al. "Oleic acid, the main monounsaturated fatty acid of olive oil, suppresses her-2/neu (erb b-2) expression and synergistically enhances the growth inhibitory effects of trastuzumab (herceptin™) in breast cancer cells with her-2/neu oncogene amplification." *Annals of oncology* 16.3 (2005): 359-371. *Interface Science*, 326(1) :221-226, October 2008.
- [26] A. J. Müller, M. F. Torres, and A. E. Saez. Effect of the ow eld on the rheological behavior of aqueous cetyltrimethylammonium p-Toluenesulfonate solutions. *Langmuir*, 20(10) :38383841, May 2004.
- [27] S Candau. Linear viscoelasticity of salt-free wormlike micellar solutions. *Colloids and Surfaces A : Physicochemical and Engineering Aspects*, 183-185(1-2) :514, July 2001.
- [28] L.J. Magid, Z. Han, Z. Li, and P.D. Butler. Tuning the contour lengths and persistence lengths of cationic micelles : The role of electrostatics and specic ion binding. *Journal of Physical Chemistry B*, 104(29) :67176727, 2000.
- [29] S.R. Raghavan, H. Edlund, and E.W. Kaler. Cloud-Point phenomena in wormlike micellar systems containing cationic surfactant and salt. *Langmuir*, 18(4) :1056-1064, February 2002.
- [30] Z Lin. Inuence of surfactant concentration and counterion to surfactant ratio on rheology of wormlike micelles. *Journal of Colloid and Interface Science*, 239(2) :543-554, July 2001.
- [31] Wang, Qin, Phillip Geil, and Graciela Padua. "Role of hydrophilic and hydrophobic interactions in structure development of zein films." *Journal of Polymers and the Environment* 12.3 (2004): 197-202.
- [32] K. S. Sorbie. *Polymer-Improved Oil Recovery*. CRC Press, September 1991.

- [33] G. Chauveteau, M. Tirrell, and A. Omari. Concentration dependence of the effective viscosity of polymer solutions in small pores with repulsive or attractive walls. *Journal of Colloid And Interface Science*, 100(1) :41-54, 1984.
- [34] Campbell, Colin J. "The assessment and importance of oil depletion." *Energy exploration & exploitation* 20.6 (2002): 407-435.
- [35] Aleklett, Kjell, and Colin J. Campbell. "The peak and decline of world oil and gas production." *Minerals and Energy-Raw Materials Report* 18.1 (2003): 5-20.
- [36] Roberts, Paul. *La fin du pétrole: à l'orée d'un nouveau monde périlleux*. Houghton Mifflin Harcourt, 2005.
- [37] Maugeri, Leonardo. *L'ère du pétrole: la mythologie, l'histoire et l'avenir de la ressource la plus controversée au monde*. Groupe d'édition Greenwood, 2006.
- [38] Pogaku, Ravindra, et al. "Polymer flooding and its combinations with other chemical injection methods in enhanced oil recovery." *Polymer Bulletin* 75.4 (2018): 1753-1774.
- [39] J.J. Meyers, M.J. Pitts, and Kon Wyatt. Alkaline-surfactant-polymer flood of the west kiehl, minnelusa unit. 1992. SPE 16474 ; Eighth Symposium on Enhanced Oil Recovery (Proceedings) ; Tulsa ; 22-24 April 1992.
- [40] S.R. Clark, M.J. Pitts, and S.M. Smith. Design and application of an alkaline-surfactant-polymer recovery system for the west kiehl fld. *SPE Advanced Technology Series*, 1(1) :172-177, 1993.
- [41] Gryglewicz, S., W. Piechocki, and G. Gryglewicz. "Preparation of polyol esters based on vegetable and animal fats." *Bioresource Technology* 87.1 (2003): 35-39.
- [42] Li, Xian'E., et al. "Comparative studies on enhanced oil recovery: Thermoviscosifying polymer versus polyacrylamide." *Energy & Fuels* 31.3 (2017): 2479-2487.
- [43] Fakher, Sherif, Mohamed Ahdaya, and Abdulmohsin Imqam. "Hydrolyzed polyacrylamide–Fly ash reinforced polymer for chemical enhanced oil recovery: Part 1–Injectivity experiments." *Fuel* 260 (2020): 116310.

- [44] Firozjahi, Ali Mohsenatabar, and Hamid Reza Saghafi. "Review on chemical enhanced oil recovery using polymer flooding: Fundamentals, experimental and numerical simulation." *Petroleum* (2019).
- [45] Al-Shakry, Badar, et al. "Enhanced oil recovery by polymer flooding: Optimizing polymer injectivity." *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 2018.
- [46] Kumar, Sunil, and Ajay Mandal. "A comprehensive review on chemically enhanced water alternating gas/CO₂ (CEWAG) injection for enhanced oil recovery." *Journal of Petroleum Science and Engineering* 157 (2017): 696-715.
- [47] AlSofi, Abdulkareem M., et al. "Smartwater Synergy with Chemical Enhanced Oil Recovery: Polymer Effects on Smartwater." *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* 22.01 (2019): 61-77.
- [48] Weidong, L. I. U., et al. "Experimental study on the mechanism of enhancing oil recovery by polymer–surfactant binary flooding." *Petroleum Exploration and Development* 44.4 (2017): 636-643.
- [49] Gbadamosi, Afeez O., et al. "An overview of chemical enhanced oil recovery: recent advances and prospects." *International Nano Letters* (2019): 1-32.

Publications

- 1- Mmadi Salim Mohamed, Sosse Ndiaye, Kharouna Talla, Cheikh Mbow, and Aboubaker Chedikh Beye, A. C. (2019). Displacement of Oil in a Porous Medium on Diphasic Flow by Water Injection. *Open Journal of Fluid Dynamics*, 2019, vol. 10, no 01, p. 1.

- 2- Mmadi Salim Mohamed, Sosse Ndiaye, Kharouna Talla, Cheikh Mbow, and Aboubaker Chedikh Beye, A. C. (2020). Enhanced Oil Recovery by Injecting Oleic Acid as a Surfactant into the Porous Medium. *Open Journal of Fluid Dynamics*, 2020, vol. 10, no 01, p. 82.