

TABLE DE MATIERE

REMERCIEMENTS	II
NOTATION UTILISEE.....	VII
LISTE DES FIGURES.....	VIII
LISTE DES TABLEAUX.....	IX
LISTE DES ABREVIATIONS.....	X
LISTE DES NORMES CITEES.....	XI
INTRODUCTION GENERALE.....	1
CHAPITRE I : GENERALITES ET REVUES BIBLIOGRAPHIQUES.....	3
I.1. INTRODUCTION.....	3
I.2. Généralités sur le pétrole.....	3
I.2.1. La genèse du pétrole.....	3
I.2.2. Composition.....	4
I.2.3. Consommation.....	4
I.3. Méthodes d'extraction du pétrole.....	5
I.3.1. Récupération primaire.....	5
I.3.2. Récupération secondaire.....	6
I.3.3. Récupération tertiaire.....	6
I.3.3.1. L'injection thermique de vapeur d'eau.....	6
I.3.3.2. L'injection de gaz.....	7
I.3.3.3. L'injection chimique.....	7
I.3.3.3.1. Tensioactifs	7
I.4. Les écoulements en milieu poreux et lois de Darcy.....	9
I.4.1. Milieu poreux.....	9
I.4.2. Écoulement monophasique.....	9
I.4.3. Écoulement diphasique.....	10
I.4.4. Les écoulements polyphasiques.....	10
I.5. La conductivité hydraulique et la perméabilité des milieux poreux.....	11
I.6. Loi de Darcy pour un écoulement monophasique et unidirectionnelle.....	12

I.7. Présentation de quelques modèles.....	14
I.7.1. Lois de filtration des fluides multiphasiques	14
I.7.1.1 Modèle de Leverett de fluides immiscibles.....	14
I.7.1.1.1. Notion de saturation	14
I.7.1.1.2. La pression capillaire	15
I.8.1.2. Modèle de Muskat.....	16
I.9. Relation entre les modèles	17
CONCLUSION	18
CHAPITRE II : LES MATERIELS ET METHODES EXPERIMENTAUX.....	19
INTRODUCTION.....	19
II.1. Présentation et description du dispositif	19
II.1.1. La Pompe	20
II.1.2. Le Cylindre	21
II.1.3. Le capteur de pression (Manomètre)	22
II.2. Etudes des paramètres physiques des sols utilisés	22
II.2.1. Echantillonnage et situation géographique	22
II.2.1.1. Étude des Sols.....	23
II.2.1.2. Principe de l'essai et mode opératoire	23
II.2.1.3. Le tamisage	24
II.2.1.4. La procédure	24
II.2.2. Détermination de la masse volumique apparente du sable	25
II.2.2.1. Principe de la détermination de la masse volumique	25
II.2.2.2. Méthode du moule	25
II.2.3. Détermination de la masse volumique spécifique du sable	25
II.2.3.1. Principe de la détermination de la masse volumique des particules solides au pycnomètre	25
II.2.3.2. Procédure d'essai au pycnomètre.....	26
II.3. Étude de la perméabilité	26
II.4. Protocole expérimentale de la récupération par injection d'eau	27

II.5. Protocole expérimentale de la récupération par injection de tensioactif	28
Conclusion.....	28
CHAPITRE III : RESULTATS ET DISCUSSIONS	29
Introduction	29
III.1. Analyse granulométrique des échantillons de sable par tamisage [NF P 94-056 : (décembre 1997)]	29
III.2. Mesure de densité	32
III.2.1. Masse volumique apparente (NF P 98-250-5)	32
III.2.2. Masse volumique spécifique : Méthode du pycnomètre (NF P 18-554).....	33
III.3. Détermination de la perméabilité par la méthode d'essai à charge variable	35
III.4 Mode opératoire de la récupération par injection d'eau	36
III.4.1. Procédure expérimentale	36
III.4.2. Etudes de la variation de la pression en fonction du temps.....	37
III.4.2.1. Interpretation des courbes $P=f(N \text{ ou } \mathbf{1T})$) sans tensioactif pour E_1	38
IV.4.2.2. Interpretation des courbes $P=f(\text{Nou } \mathbf{1T})$) sans tensioactif pour E_2	39
III.4.3. Volume de pétrole recuperé en fonction du temps sans tensioactif $V=f(t)$	40
III.4.3.1. Volume de pétrole recuperé en fonction du temps pour les deux echantillons	40
III.5. Mode opératoire de la récupération par injection de tensioactif.....	42
III.5.1. Etudes de la variation de la pression en fonction du temps.....	43
III.5.1.1. Interpretation des courbes $P=f(\text{Nou } \mathbf{1T})$ avec tensioactif pour les deux échantillons	44
III.5.2. Volume de pétrole recuperé avec injection de tensioactif en fonction du temps $V=f(t)$	44
III.5.2.1. Remarque sur l'immiscibilité des fluides	45
III.6. Comparaison de deux échantillons identiques : Dans le cas avec et sans injection de tensioactif	46
Conclusion.....	47
CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES	48
RESUME.....	53

NOTATION UTILISEE

CO_2 : dioxyde de carbone

D : diamètre moyen des grains

e : la hauteur du cylindre rempli de sable

g : est l'accélération de la pesanteur

N_2 : diazote

m_G : Masse de la phase gazeuse du milieu poreux

m_L : Masse de la phase liquide du milieu poreux

m_S : Masse de la phase solide du milieu poreux

P_β : Pression

Q : est le débit

R : rayon de courbure de l'interface

S : l'aire de la section droite e

S_β : la saturation de la phase

V_G : Volume de la phase gazeuse du milieu poreux

V_L : Volume de la phase liquide du milieu poreux

V_p : Volume de pore

V_S : Volume de la phase solide du milieu poreux

ρ_β : Masse volumique

μ_β : Viscosité dynamique

v_β : Vitesse de la phase fluide

Ω_β : Domaine occupé par la phase

Δh : la différence de charge hydraulique entre les extrémités inférieure et supérieure du cylindre.

$\frac{k_{r,e,p}(S)}{\mu_{e,p}}$: Mobilité relative de la phase fluide

$k_{r,ep}$: Perméabilité relative de la phase à l'écoulement

σ : Tension interfaciale

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Différentes propriétés et formes des tensioactifs.....	8
Figure 2 : Schéma descriptif d'un milieu poreux.....	9
Figure 3: L'échelle du pore d'un milieu poreux.....	10
Figure 4:L'échelle locale d'un milieu poreux.....	11
Figure 5:L'échelle globale d'un milieu poreux.....	11
Figure 6: Quelques modèles sur les écoulements diphasiques.....	17
Figure 7 : Dispositif expérimental.....	20
Figure 8: Cylindre en plexiglas fermé à chaque extrémité par un couvercle.....	21
Figure 9:Capteur de pression (manomètre).....	22
Figure 10 : Les zones de prélèvement des échantillons.....	23
Figure 11 : (3) balance automatique, (4) empilement de tamis de différents diamètres.....	25
Figure 12 : Courbe granulométrique de l'échantillon 1.....	31
Figure 13 : Courbe granulométrique de l'échantillon 2.....	32
Figure 14 : Variation de la pression en fonction du temps pour E_1	37
Figure 15 : Variation de la pression en fonction du temps pour E_2	39
Figure 16 : Comparaison de $V_p=f(t)$ des deux échantillons E_1 et E_2 sans tensioactif.....	41
Figure 17: Variation de la pression en fonction du temps d' E_1 avec tensioactif.....	43
Figure 18 : Comparaison de $V_p=f(t)$ de E_1 et E_2 avec tensioactif.....	45
Figure 19 : Propriété immiscible des fluides.....	46
Figure 20: Comparaison des échantillons identiques avec et sans tensioactif.....	47

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Essais granulométriques de l'échantillon 1	30
Tableau 2: Structure granulaire du sable de l'échantillon 1	30
Tableau 3: Essais granulométriques de l'échantillon 2	31
Tableau 4 : Structure granulaire du sable de l'échantillon 2	31
Tableau 5 : Détermination de la masse volumique apparente de l'échantillon 1	33
Tableau 6: Détermination de la masse volumique apparente de l'échantillon 2	33
Tableau 7: Détermination de la masse volumique spécifique de l'échantillon 1	34
Tableau 8: Détermination de la masse volumique spécifique de l'échantillon 2	34
Tableau 9: Mesure de la perméabilité de l'échantillon 1	35
Tableau 10: Mesure de la perméabilité de l'échantillon 2	36
Tableau 11 : Volume de pétrole récupéré en fonction du temps $V_p=f(t)$ Pour E_1	40
Tableau 12 : Volume de pétrole récupéré en fonction du temps $V=f(t)$ Pour E_1 avec tensioactif	44
Tableau 13 : Volume de pétrole récupéré en fonction du temps $V=f(t)$ Pour E_2 avec tensioactif	44

LISTE DES ABREVIATIONS

Ait : avec injection de tensioactif

App : apparente

C_u et C_c : les coefficients de courbures et d'uniformités

EOR : Enhanced Oil Recovery

E₁ et E₂: les différents échantillons de sols

RAP : Récupérations Assistée du Pétrole

Sit : sans injection de tensioactif

Swi : Saturation water irréductible

Sor : Saturation oil résiduelle

Sp : Spécifique

LISTE DES NORMES CITEES

NF EN 933-1 : (décembre 1997) Essai granulométrique par tamisage

NF EN 933-3 : (août 1999) : Détermination du coefficient d'aplatissement

NF P 18-554 : Détermination de la masse volumique absolue

NF P 98-250-5 : Détermination de la masse volumique apparente

INTRODUCTION GENERALE

Constituant un élément fondamental dans plusieurs secteurs du monde, le pétrole, qui a été toujours convoité depuis des décennies est une roche liquide d'origine naturelle. Il est composé d'une multitude de composés organiques, qui sont des hydrocarbures piégés dans des formations géologiques particulières. C'est une ressource naturelle qui s'est formée pendant des millions d'années sous la terre (onshore) ou sous la mer (offshore) dans des profondeurs de milliers de kilomètres. Le pétrole et ses dérivés sont utilisés dans presque tous les secteurs du monde. Il constitue une ressource énergétique essentielle pour l'économie depuis la révolution industrielle. Finalement il est devenu un produit incontournable et irremplaçable voire sans conteste, le produit stratégique le plus important de l'histoire. Son extraction est fastidieuse et coûteuse. Autrefois les outils technologiques dont on disposait ne permettaient de n'extraire que de zéro à 10 % pour un gisement d'huile monophasique, ou bien de cinq à 25% du pétrole disponible pour le gisement contenant de l'huile avec expansion des gaz dissouts [1] [2]. Il s'agit de la récupération primaire. Cette quantité est trop faible par rapport à la demande mondiale car 95 millions de barils de pétrole sont produits par jour. Lorsque cinq barils sont consommés, un seul baril est découvert [3] [4]. Avec le développement de la science et de la technologie, nous pouvons améliorer le taux de récupération du pétrole, c'est-à-dire d'extraire du réservoir une fraction plus importante du pétrole initialement présent. Afin de répondre aux besoins en pétrole, la production journalière va devoir s'intensifier avec l'usage de méthodes plus efficaces.

Cependant, l'extraction du pétrole est elle-même confrontée à de nombreuses problématiques, notamment la profondeur où il se trouve, le gisement qui atteint la fin de son cycle de production normal ou naturel, la diminution de la pression dans les gisements pétroliers, [5]. A cela s'ajoute une consommation journalière qui ne cesse d'accroître.

Ainsi pour augmenter les ressources pétrolières conventionnelles disponibles, des techniques de récupérations assistées ont été élaborées comme l'injection thermique de vapeurs d'eau, l'injection de gaz (CO_2 ou N_2) ou l'injection chimique. Parmi celles-ci nous ferons des « **Etudes comparatives de la mobilisation du pétrole résiduel dans un milieu poreux par injection d'eau (Récupération secondaire) et de tensioactif (Récupération tertiaire) pour la récupération assistée (EOR : enhanced oil recovery)** » qui permettent d'améliorer le taux de récupération du pétrole. L'optimisation des méthodes de récupération du pétrole représente un enjeu considérable.

C'est pour cela que notre équipe a mis au point un dispositif expérimental bidimensionnel permettant de faire s'écouler deux fluides (liquides ou gaz) dans un cylindre horizontal transparent disposé d'une pompe à injection d'eau dans notre enceinte cylindrique pour déplacer le pétrole et d'un capteur de pression différentielle pour enregistrer à intervalles de temps réguliers la géométrie des phases liquides dans le milieu, la différence de pression entre l'entrée et la sortie du milieu à l'aide d'un ordinateur d'acquisition équipé d'un logiciel bien adapté. Il permet aussi d'observer le déplacement d'un fluide par un autre, la distribution spatiale des concentrations de traceurs transportés par des fluides dans des milieux poreux. Ce dispositif offre aussi une nouvelle vision des processus de récupération assisté du pétrole, ouvrant des perspectives pour la modélisation prédictive de l'évolution temporelle et spatiale des concentrations et ses conséquences sur la réactivité des fluides.

Notre travail consiste à saturer un tube cylindrique transparent par un mélange de sable dont les caractéristiques physiques sont élaborées ci-dessous avec du pétrole brut reconstitué, puis injecter des fluides pour évaluer le déplacement dans le milieu poreux d'un fluide par un autre.

Ce mémoire sera structuré en trois chapitres comme suit :

- Un premier chapitre dans lequel nous ferons une synthèse bibliographique ;
- Un deuxième chapitre qui expliquera les matériels et méthodes expérimentaux ;
- Le dernier chapitre sera consacré aux résultats et discussions accompagnés d'une conclusion générale.

Au terme de cette étude nous essayerons de dégager des perspectives en vue d'une meilleure rentabilité pour cette méthode de récupération du pétrole.

CHAPITRE I : GENERALITES ET REVUES BIBLIOGRAPHIQUES

I.1. INTRODUCTION

Les écoulements diphasiques en milieu poreux sont des phénomènes complexes et qui font appels à plusieurs paramètres physiques comme la température, la pression, la porosité et la perméabilité du milieu poreux, les propriétés physiques des fluides comme la viscosité, la masse volumique, la nature du milieu poreux. Plusieurs chercheurs ont travaillé sur ce phénomène tel que Henry Darcy, Leverett, Muskat, Brinckman et Forcheimer etc, pour développer chacun des équations et modèles permettant de résoudre les problèmes sur les écoulements. Après la découverte des gisements pétroliers, nous avons remarqué que dans les réservoirs, se trouvent plusieurs phases fluides immiscibles. L'objectif de notre étude dans ce chapitre est de faire l'état de l'art sur la récupération du pétrole en milieu poreux

I.2. Généralités sur le pétrole

C'est au 19^e siècle avec la révolution industrielle qu'on a commencé à utiliser le pétrole comme une source d'énergie. Il est l'une des énergies les plus importantes de ce siècle, et est utilisé dans tous les pays de la planète. L'exploitation de cette source d'énergie fossile est l'un des piliers de l'économie industrielle contemporaine. Le processus de formation du pétrole s'étend de 20 à 350 Millions d'années. Il s'est formé par la décomposition de résidus d'organismes vivants qui se sont transformés en matière organique puis en kérosène avant de devenir du pétrole. Il est piégé dans des formations géologiques particulières, dans des profondeurs de quelques milliers de mètres. Son accessibilité et ses diverses applications ont fait qu'il soit le produit le plus convoité du monde. Depuis sa découverte, d'innombrables techniques d'exploitations ne cessent d'être mises en place pour une meilleure mobilisation. Nous pouvons citer : la récupération primaire, ensuite secondaire puis tertiaire qui correspondent à des techniques de récupérations assistées. Ces dernières méthodes sont composées de plusieurs techniques dont le but est d'extraire le maximum de quantité de pétrole in situ.

I.2.1. La genèse du pétrole

Le milieu aquatique était peuplé de microorganismes qui en mourant se déposèrent, au fond des mers, des océans, des lacs et des deltas dans des bassins sédimentaires. Au fil des siècles, ce dépôt de matière organique s'accumule. Il se forme une grande masse qui s'enfonce et se mélange avec le sol pour former des boues. A partir d'une pression seuil et

température de 120 degrés et d'une profondeur de 4000 mètres, la dégradation thermique des éléments organiques d'origine biologique appelés kérosène commence : le pétrole est synthétisé par craquage thermique.

I.2.2. Composition

Le pétrole est un combustible fossile composé de plusieurs hydrocarbures tels que les alcanes ou paraffines, les cyclo alcanes ou naphènes et les composés aromatiques qui sont des composés organiques constitués d'un mélange d'hydrogène et en majorité de carbones. La composition varie d'un champ à l'autre mais comporte grossièrement 80 % de carbones, 11 % d'hydrogène et 1 % à 2 % de soufre, d'oxygène et d'azote. On y trouve aussi une multitude d'autres éléments tels que l'azote, le soufre, les métaux mais aussi parfois de l'eau salée ou bien des produits sulfuré-thiols.

Après la récupération du pétrole brut, le raffinage et la transformation, les produits tels que le diesel, l'essence, l'huile à poêle, des produits chimiques ou encore combustible à fournaise sont finalement obtenus. En fonction de sa gravité ou sa densité API, le pétrole brut est classé en trois différentes catégories : il y a le léger, le moyen et le lourd.

I.2.3. Consommation

En 2014, la consommation journalière était de 92 086 000 barils par jour, soit 14 641 674 000 litres de pétrole par jour. Les estimations en 2017 ont montré que le pétrole constituait 32,5 % de l'énergie mondiale avec une consommation journalière mondiale de 95 millions de barils qui sont produits par jour, soit 15 105 000 000 litres par jour. Cela représente l'équivalent de 1.099,5 barils ou 174820,5 litres par seconde. Le baril, qui est l'unité de volume utilisée dans les milieux industriels et financiers, équivaut à environ 159 litres (158,987 litres exactement).

Lorsque cinq barils sont consommés, un seul baril est découvert [3]. Comme la consommation est quatre fois plus élevée que la quantité découverte, pour combler ce vide les pensées se sont tournées vers des techniques permettant d'augmenter les ressources pétrolières conventionnelles disponibles et de développer des méthodes de récupération assistée du pétrole (EOR ou RAP).

I.3. Méthodes d'extraction du pétrole

Le pétrole est extrait du sol par différentes manières ; un certain nombre de facteurs comme la porosité de la roche et la viscosité du dépôt peuvent entraver la libre circulation du produit dans le puits. Auparavant les techniques ne permettaient de récupérer que jusqu'à 10% du pétrole présent dans le réservoir.

Dans le passé, l'augmentation de la pression du gisement faisait déplacer naturellement les fluides vers la surface ce qui facilitait la récupération du pétrole. Cette technique ne permettait de récupérer que 1/10e du pétrole initialement présent dans le gisement (**récupération primaire**). Le rendement de cette méthode étant faible par rapport à la demande, ce qui a donné naissance à l'injection d'eau dans le puit pour déplacer l'huile ou à l'injection de gaz sous le pétrole qui, sous l'effet de la température se dilate et fait pousser le pétrole vers la surface pour son extraction (**récupération secondaire**).

De nos jours avec le développement de la technologie et la forte consommation de la population mondiale du pétrole et ses dérivés, des techniques plus rentables ont été mises à jour (**Récupération tertiaire**). Cette dernière est une récupération améliorée comportant les trois méthodes suivantes :

- Injection thermique de vapeurs d'eau
- Injection de gaz (CO₂ ou N₂)
- Injection chimique

I.3.1. Récupération primaire

Il s'agit de la phase de production initiale où l'écoulement du pétrole se fait naturellement. La seule force naturelle présente pour déplacer le pétrole à travers la roche réservoir pour le puits de forage est la différence de pression entre la pression la plus élevée dans la formation rocheuse et la pression la plus faible dans le puits de production. Ainsi, le pétrole est drainé vers le puits de production puis vers la surface. Des pompes peuvent être utilisées par la suite pour maintenir la production de pétrole. Cette première phase s'arrête lorsque la pression du réservoir devient trop faible. Au cours de cette phase, 5 à 20 % de pétrole (initial, en place avant la production) peuvent être récupérés [1] [2], en fonction du pétrole, des caractéristiques géologiques et de la pression initiale du réservoir.

I.3.2. Récupération secondaire

Cette phase débute quand la production primaire devient trop faible. Des fluides (principalement de l'eau) sont injectés dans le réservoir, à partir d'un puits d'injection, pour augmenter la pression et créer un écoulement artificiel du pétrole vers le puits de production [6] [7]. Au cours de cette phase 6 à 30 % de pétrole peuvent être récupérés [8].

I.3.3. Récupération tertiaire

Elles sont utilisées lorsque les réservoirs arrivent en fin de vie. 5 à 15% de pétrole peuvent être récupérés pour les huiles légères à intermédiaires, et beaucoup moins pour les huiles lourdes. Ces processus permettent d'améliorer l'écoulement de l'huile dans le réservoir en modifiant ses propriétés physiques et chimiques et ses interactions avec la roche réservoir. Il faut noter que la tendance actuelle est de considérer l'EOR plus tôt dans le développement des réservoirs pétroliers, voire dans certains cas, dès leur mise en production [9]. Ces techniques correspondent à des processus de récupération assistée de pétrole ou EOR (Enhanced Oil Recovery). La plupart des méthodes employées sont des méthodes chimiques (utilisation de polymères, tensioactifs, émulsions...), miscibles (injection de gaz, dioxyde de carbone, solvant...) ou thermiques (entraînement à la vapeur ou à l'eau chaude). 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, température, ...). Cela nécessite des techniques de récupération plus avancées dans lesquelles les fluides complexes trouvent leur place [10].

En effet, pour la récupération des hydrocarbures, plusieurs fluides complexes comme les hydrocarbures eux-mêmes et les différents types de fluides (polymères, tensioactifs) utilisés dans les méthodes chimiques de récupération [11].

La récupération tertiaire comporte les trois techniques suivantes :

I.3.3.1. L'injection thermique de vapeur d'eau

Elle consiste à injecter de la vapeur dans la formation. La chaleur de la vapeur fait que l'huile s'écoule plus facilement et la pression accrue la propulse à la surface. Les injections de vapeurs sont un moyen d'introduire de la chaleur dans le réservoir par pompage de la vapeur dans le puits avec des moyens similaires à l'injection d'eau. Elles sont utilisées pour des pétroles très visqueux. La vapeur se condense en eau chaude dans la zone en contact avec le

pétrole. Le pétrole se dilate dans la zone avec l'eau chaude. Ainsi, la viscosité du pétrole chute et la perméabilité du réservoir augmente. Pour fonctionner, le processus doit être cyclique ; ceci est la méthode la plus utilisée actuellement pour la récupération assistée du pétrole.

I.3.3.2. L'injection de gaz

Elle utilise des gaz comme le gaz naturel, l'azote ou le dioxyde de carbone (CO_2), qui se dilatent dans le réservoir et y maintiennent la pression (la viscosité du pétrole est réduite lorsque le gaz est miscible). L'injection de gaz ou l'injection de gaz miscibles est actuellement la méthode la plus couramment utilisée dans la récupération du pétrole. L'injection miscible est un terme général pour les procédés d'injection qui introduisent des gaz miscibles dans le réservoir. Les procédés de déplacement à base de gaz miscibles maintiennent la pression dans le réservoir d'huile, améliore le déplacement du pétrole car la tension superficielle entre le pétrole et l'eau est réduite. Cela permet de supprimer les tensions à l'interface entre les deux fluides en interaction, d'augmenter l'efficacité du déplacement de l'ensemble. Les gaz utilisés sont le CO_2 , le gaz naturel ou l'azote. Le fluide le plus couramment utilisé est le dioxyde de carbone car il réduit la viscosité du pétrole et est moins coûteux que le gaz de pétrole liquéfié. Le déplacement du pétrole par injection de dioxyde de carbone s'appuie sur le comportement de la phase du mélange de ce gaz avec le pétrole brut, qui est fortement dépendante de la température du réservoir, de la pression et de la composition du pétrole brut.

I.3.3.3. L'injection chimique

Il fait appel à des fluides complexes (polymères, gels, tensioactifs) qui permet de modifier la viscosité et/ou la tension inter faciale, et d'augmenter ainsi la récupération en faisant sortir le pétrole piégé dans les pores de la roche.

Les solutions de polymères utilisées actuellement présentent l'inconvénient d'être sensibles de manière irréversible aux taux de cisaillement élevés observés au voisinage des puits [11]. L'injection chimique met en œuvre des molécules à longues chaînes appelées polymères pour augmenter l'efficacité de l'injection d'eau, de viscosifiants et de tensioactifs (molécules à la tête hydrophile et à la queue lipophile) qui réduisent la fraction de pétrole piégée et améliore son balayage dans le puits.

I.3.3.3.1. 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 inter faciale. 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. Ils sont constitués d'une tête polaire et d'une queue apolaire et sont classés en deux groupes :

- ❖ Un groupe hydrophile polaire : La tête polaire rend le tensioactif soluble dans l'eau et les solvants polaires ;
- ❖ Une partie hydrophobe apolaire : la queue hydrophobe le rend soluble dans les solvants apolaires et l'huile.

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 (tensioactif $\sigma;\omega$), 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 en bas [11]

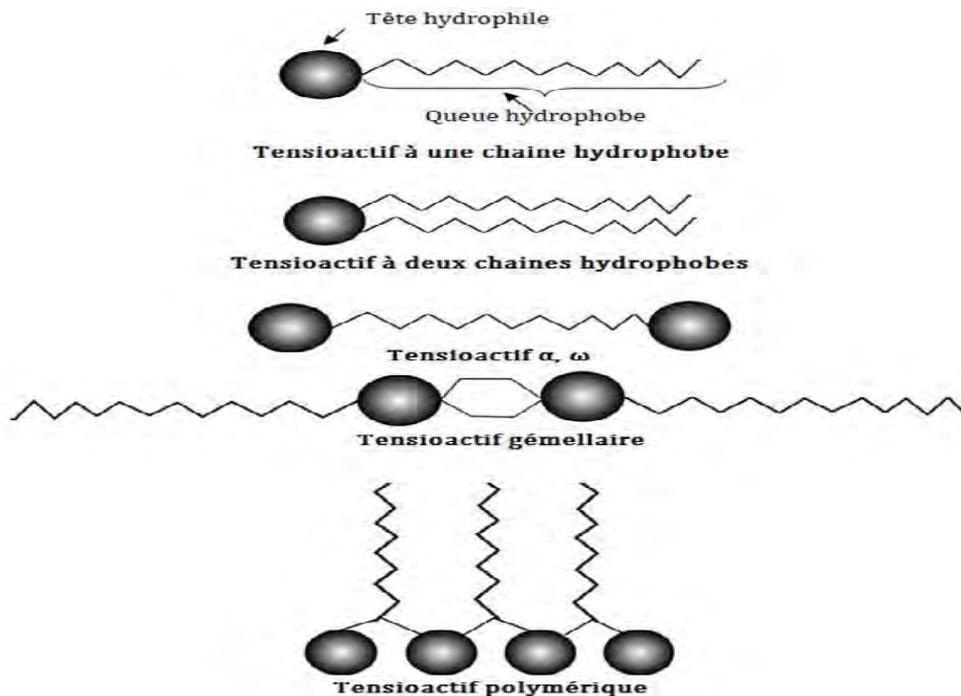


Figure 1: Différentes propriétés et formes des tensioactifs

I.4. Les écoulements en milieu poreux et lois de Darcy

La mécanique des fluides en milieux poreux consiste à étudier les phénomènes de transfert de masse, de quantité de mouvement et d'énergie, des fluides en tenant en compte de la configuration du milieu et l'échelle choisie.

I.4.1. Milieu poreux

On désigne par un milieu poreux, un milieu qui se compose d'une phase solide (appelée généralement matrice solide) et de son complément géométrique, l'espace poral est occupé par un ou plusieurs fluides. Ainsi, un milieu poreux est constitué de trois phases distinctes :

- ✓ Une phase solide qui est liée à la structure du matériau de masse m_s et de volume V_s ;
- ✓ Une phase liquide, de masse m_L et de volume V_L (en générale l'eau ou la solution porale contenue dans le matériau) ;
- ✓ Une phase gazeuse, l'air humide, de masse m_G et de volume V_G [13].

Le rapport du volume de ces vides au volume total du milieu poreux constitue la porosité. Celle-ci peut être ouverte (connectée) ou fermée suivant l'arrangement spatial des minéraux. Les pores peuvent être saturés par un ou plusieurs fluides (saumure, gaz, hydrocarbures) dont la facilité à s'écouler à travers le milieu poreux est caractérisée par la perméabilité. La porosité et la perméabilité monophasique (appelée perméabilité absolue) sont des propriétés intrinsèques du milieu poreux [14].

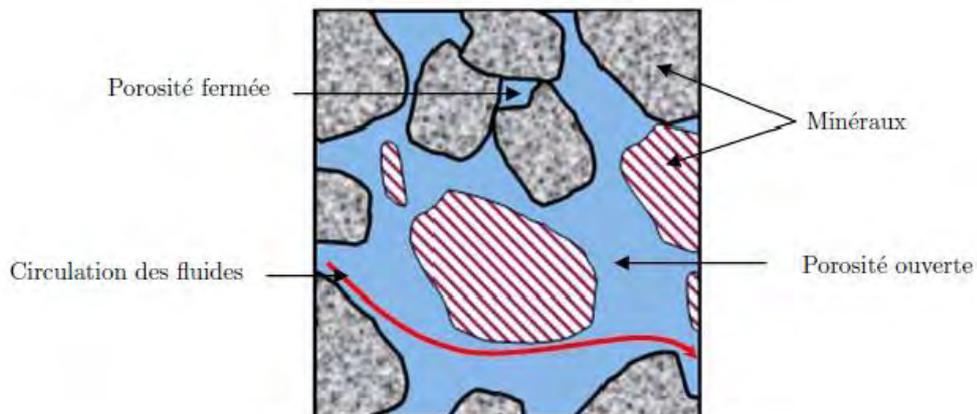


Figure 2 : Schéma descriptif d'un milieu poreux

I.4.2. Écoulement monophasique

A l'échelle du pore, un milieu poreux est constitué d'une phase solide C dans lequel s'écoule un fluide β , 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 : [11] Où $\rho_\beta, \mu_\beta, P_\beta$ 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 :

$$-\nabla P_\beta + \rho_\beta g + \mu_\beta \nabla^2 v_\beta = 0 \quad (\text{I.1})$$

I.4.3. Écoulement diphasique

Nous considérons maintenant le cas où le milieu poreux est saturé par deux phases non miscibles une phase {P} pétrole et une autre phase {E} eau (aqueuse). Dans ce cas, nous avons en plus des interactions fluides-solide, les interactions fluide-fluide. Nous introduisons aussi les différents paramètres qui décrivent les écoulements diphasiques [12].

I.4.4. Les écoulements polyphasiques

Dans un réservoir pétrolier on distingue plusieurs types de fluides non miscibles comme les gaz, l'huile et le pétrole qui est moins dense que l'eau. Ainsi on ne peut pas étudier correctement les écoulements dans un gisement sans comprendre le comportement polyphasique, c'est à dire les interactions entre gaz-eau ; eau-huile ; huile- pétrole ; pétrole-gaz. L'étude des écoulements polyphasiques peut se faire à trois niveaux ou échelle :

- 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 de l'ordre du micron.

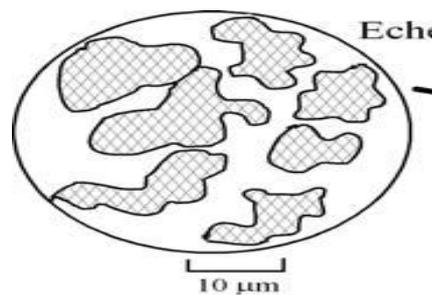


Figure 3: L'échelle du pore d'un milieu poreux

- L'échelle locale caractérisée par une dimension de l'ordre du millimètre (mm) au centimètre (cm). A cette échelle, le milieu poreux est considéré comme un milieu continu et homogène [15]. 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

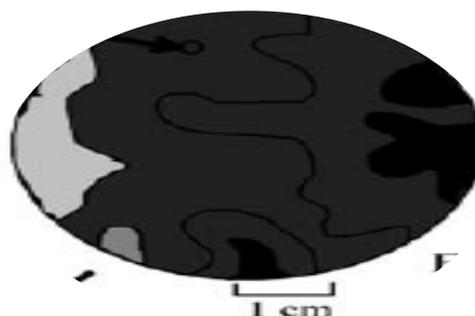


Figure 4: *L'échelle locale d'un milieu poreux*

➤ L'échelle globale

Elle prend en compte les propriétés macroscopiques du milieu pour des distances métriques ou kilométriques [16]. Il existe d'autres échelles d'intérêt, comme l'échelle de la surface souvent nécessaire pour décrire les échanges fluide/solide, ou l'échelle du milieu hétérogène [12]

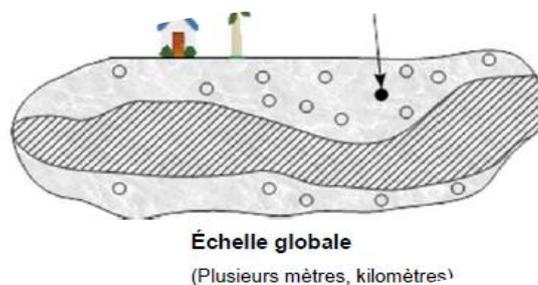


Figure 5 : *L'échelle globale d'un milieu poreux*

I.5. La conductivité hydraulique et la perméabilité des milieux poreux

Les expériences de Darcy avec des milieux poreux de différentes granulométries, confirment que la conductivité hydraulique croît avec la grosseur de la taille de grains de sables et décroît lorsque les pores ont des dimensions supérieures à celles des matériaux fins. Il y'a donc un lien entre "dimension des pores" et le diamètre moyen des grains D . Nous pouvons donc regrouper les paramètres affectant la conductivité hydraulique reliés aux

propriétés du matériau poreux en deux termes, un facteur de forme N regroupant la porosité, la tortuosité et la dimension moyenne des grains D . Ainsi, on obtient une expression définissant la conductivité hydraulique à partir des propriétés du milieu poreux et du fluide qui s'y écoule : [17]

$$k = ND^2 \frac{\rho_f g}{\mu_f} \quad (\text{I.2})$$

Cette dernière relation permet de tenir compte de la variation de la viscosité ou de la densité, par exemple sous l'effet de la température ou de la salinité pour l'eau. Cependant, il est plus pratique de définir une autre propriété indépendante de la nature du fluide. Il dépend des propriétés du milieu poreux pour caractériser sa capacité à permettre l'écoulement des fluides. Cette propriété est la perméabilité K , aussi appelée perméabilité intrinsèque où coefficient de perméabilité intrinsèque définie théoriquement par :

$$K = ND^2 \quad (\text{I.3})$$

La relation entre la conductivité hydraulique et le coefficient de perméabilité est la suivante :

$$k = K \frac{\rho_f g}{\mu_f} \quad (\text{I.4})$$

1.6. Loi de Darcy pour un écoulement monophasique et unidirectionnelle

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 [18] :

$$Q = \frac{K}{\mu} S \frac{\Delta p}{L} \quad (\text{I.5})$$

Où S 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 [19] [20].

$$v = \frac{Q}{S} \quad (\text{I.6})$$

Henry Darcy l'a formulé pour l'écoulement d'eau à travers un cylindre rempli de sable, d'axe vertical, sous la forme suivante [21] :

$$Q = KS \frac{\Delta h}{e} \quad (\text{I.7})$$

Où

Q est le débit,

S l'aire de la section droite et

e la hauteur du cylindre rempli de sable,

Δh la différence de charge hydraulique entre les extrémités inférieure et supérieure du cylindre.

Le coefficient K dépend de propriétés du massif de sable, telles que sa granulométrie. Cette loi étant incomplète, elle sera améliorée par Brinkman qui prend en compte les paramètres sur les dissipations visqueuses.

➤ **Formulation de Brinkman :**

Brinkman a introduit dans la loi de Darcy, un terme équivalent au terme de dissipation visqueuse dans la loi de Stokes. Sa formule est donnée par [1] [22] :

$$\vec{\nabla} P = -\frac{\mu}{K} \vec{V} + \rho \vec{g} + \mu_{eff} \nabla^2 \vec{V} \quad (\text{I.8})$$

Cette formule est connue sous le nom de la formulation de Darcy-Brinkman. Le premier terme de droite de l'équation est le terme de Darcy et le deuxième et appelé le terme de Brinkman. Cette formule (loi empirique) était justifiée, selon Brinkman, par le fait que, pour les faibles valeurs de la perméabilité K , la loi de Darcy est obtenue. Tandis que pour une perméabilité qui tend vers l'infini, l'équation de Stokes est retrouvée. La difficulté dans l'utilisation de ce modèle réside dans l'évaluation de la viscosité équivalente du milieu μ_{eff} . En effet cette grandeur est fonction non seulement de la porosité du milieu mais aussi de sa géométrie. Brinkman a assimilé la viscosité équivalente du milieu à celle du fluide ($\mu_{eff} = \mu$). L'équation de Darcy est valable pour des écoulements laminaires et de faibles vitesses [23]. C'est pour cela que Forchheimer, pour le cas d'écoulements à grandes vitesses, a ajouté un autre terme sur l'équation de Darcy.

➤ **Formulation de Forchheimer :**

Pour décrire un écoulement où les vitesses sont élevées et l'effet d'inertie non linéaire est important, l'équation de Darcy devient insuffisante. Ward a apporté une correction au modèle de Darcy. Il a proposé la relation suivante :

$$\vec{\nabla} P = -\frac{\mu}{K} \vec{V} + \rho \vec{g} + \frac{b}{\sqrt{K}} \rho_f \vec{V} |\vec{V}| \quad (\text{I.9})$$

Le second terme de la partie droite de cette équation est le terme de Forchheimer, b étant une constante adimensionnelle.

Le régime de Darcy est dominant pour $Re_p \ll 1$. À partir d'un nombre de Reynolds du milieu poreux Re_p de l'ordre de 1 commence la transition du régime de Darcy vers le régime de Darcy-Forchheimer et pour des nombres de Reynolds $Re_p \gg 1$, le régime de Forchheimer est dominant.

I.7. Présentation de quelques modèles

I.7.1. Lois de filtration des fluides multiphasiques

Nous avons dans un gisement pétrolier plusieurs fluides immiscibles dont chacun a ses propres propriétés intrinsèques. Certains modèles s'intéressent sur le concept de perméabilités relatives, de la saturation et de la pression capillaire (Modèle de Leverett de fluides immiscibles) et d'autres parlent sur le comportement dynamique des deux phases à l'interface entre deux fluides eau/huile (Modèle de Muskat) ou huile/gaz ou eau/air (Modèle de frontière libre de Baiocchi en 1970), il se passe des phénomènes complexes. Pour bien comprendre les mécanismes, des études ont été menées depuis les années 1940 et à la fin plusieurs modèles ont été présentés. Nous citerons brièvement quelques modèles avant d'expliquer et de justifier le choix de notre modèle choisi qui se trouve être le Modèle de Muskat.

I.7.1.1 Modèle de Leverett de fluides immiscibles

Ce modèle utilise le concept de perméabilité relative supposant que chaque phase se comporte suivant une loi de Darcy mais avec dépendance de la saturation. Dans chaque phase eau ou pétrole le débit est donné par :

$$q_{e,p} = -K(X) \frac{k_{re,p}(S)}{\mu_{e,p}} (\Delta p_{e,p} - \rho_{e,p} g \Delta z) \quad (\text{I.10})$$

Avec $K(X)$ est la perméabilité de la roche pour un quelconque écoulement monophasique (appelée perméabilité absolue) ;

$\frac{k_{re,p}(S)}{\mu_{e,p}}$ est la mobilité relative de la phase $k_{re,p}$ est la perméabilité relative de la roche à l'écoulement de la phase eau ou pétrole.

I.7.1.1.1. Notion de saturation

Dans un volume de pore V_p , la saturation S_β définit la proportion du volume de pores occupée par un fluide β :

$$S_\beta = \frac{V_\beta}{V_p} \quad (\text{I.11})$$

Dans un système eau/huile on aura l'expression de la saturation suivante :

$$S_p + S_e = 1 \quad (\text{I.12})$$

En génie pétrolier on distingue deux saturations remarquables :

S_{wi} : La saturation irréductible en eau qui est la saturation minimale de la phase aqueuse à la fin de l'écoulement d'huile. L'eau irréductible reste en place et immobile sous l'effet des forces capillaires.

Sor : La saturation résiduelle en huile qui est la saturation minimale de l'huile après imbibition forcée de la phase aqueuse.

I.7.1.1.2. La pression capillaire

La pression capillaire P_c est définie comme la différence de pression existant entre deux points voisins situés de part et d'autre d'une interface délimitée par un fluide non mouillant eau et un fluide mouillant pétrole en équilibre.

$$P_c(S) = P_e - P_p \quad (\text{I.13})$$

La pression capillaire met en évidence, l'influence des phénomènes observés à l'échelle du pore tels que les forces de surface ou la mouillabilité. La pression capillaire est liée à la courbure de l'interface R qui sépare les deux fluides et à la tension interfaciale σ (pour un système huile/eau la tension inter faciale a une valeur de l'ordre de 30 mN.m^{-1}). Cette relation est exprimée par l'équation de Laplace :

$$P_c(S) = P_e - P_p = \frac{2\sigma}{R} \quad (\text{I.14})$$

Dans le cas d'un tube capillaire de rayon r et contenant de l'huile et de l'eau, l'application de l'équation de Laplace et Young permet d'obtenir la relation [12] :

$$P_c(S) = P_e - P_p = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (\text{I.15})$$

$$q_e = -K(x) \frac{k_{re}(S)}{\mu_e} (\Delta p_e - \rho_e g \Delta z) \quad \text{pour l'eau} \quad (\text{I.16})$$

$$q_p = -K(x) \frac{k_{rp}(S)}{\mu_p} (\Delta p_p - \rho_p g \Delta z) \quad \text{pour le pétrole} \quad (\text{I.17})$$

Avec

- $K(x)$ est la perméabilité de la roche pour un quelconque écoulement monophasique (appelée perméabilité absolue) dans la direction $(x ; 0 ; 0)$
- $\frac{k_{re}(S)}{\mu_e}$ ou $\frac{k_{rp}(S)}{\mu_p}$ est la mobilité relative de la phase eau ou pétrole
- $k_{re}(S)$ ou $k_{rp}(S)$ est la perméabilité relative de la roche à l'écoulement
- (μ_e, ρ_e) et (μ_p, ρ_p) sont la viscosité et la densité de la phase
- g est l'intensité de la gravité dans la direction $(0; 0; z)$:

Notre milieu poreux et les fluides étant incompressibles, chaque phase fluide obéit à l'équation de la conservation de masse [27] :

$$\varphi(x) \frac{\partial S_p \rho_p}{\partial t} + \Delta \cdot (\rho_p q_p) = f_p \quad (\text{I.19})$$

$$\varphi(x) \frac{\partial S_e \rho_e}{\partial t} + \Delta \cdot (\rho_e q_e) = f_e \quad (\text{I.20})$$

Avec

$f_{p,e}$ étant la densité massique de fluide injecté ou produit et $\varphi(X)$ est la porosité de la roche au point X , c'est-à-dire la fraction de volume accessible aux fluides.

A ces équations s'ajoutent celles de comportement :

$$S_e + S_p = 1 \quad \text{Et} \quad P_e - P_p = P_C(S)$$

Avec

- $(S_e P_e), (S_p P_p)$ la saturation S et la pression P dans chaque phase.

Par rapport à notre système géométrique et notre milieu poreux continue et saturé, nous avons vu pour ce modèle que dans le cas où la pression capillaire est négligeable ($P_C(S) = 0$) le système précédent devient alors de type hyperbolique-elliptique pouvant exhiber des discontinuités de saturations.

I.8.1.2. Modèle de Muskat

Ce modèle décrit la dynamique de la frontière libre entre les deux fluides immiscibles, fut initialement dérivé par Muskat et permet en se basant sur les équations de Darcy de décomposer le réservoir en deux domaines $\Omega_e(t)$ (qui est occupé par le l'eau) et $\Omega_p(t)$ (occupé par le pétrole) séparés par une frontière libre $\Sigma(t)$: dans $\Omega_e(t)$ et $\Omega_p(t)$, les lois de conservation [14] :

$$\nabla \cdot V_e = \nabla \cdot \left[-\frac{K_e}{\mu_e} \nabla (P_e - \rho_e g z) \right] = f_e \quad \text{pour l'eau} \quad (\text{I.21})$$

$$\nabla \cdot V_p = \nabla \cdot \left[-\frac{K_p}{\mu_p} \nabla (P_p - \rho_p g z) \right] = f_p \quad \text{pour le pétrole} \quad (\text{I.22})$$

Le modèle montre qu'au niveau de l'interface entre les fluides, il y'a continuité des pressions et des débits. Cependant la pression capillaire est négligeable.

$$P_e = P_p$$

$$V_e = -\frac{K_e}{\mu_e} \nabla (P_e - \rho_e g z) = -\frac{K_p}{\mu_p} \nabla (P_p - \rho_p g z) = V_p \quad (\text{I.23})$$

Comme les vitesses de chaque phase sont les mêmes, nous pouvons choisir une seule vitesse que nous nommerons la vitesse de la phase.

$$(\text{I.24})$$

En supposant que la pression capillaire $P_C(S) = 0$, nous sommes finalement dans un cas particulier du modèle de Leverett. Il vient ensuite les relations suivantes [28] :

$$\nabla \cdot q = f_\alpha + f_\beta \quad (\text{I.25})$$

$$\varnothing(X) * \frac{\partial S}{\partial T} + \nabla \cdot Q(S) = f_{e;p} \quad (\text{I.26})$$

$$Q(S) = -K(X) \frac{\gamma_e(S)\gamma_p(S)}{\gamma_e(S)+\gamma_p(S)} (\rho_e - \rho_p) g \nabla z + \frac{\gamma_e}{\gamma_e(S)+\gamma_p(S)} q \quad (\text{I.27})$$

On pose $P = P_e$ et $S = 1$ dans le domaine occupé par l'eau, $P = P_p$ et $S = 0$ dans le domaine occupé par le pétrole. Dans cette situation l'eau déplace le pétrole mais ils ne se mélangent pas ; on parle d'écoulement piston.

Pour simplifier l'expression ci-dessus on pose :

$K_{e,p} = K(X)k_{r_{e,p}}(S)$ étant la perméabilité de la phase (eau, pétrole) à l'écoulement

$\gamma_{e,p} = \frac{k_{r_{e,p}}}{\mu_{e,p}}$ étant la mobilité de la phase à l'écoulement

I.9. Relation entre les modèles

Il existe plusieurs modèles sur les écoulements diphasiques parmi lesquels nous pouvons citer : le modèle de LEVERET, le modèle de pressions potentielle dans lequel se déduit le modèle de transport par diffusion et convection. Le modèle de RICHARD et le modèle de BUCKLEY LEVERET qui engendrent le modèle de MUSKAT prend en compte les pressions de chaque fluide, le comportement du déplacement d'un fluide par un autre à l'interface des deux fluides, la mobilité relative de la phase eau ou pétrole, la perméabilité relative du milieu poreux à l'écoulement [29].

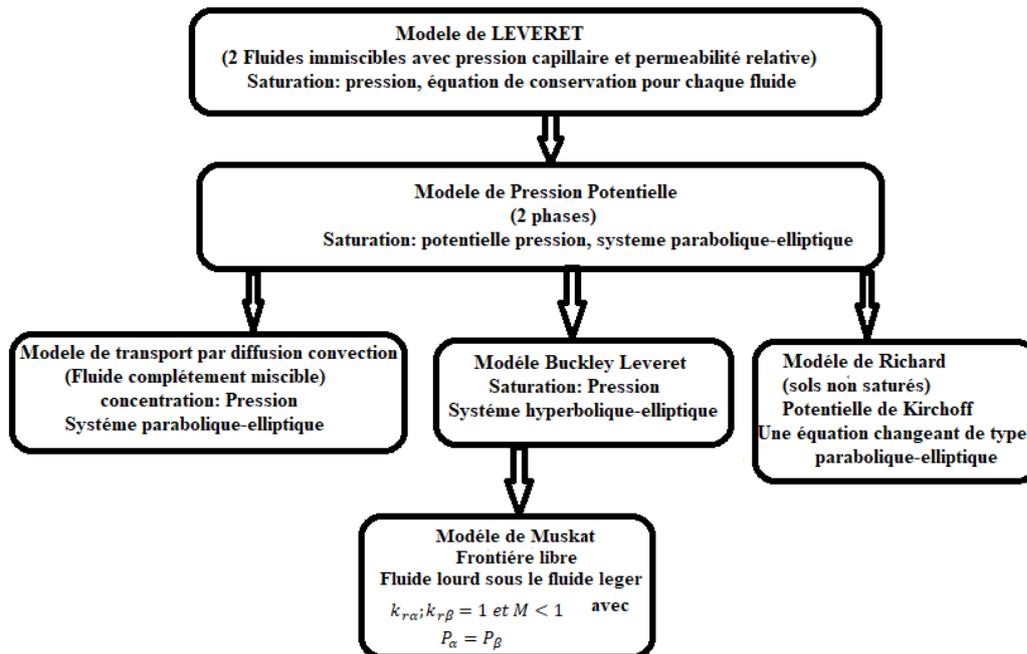


Figure 6 : Quelques modèles sur les écoulements diphasiques

CONCLUSION

La complexité des écoulements polyphasiques en milieu poreux a entraîné plusieurs études qui ont présenté des limites et qui ont été élargi par d'autres chercheurs. Les exemples les plus battants sont les termes ajoutés par Brinckman dans les équations de Darcy qui sont équivalents au terme de dissipation visqueuse dans la loi de Stokes. Ensuite Forchheimer qui ajoute un autre terme à l'équation de Darcy dans le cas d'un écoulement où les vitesses sont élevées et que l'effet d'inertie non linéaire est important. Dans cette même mouvance aussi s'y ajoute les comportements des paramètres physiques du milieu poreux, entre les pores et la forme et diamètre des grains, de la miscibilité ou l'immiscibilité entre les différents fluides, des paramètres physiques des fluides. Finalement cette étude bibliographique nous a permis de comprendre le comportement d'un gisement pétrolier et les techniques de récupération assistée du pétrole. A l'issue des recherches sur ce chapitre, nous avons aussi trouvé des équations dont la résolution analytique n'est pratiquement jamais réalisable et que les non-linéarités visibles dans les équations sont principalement à l'origine des difficultés pour obtenir une solution analytique.

Nous avons aussi vu des modèles qui répondent à notre préoccupation qui est d'étudier expérimentalement la mobilisation du pétrole résiduel dans un milieu poreux avec notre système géométrique et physique. Ces équations et modèles prennent en compte tous les paramètres de notre étude.

CHAPITRE II : LES MATERIELS ET METHODES EXPERIMENTAUX

INTRODUCTION

Cette année 2019, l'équipe du groupe de laboratoire de Physiques des solides et sciences des matériaux de l'Université Cheikh Anta Diop nous a accueillis dans le but de mener nos travaux de recherche et d'expérimentation sur les écoulements polyphasiques en milieu poreux avec comme application la mobilisation assistée du pétrole par injection d'eau en premier lieu puis de tensioactif qui est une méthode de récupération tertiaire. Nous présenterons ensuite les matériaux utilisés lors des études des paramètres physiques et géotechniques de nos échantillons de sols qui ont été menées au laboratoire géotechnique de l'Institut des Sciences de la Terre. Ensuite une description de notre dispositif expérimental et les protocoles utilisés lors des mesures.

II.1. Présentation et description du dispositif

Le dispositif expérimental permet d'observer le déplacement d'un fluide par un autre, la distribution spatiale des concentrations de traceurs transportés par des fluides dans des milieux poreux. Dans un cadre plus général, le dispositif permet d'étudier les écoulements diphasiques dans les milieux poreux, de visualiser en temps réel le comportement du milieu en variant les paramètres du milieu comme la pression, la concentration des fluides, leurs viscosités, la vitesse d'écoulement des fluides. Dans ce même sillage, il offre une nouvelle vision des processus de récupération assisté du pétrole, ouvrant des perspectives pour la modélisation prédictive de l'évolution temporelle et spatiale des concentrations et ses conséquences sur la réactivité des fluides.

Le dispositif permet encore de faire s'écouler deux fluides (liquides ou gaz) dans un milieu poreux transparent constitué de grains de sable de différentes tailles dans un tube cylindrique transparent, disposé d'une pompe et d'un capteur de pression différentielle. Il enregistre à intervalles de temps réguliers la géométrie des phases liquides dans le milieu, la différence de pression entre l'entrée et la sortie du milieu à l'aide d'un ordinateur d'acquisition équipé d'un logiciel bien adapté. Il est constitué :

- D'une pompe permettant d'injecter des débits d'eau dans le but de déplacer le pétrole ;
- D'un cylindre horizontal en plexiglas de longueur $L=50\text{cm}$; de diamètre intérieur $\varnothing_i = 95\text{mm}$ et diamètre extérieur $\varnothing_e = 100\text{mm}$, pour contenir un milieu poreux constitué de sols de différentes tailles saturé par du pétrole ;
- D'un réservoir d'alimentation rempli d'eau ;

- D'un manomètre permettant d'obtenir la différence de pression entre l'entrée et la sortie du milieu poreux qui est relié à un ordinateur d'acquisition équipé d'un logiciel bien adapté ;
- D'une éprouvette graduée permettant de mesurer le débit volumique à la sortie du cylindre à l'aide d'un chronomètre.



Figure 7 : *Dispositif expérimental*

II.1.1. La Pompe

Le contrôleur électronique CONTROL PUMP commande la mise en marche et l'arrêt automatique de la pompe à l'ouverture et fermeture de n'importe quel robinet de l'installation. Quand la pompe démarre elle se maintient en marche pendant qu'il y'ait un robinet ouvert, transmettant au réseau un débit Q compris entre $[0 ; 600\text{ml/mn}]$ et pression comprise entre $[0 ; 900\text{mbar}]$. Pour cette fonction, le CONTROL PUMP dispose d'un capteur spécial breveté, la mission auquel consiste à maintenir la pression constante.



Figure 9 : Pompe à injection d'eau

II.1.2. Le Cylindre

Dans un cadre plus général, le cylindre en plexiglas de longueur $L=50\text{cm}$; de diamètre intérieur $\varnothing_i=95\text{mm}$ et diamètre extérieur $\varnothing_e = 100\text{mm}$ nous permet d'étudier les écoulements diphasiques dans notre milieu poreux, de visualiser en temps réel le comportement du milieu en variant les paramètres du milieu comme la pression la concentration des fluides, leurs viscosités, la vitesse d'écoulement des fluides. Aux extrémités, sont reliés deux couvercles ayant chacun deux trous de diamètre différents ;

- le trou de diamètre plus grand est entouré de filets pour empêcher, lors de l'écoulement des fluides, le passage des particules de sables. les petits trous sont reliés au capteur de pression (manomètre) par des câbles

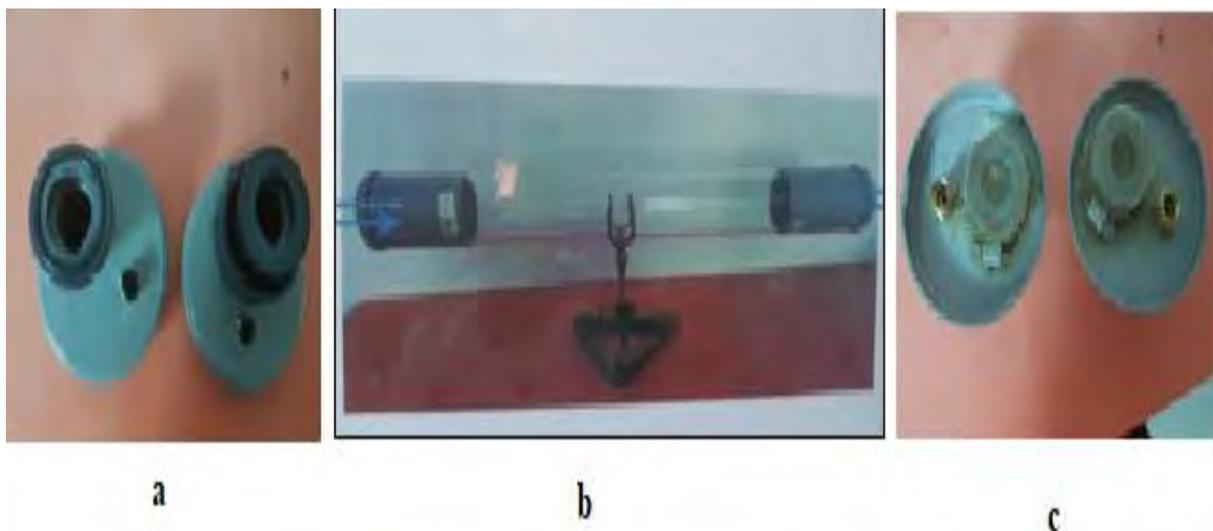


Figure 8 : Cylindre en plexiglas fermé à chaque extrémité par un couvercle

II.1.3. Le capteur de pression (Manomètre)

Il s'agit de capteurs de pression différentielle. Il mesure la différence de pressions entre une entrée et une sortie sur une gamme allant de [0 à 900 mbar]. L'acquisition des données se fait par ordinateur à l'aide d'une carte d'acquisition et pouvant être branchée en USB. Cette carte est pilotée à l'aide d'un programme Labview®. Afin de corriger les erreurs pouvant subvenir le long de la chaîne de mesures, les capteurs de pression sont étalonnés à l'aide d'un système étalon.



Figure 9 : Capteur de pression (manomètre)

II.2. Etudes des paramètres physiques des sols utilisés

II.2.1. Echantillonnage et situation géographique

Nous avons travaillé avec deux échantillons de sables prélevés dans deux sites différents. L'échantillon 1 est pris à la plage d'Anse Bernard situé derrière l'hôpital Aristide Le Dantec de Dakar. La presqu'île de Dakar est limitée à l'est par la région de Thiès et par l'Océan Atlantique dans ses parties nord, ouest et sud. Ses coordonnées étant $17^{\circ}10'$ et $17^{\circ}32'$ de longitude ouest et les $14^{\circ}53'$ et $14^{\circ}35'$ de latitude nord. Sur une superficie de $1\,320\text{ km}^2$ nous avons 25 séries spécifiques, correspondant à 9 groupes différents de sols [30]. L'échantillon 2 a été prélevé à SALY dans le département de MBOUR situé dans la région de THIES. Les coordonnées sont les suivantes : Longitude $-16^{\circ}-56'-60,00''$ et Latitude : $14^{\circ} 22' 48,00''$.



Figure 10 : Les zones de prélèvement des échantillons

II.2.1.1. Étude des Sols

Le sol étant un ensemble d'éléments provenant de roches désagrégées, il est possible de déterminer la distribution relative des grosseurs de ses grains selon leur taille. On a des sols fins et des sols grenus. Pour les sols grenus comme le sable, l'identification des différentes familles de grains se fait par l'analyse granulométrique notamment par tamisage. Nous pourrions ainsi déterminer les pourcentages pondéraux de différentes familles de grains constituant notre échantillon. Un mode de représentation commode des résultats de l'analyse granulométrique est la courbe granulométrique. L'analyse granulométrique est l'ensemble des opérations aboutissant à la séparation selon leur grosseur des éléments constituant un échantillon, en employant des tamis à maille carrée afin d'obtenir une représentation de la répartition de la masse des particules à l'état sec en fonction de leur dimension.

II.2.1.2. Principe de l'essai et mode opératoire

L'essai consiste à séparer les grains agglomérés d'une masse connue de matériaux par brassage sous l'eau, à fractionner ce sol, une fois séché, au moins d'une série de tamis et à peser successivement le refus cumulé sur chaque tamis. La masse de refus cumulée sur chaque tamis est rapportée à la masse totale sèche de l'échantillon soumis à l'analyse.

L'analyse granulométrique par voie sèche a été faite au laboratoire géotechnique de l'IST. Sont utilisées, pour les deux lots d'échantillons, les coupures granulométriques suivantes en millimètre (μm) : 1200 ; 0,630 ; 0,32 ; 0,16 et 0,080.

II.2.1.3. Le tamisage

Il consiste à séparer les différentes tailles et formes des différents grains qui constituent notre échantillon de sable utilisé à travers une colonne de tamis de série AFNOR de norme NFP : 94-057 emboîtés les uns des autres avec des diamètres décroissants du haut vers le bas en plaçant au fond du dernier tamis un fond plein pour recueillir les particules les plus fines.

Les grains sont classés suivant la gamme dont ils se trouvent en groupes :

Pour le sable par exemple les grains sont dits gros si leur diamètre est compris entre 1,15 et 5mm, ils sont moyens entre 0,31 et 0,15 et petits entre 0,08 et 0,31. Ils sont fins si leur diamètre est inférieur à 0,08 mm Lors du tamisage on peut retrouver à chaque niveau ces trois cas :

- ❖ Tout l'échantillon versé a traversé le tamis
- ❖ Il peut avoir une masse qui ne traverse pas, c'est le refus partiel
- ❖ Une masse qui passe et qui est inférieur à la masse de l'échantillon, c'est le passant

II.2.1.4. La procédure

Préparer l'appareil de tamisage (tamiseur électrique ou empilement simple de tamis)

- Nettoyage des tamis
- Emboîter les tamis par ordre d'ouverture de maille décroissante de haut en bas avec le tamis de 1200 μ m au sommet et le tamis de 0,80 μ m au fond.
- Placer le fond étanche au bas de la série et le couvercle sur le tamis de 1200 μ m
- Prendre une prise d'essai de 1000g du sable étudié et l'introduire dans le tamis de 1200 μ m et placer le couvercle.
- Commencer le tamisage
- Peser le refus de chaque tamis qui correspond à la somme de la masse recueillie sur ce tamis plus la somme des refus des tamis de diamètre supérieur et sont calculés en pourcentage

Les résultats de notre étude granulométriques sont représentés dans les tableaux 13 et 14 :



3



4

Figure 11 : (3) balance automatique, (4) empilement de tamis de différents diamètres

II.2.2. Détermination de la masse volumique apparente du sable

La masse volumique d'un sol ρ est le quotient de la masse (m) du sol par le volume (V) qu'il occupe (y compris les fluides qu'il contient) :

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (\text{II.1})$$

II.2.2.1. Principe de la détermination de la masse volumique

L'essai consiste à mesurer successivement les paramètres de masse et de volume qui caractérisent un même échantillon de sol.

II.2.2.2. Méthode du moule

L'échantillon préparé selon un processus défini remplit le moule jusqu'à débordement. La partie supérieure du moule est arasée à la règle. Le moule qui a été pesé au préalable (m_4), est pesé avec son contenant (m_3). Le volume (V) de l'échantillon est par convention le volume du moule.

II.2.3. Détermination de la masse volumique spécifique du sable

La masse volumique des particules solides du sol (ρ_s) est le quotient de la masse de ces particules solides (m_s) par leur volume (V_s) :

$$\rho_s = \frac{m_s}{V_s} \quad (\text{II.2})$$

II.2.3.1. Principe de la détermination de la masse volumique des particules solides au pycnomètre

La masse des particules solides est obtenue par pesage. Le volume est mesuré au pycnomètre. L'échantillon de sol est séché à l'étuve puis pesé. Le volume des particules est déduit par

pesée à l'aide d'un pycnomètre en substituant de l'eau de masse volumique connue aux particules solides.

Pour effectuer la mesure de la masse volumique spécifique nous avons utilisé le pycnomètre (NF P 94-054) pour mesurer à une température déterminée, le volume de notre échantillon de sable et cherché la masse de l'échantillon, puis au pycnomètre déterminé le volume de la quantité de sable pris comme échantillon. La norme utilisée concerne la détermination de la masse volumique de sol intact ou remanié dont les dimensions des plus gros éléments ne dépassent pas 2mm à l'aide de pycnomètre à eau.

II.2.3.2. Procédure d'essai au pycnomètre

La prise d'essai est introduite dans le pycnomètre qui est débarrassée de toute particule qui aurait pu adhérer sur sa surface extérieure puis est pesée avec son bouchon (m_2). Le ballon du pycnomètre est ensuite rempli d'eau distillée ou déminéralisée maintenue à la température ambiante. Afin qu'aucune bulle d'air ne reste accrochée aux particules, deux procédures peuvent être pratiquées selon la sensibilité des sols à la chaleur. Par dépression par exemple, pour tous les matériaux et obligatoirement pour ceux sensibles à la chaleur tels que gypse, sols organiques, latérites ..., le liquide contenu dans le pycnomètre est mis en dépression. Pour cela, le pycnomètre est placé sous vide, au moins pendant 30mn et jusqu'à disparition complète de tout dégagement gazeux. Après remise à la pression atmosphérique du ballon et de son contenu, on contrôle visuellement qu'après agitation aucune bulle de gaz ne se dégage. Si ce n'est pas le cas, le processus est renouvelé.

II.3. Étude de la perméabilité

Il existe une littérature abondante sur la mesure de la perméabilité. Nous avons :

- La perméabilité relative qui est fonction de l'écoulement du fluide dans le milieu poreux.
- La perméabilité intrinsèque qui est une propriété caractéristique du milieu poreux, elle désigne la capacité à laisser passer un fluide à s'écouler. Ces écoulements sont influencés par de nombreux facteurs, tels que la forme des grains, grosseur des grains, structures des sols, porosité, indice des vides, degrés de saturation, gradient hydraulique, et caractéristique du fluide (taille et distribution de ces pores). La température influe sur la viscosité par conséquent le comportement du fluide change. La mesure de la perméabilité se fait par divers types de méthode, au laboratoire elle correspond à l'application d'un écoulement sur un échantillon de sol et on mesure le débit qui traverse le sol saturé à des charges connues et on déduit la perméabilité à cette occasion.

Nous avons deux types d'essai :

- Essai à charge constante : pour les sols de perméabilité grand environ ($K > 10^{-5} \text{ m/s}$) en général les sols gros ;
- Essai à charge variable : pour les sols de perméabilité petite environ ($K < 10^{-5} \text{ m/s}$)

Il s'agit des sols fins. La perméabilité peut être influencée par de nombreux facteurs :

Forme de grains, grosseurs de grains structure des sols, porosité, indice des vides, degré de saturation, gradient hydraulique, température et caractéristique du fluide.

II.4. Protocole expérimentale de la récupération par injection d'eau

- Nous avons mélangé l'essence, le gasoil, huile rampant avec leurs proportions en pourcentage pour reconstituer le pétrole brut ;
- Ensuite nous avons rempli le cylindre par nos échantillons de sable (1/2) dont les paramètres physiques et géotechniques sont déjà calculés après trois séries de mesures pour chaque valeur : granulométrie $\{c_{u1/2}(1,93 ; 1,60), c_{c1/2}(1,06 ; 1,11)\}$, la Masse volumique apparente moyenne $\rho_{app1/2}(1.586 \text{ g.cm}^{-3} / 1.570 \text{ g.cm}^{-3})$, de Masse volumique spécifique moyenne $\rho_{sp1/2}(2.696 \text{ g.cm}^3 / 2.673 \text{ g.cm}^3)$, de perméabilité moyenne $k_{1/2}(1,65930 \cdot 10^{-3} \text{ cm/s} \mid / 2,71 \cdot 10^{-3} \text{ cm/s})$;
- Nous avons rempli le cylindre de chaque échantillon : $m_{1/2}(8945\text{g} ; 9000\text{g})$ avec un volume de pétrole $V_{1/2}(1,750\text{L} ; 1,900\text{L})$ pour saturer notre milieu poreux ;
- Étudier l'influence de la porosité et de la perméabilité en utilisant différents échantillons de sol de notre milieu poreux ;
- Détermination de la perméabilité de l'eau en mesurant la différence de pression comprise entre $[0 ; 900\text{mbar}]$ avec les capteurs de pressions (manomètre) ;
- Injection d'un débit q compris entre $[0 ; 600\text{ml}]$ en utilisant la pompe ;
- Allumer le PC dans lequel est intégré un logiciel qui est relié aux capteurs de pression et qui donne le comportement du milieu poreux en fonction du temps
- L'un des couvercles du cylindre est relié à la pompe par un tuyau qui nous permet d'injecter des débits d'eau constants dans le milieu poreux saturé pour permettre à cette dernière de déplacer le pétrole qui sera récupéré dans un seau gradué.
- Finalement nous avons fait l'assemblage de l'ensemble tout en vérifiant la linéarité du montage C'est-à-dire que la dénivellation est nulle ($\Delta_h = 0$) ;

II.5. Protocole expérimentale de la récupération par injection de tensioactif

Le même protocole pour une récupération par injection d'eau est utilisé sauf qu'ici, on ajoute la solution de tensioactif dans le pétrole en premier avant d'injecter l'eau. Les hypothèses, les paramètres physiques et conditions aux limites n'ont pas été modifiés. Les débits contrôlés et donc connus, μ_e et μ_p respectivement les viscosités de l'eau et du pétrole sont connues. La perméabilité absolue K est préalablement déterminée, la surface A et la longueur L de l'échantillon sont fixées. La différence de pression entre l'entrée et la sortie du cylindre ΔP est mesurée grâce à un capteur de pression différentiel. Les perméabilités s'obtiennent donc directement à partir des mesures réalisées en régime permanent.

Conclusion

Ce chapitre nous a permis de faire la présentation du matériel utilisé lors de nos travaux, les méthodes et protocoles expérimentaux empruntés de tous les mécanismes. Il nous a permis aussi de comprendre la méthodologie de notre travail et de trouver les résultats du chapitre suivant.

CHAPITRE III : RESULTATS ET DISCUSSIONS

Introduction

L'étude de la récupération du pétrole fait appel à plusieurs paramètres dont leurs connaissances sont indispensables. Nous savons que dans un gisement pétrolier nous avons plusieurs types de fluides qui sont englobés par de couches perméables et parfois imperméables. Le déplacement de ces fluides dans les couches, la nature de la roche, l'effet des propriétés physiques des roches et des fluides, la température et pressions dans le milieu, nous ont poussé à faire ces études pour ensuite présenter les résultats suivants. Il existe plusieurs types de roches et de sols qui se différencient les uns des autres par des propriétés intrinsèques. Pour notre cas, nous avons prélevé des sols de différentes granulométries et étudié leurs caractéristiques physiques. A la suite des expériences réalisées au laboratoire géotechnique de l'IST de l'UCAD, nous allons présenter ci-dessous les résultats obtenus.

III.1. Analyse granulométrique des échantillons de sable par tamisage [NF P 94-056 : (décembre 1997)]

Les tableaux 1 et 3, accompagnés des figures 12 et 13 ci-dessous, montrent la synthèse des résultats granulométriques des deux échantillons de sols. Sur ces tableaux, se trouvent les tranches granulométriques, les masses en gramme et en pourcentage de passant et de refus. Les figures 12 et 13 donnent successivement les courbes granulométriques de chaque échantillon. Les diamètres respectifs D_{10} , D_{30} , D_{50} , D_{60} représentent des éléments correspondant à 10%, 30%, 50% et 60% du tamisât. Ils nous permettent d'identifier notre échantillon en calculant le coefficient d'uniformité (C_u) et le coefficient de courbure (C_c). Ces derniers nous permettent aussi de déterminer la granulométrie de notre échantillon de sable à partir des formules suivantes :

$$C_u = \frac{D_{60}}{D_{10}} \text{ et } C_c = \frac{D_{30}^2}{D_{60} \times D_{10}} \quad \text{(III.1)}$$

Le caractère plus ou moins fin d'un sable peut être quantifié par le calcul du module de finesse (M_f). Le module de finesse est plus particulièrement appliqué aux sables et en est une caractéristique importante ; sa formule est :

$$M_f = \frac{1}{100} * (\text{somme des \% des refus}) \quad \text{(III.2)}$$

Tableau 1 : Essais granulométriques de l'échantillon 1

TAMIS	MASSE	REFUS	PASSANTS
D (mm)	Refus cumulé (g)	Cumulés en %	Cumulés en %
1.200	0.0	0.00	100
0.630	10.0	1.00	99.00
0.315	318.0	31.80	68.20
0.160	914.0	91.40	8.60
0.080	922.0	92.20	7.80

Tableau 2 : Structure granulaire du sable de l'échantillon 1

Masse Totale d'échantillon (g)	1000,00g		
coefficient d'uniformité	$C_U=1,93$		
coefficient de courbure	$C_C=1,06$		
Diamètre (mm)	$D_{60}=0,27$	$D_{30}=0,2$	$D_{10}=0,14$

La taille effective notée d_{10} correspond à l'ouverture de maille laissant passer 10% en poids de l'échantillon soumis à l'analyse. Elle donne une indication sur les particules les plus fines. Le d_{60} est donné par l'ouverture de maille laissant passer 60% en poids de l'échantillon [31] soumis à l'analyse. La valeur du coefficient d'uniformité de 1,06 du sable montre qu'il est relativement homogène. Si le coefficient d'uniformité ($C_u = d_{60}/d_{10}$) est environ >2 , cela montrerait que le matériau que nous avons à un granulométrie étalée (varié ou continue) ce qui signifie que toutes les familles de grains sont présentes dans le matériau.

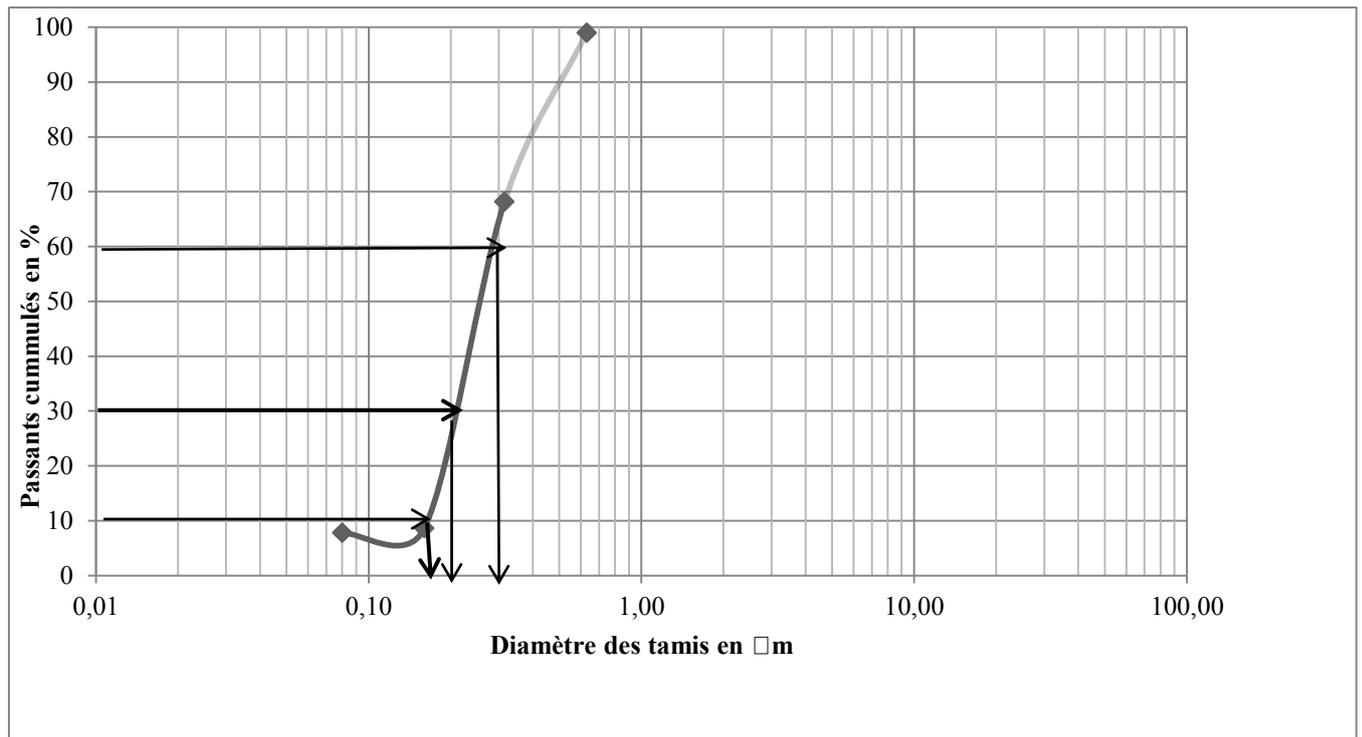


Figure 12 : Courbe granulométrique de l'échantillon 1

La courbe granulométrique (figure 12) obtenue permet de calculer la taille effective d_{10} , d_{30} , d_{60} et les coefficients d'uniformité et de courbure (C_c et C_u).

Tableau 3 : Essais granulométriques de l'échantillon 2

TAMIS	MASSE	REFUS	PASSANTS
D (mm)	Refus cumulé (g)	Cumulés en %	Cumulés en %
1.200	14.0	1.40	98.60
0.630	86.0	8.60	91.40
0.315	902,0	90.20	9.80
0.160	988.0	98,80	1.20
0.080	996.0	99.60	0.40

Tableau 4 : Structure granulaire du sable de l'échantillon 2

Poids Total d'échantillon	1000,00g		
coefficient d'uniformité	$C_U = 1,60$		
coefficient de courbure	$C_C = 1,11$		
Diamètre (mm)	$D_{60} = 0,48$	$D_{30} = 0,4$	$D_{10} = 0,3$

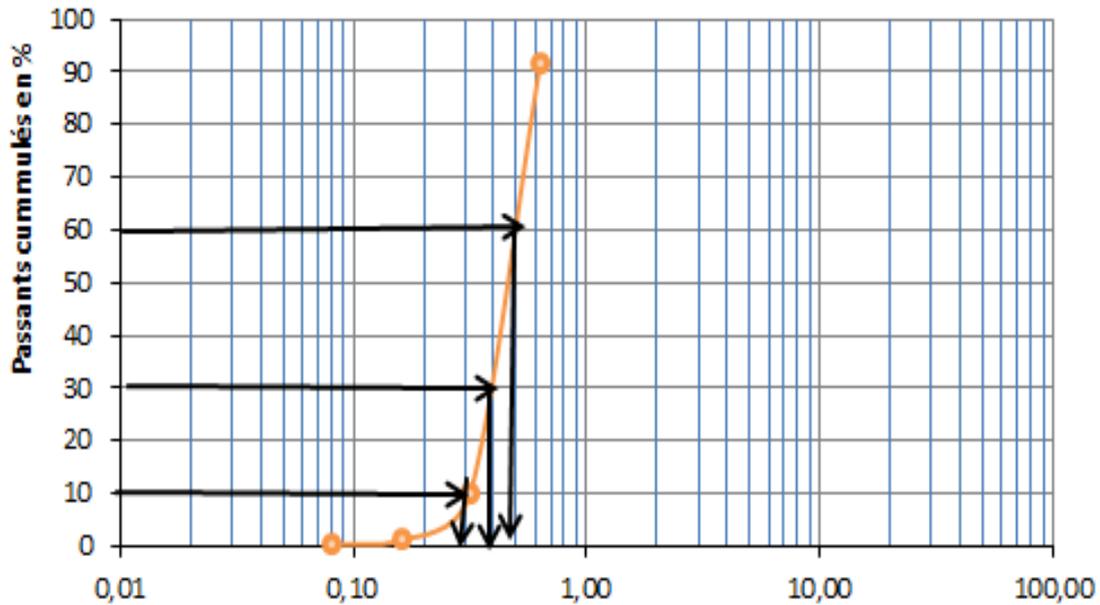


Figure 13 : Courbe granulométrique de l'échantillon 2

Il apparaît de l'analyse de ces résultats que les 2 échantillons composites de sols sont approximativement de la même répartition granulométrique. Ils sont composés en moyenne de 32 % de particules grossières supérieures à 1250 μm, 31 % des particules ont une granulométrie comprise entre 1250 et 315 μm et 35 % de la masse est dans la tranche 80 à 315 μm.

III.2. Mesure de densité

III.2.1. Masse volumique apparente (NF P 98-250-5)

La MVA est définie par le rapport entre la masse et le volume apparent. Elle correspond au poids de matériau contenu dans une unité de volume d'échantillon. La densité apparente peut être déduite de la masse volumique.

$$\text{Densité apparente} = \frac{\text{masse volumique du matériau}}{\text{masse volumique de l'eau à } 20^{\circ}\text{C}}$$

La masse volumique de l'eau est approximativement égale à 1 g/cm³, donc la masse volumique est sensiblement égale à la densité apparente. Les tableaux 5 et 6 représentent les données utilisées pour le calcul de la masse volumique apparente moyenne après trois séries de mesures. Nous prenons un contenant vide de forme cylindrique dont son volume est connu, ensuite il est rempli par notre échantillon de sable. L'ensemble est pesé avant de déduire la

masse de sable. Le rapport de la masse de sable sur le volume du contenant est la masse volumique apparente.

Tableau 5 : Détermination de la masse volumique apparente de l'échantillon 1

Essai	N°	1	2	3
Masse contenant	(g)	2960	2960	2960
Masse contenant + sable	(g)	4442	4458	4480
Volume du contenant	(cm ³)	939 .7	939 .7	939. 7
Masse volumique apparente	(g/cm ³)	1.577	1.594	1.618
Masse volumique apparente moyenne	(g/cm ³)	1.586		

Tableau 6 : Détermination de la masse volumique apparente de l'échantillon 2

Essai	N°	1	2	3
Masse contenant	(g)	2960	2960	2960
Masse contenant + sable	(g)	4432	4438	4430
Volume du contenant	(cm ³)	939 .7	939 .7	939. 7
Masse volumique apparente	(g/cm ³)	1.566	1.573	1.564
Masse volumique apparente moyenne	(g/cm ³)	1.570		

III.2.2. Masse volumique spécifique : Méthode du pycnomètre (NF P 18-554)

La masse volumique est le rapport de la masse de matière sur le volume de liquide déplacé. Elle est déterminée grâce au densimètre. Le processus consiste à verser du matériau dans un tube qui contient déjà de l'eau distillée. Elle est déterminée par la formule suivante :

$$\text{Masse volumique} = \frac{\text{masse de matériau (g)}}{\text{volume déplacé (cm}^3\text{)}} \quad \text{(III.3)}$$

Au laboratoire, d'après la norme **NF P 18-554** : la masse volumique spécifique est déterminée à partir de la formule suivante :

$$\rho_s = \rho_w \times \frac{(m_2 - m_1)}{(m_4 + m_2 - m_1 - m_3)} \quad \text{(III.4)}$$

Avec

m_1 : Masse du pycnomètre vide

m_2 : Masse du pycnomètre vide contenant la prise d'essai

m_3 : Masse du pycnomètre, du sol et de l'eau

m_4 : Masse du pycnomètre plein d'eau

ρ_w : Masse volumique de l'eau conventionnelle prise égale à $1000 /m^3$

Pour le calcul de la masse volumique spécifique, nous prenons un pycnomètre qu'on remplit d'un volume V_1 d'eau distillée. Ensuite nous prenons une masse connue m_1 de sable qu'on verse dans le pycnomètre. Le nouveau volume lu noté V_2 représente le volume de sable versé dans le pycnomètre. Finalement nous calculons la masse volumique spécifique moyenne en faisant le rapport de la masse versée dans le pycnomètre sur le volume déplacé par la même masse de sable.

Tableau 7 : Détermination de la masse volumique spécifique de l'échantillon 1

ESSAI	N°	1	2	3
Masse du matériau	(g)	143 .60	152.60	151.14
Volume initial (V_1)	(cm^3)	170	172	178
Volume final (V_2)	(cm^3)	224	230	232
Volume du matériau(V)	(cm^3)	54	58	54
Masse volumique réelle	(g/cm^3)	2.659	2.6310	2.799
Masse volumique spécifique moyenne	(g/cm^3)	2.696		

Tableau 8 : Détermination de la masse volumique spécifique de l'échantillon 2

Essai	N°	1	2	3
Masse du matériau	(g)	150 .54	151.14	150.07
Volume initial (V_1)	(cm^3)	173	178	176
Volume final (V_2)	(cm^3)	230	234	232
Volume du matériau(V)	(cm^3)	57	56	56
Masse volumique réelle	(g/cm^3)	2.641	2.699	2.680
Masse volumique spécifique moyenne	(g/cm^3)	2.673		

Les deux échantillons de sable n'ont pas une grande différence des valeurs de leur masse volumique spécifique parce que les sables ont pratiquement la même répartition granulométrique. Les masses volumiques des particules solides d'un sol sont utilisées pour connaître l'indice des vides, le degré de saturation et la porosité.

III.3. Détermination de la perméabilité par la méthode d'essai à charge variable

Cette procédure d'essai est généralement employée pour les sols fins qui présentent des coefficients de perméabilité assez faibles ($< 10^{-7}$ m/s). La composition du sol influence généralement de façon très significative la perméabilité. Le sol à étudier est placé dans le perméamètre. Nous mesurons le temps nécessaire pour que le niveau de l'eau descende du niveau h_1 au niveau h_2 , (écoulement à une dimension), et la loi de Darcy peut être appliquée pour chaque intervalle élémentaire de temps ($t, t + dt$).

La perméabilité est donnée par l'expression suivante :

$$K = 2,3 \frac{d}{D} \frac{l}{(t_2 - t_1)} \log\left(\frac{h_1}{h_2}\right) \quad \text{(III.5)}$$

Avec :

d : Diamètre de la petite section(d)

D : Diamètre de l'échantillon(D)

$(t_2 - t_1)$:Duree t (s)

h_1 : Hauteur initiale

h_2 : Hauteur finale

Ainsi pour avoir une bonne précision, il faut avoir un tube de petite section mais dans lequel les effets capillaires doivent rester négligeables.

Tableau 9 : *Mesure de la perméabilité de l'échantillon 1*

		ESSAI 1	ESSAI 2	ESSAI 3
Diamètre de la petite section (d)	cm	0.8	0.8	0.8
Diamètre de l'échantillon (D)	cm	10.2	10.2	10.2
Duree t (s)	s	120	168	178
Hauteur initiale (h1)	cm	31	40.2	50
Hauteur finale (h2)	cm	40.2	51.6	60.5
Longueur de l'échantillon (l)	cm	11.6	11.6	11.6
Permeabilite K	cm/s	$1.968 \cdot 10^{-3}$	$1.350 \cdot 10^{-3}$	$1.66 \cdot 10^{-3}$
K moyenne		$1.659 \cdot 10^{-3}$		

Tableau 10 : Mesure de la perméabilité de l'échantillon 2

		ESSAI 1	ESSAI 2	ESSAI 3
Diametre de la petite section (d)	cm	0.8	0.8	0.8
Diametre de l'échantillon (D)	cm	10.2	10.2	10.2
Duree t (s)	s	60	90	90
Hauteur initiale (h1)	cm	33	41	52.3
Hauteur finale (h2)	cm	41	52.3	66.2
Longueur de l'échantillon (l)	cm	11.6	11.6	11.6
Permeabilite K	cm/s	$3.29 \cdot 10^{-3}$	$2.46 \cdot 10^{-3}$	$2.38 \cdot 10^{-3}$
K moyenne		$2.71 \cdot 10^{-3}$		

Ces résultats sur l'étude granulométrique, les mesures de densités absolues et spécifiques et des perméabilités nous permettent d'avoir les caractéristiques physiques de nos échantillons afin de pouvoir interpréter leurs interventions dans les écoulements et dans les équations générales du bi-fluide dans les milieux poreux.

III.4 Mode opératoire de la récupération par injection d'eau

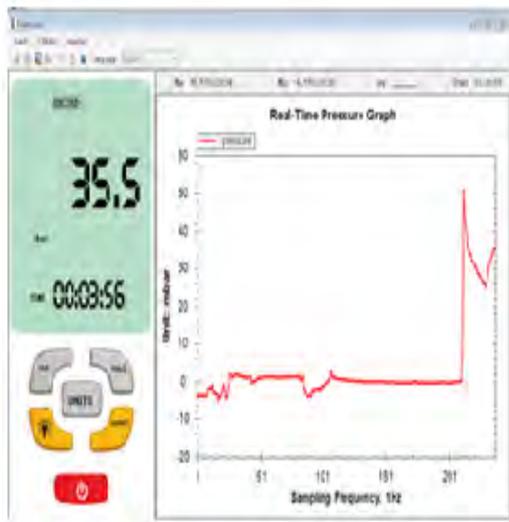
L'injection d'eau (waterflooding) est une méthode de récupération secondaire qui consiste à déplacer l'huile résiduelle dans le milieu poreux.

III.4.1. Procédure expérimentale

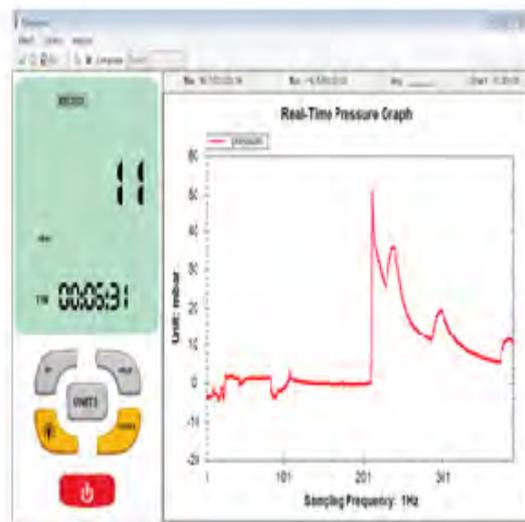
Nous avons rempli le cylindre par nos échantillons de sable (1 /2) dont les paramètres physiques et géotechniques sont déjà calculés après trois séries de mesures pour chaque valeurs avant de prendre les valeurs moyennes :

- ❖ granulométrie $\{C_{u1/2}(1,93 ; 1,60) : C_{c1/2}(1,06 ; 1,11)\}$
- ❖ la masse volumique apparente moyenne $\rho_{app1/2}(1.586 / 1.570 \text{ g. cm}^{-3})$,
- ❖ de masse volumique spécifique moyenne $\rho_{sp1/2}(2.696 ; 2.673 \text{ g. cm}^{-3})$,
- ❖ de perméabilité moyenne $k_{1/2}(1,65930 : 2,71 \cdot 10^{-3} \text{ cm/s})$

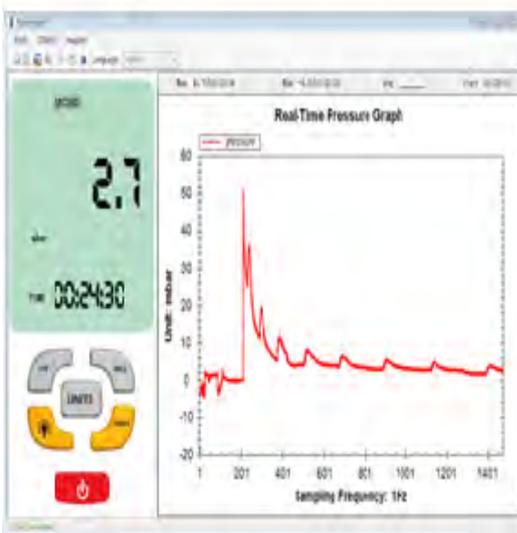
Sur l'échantillon 1, pour avoir la courbe de l'évolution de la variation de la pression en fonctions de la fréquence ($F = \frac{1}{T}$) nous avons débuté notre injection d'eau qu'après avoir un régime stationnaire c'est-à-dire $p_{entrée} = p_{sortie}$; $Q_{entrée} = 0$; $v_{sortie} = 0$ entre 101 et 201Hz.



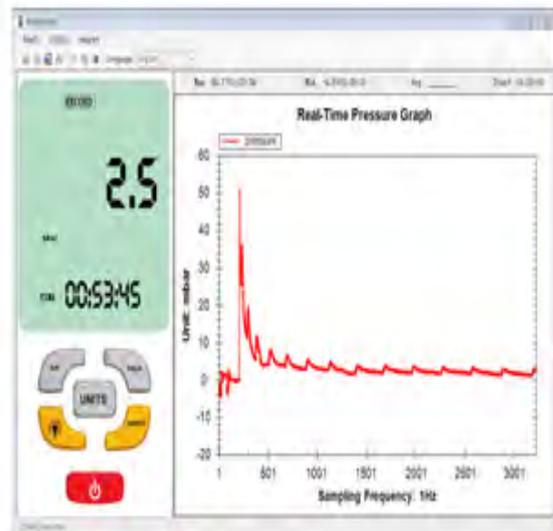
1



2



3



4

Figure 14 : Variation de la pression en fonction du temps pour E_1

III.4.2. Etudes de la variation de la pression en fonction du temps

Après avoir saturé notre milieu poreux et monté le dispositif, nous avons fermé toutes les vannes de sorte qu'il n'ait pas d'écoulement, ni de fuite. Ensuite nous avons vérifié que le support soit horizontal pour que $\Delta h = 0$. Pour cet échantillon nous avons la variation de la pression qui s'oscille entre un maxima et minima compris entre $[50,77 ; -4,5]$. A cet instant nous avons lancé notre manip et nous sommes restés des heures pour permettre à notre milieu d'être stable. A la première injection d'un débit Q , la pression a augmenté d'une manière

exponentielle en atteignant son maximum à 50,7Mbar puis diminue lentement jusqu'à se stabiliser vers une valeur moyenne d'environ 4,5 Mbar .

III.4.2.1. Interpretation des courbes $P=f(N \text{ ou } \frac{1}{T})$ sans tensioactif pour E_1

- De 0 à 101 Hz des fluctuations de la pression qui sont dues à l'instabilité du milieu dépendant de la forme, des dimensions et de la rugosité de la canalisation, de la vitesse d'écoulement et de la viscosité du liquide.

La différence de pression $\Delta p = p_1 - p_2$ entre deux points (1) et (2) d'un circuit hydraulique a pour origine :

- Les frottements du fluide sur la paroi interne de la tuyauterie ; on les appelle **pertes de charge régulières ou systématiques**.
 - La résistance à l'écoulement provoquée par les accidents de parcours (grains de sables, porosité, élargissements ou rétrécissement de la section, organes de réglage, etc.) ; ce sont les **pertes de charge accidentelles ou singulières**.
 - Le frottement intérieur qui se produit dans les liquides ; il se rencontre dans les tuyaux **lisses** aussi bien que dans les tuyaux **rugueux**
- De 101 à 201 Hz la variation de la pression s'annule et on en déduit que le milieu commence à se stabiliser parce que les vannes d'entrées et de sorties sont fermées ($\Delta v = 0$) il n'y a pas d'écoulement. En ce moment nous avons réglé la vanne d'un débit d'eau q égal à 2 ml/min qui après chaque cinq minutes injecte un volume d'eau avec une pression de 2,5Bar . La saturation du milieu par du sable et pétrole fait que l'eau injectée a tendance à déplacer le pétrole. Les trous des couvercles du cylindre sont recouvert de filtre qui empêche le déplacement du sable. Sur ce, dans un premier temps nous assistons à un écoulement lent et continu du pétrole avant de récupérer un mélange pétrole-eau. Nous constatons que les pics retrouvés périodiquement sont dus à la variation des pressions d'entrées et de sortie à cause du débit d'eau qu'éjecte la pompe.

Après avoir étudié la pression en fonction du temps pour l'échantillon E_1 , nous allons faire la même chose pour l'échantillon E_2 pour voir l'influence de la différence des paramètres physiques sur la variation de la pression .

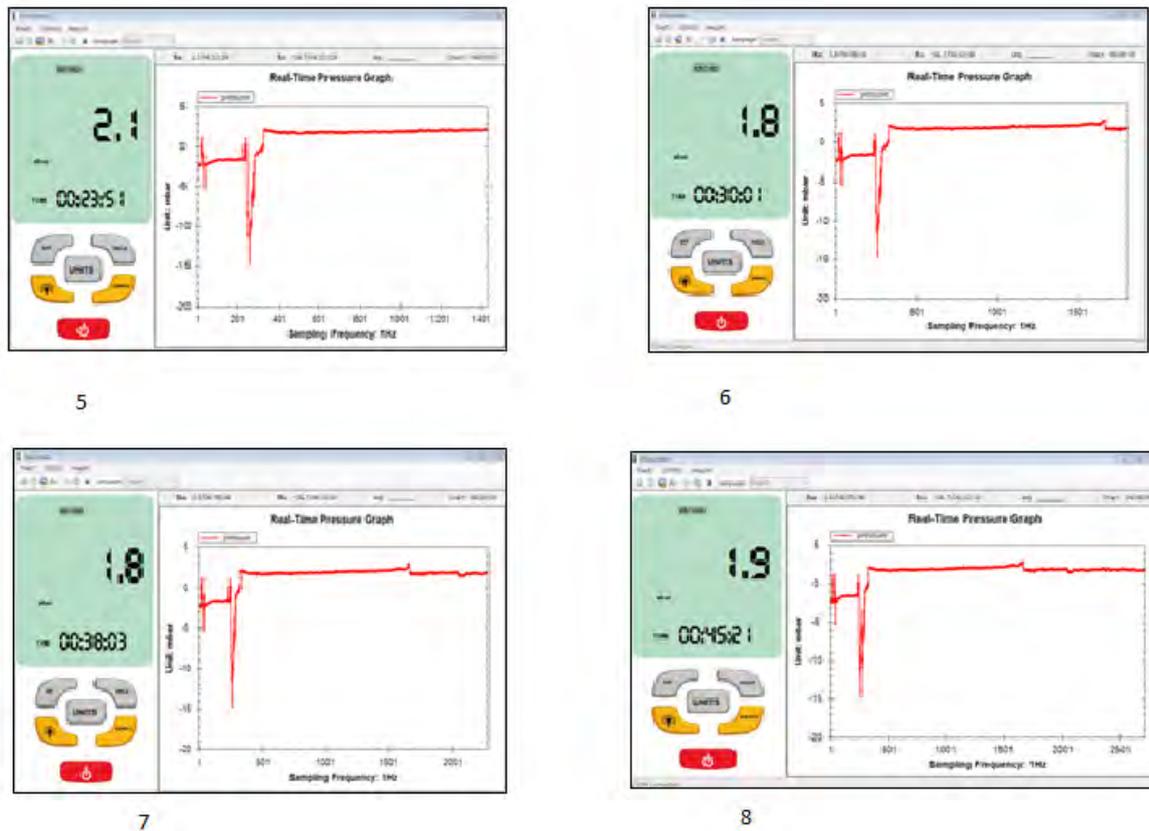


Figure 15 : *Variation de la pression en fonction du temps pour E2*

IV.4.2.2. Interpretation des courbes $P=f(Nou \frac{1}{T})$ sans tensioactif pour E₂

- Après montage et lancement de la manip et à la suite de quinze tours d'horloge nous sommes à l'état de stabilité, c'est à dire lorsque la variation de la pression oscille autour d'une valeur moyenne aux environs de 0 mbar. Nous avons ensuite réglé la vanne d'un débit d'eau q égal à 2 ml/min qui après chaque cinq minutes injecte un volume d'eau avec une pression de 2,5Bar.
- de 0 à 250 Hz nous voyons des fluctuations de la pression qui sont dues à l'instabilité du milieu dépendant de la forme, des dimensions et de la rugosité de la canalisation, de la vitesse d'écoulement et de la viscosité du liquide.

La différence de pression $\Delta P = P_1 - P_2$ entre deux points (1) et (2) d'un circuit hydraulique a pour origine :

- Les frottements du fluide sur la paroi interne de la tuyauterie ; on les appelle **pertes de charge régulières ou systématiques.**

- La résistance à l'écoulement provoquée par les accidents de parcours (grains de sables, porosité, élargissements ou rétrécissement de la section, organes de réglage, etc.) ; ce sont les **pertes de charge accidentelles ou singulières**.
 - L'échantillon 2 ayant des grains de sols plus gros entraîne une perméabilité plus élevée ; ceci crée la diminution de la variation de pression d'où un maxima et minima compris entre [2,2 ; -14,5].
- De 250 à 320 Hz nous remarquons une brusque variation de la pression qui décroît jusqu'à sa valeur minimale avant de stabiliser à 1,8mbar.

Nous avons constaté que les pics de pression sont plus importants lorsque la perméabilité du milieu poreux est petite. Lorsque nous injectons l'eau avec un débit élevé, nous notons aussi de grande variation de la pression et en fonction de la porosité du milieu, si la perméabilité est faible, les chocs entre les grains de sable et les fluides et les frottements peuvent causer un problème sur le réglage du montage expérimental, d'où le choix d'un faible débit.

Après les paramètres physiques et l'analyse de la variation de la pression en fonction du temps, nous allons procéder à la récupération du pétrole pour des intervalles de 20 minutes. Les résultats seront classés sur le tableau suivant.

III.4.3. Volume de pétrole récupéré en fonction du temps sans tensioactif $V=f(t)$

Du fait de la saturation du cylindre par du sable et du pétrole, en injectant de l'eau, ce fluide entre en contact avec le milieu poreux et ce dernier entre dans le pore et déplace le pétrole qui était piégé. Le pétrole déplacé est récupéré par un sceau gradué en millimètre et qui nous permet d'avoir le volume de pétrole en fonction du temps.

III.4.3.1. Volume de pétrole récupéré en fonction du temps pour les deux échantillons

Les tableaux ci-dessous donnent les résultats obtenus des volumes en fonction du temps.

Tableau 11 : *Volume de pétrole récupéré en fonction du temps $V_p=f(t)$ Pour E_1*

T(mn)	20	40	60	80	100	120	140
$V_L = V_e + V_p$	6	15	26	37	50	69	82
V_p (mL)	6	11,8	18,2	26	44	53	67

Tableau12 : *Volume de pétrole récupéré en fonction du temps $V=f(t)$ Pour E_2*

T(mn)	20	40	60	80	100	120	140
$V_L = V_e + V_p$	11	21,5	33	42,7	58	72	89
V_p (mL)	9	16,8	25,2	36	49	63	77

Pour les résultats obtenus avec les deux échantillons nous avons remarqué qu'avec l'échantillon E_2 , pour une même durée que le volume récupéré est plus élevé et en plus la variation de la pression est moins grande.

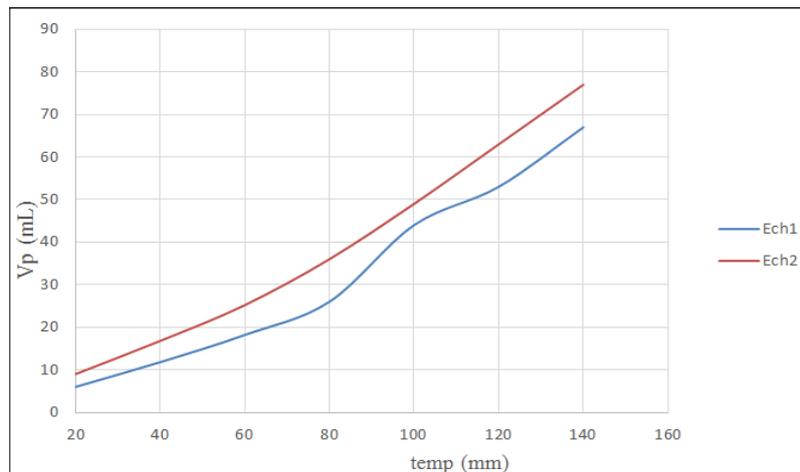


Figure 16 : *Comparaison de $V_p=f(t)$ des deux échantillons E_1 et E_2 sans tensioactif*

D'après ces expériences faites dans les mêmes conditions avec deux échantillons de sols de différents paramètres physiques tels que la porosité, la perméabilité et la grosseur des grains etc, dans le but d'étudier les causes et effets de la variation de pression en fonction du temps, l'impact de la porosité ou de la perméabilité sur l'écoulement des fluides. Nous avons trouvé que :

- Avec l'échantillon 2 qui a une perméabilité et porosité plus grande et des grains de sables plus gros par rapport à l'échantillon 1 nous avons vu :

➤ La variation de pression d'entrée et de sortie du milieu poreux est plus petite.

Donc la perméabilité et la porosité ont une influence sur la variation de la pression et sur la vitesse de déplacement de la phase eau /pétrole.

- Plus les grains sont gros plus la perméabilité est grande et le déplacement du pétrole par l'eau est plus facile avec un volume de pétrole récupéré plus important.

- La relation de continuité a montré qu'à l'interface eau-pétrole la vitesse moyenne de déplacement de l'ensemble eau-pétrole est constante et l'altitude ne variant pas ce qui nous montre donc que seule la pression varie. Mais nous remarquons qu'au fil du temps la variation de la pression s'annule ceci nous emmène à dire que notre écoulement est laminaire.

Après cette méthode de récupération secondaire qui est pratiquée depuis belle lurette et qui fut parmi les méthodes les plus accessibles, nous nous adonnerons à une méthode de récupération assistée qui consiste à ajouter une solution de tensioactif dans le but d'agir au niveau de l'interface des deux fluides, réduire la tension interfaciale, faciliter le déplacement d'un fluide par un autre et permettre finalement de récupérer le pétrole piégé dans le gisement et qu'avec l'injection d'eau seulement qu'on ne pourrait pas récupérer .

III.5. Mode opératoire de la récupération par injection de tensioactif

Dans cette partie où nous avons ajouté une solution de tensioactif, l'acide oleique qui est constitué de molécules amphiphiles et qui va agir au niveau de l'interface entre les deux fluides immiscibles eau /pétrole tout en réduisant la tension inter faciale.

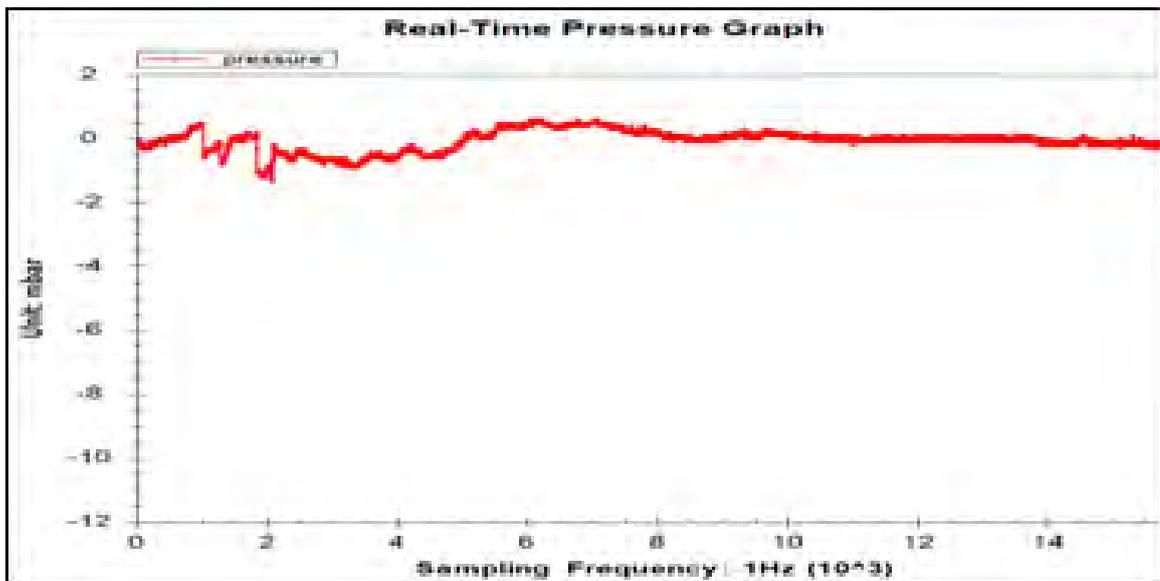
Comme l'eau et la tête hydrophile du tensioactif sont polaires alors à l'interface entre les deux fluides la tête polaire du tensioactif forme une liaison covalente avec l'eau.

La partie hydrophobe représentant la queue du tensioactif et le pétrole sont apolaire. Ainsi à l'interface la queue apolaire du tensioactif forme une liaison chimique avec le pétrole.

Cette forte liaison entre l'eau et l'acide oleique et entre l'acide oleique et le pétrole fait qu'en injectant un débit d'eau dans le milieu saturé, le déplacement du pétrole devient facile justifiant les courbes obtenues pour le deux échantillons de sols .

Ainsi comme précédemment nous allons en premier représenté les courbes de pression en fonction du temps pour les deux échantillons, les interpréter ensuite, avant de représenter les tableaux et courbes des volumes récupérés en fonction du temps avec l'injection de tensioactif. Nous rappelons que les paramètres physiques des échantillons de sols utilisés et les viscosités du pétrole n'ont pas été modifiés.

III.5.1. Etudes de la variation de la pression en fonction du temps



Le manomètre relié par deux capteurs de pressions et intégré à un logiciel branché sur notre ordinateur nous permet à chaque instant de tracer les courbes de la variation des pressions d'entrées et de sorties pour chaque échantillon.

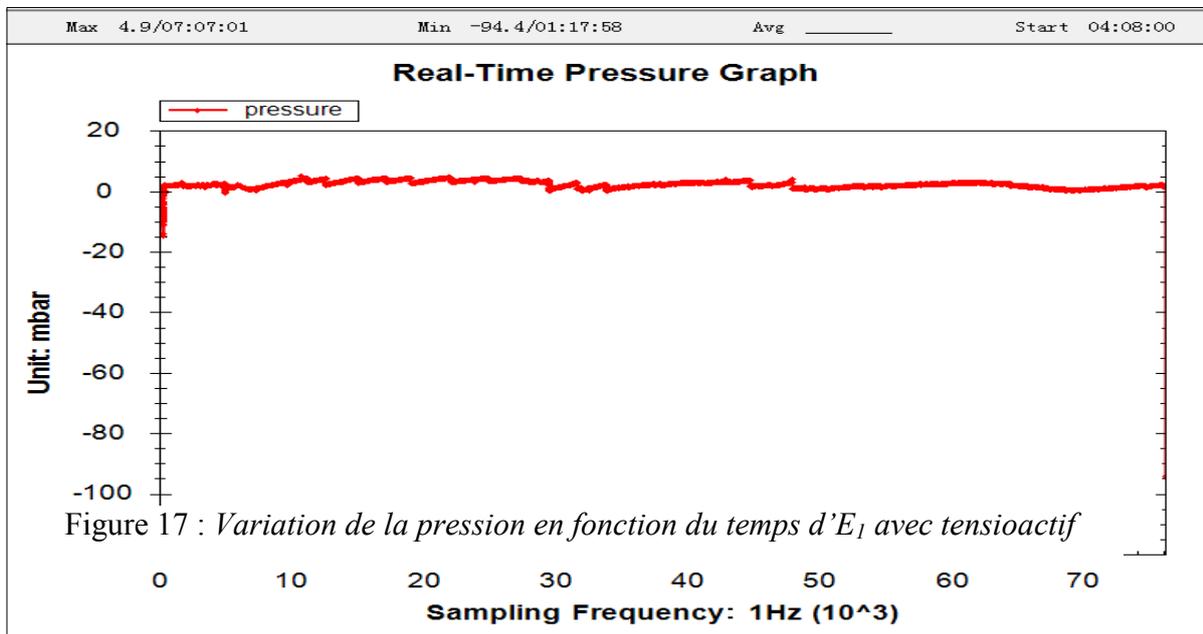


Figure 17 : Variation de la pression en fonction du temps d'E₁ avec tensioactif

Figure 20 : Variation de la pression en fonction du temps d'E₂ avec tensioactif

III.5.1.1. Interpretation des courbes $P=f(\text{Nou} \frac{1}{T})$ avec tensioactif pour les deux échantillons

Pour l'échantillon 1 avec la présence de la solution de tensioactif nous avons remarqué que la variation de la pression a diminué. Cela montre que d'autre part la vitesse d'écoulement de l'ensemble eau /pétrole a augmenté. L'échantillon 1 ayant des grains plus fins entraîne que sa compacité est grande. Par conséquent on a :

- De légères fluctuations de la pression entre [5 ; -7 mbar] jusqu'à $6 \cdot 10^3 \text{ Hz}$ avant de se stabiliser c'est à dire l'eau déplace le pétrole par l'intermédiaire du tensioactif sans perturbation sur la pression.
- Par rapport à l'échantillon 2 la perméabilité était plus grande et en plus de l'action du tensioactif nous n'avons pratiquement pas de variation de pression.

III.5.2. Volume de pétrole récupéré avec injection de tensioactif en fonction du temps $V=f(t)$

Après la saturation de notre domaine imperméable par du sable et du fluides en injectant de l'eau celle-ci déplace le pétrole et on récupère au fur du temps de l'eau, du pétrole et du tensioactif. Les tableaux 13 et 14 comportent les valeurs des volumes de chaque phase fluides récupéré en fonction du temps.

V_L : Volume liquide récupéré ; V_T : Volume tensioactif récupéré ; V_e : Volume d'eau récupéré ; V_p : Volume de pétrole récupéré ; $T(\text{mn})$: Temps de mesure

Tableau 12 : *Volume de pétrole récupéré en fonction du temps $V=f(t)$ Pour E_1 avec tensioactif*

T(mn)	20	40	60	80	100	120	140
$V_L = V_T + V_e + V_p$	18	29,5	36	57	66	79,6	92
V_p	13	19	27	42	54	69	85

Tableau 13 : *Volume de pétrole récupéré en fonction du temps $V=f(t)$ Pour E_2 avec tensioactif*

T(mn)	20	40	60	80	100	120	140
$V_L = V_T + V_e + V_p$	22	33,5	41	56,7	71	82	105
V_p	17	25	32,2	48	61	74	91

Nous avons constaté qu'avec l'injection du tensioactif, l'ordre de la récupération en fonction du volume n'a pas changé en fonction de la différence des perméabilités des

échantillons. Donc le tensioactif n'a dans ce sens que pour rôle de faciliter le déplacement d'un fluide par un autre. Cela aussi entraîne l'augmentation du volume de pétrole récupéré pour un même intervalle de temps.

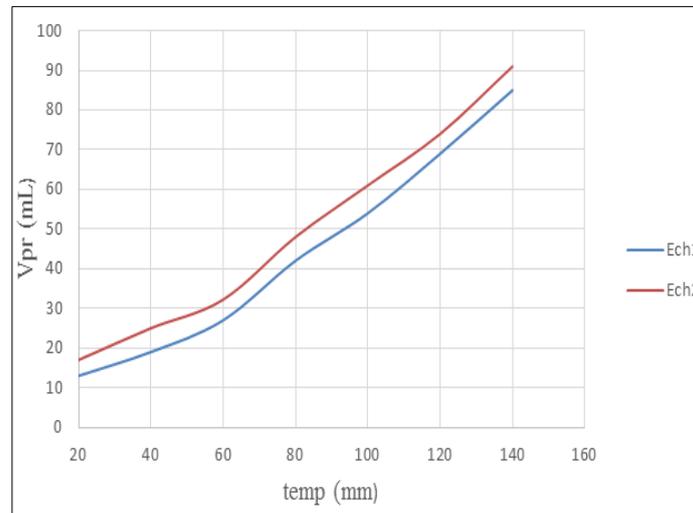


Figure 18 : Comparaison de $V_p=f(t)$ de E_1 et E_2 avec tensioactif

III.5.2.1. Remarque sur l'immiscibilité des fluides

L'eau et le pétrole n'ayant pas les mêmes viscosités et étant immiscibles, se superposent à chaque fois que nous récupérons les fluides. C'est pour cela on parle d'écoulement diphasique ou polyphasique. Avec l'addition de tensioaction, le rôle du tensioactif vu dans la synthèse bibliographique peut être remarqué dans nos resultats [5][12][11]. En recueillant le volume total de fluides sur une éprouvette nous avons remarqué :

- l'immiscibilité et la différence de viscosité entre l'eau, l'acide oléique et le pétrole ;
- A l'interface de chaque bi-fluide nous pouvons désormais comprendre et interpréter surtout avec l'ajout de tensioactif les rapports des viscosités entres les différents fluides, les effets des forces capillaires.

Après la récupération nous avons vu d'après la figure ci-dessous la position du tensioactif à l'interface entre le pétrole et l'eau.



Figure 19 : *Propriété immiscible des fluides*

D'après ces expériences faites dans les mêmes conditions avec deux échantillons de sols de différents paramètres physiques tels que la porosité, la perméabilité et la grosseur des grains etc, dans le but d'étudier les causes et effets de la variation de pression en fonction du temps, l'impact de la porosité ou de la perméabilité sur l'écoulement des fluides. Nous avons trouvé que :

- Le tensioactif facilite le déplacement du pétrole par l'eau et agit aussi sur la variation de la pression
- Avec l'ajout du tensioactif pour un même intervalle de temps donné le volume de pétrole récupéré est plus important.

III.6. Comparaison de deux échantillons identiques : Dans le cas avec et sans injection de tensioactif

Nous avons étudié et comparé les échantillons E_1 et E_2 en premier lieu en tenant en compte les paramètres physiques des sols . Ensuite une étude monophasique de l'injection d'eau dans un milieu poreux naturel puis finalement une étude diphasique du déplacement d'huile par l'eau avec ajout de la solution de tensioactifs (l'acide oléique) des échantillons de E_1 et E_2 avant en dernier de prendre chaque échantillon et les comparer avec les différentes méthodes de récupérations utilisées. Finalement nous avons obtenu en comparant les deux méthodes pour un même échantillon et en injectant de l'eau seulement dans la première expérience et ensuite en ajoutant en seconde expérience du tensioactif à l'échelle du laboratoire, nous avons constaté que le tensioactif joue un rôle déterminant dans la récupération du pétrole. Nous pouvons même en déduire cette relation d'après nos résultats (tableaux et courbes).

$$V_{sit} \approx 2V_{ait}$$

Sit : sans injection de tensioactif

Ait : avec injection de tensioactif

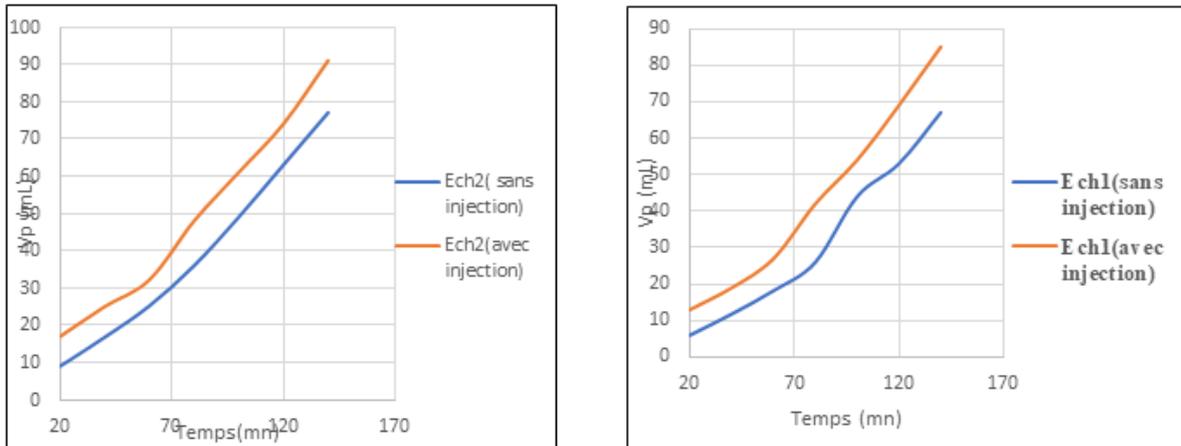


Figure 20 : Comparaison des échantillons identiques avec et sans tensioactif

Conclusion

Les résultats obtenus et les observations faites dans ce chapitre, nous ont permis d'évaluer et de comprendre certains mécanismes de transport d'un fluide par un autre dans le cadre de la récupération assistée du pétrole à l'échelle du laboratoire.

CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES

L'objectif de ce travail était d'étudier la mobilisation du pétrole résiduel par injection d'eau en premier lieu qui fut une méthode utilisée depuis belle lurette et qui était appelée une méthode de récupération secondaire et en second lieu avec injection de tensioactif ici nous avons utilisé l'acide oléique qui est une méthode de récupération assistée appelée récupération tertiaire à partir d'une expérience d'écoulement diphasique dans un milieu poreux modélisé par les équations de Navier-Stokes, de DARCY, de Muskat et de Leverett .

La réalisation de ces expériences à partir de notre dispositif expérimental bidimensionnel permet d'imager le déplacement d'un fluide par un autre, d'évaluer la viscosité sur le déplacement des fluides, la différence de pression entre l'entrée et la sortie du milieu à l'aide d'un ordinateur d'acquisition équipé d'un logiciel bien adapté. L'efficacité du déplacement est contrôlée par les viscosités des deux liquides, leurs densités, le coefficient de tension de surface de leur interface, l'angle de mouillage, et la vitesse moyenne d'écoulement imposée par le pompage. L'analyse des résultats expérimentaux montre que le volume récupéré est plus important pour les écoulements avec injection de tensioactif que pour un écoulement avec injection d'eau seulement pour des échantillons de mêmes paramètres physiques ; ce qui met en évidence l'influence du tensioactif sur le déplacement du pétrole par l'eau dans le cas de l'injection de tensioactif. Les effets de l'injection de la solution de tensioactif sur la viscosité des fluides sont plus déterminants à l'interface des fluides.

Nos résultats nous permettent de conclure que l'injection du tensioactif a permis d'augmenter la viscosité des fluides et de faciliter leurs déplacements. En plus elle a réduit la tension inter faciale et modifier la perméabilité du milieu poreux [32] [33] [34] [35]. Nous avons aussi trouvé que la lorsque la perméabilité est grande, la porosité est aussi élevée et l'écoulement des fluides dans le milieu poreux connaît moins de contraintes.

Au travers de ces travaux de mémoire, nous sommes désormais capables d'évaluer et de quantifier les principaux mécanismes du transport de pétrole par l'eau en premier lieu dans un milieu poreux et ensuite avec injection de tensioactifs à l'échelle de Darcy. Comment se fait le déplacement du pétrole par l'eau et justifier pourquoi aux premières injections nous ne récupérons que du pétrole.

-Dans notre revue bibliographique nous avons vu qu'on ne pouvait comprendre les écoulements diphasiques sans qu'au préalable comprendre le comportement multiphasique d'un gisement. Nos résultats nous conduisent à dire qu'en étudiant les écoulements

diphasiques au départ et en voulant les améliorer en ajoutant une solution de tensioactif, trois phases ont apparues eau-tensioactif-pétrole. Ainsi nous voyons que le dispositif nous permet aussi d'étudier des écoulements pluriphasiques.

En perspectives nous voyons que le dispositif expérimental mis en place offre plusieurs possibilités d'expérimentations des diverses méthodes de récupération assistée (RAP ou EOR)

- Nous pouvons chauffer l'eau et l'injecter dans le milieu poreux pour voir l'effet de la température de l'eau sur la viscosité du pétrole et le comparer avec nos résultats précédemment obtenus (RAP par injection thermique de vapeur d'eau) ;
- Nous pouvons aussi remplacer le réservoir d'eau par une bonbonne de gaz contenant du gaz carbonique ou Azote (CO_2 ou N_2) et injecter du gaz dans le milieu poreux pour voir son action sur les paramètres physiques du milieu poreux et des fluides (RAP par injection de gaz) et les rentabilités de cette méthode par rapport aux autres.

Le dispositif expérimental nous offrant une nouvelle vision sur les méthodes de récupération assistées du pétrole RAP peut :

- Simuler les comportements d'un gisement pétrolier connaissant les caractéristiques des différents faciès constituant la couche imperméable (le milieu poreux) englobant le pétrole, à l'échelle du laboratoire ;
- Faire des prévisions sur le rendement d'un puits par rapport aux différentes méthodes de récupération assistée.

REFERENCES

- [1] Nasser El Dine, H. (2017). Étude mathématique et numérique pour le modèle Darcy-Brinkman pour les écoulements diphasiques en milieu poreux. Thèse de doctorat, Ecole centrale de Nantes. 182pg.
- [2]. Cossé, R. (1988). Techniques d'exploitation pétrolière : Le Gisement (Vol. 1). Éditions Technip.
- [3]. Cochard, T. Injection de tensioactif pour la récupération assistée du pétrole : implication sur les lois régissant les écoulements eau-hydrocarbure-tensioactif en milieu poreux. 2017. Thèse de doctorat. Université Pierre et Marie Curie. 177pg.
- [4] Morrow, N. R. 1991. Interfacial phenomena in petroleum recovery. New York: Marcel Dek
- [5] Mohamed, M. S., Ndyaye, S., Talla, K., Mbow, C., & Beye, A. C. (2019). Displacement of Oil in a Porous Medium on Diphasic Flow by Water Injection. Open Journal of Fluid Dynamics, 10(01), 1.
- [6] Dake, L. P. (1978). Fundamentals of reservoir engineering, Gulf Professional publishing, volume 8 of. Developments in petroleum science.
- [7] LYONS, Timothy W., REINHARD, Christopher T., et PLANAVSKY, Noah J. 2014. The rise of oxygen in Earth's early ocean and atmosphere. Nature, vol. 506, no 7488, p. 307-315.
- [9]. PACINI-PETITJEAN, C. 2015. Réactivité des hydrocarbures en réponse à une injection de CO₂/O₂ dans des conditions de réservoirs pétroliers déplétés: modélisations expérimentale et numérique. Thèse de doctorat. Université de Lorraine. 401pg .
- [10] Lake, L, W. 1989. Enhanced oil recovery. United States, office of scientific and technical information
- [11]. Tognisso, D, E. 2011. Écoulements de fluides complexes en milieu poreux : utilisation de micelles géantes pour la Récupération Améliorée du Pétrole. Thèse de doctorat. Bordeaux 1. 116pg
- [12] JUAREZ M, Jose L. 2017. Récupération assistée du pétrole par injection de polymères hydrosolubles : nouvelle approche. Thèse de doctorat. Bordeaux. 281pg .
- [13] Mchirgui, W. (2012). Modélisation des transferts hydriques dans les milieux poreux partiellement saturés par homogénéisation périodique : Application aux matériaux cimentaires. Thèse de Doctorat. Université De La Rochelle.

- [14] Oughanem, R. 2013. Étude multi-échelles des courbes de désaturation capillaire par tomographie RX. Thèse de doctorat. Lyon, INSA. 218pg
- [15] Soulane, C. 2012. Modélisation des écoulements dans les garnissages structurés: de l'échelle du pore à l'échelle de la colonne. Thèse de doctorat. Université de Toulouse. 203pg.
- [16] Bear, J. (1972). Dynamics of fluids in porous media. Elsevier, New York. Dynamics of fluids in porous media. Elsevier, New York.
- [17] THIAM, O, N, 2014, Etude numérique de la convection naturelle d'un fluide newtonien à l'intérieur d'une enceinte délimitée par des portions de cylindre. Thèse de doctorat. Université Cheikh Anta Diop.
- [18] Darcy, H. (1856). Les fontaines publiques de la ville de Dijon: exposition et application... Victor Dalmont.
- [19] COSTET, J ; SANGLERAS, G. (1975). Cours pratiques de mécanique des sols, Tome 1, Editions Dunod, Paris, France.
- [20] HAMZA C, O. 2013. Les écoulements dans les milieux poreux partiellement saturé. Mémoire de master. Université de Tlemcen, Algérie.
- [21] MARLE, C. M. 2006 .Henry Darcy et les écoulements de fluides en milieu poreux. Oil & Gas Science and Technology-*Revue de l'IFP*, vol. 61, no 5, p. 599-609.[Henry Darcy et les écoulements de fluides en milieu poreux]
- [22] GUEYE, A. 2015. Modélisation et simulations numériques des écoulements et instabilités thermiques de fluides non- Newtonien en milieu poreux. Thèse de Doctorat .Université Lille 1- Sciences et Technologies ; Université Cheikh Anta Diop de Dakar
- [23] Bear, J. (2013). Dynamics of fluids in porous media. Courier Corporation.
- [24] DMITRIEVSKY A. PANFILOV M. 2000. Porous media: Physics, Models, Simulation. Actes de la conférence du même nom. World Scientific publishing company, Moscou, 2
- [25] BOURGEAT A., MARU_SI_C-PALOKA E., MIKELI_C A. 1996. Weak non linear corrections for Darcy's law. *M3AS, Mathematical Models and Methods in Applied Sciences*, 6, n_ 8, pp. 1143-1155.
- [26] Lacabanne, B. (2001). Détermination analytique du coefficient de thermodiffusion effectif en milieu poreux: application aux fluides de gisements. Etude locale et changement d'échelle .Thèse de Doctorat. Université de Pau et des Pays de l'Adour.

- [27] Panfilova, I. (2003). Ecoulements diphasiques en milieux poreux: modèle de ménisque. Thèse de Doctorat. Institut National Polytechnique de Lorraine. France.
- [28] AIT MAHIOUT, L. (2016). Homogénéisation et simulation numérique d'écoulements diphasiques immiscibles et compressibles en milieux poreux. Thèse de Doctorat. Ecole Normale Supérieure, Kouba(Alger).
- [29] Chavent, G., & Jaffré, J. (1986). Mathematical models and finite elements for reservoir simulation: single phase, multiphase and multicomponent flows through porous media. Elsevier.
- [30] Maignien, R. (1959). Les sols de la presqu'Île du Cap Vert (Sénégal).
<https://documentation.ird.fr>
- [31] DIA A. (1982). Contribution à l'étude des caractéristiques pétrographiques, pétrochimiques des granulats basaltiques de la presqu'île du Cap – Vert et du plateau de Thiès. Thèse Doctorat 3eme cycle, Université de Dakar, 183 pages
- [32] Taylor, K.C. and Nasr-El-Din, H.A. (1998) Water-Soluble Hydrophobically Associating Polymers for Improved Oil Recovery: A Literature Review. Journal of Petroleum Science and Engineering, 19, 265-280.
[https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(97\)00048-X](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(97)00048-X)
- [33] Samanta, A. Achinta, B. Keka, O. and Mandal, A. (2012). Comparative Studies on Enhanced Oil Recovery by Alkali-Surfactant and Polymer Flooding. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2, 67-74.
<https://doi.org/10.1007/s13202-012-0021-2>
- [34] Kamari, A., Sattari, M., Mohammadi, A.H., (2015) Méthode fiable pour la détermination de la rétention de surfactant dans les milieux poreux lors de la récupération de pétrole par inondation chimique. Carburant, 158, 122-128.
- [35] Cheraghian, G. and Hendraningrat, L. (2016) A Review on Applications of Nanotechnology in the Enhanced Oil Recovery Part A: Effects of Nanoparticles on Interfacial Tension. International Nano Letters, 6, 129-138.
<https://doi.org/10.1007/s40089-015-0173-4>

RESUME

Pour simuler le comportement d'un gisement pétrolier, nous avons mené notre étude comparative de la mobilisation du pétrole en milieu poreux par injection d'eau (récupération secondaire) en premier pour un écoulement monophasique et diphasique puis par injection de tensioactif (récupération tertiaire) pour une récupération assistée du pétrole (RAP) sur un dispositif bidimensionnel . Ce dernier est constitué d'un cylindre horizontal en plexiglas transparent relié à une pompe et un capteur de pressions qui mesure la durée des expériences et qui permet d'obtenir des courbes de la variation de la pression en fonction du temps grâce à un logiciel installé sur notre ordinateur. Des échantillons de sols dont leurs caractéristiques pétrophysiques (granulométrie, mesure de densité, perméabilité, porosité) étudiées sont considérés comme notre milieu poreux. Après avoir saturé notre milieu poreux par du pétrole, l'injection seule d'eau en premier pour déplacer le pétrole qui ne permettait pas de mobiliser tout l'huile résiduel piégé dans les pores du milieu poreux est suivi d'une injection de tensioactif pour modifier la viscosité et/ou la tension interfaciale entre les fluides, afin d'augmenter ainsi la récupération. L'objectif de notre étude est de comprendre les différents mécanismes de mobilisation du pétrole résiduel par l'étude de l'effet de la perméabilité du milieu poreux à l'écoulement et l'influence des diamètres des pores sur le déplacement des fluides et sur la variation de la pression. L'utilisation de tensioactif nous permet de diminuer de plusieurs ordres de grandeur la tension interfaciale, vers des valeurs pouvant être ultra-basses (10^{-3} N/m), diminuer l'effet des forces capillaires, réduire la viscosité entre l'eau et le pétrole, récupérer le pétrole résiduel piégé dans les pores du milieu.

Mots Clefs : Milieu poreux - Récupération assistée du pétrole - Tensioactifs - Ecoulements diphasiques -Viscosité - Tension interfaciale