

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**  
**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**  
**Université Mouloud MAMMARI de Tizi-Ouzou**



**Faculté du Génie de la construction**  
**Département de génie mécanique**

## **MEMOIRE DE FIN D'ETUDES**

En vue de l'obtention du diplôme de

*Master Académique En Génie Mécanique*  
*Option énergétique*

# *Thème*

**SIMULATION DE L'INTERFACE DE DEPLACEMENT IMMISCIBLE  
EAU-HUILE EN MILIEU POREUX, APPLICATION A UN SYSTEME  
DE MAILLE A CINQ Puits**

Proposé par : *Mr H.DJEBOURI*

Présenté par : KASDI Jugurtha

*Promotion 2012*

## Remerciement

*Tout d'abord, je tiens à remercier ALLAH de m'avoir donné le courage et la patience d'achever ce travail.*

*Il m'est agréable d'exprimer ma profonde gratitude à mon promoteur M Hassane DJEBOURI qui m'a aidé et soutenu tout au long de mon travail, et qui n'a jamais manqué de m'orienter et de me conseiller. Qu'il trouve ici l'expression de mon respect et de ma profonde reconnaissance.*

*Mes remerciements les plus sincères vont à Messieurs les membres du jury, qui m'ont fait l'honneur d'accepter de juger ce modeste travail. Je leur exprime ma profonde gratitude.*

*Je remercie Plus particulièrement monsieur NEBALI. Arzeki pour ses cours de logiciel Fluent.*

*Je remercie AYACHE.A enseignant à L'IAP qui m'a offert les différentes documentations pendant la phase de préparation de ce mémoire.*

*Je suis aussi reconnaissant à tous les enseignants qui m'ont soutenu tout au long de mes études. Qu'ils trouvent ici l'expression de mes sentiments les plus respectueux.*

*Je tiens à exprimer mes remerciements les plus profonds à tous les membres de ma famille, pour leurs soutiens indéfectibles.*

*En fin, mes remerciements s'adressent aussi à tous ceux et celles qui m'ont aidé de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.*

# *Dédicaces*

*Je dédie ce travail à :*

- *A ma très chère mère, mon très cher père.*
- *A mes frères (Amran, Azouaou) et à mes sœurs (faïza ,Samia).*
- *A mes tentes.*
- *A tous mes cousines et cousins*
- *A toute ma famille.*
- *Et tous mes amis.*

# Sommaire

<b>Remerciements</b> .....	<b>i</b>
<b>Dédicaces</b> .....	<b>ii</b>
<b>Sommaire</b> .....	<b>iii</b>
<b>Liste des figures</b> .....	<b>iv</b>
<b>Liste des tableaux</b> .....	<b>v</b>
<b>Nomenclature</b> .....	<b>vi</b>
<b>INTRODUCTION GENERALE</b> .....	<b>01</b>
<b>CHAPITRE I : GENERALITES SUR LES MILIEUX POREUX.</b> .....	<b>03</b>
I.1. Introduction .....	03
I.2. Définition .....	03
I.2.1. Milieu poreux non consolidé .....	03
I.2.2. Milieux poreux consolidé .....	03
I.3. Paramètres et caractéristiques d'un milieu poreux .....	04
I.3.1. La porosité .....	04
I.3.1.1. porosité utile.....	04
I.3.1.2. porosité résiduelle.....	05
I.3.2. Volume élémentaire représentatif.....	07
I.3.3. La surface spécifique.....	08
I.3.4. La tortuosité.....	08
I.3.5. La saturation .....	09
I.3.6. La topologie .....	09
I.3.7. Teneur en eau.....	09
I.3.8. La perméabilité intrinsèque .....	10
I.3.9. La perméabilité effective .....	10
I.3.10. Perméabilité relative.....	11
I.4. Variation de la perméabilité en fonction de la saturation.....	12
I.5. Phénomènes de surface.....	12
I.5.1. L'interface fluide-fluide.....	13
I.5.2. La tension interfaciale .....	13
I.5.3. Le mouillage .....	15
I.5.4. Relation entre mouillabilité et tension interfaciale.....	16
I.5.5. L'interface dans un capillaire .....	16
I.5.5.1 Loi de Laplace.....	17
I.5.6. Importance de la mouillabilité.....	18
<b>CHAPITRE II : ECOULEMENT EN MILIEU POREUX</b> .....	<b>20</b>
II.1. Introduction.....	20

II.2.	Types de déplacements en milieux poreux.....	20
II.2.1.	Le drainage.....	20
II.2.2.	L'imbibition.....	20
II.3.	Implantation des sondes d'injection.....	20
II.3.1	Déplacement radial.....	21
II.3.1.1.	Système de maille à cinq puits (five-spot).....	21
II.3.1.2.	Autres types d'implantation.....	21
II.4.	les zones du déplacement immiscible .....	22
II.5.	Les différentes échelles d'observations.....	23
II.5.1.	L'échelle du pore.....	23
II.5.2.	L'échelle locale.....	23
II.5.3.	L'échelle globale.....	23
II.6.	Ecoulement monophasique.....	24
II.6.1.	Les équations des écoulements monophasiques.....	24
II.6.1.1.	Approche microscopique (loi de Poiseuille).....	24
II.6.1.2.	Approche macroscopique (loi de Laplace).....	25
II.6.1.3.	Equation de continuité.....	26
II.6.1.4.	Equation de pression.....	27
II.7	Ecoulement diphasique.....	27
II.7.1.	Recherche bibliographique.....	27
II.7.2.	Loi de Darcy.....	30
II.7.3.	Equation de continuité.....	31
II.7.4.	Equation de pression.....	31
II.8.	Régime d'écoulement.....	32
 <b>Chapitre III : INSTABILITE DU FRONT DE DEPLACEMENT.....</b>		<b>25</b>
III.1.	Introduction.....	34
III.2.	Recherche bibliographique .....	34
III.3.	Les différent forces du déplacement immiscible.....	35
III.3.1.	Les forces visqueuses .....	35
III.3.2.	Les forces capillaires.....	35
III.3.3.	Les forces de gravité .....	36
III.4	Concept généraux reliés aux déplacements immiscibles .....	36
III.4.1	Types de déplacements .....	36
III.4.1.1	Le déplacement piston.....	36
III.4.1.2	Le déplacement override .....	37
III.4.1.3	Le déplacement underride.....	37
III.4.2	Types d'instabilité.....	37
III.4.2.1	L'instabilité de kelvin-helmholtz.....	38
III.4.2.2	L'instabilité de rayleigh-taylor .....	38
III.4.2.3	L'instabilité safmane-taylor .....	38
III.5.	Mécanisme de piégeages.....	38
III.5.1	Le piégeage du à l'instabilité de déplacement.....	38
III.5.2	Le piégage du au instabilités capillaires.....	39
III.5.3	Le contournement.....	39
III.7	Les conditions de stabilité .....	40

---

Chapitre IV : SIMULATION NUMERIQUE .....		
IV.1	Introduction.....	42
IV.2	Problématique.....	42
IV.3	Etapes de réalisation de la simulation.....	42
IV.3.1	Création de la géométrie sous Gambit.....	42
IV.3.1.1	Description de la géométrie.....	42
IV.3.1.2	Réalisation du maillage.....	44
IV.3.2	Importation de la géométrie sous fluent.....	45
IV.3.2.1	Vérification du maillage.....	45
IV.3.2.2	Définition du modèle .....	46
IV.3.2.3	Définition du régime d'écoulement.....	47
IV.3.2.4	Choix du modèle diphasique .....	47
IV.3.2.5	Définition des conditions opératoires.....	48
IV.3.2.6	Choix des matériaux .....	48
IV.3.2.7	Choix aux limites.....	49
IV.3.2.8	Spécification de la zone poreuse.....	50
IV.3.2.9	Initialisation des calculs.....	51
IV.3.2.10	Spécification des résiduels.....	51
IV.3.2.11	Lancement des itérations.....	52
IV.3.2.12	Convergence.....	52
IV.3.2.13	Visualisation des résultats .....	53
IV.4	Application et résultats .....	53
IV.4.1	Application 1.....	54
IV.4.2	Application 2.....	56
IV.4.3	Application 3.....	59
IV.4.4	Application 4.....	63
IV.4.5	Application 5.....	67
	<b>CONCLUSION GENERALE .....</b>	<b>72</b>
	<b>Références bibliographiques</b>	

# Nomenclature

## Nomenclature

Symboles	Désignations	Unités (SI)
$\emptyset_T$	Porosité totale	
$\emptyset$ ou $\emptyset_u$	Porosité utile	
$\emptyset_r$	Porosité résiduelle	
$V_p$	Volume des pores	$m^3$
$V_T$	Volume total de l'échantillon	$m^3$
$V_{pa}$	Volume des pores accessible	$m^3$
$V_{pi}$	Volume des pores isolés	
$\varepsilon$	Fraction du solide	
$A_{spé}$	L'aire spécifique	$m^{-1}$
$A_{sf}$	L'aire de l'interface solide-pore	$m^2$
$\tau$	Tortuosité	
$L_e$	Longueur moyenne réelle des capillaires	m
$L$	Longueur de l'échantillon.	
$S_1$	Saturation de la phase 1	
$\omega$	Teneur en eau	
$V_W$	Volume de l'eau	$m^3$
$\theta$	Mouillabilité	
$\sigma$	Tension interfaciale	$Nm^{-1}$
$\sigma_{12}$	Tension interfaciale entre la liquide 1 et 2	$Nm^{-1}$
$\sigma_{S2}$ et $\sigma_{S1}$	Tension interfaciale entre solide et liquide	$Nm^{-1}$
$F$	Force	N
$dx$	Longueur	m
$dA$	Surface	$m^2$
$W$	Travail d'adhésion	J
$P_c$	Pression capillaire	pa
$P_{nm}$	Pression du fluide non-mouillant	pa
$P_m$	Pression du fluide mouillant	pa
$R$	Rayon de courbure	m
$Q$	Débit volumique	$m^3/s$
$k$	Coefficient de perméabilité	$m^2$
$\mu$	Viscosité dynamique	$kg.m^{-1}.s^{-1}$
$k_{ri}$	Perméabilité relative de la phase i	
$k_i$	Perméabilité effective de la phase i	$m^2$
$\rho$	Masse volumique	$kg/m^3$
$H$	la hauteur de remontée	m
$m$	Masse	kg
$g$	Gravité	$m/s^2$
$V$	Vitesse de Darcy	m/s

# Nomenclature

---

$R_e$	Nombre de Reynolds	
$v_m$	Vitesse moyenne fictive de darcy	m/s
$D$	Diamètre moyen des grains	m

## Liste des tableaux

---

<b>Tableau I.1</b>	Porosité de quelques matériaux sédimentaire (%).....	06
<b>Tableau I.2</b>	Classification des porosités.....	06
<b>Tableau I.3</b>	Valeurs typiques de tension interfaciale.....	14
<b>Tableau IV.1</b>	propriétés des fluides et du milieu poreux .....	54
<b>Tableau IV.2</b>	propriétés des fluides et du milieu poreux .....	56
<b>Tableau IV.3</b>	propriétés des fluides et du milieu poreux .....	59
<b>Tableau IV.4</b>	propriétés des fluides et du milieu poreux homogène.....	63
<b>Tableau IV.5</b>	propriétés des fluides et du milieu poreux hétérogène .....	67

# Liste des figures

---

## Chapitre I : généralités sur les milieux poreux et sur les phénomènes capillaires.

<b>Figure I.1</b> : milieu poreux non consolidé .....	3
<b>Figure I.2</b> : milieu poreux consolidé.....	4
<b>Figure I.3</b> : schéma du milieu poreux.....	5
<b>Figure I.4</b> : domaine du VER.....	8
<b>Figure I.5</b> . Variation de la perméabilité en fonction de la saturation.....	12
<b>Figure I.6</b> causes moléculaires de la tension interfaciale.....	13
<b>Figure I.7</b> Définition de la tension interface. ....	14
<b>Figure I.8</b> : Mouillage total cas d'étalement.....	15
<b>Figure I.9</b> : Mouillage partiel $\theta < \pi/2$ - cas de non étalement .....	15
<b>Figure I.10</b> : Mouillage partiel $\theta > \pi/2$ cas de non étalement.....	15
<b>Figure I.11</b> : Définition de l'angle de contact selon Young.....	16
<b>Figure I.12</b> : interface courbe dans un capillaire.....	17
<b>Figure I.13</b> : La montée d'un fluide mouillant dans un capillaire.....	18
<b>Figure I.14</b> : Effets de la mouillabilité.....	19

## Chapitre II : Ecoulements en milieux poreux.

<b>Figure. II.1</b> : Système de maille à cinq puits.....	21
<b>Figure. II.2</b> : Le système de maille à sept puits.....	21
<b>Figure. II.3</b> L'implantation en lignes. ....	22
<b>Figure. II.4</b> schéma Différents zones du déplacement immiscible. ....	22

## Chapitre III : déplacement immiscible et instabilité du front

<b>Figure III.1</b> : concept idéalisé du déplacement piston.....	36
<b>Figure III.2</b> : le déplacement override « surmonté». ....	37

## Liste des figures

---

<b>Figure III.3:</b> le déplacement override « surmonté».....	37
<b>Figure III.4:</b> Schéma représentatif de l'instabilité de déplacement.....	39
<b>Figure III.5 :</b> schéma de l'instabilité capillaire.....	39
<b>Figure III.6 :</b> représentation du contournement.....	40
 <b>Chapitre IV : simulation numérique</b>	
<b>Figure IV.1:</b> Description de la géométrie.....	43
<b>Figure IV.2 :</b> maillage du domaine d'étude .....	45
<b>Figure IV.3</b> maillage autour des puits.....	45
<b>Figure IV.4</b> Lecture du fichier du maillage.....	45
<b>Figure IV.5</b> Vérification du maillage.....	46
<b>Figure IV.6</b> Menu solver.....	46
<b>Figure. IV.7</b> Choix du modèle laminaire.....	47
<b>Figure IV.8</b> Choix du modèle diphasique VOF.....	47
<b>Figure. IV.9</b> choix des conditions opératoires.....	48
<b>Figure IV.10</b> Choix des matériaux.....	48
<b>Figure. IV.11</b> chois des conditions aux limites .....	49
<b>Figure IV.12</b> définir la porosité .....	50
<b>Figure IV.13</b> Introduire la perméabilité.....	50
<b>Fig. IV.14.</b> Initialisation de l'ensemble des paramètres .....	51
<b>Figure IV.15</b> Menu residual.....	51
<b>Figure IV.16</b> Menu Iteration.....	52
<b>Figure IV.17</b> Convergence.....	52
<b>Figure IV.18</b> visualisation des résultats.....	53

## Liste des figures

---

<b>Figure IV.19</b> : Profils de saturation dans le milieu aux temps: (a), (b).....	<b>54</b>
<b>Figure IV.20</b> : Profils de saturation dans le milieu aux temps : (c), (d), (e), (f)....	<b>55</b>
<b>Figure IV.21</b> : Profils de saturation dans le milieu aux temps : (a), (b).....	<b>56</b>
<b>Figure IV.22</b> : Profils de saturation dans le milieu aux temps : (c), (d) (e), (f),.... (g),.	<b>57</b>
<b>Figure IV.23</b> : Profils de saturation dans le milieu aux temps : (i), (g).....	<b>58</b>
<b>Figure IV.24</b> : Profils de saturation dans le milieu aux temps : (a), (b).....	<b>59</b>
<b>Figure IV.25</b> : Profils de saturation dans le milieu aux temps : (c), (d), (e), (f), (g), (h).	<b>60</b>
<b>Figure IV.26</b> : Profils de saturation dans le milieu aux temps : (i), (j) (k), (l), (m), (n).....	<b>61</b>
<b>Figure IV.27</b> : Profils de saturation dans le milieu aux temps(o), (p).....	<b>62</b>
<b>Figure IV.28</b> : Profils de pression dans le milieu homogène aux temps (a), (b).....	<b>63</b>
<b>Figure IV.29</b> : profils de saturation dans le milieu homogène aux temps (a)..... (b),(c), (d),(e), (f).....	<b>64</b>
<b>Figure IV.30</b> : Profils de saturation dans le milieu homogène aux temps : (g), (h), (i), (j), (k), (l).....	<b>65</b>
<b>Figure IV.31</b> : Profils de saturation dans le milieu hétérogène aux temps : (a), (b) .....	<b>67</b>
<b>Figure IV.32</b> : Profils de saturation dans le milieu hétérogène aux temps: (c), (d). (e), (f) (g), (h). .....	<b>68</b>
<b>Figure IV.33</b> : Profils de saturation dans le milieu hétérogène aux temps : (i), (j). (k), (l) (m), (n).....	<b>69</b>
<b>Figure IV.34</b> : Profils de saturation dans le milieu hétérogène aux temps: (a), (b). (c), (d), (e), (f). .....	<b>70</b>

### **INTRODUCTION GENERALE**

La mécanique des fluides dans les milieux poreux est une branche particulière de la physique et sa compréhension revêt une grande importance, plus particulièrement l'écoulement des phases immiscibles qui interviennent lors de la migration des polluants dans le sol et dans les aquifères ainsi que dans les procédés de dépollution des nappes phréatiques et dans l'exploitation d'un gisement pétrolier où on se contentait autrefois de forer des puits et de laisser le gisement de pétrole se décompresser. On utilise aujourd'hui des techniques de récupération assistées pour augmenter, de manière significative, le taux de récupération par l'injection de l'énergie dans le gisement, généralement de l'eau. Le choix de la configuration des puits injecteurs à adopter est d'une importance capitale pour un meilleur balayage du réservoir. Ce déplacement immiscible entraîne une instabilité qui se développe au niveau de l'interface séparant les fluides impliqués dans le processus de déplacement. Cette instabilité se manifeste sous forme de doigts pénétrant (finger-shaped).

La quantification physique et la modélisation des phénomènes de digitations impliqués dans les déplacements sont quasi-impossibles et peu abordées dans la littérature, compte tenu de la géométrie complexe et de la nature opaque des milieux poreux ainsi que des mécanismes mis en jeu, d'où la nécessité de recourir à la simulation numérique.

L'objectif de ce travail est d'analyser l'influence de certains paramètres tels que le débit d'injection, la viscosité et l'hétérogénéité du milieu poreux sur le phénomène d'instabilité dans le système de maille à cinq puits (five-spot).

Compte tenu de l'ampleur du sujet auquel les chercheurs s'intéressent que depuis peu de temps, notre étude sera limitée et le travail sera présenté de la manière suivante :

- Le premier chapitre porte sur les généralités sur les milieux poreux et les phénomènes capillaires mis en jeu.
- Le second chapitre traite les écoulements multiphasiques en milieu poreux.

## Introduction générale

---

- Le troisième chapitre aborde l'interface des déplacements immiscibles.
- Le dernier chapitre est réservé aux applications et à la discussion des résultats obtenus par le code FLUENT.
- On termine par une conclusion générale.

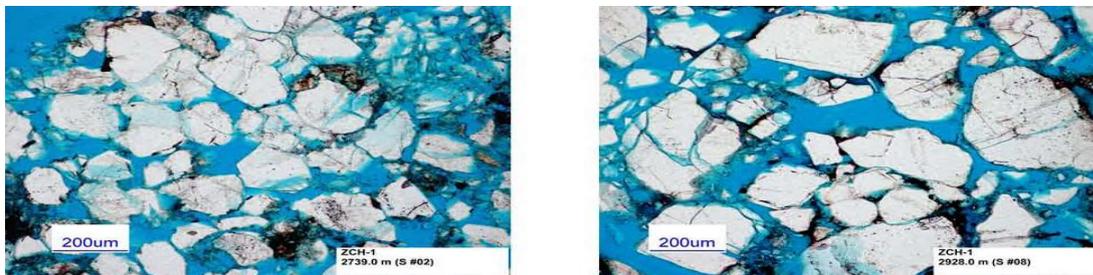
## I.1 Introduction

Dans notre environnement naturel, la matière solide est plus souvent poreuse. Rares sont les solides rigoureusement non poreux. Les sols et presque toutes les roches sont poreux, susceptibles de contenir une ou plusieurs phases fluides, et par conséquent d'être le siège de tous les phénomènes de transfert.

## I.2 Définition

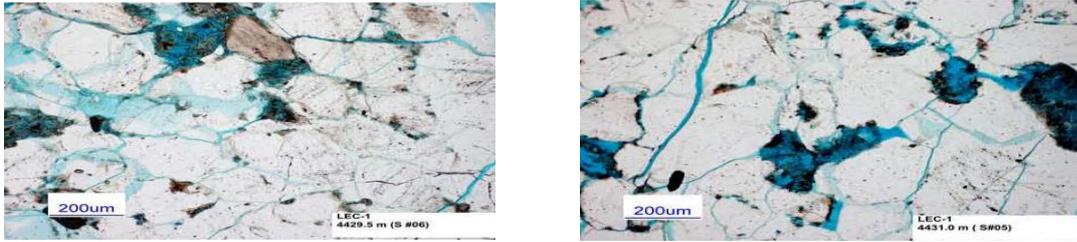
Les milieux poreux sont par définition des solides (matrices solides) de forme compliquée contenant des interstices appelés pores. Ces pores peuvent communiquer entre eux et contenir une ou plusieurs phases fluides susceptibles de s'écouler et éventuellement, échanger entre elles et/ou avec le solide, de la matière et/ou de l'énergie. La matrice peut se présenter sous les deux formes suivantes:

**I.2.1 Milieu poreux non consolidé** : Dans lequel la phase solide est formée de grains ou de fibres non soudés entre eux (graviers, sables, limons, billes de verre et d'acier, matériaux divers... etc.) (Figure I.1).



**Figure I.1** : milieu poreux non consolidé.

**I.2.2 Milieu poreux consolidé** : Dans lequel la phase solide est formée de grains cimentés (roches calcaires, grès, argiles, etc.) (Voir FIG I.2)



**Figure I.2 :** milieu poreux consolidé.

### I.3. Paramètres et caractéristiques d'un milieu poreux :

Nous allons mettre en évidence les paramètres qui permettent la description quantitative de ces caractéristiques qui se présentent par un certain nombre de grandeurs moyennes, géométrique ou statistique : porosité, surface spécifique, tortuosité ....etc.

#### I.3.1.La porosité :

Le paramètre principal décrivant un milieu poreux est la porosité. Elle est décrite comme le rapport du volume des pores au volume total de l'échantillon.

$$\phi_T = \frac{V_P}{V_T} \quad (\text{I.1})$$

$V_P$  : Volume des pores.

$V_T$  : Volume total de l'échantillon.

On distingue principalement deux porosités :

**I.3.1.1 : La porosité utile ( $\phi_u$ ) :** est celle qui permet la circulation des fluides se trouvant dans les pores.

La porosité utile correspond aux pores reliés entre eux et avec l'extérieur.

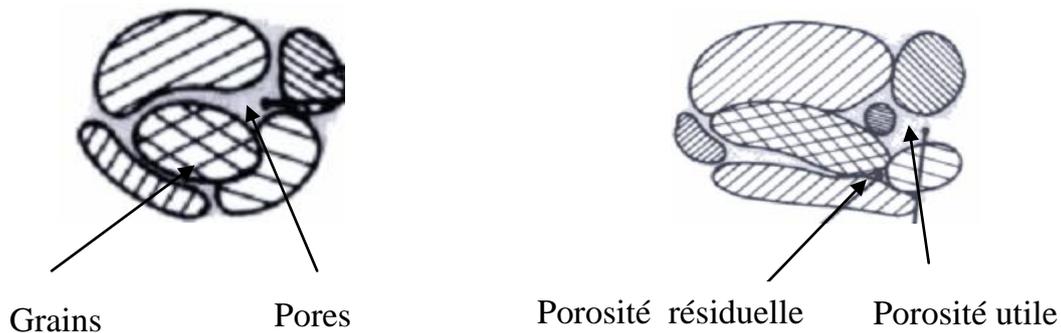
$$\phi_u = \frac{V_{Pa}}{V_T} \quad (\text{I.2})$$

$V_{Pa}$  : Volume des pores accessibles.

**I.3.1.2 Porosité résiduelle ( $\phi_r$ ):** Est celle qui ne tient compte que des pores isolés.

$$\phi_r = \frac{V_{PI}}{V_T} \quad (I.3)$$

$V_{PI}$  : Volume des pores isolés (non accessibles)



**Figure I.3** : schéma du milieu poreux

De façon générale, la porosité est une fonction décroissante de la profondeur. La porosité des roches est très variable selon les conditions de température et de pression de la formation et de l'évolution géologique [1].

Ce paramètre de porosité est complémentaire de la fraction volumique du solide  $\varepsilon$  telle que : [11]

$$\phi_T + \varepsilon = 1. \quad (I.4)$$

Le tableau (I.1) illustre quelques valeurs de porosité de certains matériaux. [13]

Matériaux	Porosité
Tourbe	60-80
Argile	45-55
Sable	30-40
Grès	10-20
Sols	50-60
Silt	40-50
Gravier	30-40
Calcaire	1-10

**Tableau I .1** Porosité de quelques matériaux sédimentaires (%).

Les différents intervalles de porosité utile sont résumés dans le tableau suivant. [1]

Appellations	$\phi_u$
Faible	$\phi_u < 5\%$
Médiocre	$5\% < \phi_u < 10\%$
Moyenne	$10\% < \phi_u < 20\%$
Bonne	$20\% < \phi_u < 30\%$
Excellente	$30\% < \phi_u$

**Tableaux I .2.**classification des porosités.

La définition et la quantification des propriétés des milieux poreux sont faites généralement pour un volume élémentaire représentatif.

**I.3.2. Nécessité d'un changement d'échelle : concept de volume élémentaire représentatif.**

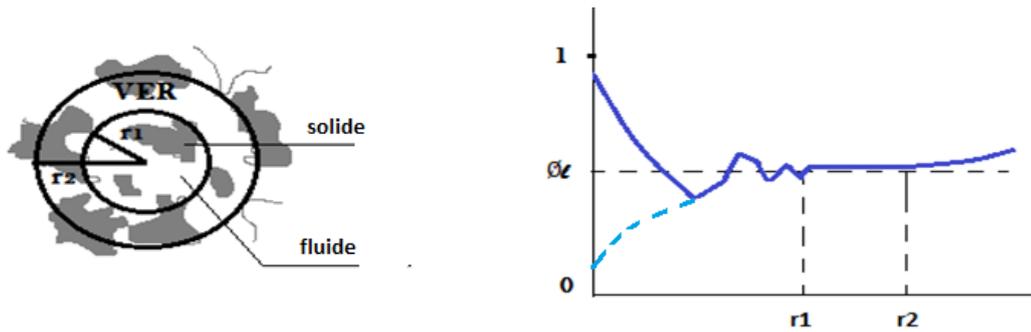
Pratiquement toutes les théories concernant les phénomènes qui ont lieu dans les milieux poreux conduisent à des lois macroscopiques applicables à des blocs dont les dimensions sont grandes comparativement à celles des pores. De sorte qu'en utilisant ces lois, on est amené à raisonner sur un milieu poreux comme sur un milieu continu, caractérisé par les valeurs locales d'un certain nombre de coefficients, dont la valeur est définie en tout point de l'espace. [5]

Afin de pouvoir décrire les propriétés d'un milieu poreux ou celles de l'écoulement au sein de ce milieu nous devons nous placer à une échelle où les discontinuités structurales (espace poral et grains solides) n'ont pas d'influence sur ces propriétés. Ce concept est appelé Volume Élémentaire Représentatif.

En effet, reprenons la définition de la porosité que nous avons introduite précédemment. La porosité d'un bloc de milieu poreux est le rapport du volume des vides au volume total du bloc. Si le bloc a des porosités qui varient sensiblement d'un endroit à un autre, en introduisant la porosité locale ; celle-ci sera définie en tout point du milieu de la façon suivante : on isole par pensée un élément de volume entourant le point considéré, et on prend la porosité moyenne de cet élément.

L'élément de volume choisi doit être assez petit pour permettre de définir une porosité locale du milieu, mais doit être cependant assez grand par rapport aux dimensions des pores. [5]

Si par exemple on choisit un élément de volume constitué par une sphère centrée sur le point considéré, et si on fait varier le rayon  $r$  de la sphère, on obtient une porosité moyenne en fonction de  $r$  telle que représentée sur la figure (I.4).



**Figure I.4 :** domaine du VER

### I.3.3. La surface spécifique : [10]

Elle permet d'évaluer la surface de contact qu'offre un réseau à un fluide qui circule au travers. Elle se définit comme le rapport de l'aire de la surface totale des interfaces solide – pores  $A_{sf}$  au volume de l'échantillon  $V_T$ .

$$A_{spé} = \frac{A_{sf}}{V_T} \quad [L^{-1}] \quad (I.5)$$

La surface spécifique croit fortement lorsque le diamètre des grains diminue : de l'ordre de  $10\text{cm}^2/\text{cm}^3$  pour les sables, elle atteint son maximum pour les argiles avec  $500$  à  $800\text{cm}^2/\text{cm}^3$

### I.3.4. Tortuosité :

Elle est définie par l'équation suivante :

$$\tau = \left(\frac{L_e}{L}\right)^2 \quad (I.6)$$

avec :

$\tau$ : Tortuosité.

$L_e$ : Longueur moyenne réelle des capillaires.

$L$  : Longueur de l'échantillon.

**I.3.5. La saturation :**

La saturation d'une phase fluide  $l$  dans un milieu poreux est définie comme étant le rapport entre le volume de cette phase et le volume des pores connectés de ce milieu.

Alors d'une manière générale :

$$S_l = \frac{V_l}{V_p}, \text{ avec } 0 \leq S_l \leq 1, \sum_{n=1}^{np} S_l = 1 \quad (\text{I.7})$$

Considérons par exemple un écoulement triphasique eau-huile-gaz. La saturation de chacune des phases est:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p}, S_o = \frac{V_o}{V_p} \text{ et } S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad (\text{I.8})$$

$$\text{Et naturellement : } S_w + S_o + S_g = 1 \quad (\text{I.9})$$

avec : w : eau o : huile et g : gaz

**I.3.6. La topologie :**

La manière dont les pores et les grains sont connectés constitue la topologie du milieu poreux. Celle-ci peut notamment se caractériser par la grandeur suivante :

- La coordinence d'un grain est le nombre des grains qui sont en contact avec lui. Pour un empilement compact de sphères identiques, la coordinence est égale à 12. Dans une structure cubique centrée, elle est de 8. Cette notion s'applique également aux pores. Les roches sédimentaires ont une coordination moyenne des pores comprise entre 4 et 8.

**I.3.7 Teneur en eau [14]**

La teneur en eau est le rapport du volume de l'eau  $V_w$  contenue dans les pores du milieu, au volume total  $V_T$  du milieu considéré :

$$0 < \omega = \frac{V_w}{V_T} < 1 \quad (\text{I.10})$$

La saturation peut s'exprimer comme étant le rapport de la teneur en eau à la valeur de la porosité totale.

$$S = \frac{\omega}{\phi_t} \quad (\text{I.11})$$

### I.3.8. La perméabilité intrinsèque :

La perméabilité intrinsèque ou absolue d'une roche est l'aptitude de cette roche à laisser circuler à travers ses pores un fluide dont elle est saturée. Cette propriété peut être évaluée grâce à la loi de Darcy. [4]

Elle est reliée à la dimension et à la connectivité des pores entre eux. Elle est définie sous la forme suivante. [5]

$$k = \frac{Q \cdot \mu}{A \cdot \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)} \quad (\text{I.12})$$

Où

Q : Débit volumique du fluide [ $L^3 T^{-1}$ ]

$\mu$  : Viscosité dynamique du fluide [ $ML^{-1} T^{-1}$ ]

A : Aire de la section traversée par le fluide [ $L^2$ ]

$\frac{\Delta P}{\Delta L}$  : Variation de la pression par unité de longueur [ $ML^{-2} T^{-2}$ ]

L'unité usuelle est le **Darcy** ou le **milli darcy** ( $1 \text{ mD} = 0,987 \cdot 10^{-15} m^2$ )

La gamme des perméabilités rencontrées est très étendue. [1]

- 1 à 10 mD : faible.
- 10 à 50 mD : médiocre.
- 50 à 200 mD : moyenne.
- 200 à 500 mD : bonne.
- > 500 mD : excellente.

**I.3.9. Perméabilité effective:**

Le concept de perméabilité effective est introduit dans le cas des écoulements multiphasiques. Soit un écoulement diphasique (eau, huile), à 1 dimension. On écrit la loi de Darcy, pour chaque phase :

$$Q_w = \frac{k_w A}{\mu_w} \left( \frac{\Delta P_w}{\Delta L} \right) \quad (\text{I.13})$$

$$Q_o = \frac{k_o A}{\mu_o} \left( \frac{\Delta P_o}{\Delta L} \right) \quad (\text{I.14})$$

$Q_w$ : Débit de l'eau. [ $L^3 T^{-1}$ ]

$Q_o$ : Débit de l'huile. [ $L^3 T^{-1}$ ]

$k_w$ : Perméabilité effective de l'eau en présence d'huile.

$k_o$ : Perméabilité effective de l'huile en présence d'eau.

**I.3.10. Perméabilité relative :**

La perméabilité relative est introduite comme étant le rapport de la perméabilité effective à la perméabilité intrinsèque, elle exprime le degré auquel le fluide est gêné de circuler à la présence de l'autre phase :

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} \quad \text{Et} \quad k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad (\text{I.15})$$

$k_{rw}$ : Perméabilité relative à l'eau.

$k_{ro}$ : Perméabilité relative à l'huile.

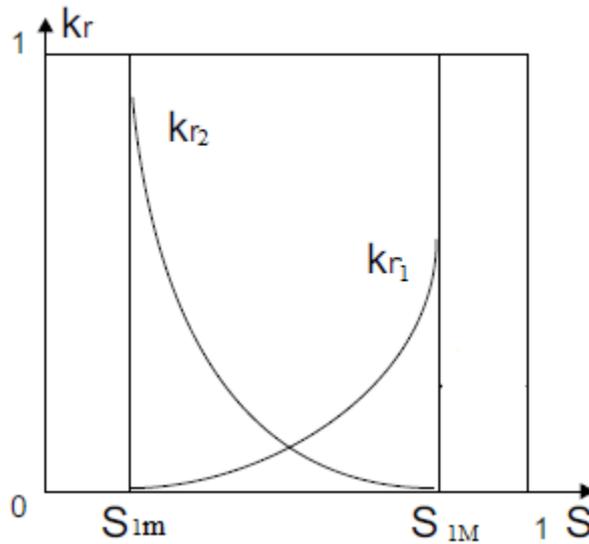
**I. 4. Variation des perméabilités relatives en fonction de la saturation [5]**

L'expérience montre que les perméabilités relatives varient avec la saturation comme indiqué sur la figure (I.5). Pour l'intervalle de saturation en fluide 1 :

$$S_{1m} \leq S_1 \leq S_{1M}$$

$S_{1m}$  : Saturation irréductible.

$S_{1M}$  : Saturation résiduelle.



**Figure I.5.** Variation de la perméabilité en fonction de la saturation.

Cette figure indique seulement l'allure générale des courbes des perméabilités relatives. Leurs formes exactes dépendent du milieu poreux considéré.

On remarque que la perméabilité relative au fluide mouillant  $k_{r1}$  a, pour la saturation  $S_{1M}$ , une valeur nettement inférieure à 1, tandis que  $k_{r2}$  a, pour la saturation  $S_{2M}$ , une valeur proche de 1, cela signifie que la présence de fluide mouillant irréductible gêne peu l'écoulement du fluide non mouillant, tandis que la présence de fluide non mouillant résiduel gêne notablement l'écoulement du fluide mouillant.

On remarque aussi que la somme des perméabilités relatives pour une même saturation, est toujours inférieure à 1, cela signifie que lorsque l'écoulement a lieu en deux phases la capacité totale de l'écoulement à travers le milieu est réduite.

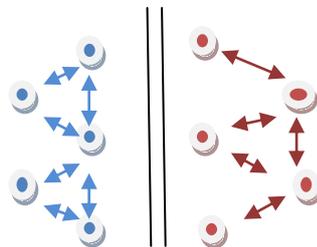
### I.5. Phénomènes de surface :

L'écoulement diphasique des fluides non miscibles en milieu poreux est un processus complexe. Cette complexité est principalement due aux effets des seuils introduits par des phénomènes de surface (tension interfaciale et les pressions capillaires).

#### I.5.1 L'interface fluide-fluide : [17]

L'interface entre deux fluides est une zone diffuse où les concentrations en chacune des espèces varient très rapidement sur une faible distance. Dans cette zone les molécules constitutives des phases s'interpénètrent et donnent lieu à une anisotropie brusque mais continue des propriétés physiques du système.

Cette interface résulte de déséquilibre des forces d'attraction entre les molécules différentes au contact des deux fluides immiscibles.



**Phase1**    **interface**    **phase2**

**Figure I.6** causes moléculaires de la tension interfaciale.

#### I.5.2. La tension interfaciale : [17]

la tension interfaciale  $\sigma$  (N/m) est l'énergie de travail requise pour créer une nouvelle unité de surface à l'interface entre deux fluides immiscibles.



**Figure I.7** Définition de la tension interface.

Pour créer une unité d'aire  $dA$ , on exerce une force  $F$  sur une distance  $dx$  :

$$\sigma = \frac{\text{travail}}{\text{aire}} = \frac{F \cdot dx}{dA} [=] \left[ \frac{\text{N} \cdot \text{m}}{\text{m}^2} \right] [=] \left[ \frac{\text{N}}{\text{m}} \right] [=] \left[ \frac{\text{kg}}{\text{s}^2} \right] \quad (\text{I.15})$$

**Remarque :** [17]

Il faut distinguer la tension interfaciale qui est présentée entre deux fluides immiscibles de la tension de surface qui se produit entre un liquide et sa vapeur.

Quelques valeurs de la tension interfaciale  $\sigma$  : [15]

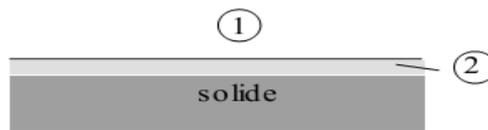
Système de fluides	Tension interfaciale $\sigma \cdot 10^{-3} \text{ (N/m)}$
Air-eau	70
Air-huile	20-50
Air-mercure	500
Eau-huile	30
Verre-air	200-300
Fluide-minéral	100

**Tableaux I.3.** Valeurs typiques de la tension interfaciale.

### I.5.3. Le mouillage : [3]

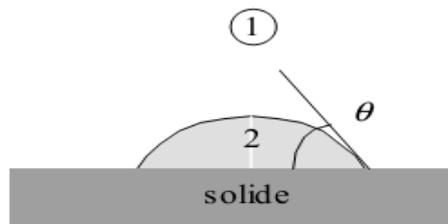
L'angle de contact  $\theta$ , formé par la paroi solide avec la tangente à l'interface fluide-fluide, varie suivant la nature du solide et des fluides. Il caractérise la mouillabilité du solide. Sa valeur est comprise entre 0 et  $\pi$ .

Considérons une surface solide en présence de deux fluides. On constate que l'un de ces derniers a tendance à s'étaler sur le solide. L'angle  $\theta$  de raccordement de l'interface avec le solide, compté dans ce fluide est inférieur à  $\frac{\pi}{2}$ . Tandis que lorsqu'il est compté dans l'autre fluide, il est supérieur à  $\frac{\pi}{2}$ . On dit que le fluide qui a tendance à s'étaler mouille mieux la surface.



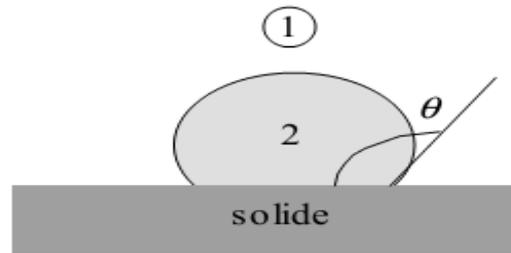
**Figure I.8:** Mouillage total, cas d'étalement.

- $\theta = 0$ : le fluide 2 mouille parfaitement le solide (mouillage total),



**Figure I.9:** Mouillage partiel  $\theta < \frac{\pi}{2}$ , cas de non étalement.

- $0 < \theta < \frac{\pi}{2}$ : le fluide 2 mouille le solide préférentiellement au fluide 1.
- $\theta = \frac{\pi}{2}$ : le solide n'est mouillé ni par le fluide 1 ni par le fluide 2.



**Figure I.10:** Mouillage partiel  $> \pi/2$ , cas de non étalement.

- $\pi/2 < \theta < \pi$  : le fluide 1 mouille le solide préférentiellement au fluide 2.
- $\theta = \pi$  : le fluide 1 mouille parfaitement le solide (mouillage total).

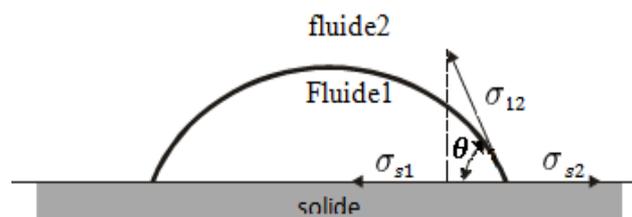
Dans le cas où les phases sont l'eau et huile, l'eau constitue souvent la phase mouillante.

#### I.5.4. Relation entre mouillabilité et tension interfaciale :

Young a défini l'angle de contact comme une conséquence de l'équilibre statique entre une goutte de liquide et une surface solide. La goutte de liquide aura une certaine forme en raison des tensions interfaciales qui agissent sur elle.

$\sigma_{12}$  : La tension interfaciale entre le liquide 1 et 2

$\sigma_{s1}$  Et  $\sigma_{s2}$  les tensions interfaciales entre solide et liquide



**Figure I.11:** Définition de l'angle de contact selon Young.

La projection donne :

$$\sigma_{s2} = \sigma_{12} \cos \theta + \sigma_{s1} \quad (\text{I.15})$$

Ce qui donne la loi de **Young** :

$$\cos \theta = \frac{\sigma_{s2} - \sigma_{s1}}{\sigma_{12}} \quad (\text{I.16})$$

### I.5.5 Interface dans un capillaire :

Dans la réalité beaucoup d'interfaces rencontrées sont courbées (émulsions, bulles, interfaces dans les capillaires). En ce cas les propriétés interfaciales provoquent une différence de pression de part et d'autre de l'interface et ce phénomène correspond à la loi de Laplace.

Un milieu poreux peut être modélisé comme un réseau de capillaires interconnectés. Les interfaces à l'intérieur de ces capillaires sont donc courbées.

#### I.5.5.1. Loi de Laplace [11]

La différence de pression de part et d'autre d'une interface entre deux fluides 1 et 2 dans un capillaire est appelée pression capillaire.



**Figure I.12** : interface courbe dans un capillaire

Dans le cas d'un système avec une phase mouillante (**m**) et une autre non mouillante (**nm**) on a la relation suivante pour la pression capillaire :

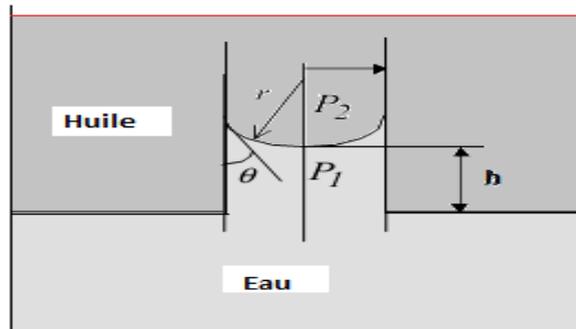
$$P_C = P_{nm} - P_m \quad (\text{I.17})$$

L'équation de Laplace relie la pression capillaire  $P_c$  à la tension interfaciale  $\sigma$  qui existe entre les deux fluides immiscibles et les rayons de courbure de l'interface des deux fluides  $r_1$  et  $r_2$ :

$$P_c = \sigma_{12} \left( \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) \quad (\text{I.18})$$

La pression capillaire peut aussi être dérivée de la hauteur de remontée du fluide mouillant dans le tube capillaire  $h$  et de la différence de densité  $\Delta\rho$  entre les fluides immiscibles comme la montre la figure (I.13)

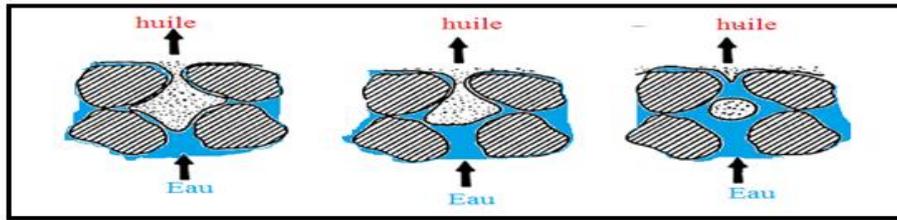
$$P_c = \Delta\rho g h \quad (\text{I.19})$$



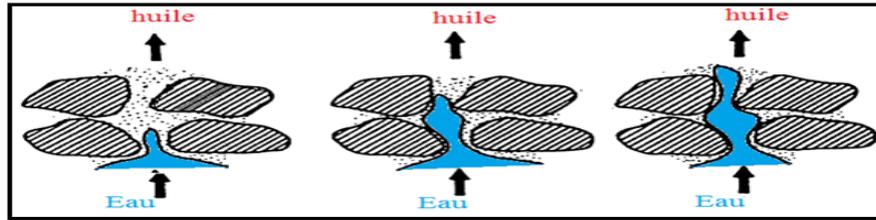
**Figure I.13:** La montée d'un fluide mouillant dans un capillaire.

### I.5.6 Importance de la mouillabilité : [17]

la figure montre schématiquement la distribution de l'eau et de l'huile lors de déplacement de l'huile par l'eau selon que l'eau ou l'huile sont mouillants. lorsque l'eau est le fluide mouillant, l'eau occupe les pores les plus fins et l'huile piéger au centre des pores. Par contre, lorsque l'huile est le fluide mouillant, elle occupe les pores les plus fins ou elle demeure l'orsque l'eau envahie les pores.



A :Déplacement de l'huile par drainage :sable mouillable à l'eau.



B: Déplacement de l'huile par imbibition sable mouillable à l'huile.



**Figure I.14** : Effets de la mouillabilité.

Les fluides qui habitent l'espace poreux peuvent être liquides ou gaz. Les notions sur l'écoulement dans les milieux poreux sont abordées dans deuxième chapitre.

## II .1 Introduction

Dans ce chapitre, Nous abordons d'abord quelques concepts généraux reliés à la récupération du pétrole, par la suite nous abordons les équations fondamentales régissant les écoulements en milieu poreux.

### II.2 Types de déplacements en milieux poreux.

En fonction de degré de mouillage des fluides avec la surface du milieu poreux, deux types de déplacements sont rencontrés.

**II.2.1 le drainage**, lorsqu'un fluide non mouillant est injecté pour déplacer un fluide en place mouillant.

**II.2.2 l'imbibition**, cas inverse du drainage, rencontré lorsqu'un fluide mouillant est injecté pour déplacer un fluide en place non mouillant.

### II.3. Implantation des sondes d'injection :[18]

Le schéma de la disposition relative des puits d'injection et de production dépend de l'aspect géologique du réservoir et de l'importance du volume de la roche imprégnée, qu'il faudra balayer dans un temps limité par les considérations économiques.

Il est possible de distinguer essentiellement deux types de balayages :

1 .Un déplacement s'effectuant suivant un front qui se déplace de la base de la zone d'accumulation vers ses parties hautes.

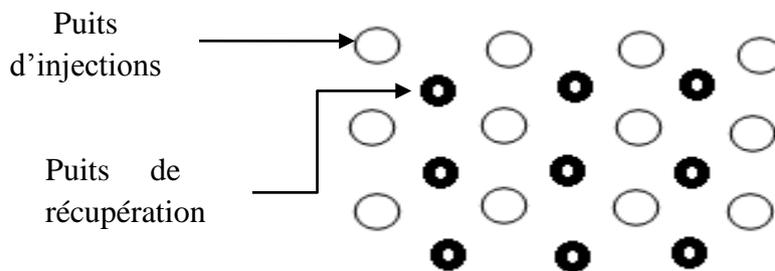
2. Un déplacement s'effectuant radialement à partir des puits d'injection qui sont alors intercalés entre les puits de production.

### II.3.1 déplacement radial [18]

Lorsqu'il s'agit de balayer un gisement plat de grande étendue les puits d'injection sont intercalés entre les puits de production; le déplacement est alors radial autour de chaque puits d'injection, auquel est affectée une aire de drainage déterminée.

#### II.3.1.1 Système de maille à cinq puits (five-spot) :

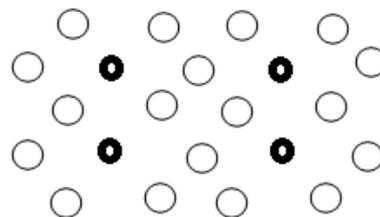
Le dispositif d'implantation le plus généralement adopté est celui du système de maille à cinq puits. Chaque puits d'injection est placé au centre d'un carré dont quatre puits de production occupent les sommets ; puits d'injection et de production sont en nombre égal.



**Figure. II.1 :** Système de maille à cinq puits.

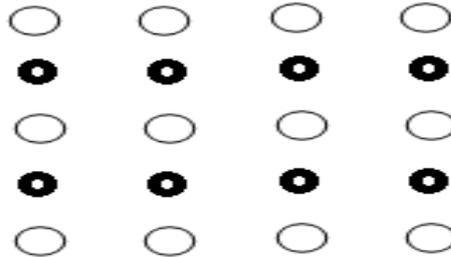
#### II.3.1.2 Les autres types d'implantation :

- **Le système de maille à sept puits :** Les puits d'injection sont implantés aux sommets d'un hexagone dont le centre est occupé par les puits de production.



**Figure. II.2 :** Le système de maille à sept puits.

- **Le système de maille à neuf puits** : L'implantation est semblable à celle du système de mailles à cinq puits, mais on fore un puits d'injection supplémentaire au milieu de chacun des cotés du carré.
- **L'implantation en lignes** : Cette implantation est du même type que le système de mailles à cinq puits, mais il n'y a pas de décalage latéral entre les alignements de puits de production et d'injection.

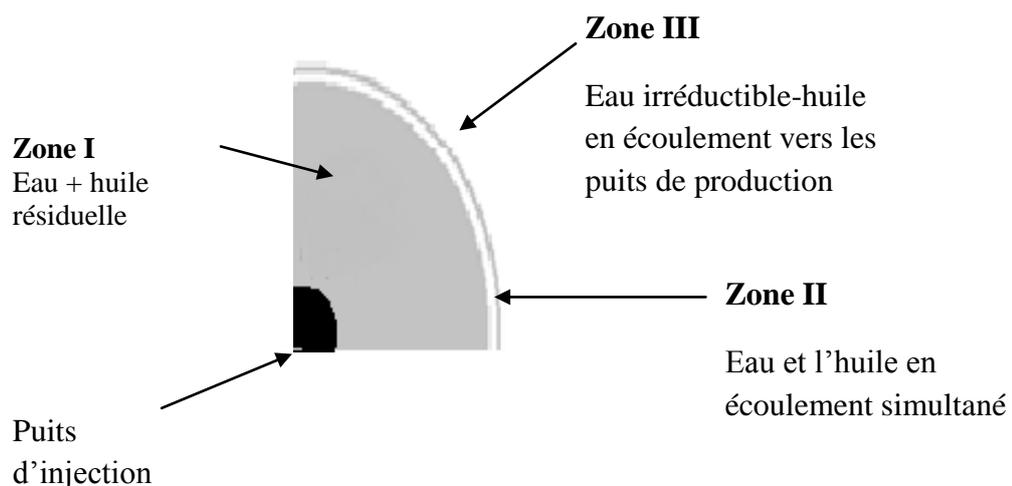


**Figure. II.3** Implantation en lignes.

En pratique, le choix se limite entre ces deux implantations : en ligne ou selon les mailles à cinq puits. Dans le forage des puits d'injection intercalaires, le dispositif retenu le plus souvent sera le système de mailles à cinq puits (five-spot) [18].

#### II.4 les zones du déplacement immiscible [4]

Dans les techniques d'exploitation où un fluide, injecté dans le gisement, déplace l'huile ou le gaz vers les puits de production, on peut souvent, en première approximation, schématiser le phénomène de la façon suivante (fig. II.4).



**Figure. II.4** Schéma différentes zones du déplacement immiscible.

Dans la zone I, entourant le puits d'injection, le fluide injecté (eau, par exemple) a déplacé l'huile à l'exception d'une certaine quantité (dite huile résiduelle) qui reste immobile. Dans la zone II, il y a écoulement simultané d'eau et d'huile. Dans la zone III, la roche contient de l'eau connée (c'est-à-dire présente dans le gisement, en même temps que l'huile, avant le début de l'exploitation) en quantité trop faible pour qu'elle puisse s'écouler, et de l'huile en écoulement vers les puits de production. Les lois des écoulements monophasiques sont applicables dans les zones I et III, tandis que celles des écoulements polyphasiques intéressent la zone II.

### **II.5 Les différentes échelles d'observations [6]**

Les écoulements de fluides non miscibles peuvent être observés à plusieurs échelles.

**II.5.1 L'échelle du pore dite microscopique :** A cette échelle, les grandeurs caractéristiques sont celles du diamètre moyen du pore dans le cas du milieu consolidé et celles du diamètre du grain dans un milieu non consolidé. Le comportement mécanique des fluides newtoniens à cette échelle est décrit par les équations de Navier-Stokes.

**II.5.2 L'échelle locale dite macroscopique (échelle de darcy) :** Elle décrit les phénomènes pour des éléments de volume suffisamment grands par rapport au volume moyen des pores (ou des grains). L'échelle de darcy est basée sur l'existence d'un **V.E.R.**

**II.5.3 L'échelle globale dite grande échelle :** c'est l'échelle qui considère des mécanismes décrits pour des distances kilométriques.

La transition d'une échelle donnée à une échelle supérieure est réalisée par une prise en compte des nouveaux paramètres représentatifs moyens et elle est souvent accompagnée de pertes d'informations.

## II.6 Ecoulement monophasique :

L'écoulement monophasique correspond à l'écoulement d'un seul fluide, éventuellement en présence d'un autre fluide immobile.

### II.6.1 Les équations des écoulements monophasiques.

#### II.6.1 .1 Approche microscopique (loi de Poiseuille) [6]

A l'échelle microscopique, l'écoulement des fluides peut être décrit dans un réseau de microcavités (pores) reliées par de fins canalicules (capillaires). La résistance à l'écoulement s'effectue principalement dans les capillaires. Une relation entre forces motrices, forces de frottement et vitesse d'écoulement peut être établie aisément dans un écoulement laminaire dans un capillaire de géométrie fixe. Cette relation est donnée par la loi de Poiseuille qui représente une approximation des équations de Navier-Stokes.

Elle s'écrit sous la forme suivante :

$$q = \frac{\pi}{8\mu} r^4 \frac{\Delta P}{L} \quad (\text{II.5})$$

$q$  : débit volumique,

$r$  et  $L$  : sont respectivement le rayon et la longueur du capillaire.

$P$  : est la pression motrice.

Pour un milieu poreux constitué d'une matrice compacte percée de  $n$  canaux de rayon  $r$  tous parallèles entre eux pour une surface totale  $S$  perpendiculaire à la direction des canaux, on définit : [4]

$$W = \frac{n\pi r^2}{S} \quad (\text{II.6})$$

Le débit total est alors :  $Q = n.q$

Ce qui donne :

$$Q = S \frac{w}{8\mu} r^2 \frac{\Delta P}{L} \quad (\text{II.7})$$

$\frac{w.r^2}{8}$  : Le coefficient de proportionnalité qui représente la perméabilité dans l'équation de darcy

### II.6.1.2 Approche macroscopique (loi de Darcy) :

La loi de Darcy, établie en 1856, reste de nos jours un élément essentiel de la description mathématique de l'écoulement monophasique d'un fluide dans un milieu poreux. Elle est largement utilisée dans de nombreux domaines : hydrologie, génie chimique, exploitation des gisements d'hydrocarbures, etc.

Alors la vitesse fictive du fluide, ou vitesse de Darcy peut s'exprimer:

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

$\vec{V}$  : Le vecteur vitesse de Darcy, [LT<sup>-1</sup>].

$\mu$ : La viscosité dynamique de fluide, [ML<sup>-1</sup>T<sup>-1</sup>].

$k$ : La perméabilité intrinsèque du milieu, [L<sup>2</sup>] .

$p$  : La pression, [ML<sup>-1</sup>T<sup>-2</sup>].

$\rho$  : La masse volumique du fluide, [ML<sup>-3</sup>].

$g$ : L'accélération de la pesanteur, [LT<sup>-2</sup>].

Sous cette forme généralisée, la loi de Darcy est très bien vérifiée par l'expérience, les déformations du milieu poreux doivent être négligeables.

Le coefficient de perméabilité  $K$  est un coefficient scalaire si le milieu poreux est isotrope ou bien si l'écoulement est unidirectionnel. Dans le cas d'un milieu

anisotrope avec les axes principaux d'anisotropie parallèles aux axes du système, le tenseur est diagonal :

$$\bar{\bar{k}} = \begin{bmatrix} k_{xx} & 0 & 0 \\ 0 & k_{yy} & 0 \\ 0 & 0 & k_{zz} \end{bmatrix}$$

Il existe différents modèles pour décrire les écoulements dans les milieux poreux qui sont construits à partir du modèle de base qui est le modèle de Darcy avec les différentes extensions en tenant compte de certains effets présents dans les milieux poreux, on distingue à cet effet :

### Modèle de Darcy-Forchheimer [7]

Pour une grande vitesse de filtration, la loi de Darcy s'éloigne du comportement linéaire pour la vitesse ; elle doit donc être corrigée par un terme inertiel non linéaire du second degré qui tient compte des effets inertiels macroscopiques. Le modèle ainsi défini est dit modèle de Darcy-Forchheimer et peut se mettre sous la forme générale suivante :

$$\nabla P = -\frac{\mu}{k} \vec{V} - \frac{\rho F}{\sqrt{k}} |\vec{V}| \vec{V} \quad (\text{II.4})$$

Où

F représente le coefficient de **Forchheimer**.

On distingue aussi le Modèle de **Darcy-Brinkman** et le Modèle de **Darcy-Forchheimer-Brinkman** (Modèle général)

#### II.6.1.3 L'équation de continuité

Les propriétés de l'écoulement doivent aussi vérifier une relation exprimant la conservation de la masse du fluide, appelée équation de continuité, qui s'écrit, pour un milieu poreux parfaitement rigide et immobile et un fluide isotherme de composition constante, comme suit :

$$\emptyset \frac{\partial \rho}{\partial t} + \text{div} (\rho \vec{V}) = 0 \quad (\text{II.8})$$

### II.6.1.4 Equation de pression

En négligeant la variation spatiale de la masse volumique la loi de darcy (II.1), couplée avec l'équation de continuité (II.2), donne l'équation de pression :

$$\operatorname{div} \left( -\rho \left( \frac{k}{\mu} (\overrightarrow{\operatorname{grad}} p - \rho \overrightarrow{g}) \right) \right) + \phi \frac{\partial \rho}{\partial t} = 0 \quad (\text{II.1})$$

## II.7 Ecoulement diphasique

### II.7 .1 Recherche bibliographique :

Les premiers travaux, concernant la description rationnelle des écoulements diphasiques en milieux poreux, ont été publiés, indépendamment par DARCY en 1856 dont la loi (empirique) lie le débit d'un fluide newtonien à la perte de charge.

En étudiant les champs de pétrole du nord ouest de la Pennsylvanie, Carll (1880) déclara que les réservoirs ont un caractère intergranulaire et pensait qu'il pouvait y avoir de l'eau coexistant avec du pétrole, ce qui a stimulé de nombreuses recherches qui le succédèrent vu l'importance de ce domaine et son enjeu économique. [10]

**Darcy (1856)** a présenté une méthode pour calculer la perméabilité intrinsèque basée sur un échantillon de longueur L, saturé d'un fluide de viscosité dynamique  $\mu$ , traversé horizontalement par un débit Q ; en régime permanent, la pression amont est P, la pression aval est P-dP (voir l'équation I.22). [19]

**En 1936 Muskat et Meres**, étudient l'écoulement de deux phases, l'une mouillante et l'autre non mouillante à travers un milieu poreux en introduisant la notion de perméabilité effective de chaque phase. [19]

**Hassler** étudie essentiellement pendant la même période les mouvements transitoires qui ont lieu lorsque l'huile est progressivement déplacée par le gaz.

En 1937 **Muskat**, fait une étude sur l'influence du gradient de pression sur la perméabilité relative en milieu poreux. [10]

L'approche de **Buckley et Leverett** au déplacement d'un fluide dans des milieux poreux par un fluide immiscible a été présentée la première fois en 1942. Le développement théorique suppose qu'un déplacement non miscible peut être modélisé mathématiquement en utilisant les concepts de la perméabilité relative, tandis que le déplacement est considéré de type frontal. [19]

La théorie de **Buckley et Leverett** permet l'interprétation des résultats expérimentaux du déplacement, à partir des débits cumulés effluents et de la différence de pression entre les extrémités de l'échantillon, tel que cette méthode est appliquée. Lorsqu'on a un déplacement unidimensionnel, milieu homogène, il n'y a pas de transfert de masse entre les phases et les phases sont incompressibles. [19]

**Wycoff et Botset** recherchent au contraire des mouvements permanents dans lesquels l'huile se trouvait être le siège d'une pression capable de la mouvoir indépendamment de l'expansion du gaz. [10]

**Wyllie et Garner (1958)**, ont établi des expressions mathématiques pour la perméabilité relative diphasique en fonction de la saturation et de la pression capillaire. La relation entre ces deux paramètres est généralement déterminée expérimentalement. [19]

**Russel 1959, Yuster 1953 et Rose 1960** ont fait des recherches sur l'influence du rapport des viscosités des deux phases. Ces travaux ont montré que la saturation est le paramètre qui détermine beaucoup plus la perméabilité relative. [19]

Des méthodes expérimentales ont été proposées par **Sheidegger 1960, Pirson 1958, Amyx et al 1960** pour la détermination des valeurs de la perméabilité relative. Un peu plus tard, les chercheurs se sont penchés sur l'aspect mathématique du phénomène.

**Slatlery (1970) et Withaker (1973)** analysèrent l'écoulement diphasique dans les milieux poreux en se basant sur des techniques de prises de moyennes reliant ainsi les milieux discontinus (milieux poreux) à la théorie des milieux continus. D'autres

chercheurs ont entrepris la même approche mathématique d'un point de vue statistique. [19]

**Miller (1983)** a employé une courbe adaptée sur le rétablissement et la chute de pression par rapport au déplacement d'huile par l'eau. Il a alors employé les courbes adaptées dans l'analyse de **J.B.N** (Jonson, Bosseler et Neumann) pour calculer les perméabilités relatives. [19]

**Marle. C et Whitaker. S(1984)** comme dans le cas monophasique, le problème a été résolu pour des fluides newtoniens, incompressibles, s'écoulant simultanément dans l'espace des vides mais, pour tenir compte des interactions entre les phases, sur les interfaces communes aux fluides et au solide, des contraintes particulières doivent, évidemment, être prises en considération. [19]

**En 1993, M. Fourar et S. Bories** ont repris le concept de la perméabilité relative et ont publié une étude qui s'intitule "description des écoulements diphasiques dans une fracture à l'aide du concept de la perméabilité relative". Le but de cette étude étant l'évaluation de la description basée sur l'équation de Darcy et de déterminer la relation qui existe entre la perméabilité relative et la saturation. [10]

**Li et Horne (2001)** ont vérifié la bonne concordance entre les modèles établis et les données expérimentales pour le cas des écoulements diphasiques. [10]

**Stiles** a présenté une méthode pour calculer la récupération d'huile et le débit fractionnaire à partir d'un système stratifié. Il introduit dans son modèle plusieurs hypothèses, dans le but de calculer les performances de réservoir. Cette méthode ne s'applique que lorsque la mobilité ( $M$ ) est voisine de l'unité. [19]

Il est à noter qu'en dépit de nombreux travaux qui ont été consacrés à ce sujet, des études sont toujours d'actualité dans plusieurs laboratoires universitaires et pétroliers mondiaux.

### II.7.2 La loi de Darcy [2]

La loi de Darcy s'applique à l'écoulement d'une phase fluide unique, occupant tout l'espace poreux du milieu. Son extension aux écoulements de deux phases fluides qui partagent l'espace poreux a été proposée vers la fin des années 1940, par **Leverett** cité précédemment. Pour le cas d'un écoulement multiphasique cette loi est donnée sous la forme :

$$\vec{V}_i = -\frac{k k_{ri}}{\mu_i} (\overrightarrow{\text{grad}} P_i - \rho_i \vec{g}) \quad (\text{II.9})$$

La plupart des symboles apparaissant dans ces équations ont la même signification que ceux qui figurent dans l'équation de Darcy usuelle (dans le cas monophasique).  $i$  est l'indice de phase.

Pour le cas d'un écoulement diphasique eau-huile, on a :

$$\begin{cases} \vec{V}_w = -k_{rw}(s) \frac{k}{\mu_w} (\vec{\nabla} P_w - \rho_w \vec{g}) \\ \vec{V}_o = -k_{ro}(s) \frac{k}{\mu_o} (\vec{\nabla} P_o - \rho_o \vec{g}) \end{cases} \quad (\text{II.10})$$

avec

$\mu_w$  et  $\mu_o$  : les viscosités dynamiques de l'eau et de l'huile.

$k$  : la perméabilité du domaine.

$P_o$  et  $P_w$  : les pressions des phases huile et l'eau.

$\rho_w$  et  $\rho_o$  : les densités volumiques de l'eau et de l'huile.

$k_{rw}$  et  $k_{ro}$  : les perméabilités relatives, fonctions de la saturation.

**II.7.3 Equation de continuité :**

L'équation de conservation de masse régissant l'écoulement de deux phases en milieux poreux est comme suit :

$$\emptyset \frac{\partial (S_i \rho_i)}{\partial t} + \text{div} (\rho_i \vec{V}_i) = 0 \quad (\text{II.10})$$

Avec :

$i$  : l'indice de la phase (ici  $i=1$  ou  $2$ ).

$\emptyset$  : Porosité (sans dimension).

$S_i$  : Saturation de la phase I.

$\rho_i$  : La masse volumique de la phase.

**II.7.4 L'équation de pression :**

L'équation de pression est obtenue en couplant l'expression de la vitesse de filtration, définie par la loi de Darcy, avec l'équation de continuité. On obtient l'équation suivante :

$$\emptyset \frac{\partial (S_i \rho_i)}{\partial t} - \text{div} \left[ \frac{k k_i(s)}{\mu_i} (\rho_i \overrightarrow{\text{grad}} P_i - \rho_i^2 \vec{g}) \right] = 0 \quad (\text{II.11})$$

Pour le cas eau-huile, l'équation de pression s'écrit sous la forme suivante :

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial t} (\emptyset S_w) + \text{div} \left[ -k_{rw}(s) \frac{k}{\mu_w} (\vec{\nabla} P_w - \rho_w \vec{g}) \right] = 0 \\ \frac{\partial}{\partial t} (\emptyset (1 - S_w)) + \text{div} \left[ -k_{ro}(s) \frac{k}{\mu_o} (\vec{\nabla} P_o - \rho_o \vec{g}) \right] = 0 \end{cases} \quad (\text{II.12})$$

$$\text{Avec } S_o = 1 - S_w \quad (\text{II.13})$$

**II .8 Régime d'écoulement :**

La connaissance du nombre de Reynolds  $R_e$  permet de déterminer le régime d'écoulement.

$$R_e = \frac{\rho \bar{U}}{\mu} D_h \quad (\text{II.14})$$

$R_e \leq 2000$  Le régime est laminaire.

$2000 \leq R_e \leq 3000$  Le régime est transitoire

$R_e > 3000$  Le régime est turbulent

Dans le cas de l'écoulement dans les milieux poreux, les régimes d'écoulement peuvent être classés à partir du nombre de Reynolds des pores [3]:

$$R_e = \frac{V_m \rho d}{\mu} \quad (\text{II.15})$$

$V_m$  : Vitesse moyenne fictive de darcy

$\rho$  : masse volumique du fluide

$d$  : Diamètre moyen des grains

$\mu$  : viscosité dynamique du fluide

Les régimes sont classés comme suit :

- Régime de Darcy :  $R_e < 6$
- Régime transitoire :  $6 < R_e < 40$
- Régime inertiel :  $R_e > 40$

On peut conclure que la description mathématique de l'écoulement multiphasique en milieu poreux repose sur deux équations fondamentales qui sont : l'équation continuité et l'équation de Darcy. Ces équations sont couplées pour définir l'équation de pression.

### III.1 Introduction

Ce chapitre aborde les principes du déplacement immiscible dans les milieux poreux. Ces concepts trouvent généralement leurs applications lors de l'injection d'un fluide pour récupérer le pétrole brut dans un réservoir pétrolier.

### III.2 Recherche bibliographique :

Les premières études portant sur l'instabilité (d'écoulement biphasique) dans un milieu poreux bidimensionnel et homogène reviennent à **Saffman** et **Taylor** (1958). Dans leurs études, le déplacement d'un fluide par un autre fluide de viscosité différente est étudié. Les fluides sont considérés non miscibles, incompressibles et le fluide de balayage pousse complètement le fluide en place sans laisser des résidus en arrière. [21]

**Taylor**, rejoint par **Philip, Geoffrey, Saffman** (1931–2008) identifient un mécanisme contribuant au « *water-coning* » lorsqu'un fluide visqueux est déplacé par un fluide moins visqueux dans un milieu poreux.

**Hill** fut le premier à photographier l'apparition de la digitation visqueuse et à étudier les conditions d'apparition du phénomène (qu'il qualifiait de *channeling*). Il fut également le premier à expliquer physiquement le développement de l'instabilité dans un milieu poreux. [21]

**Kidder** (1956) ; **Muskat et Wyckoff** (1935) : ont étudié les phénomènes de « *water-coning* » lorsque l'eau est introduite dans le gisement. Ils ont remarqué la formation des cônes qui pénètrent la nappe de pétrole jusqu'au puits d'extraction. Ce qui diminue largement la quantité de pétrole récupérable.[21]

**Richardson et Perkin** (1957) ont remarqué que le fait de diminuer le débit d'injection de l'eau lors du déplacement vertical ascendant de l'huile induit la tendance de l'eau à résider sous l'huile grâce à la différence de densité. [6]

**Paterson et al** (1984) ont remarqué que les doigts sont beaucoup plus irréguliers quand un fluide non mouillant déplace un autre fluide mouillant. [6]

**Glass et al.** (1996) ont remarqué que les instabilités observées lors du processus de déplacement peuvent être attribuées aux effets de poussée quand les forces de viscosité sont insuffisantes pour dominer les forces de capillarité. [6]

**Page et al.** (1993) ont étudié les effets des forces de poussée par l'investigation de trois modes de déplacement : horizontal, vertical ascendant et vertical descendant. [6]

### **III.3 les différents forces du déplacement immiscible : [6]**

Le déplacement d'un fluide par un autre qui lui est immiscible est un processus complexe, il dépend de l'interaction de différents types de forces à savoir les forces de viscosité, les forces de capillarité et les forces de gravité désignées aussi comme forces de poussée.

#### **III.3.1 Les forces visqueuses :**

Durant le déplacement d'un fluide par un autre dans un milieu poreux plusieurs formes d'instabilités peuvent survenir. Une attention considérable est prise vis à vis des digitations visqueuses. Ces phénomènes sont directement associés aux forces de viscosités et interviennent lorsqu' une phase fluide moins visqueuse déplace une autre plus visqueuse. Le liquide moins visqueux a tendance à former des doigts à travers les chemins de faible résistance hydrodynamique. Ces digitations dépendent des propriétés du milieu poreux (perméabilité intrinsèque) ainsi que des fluides employés.

#### **III.3.2 Les forces capillaires :**

En conjonction avec la mouillabilité, les forces capillaires (tension interfaciale) peuvent exercer des effets significatifs sur le comportement des digitations visqueuses.

### III.3.3 Les forces de gravité :

Les forces de poussée interviennent à cause du contraste de densité entre les deux fluides en déplacement. Dans le cas de déplacement vertical, ces forces peuvent conduire à des digitations gravitaires qui affectent fortement la géométrie du front de déplacement. Dépendant du mode de déplacement (vertical ascendant ou vertical descendant), ces forces tendent à stabiliser ou déstabiliser le processus de déplacement.

### III.4 Concept généraux reliés aux déplacements immiscibles

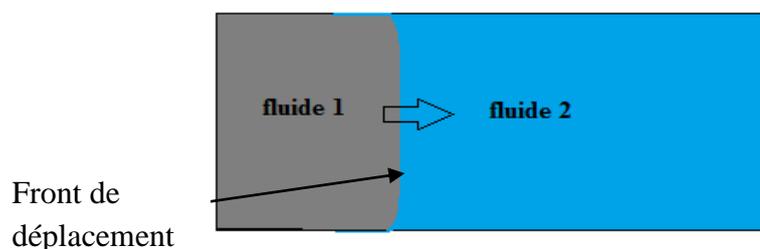
Nous voulons mentionner ici certains concepts importants reliés aux déplacements immiscibles pour donner une vue d'ensemble des processus qui les affectent.

#### III.4.1 Types de déplacements [17]

Le déplacement des fluides immiscibles est un processus qui dépend des propriétés relatives des fluides, densité et viscosité, et du sens de déplacement.

##### III.4.1.1 Le déplacement piston :

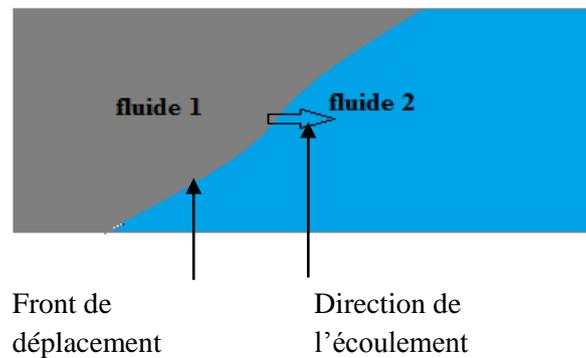
Est un concept qui représente des conditions idéales au cours desquelles le fluide de déplacement avance à travers l'unité à l'arrière d'un front perpendiculaire déplaçant le fluide en place à la même vitesse vers le puits de production, ce concept est souvent considéré comme une condition de référence pour juger l'efficacité du déplacement par des processus réels, puisqu'il représente les conditions maximales de récupération de fluide déplacé de façon immiscible.



**Figure III.1 :** concept idéalisé du déplacement piston

### III.4.1.2 Le déplacement override (surmonté) :

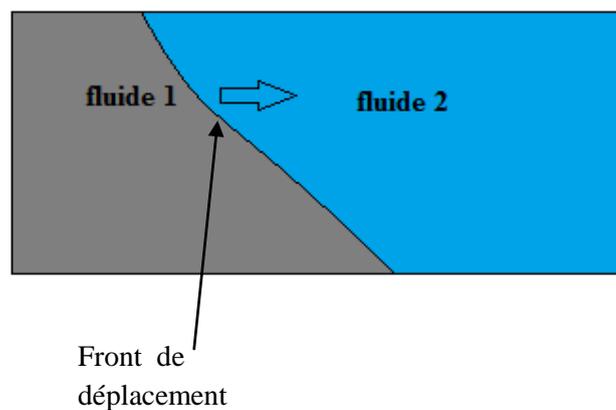
Le déplacement surmonté (override) se manifeste lorsque la densité de fluide déplaçant est inférieure à la densité de fluide déplacé.



**Figure III.2:** le déplacement override « surmonté ».

### III.4.1.3 Le déplacement underride « sous-monté » :

Ce genre de déplacement se manifeste lorsque la densité du fluide déplaçant est supérieure à celle du fluide déplacé.



**Figure III.3 :** le déplacement underride « sous-monté ».

### III.4.2 Types d'instabilité [6]

Lors d'un déplacement immiscible plusieurs types d'instabilités peuvent survenir. Il existe principalement trois types d'instabilités cités dans la littérature.

**III.4.2.1 L'instabilité de Kelvin-Helmholtz**

Elle apparaît lorsque deux fluides contigus s'écoulent parallèlement à des vitesses différentes. Les forts gradients de vitesse de part et d'autre de l'interface sont à l'origine de la déstabilisation de l'interface.

**III.4.2.2 L'instabilité de Rayleigh-Taylor**

Elle est déclenchée lorsque deux fluides au repos ou non sont dans la configuration suivante : le plus dense se situe au-dessus du plus léger. L'interface se déstabilise et des doigts de chacun des fluides s'interpénètrent. Si le contraste de densité est faible, la diffusion moléculaire peut stabiliser cette interface (condition de Taylor).

**III.4.2.2 L'instabilité de Saffman-Taylor**

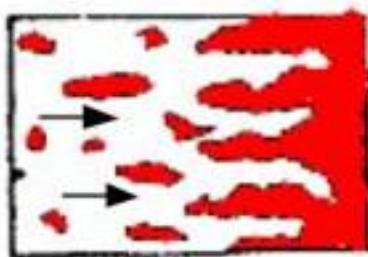
Elle conduit à la formation d'un doigt de fluide injecté qui pénètre à l'intérieur du fluide en place. La forme de ce doigt dépend de la géométrie du système et des propriétés des fluides et de l'écoulement (Toussaint et al. 2004). Dans certaines conditions d'écoulement (géométrie axiale, régime non diffusif et contraste suffisant de viscosité entre autres), une largeur de doigt peut être définie. Cette instabilité de digitation visqueuse est nommée doigt de Saffman-Taylor (1958) du nom des deux physiciens qui l'ont caractérisé.

**III.5 Mécanisme de piégeages : [6]**

Quatre processus de piégeages peuvent être considérés dus à plusieurs instabilités :

**III.5.1 Piégeage du à l'instabilité de déplacement :**

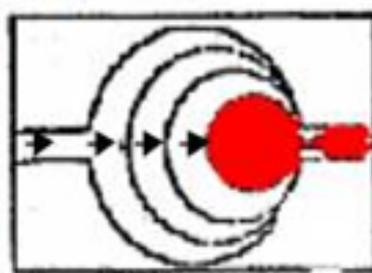
L'instabilité de déplacement provoque l'abandon derrière le front de déplacement de lentilles qui n'ont pas été balayées par le fluide de déplacement. Ce processus peut être présent dans des milieux mouillables à l'eau ou à l'huile.



**Figure III.4:** Schéma représentatif de l'instabilité de déplacement

### III.5.2 Le piégeage du aux instabilités capillaires :

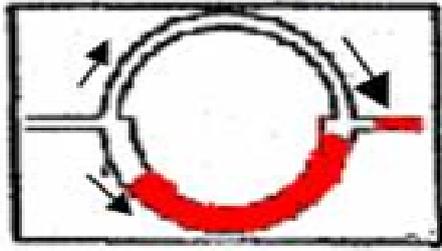
Les instabilités capillaires se rencontrent uniquement dans les milieux mouillables à l'eau et sont dues essentiellement au processus de la rupture de la phase non mouillante. Lorsque les films d'eau passent d'un pore vers un autre pore de faible diamètre, il y a rupture ("snap-off") de l'huile dans l'orifice à la sortie du pore et une goutte de l'huile demeure piégée au centre du pore.



**Figure III.5 :** schéma de l'instabilité capillaire

### III.5.3 Le contournement

Le contournement est observé dans des milieux de tout type de mouillabilité. Ce phénomène se produit lorsque le cheminement des fluides dans le milieu poreux peut se faire par deux voies de diamètres différents qui se rejoignent ultérieurement. Dans ce cas, le piégeage de l'huile se produit parce que l'eau qui le déplace passe par le cheminement plus rapide et vient ensuite couper la voie à l'huile qui demeure ainsi isolée et piégée.



**Figure III.6 :** représentation du contournement.

### III.6 Les conditions de stabilité : [6]

Plusieurs critères quantitatifs permettent de déterminer si un processus de déplacement est stable ou instable. Lorsqu'une perturbation se présente sur le front, si le déplacement est stable, cette perturbation tendra à se résorber, tandis que si le processus est instable, la perturbation s'agrandira et le fluide déplaçant pénétrera dans le fluide déplacé en avant du front.

La condition nécessaire et suffisante pour la stabilité de déplacement est que le gradient de pression dans le fluide déplacé soit supérieur à celle dans le fluide déplaçant. Les gradients de pression dans les fluides impliqués peuvent être déterminés à partir de l'équation de Darcy généralisée pour les écoulements multiphasiques.

Finalement on peut conclure que l'instabilité de déplacement est à l'origine d'une multitude de formes et de comportements complexes des fluides non miscibles dans le milieu poreux et que le déplacement des fluides non miscibles dans le milieu poreux saturé est fortement affecté par ces phénomènes qui présentent une énorme perte lors de la récupération assistée du pétrole ainsi que dans plusieurs domaines.

### IV.1.Introduction

La simulation numérique est l'approche qui permet la prédiction ou l'optimisation de la récupération des hydrocarbures dans un champ pétrolifère avec moins d'hypothèses qu'une approche analytique et beaucoup moins coûteuse qu'une approche expérimentale. Il existe plusieurs logiciels qui permettent cette prédiction (UTCHEM, ECLPISE, ...). Pour notre cas nous avons choisi le code Fluent afin de réaliser nos simulations.

### IV.2 Problématique

Il s'agit de simuler un problème d'écoulement dans un milieu poreux indéformable, qui contient initialement un fluide incompressible (fluide 1). L'injection d'un autre fluide qui lui est immiscible (fluide2) le pousse vers le puits de production. Afin de voir le comportement du front de déplacement et certains paramètres qui le déstabilisent, on a considéré deux milieux différents, un milieu homogène et un autre hétérogène comme illustrés par la figure (IV.1). Les caractéristiques de chaque milieu étudié ainsi que celles des fluides considérés seront présentées sous forme de tableaux avant chaque application.

Le poste de travail utilisé pour réaliser ces simulations est un ordinateur doté (Windows Se7en Titan) et d'un Microprocesseur I3 avec 4 GO de RAM.

### IV.3 Etapes de réalisation de la simulation

Pour réaliser cette simulation on procédé comme suit.

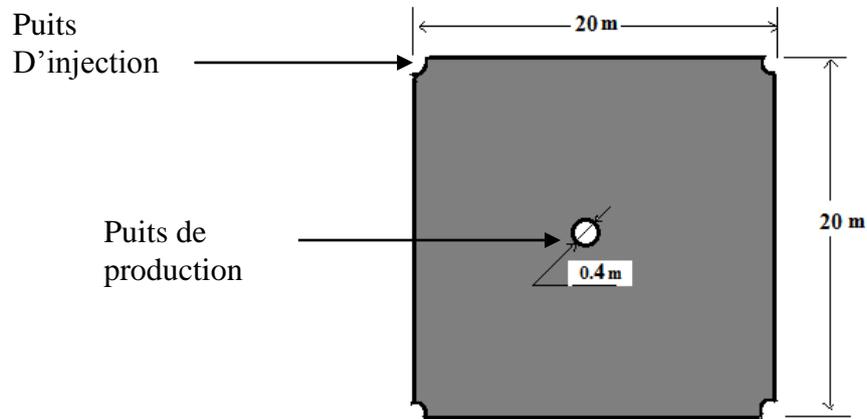
#### IV.3.1 Création de la géométrie sous Gambit

La création de la géométrie ainsi que le maillage se fait sous le logiciel "Gambit". Nous disposons de la version 2.3.16. Ce mailleur propose des solutions étendues pour les géométries les plus complexes.

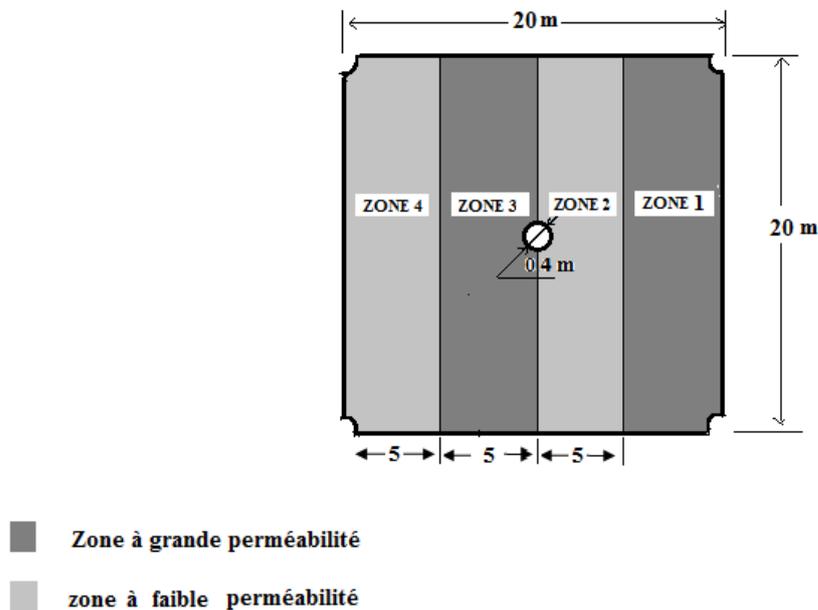
##### IV.3.1.1 Description de la géométrie

La géométrie étant bidimensionnelle horizontale de dimension 20mx20m [22]. Elle se compose d'un puits de production de 0.4 m de diamètre, situé au centre du

carré et de quatre puits d'injection de mêmes diamètres situés aux différents coins du milieu (voir figure IV.1). Cette disposition des puits représente un bon modèle de production du pétrole, appelée maille à cinq puits (five-spot) [19].



a) Cas du milieu homogène.



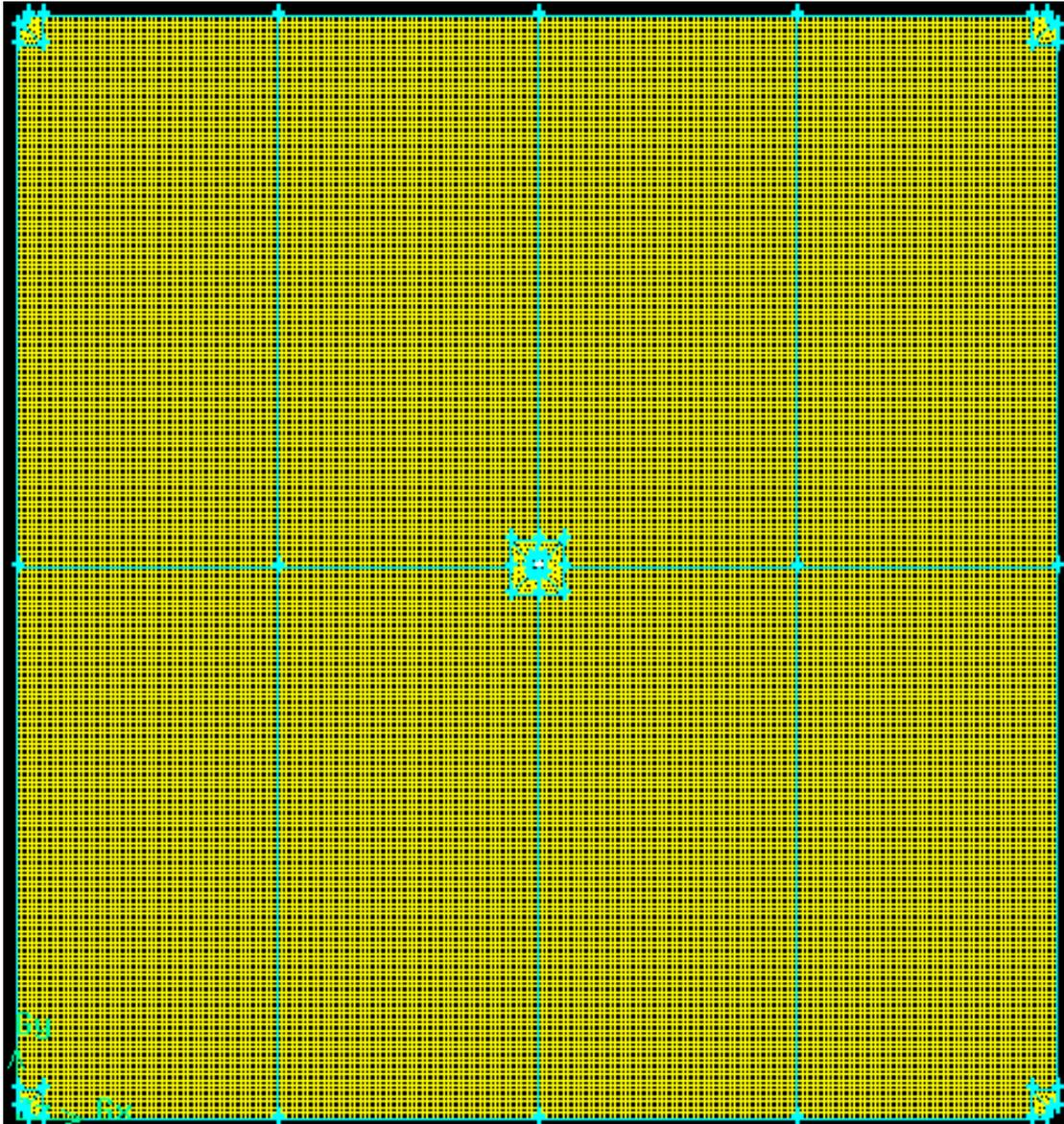
b) cas du milieu hétérogène

**Figure IV.1** : Description du domaine physique.

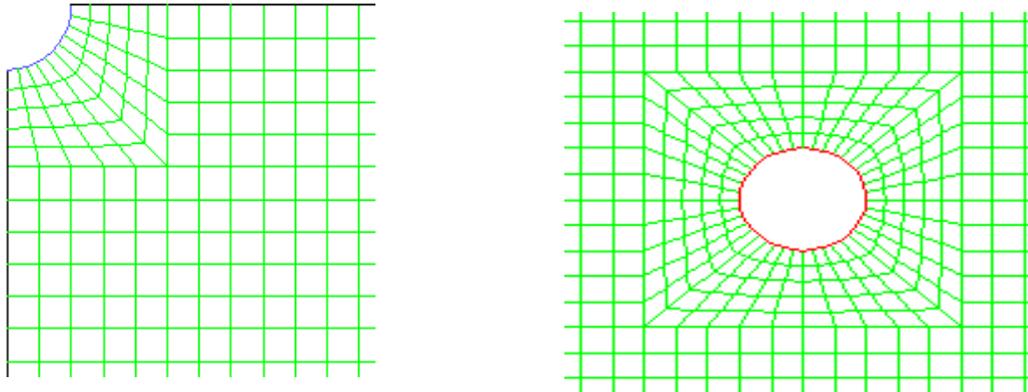
L'hétérogénéité est exprimée par le fait que le milieu considéré est composé de deux types de milieux homogènes disposés par alternance. Les deux milieux ont la même porosité mais des perméabilités différentes.

### IV.3.1.2 Réalisation du maillage

Le maillage adopté est un maillage structuré, d'éléments quadrilatéraux avec un pas régulier. La taille de la maille est :  $dx = 0.1$  et  $dy = 0.1$ . Le total des mailles de la grille étant 40200 avec un ajustement du maillage au niveau des puits pour épouser la forme circulaire de la géométrie voir figures IV.2 et IV.3.



**Figure IV.2** : maillage du domaine d'étude.

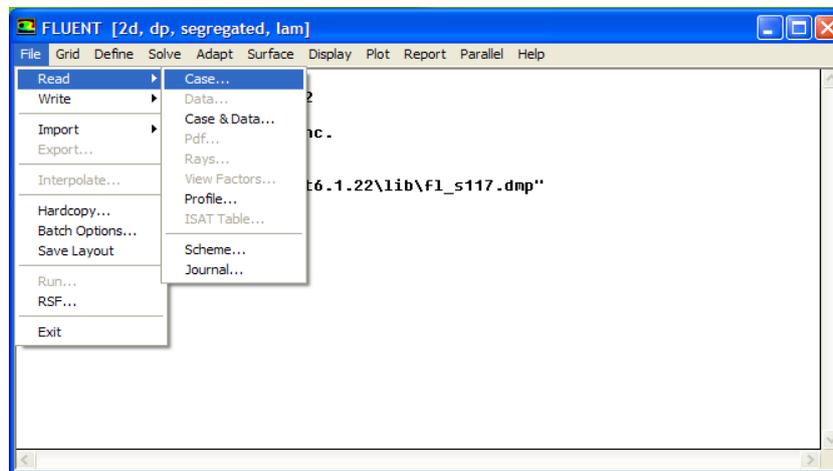


**Figure IV.3 :** Maillage autour des puits.

### IV.3.2 Importation de la géométrie sous Fluent

Au démarrage de Fluent, on choisit le mode 2D double précision, et on importe fichier de la géométrie (msh) déjà crée sous Gambit.

*File* → *Read* → *Case*



**Figure IV.4 :** Lecture du fichier du maillage.

#### IV.3.2.1 Vérification du maillage

Ce menu permet la vérification du maillage réalisé (s'il n'y a pas de volumes négatifs).

*Grid* → *Check*

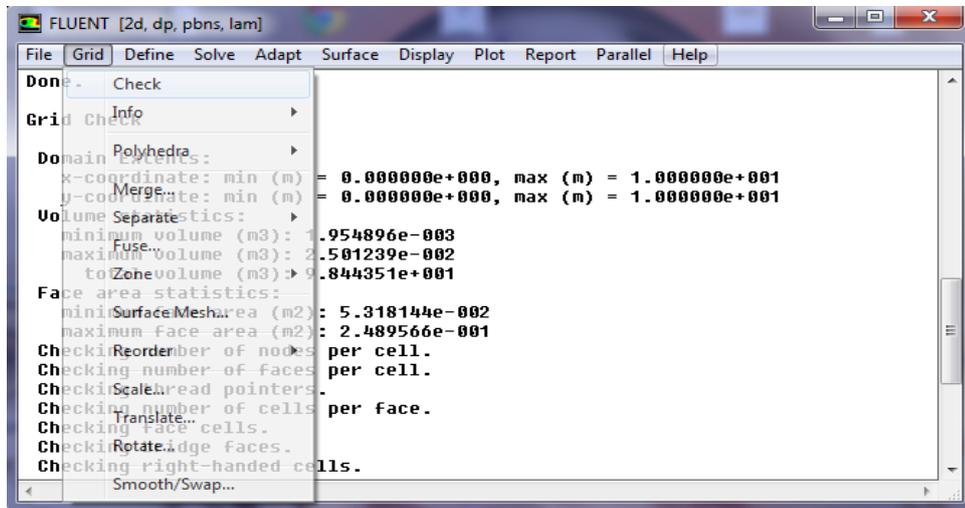


Figure IV.5 : Vérification du maillage.

#### IV.3.2.2. Définition du modèle

Ce menu permet de définir le type d'écoulement (non permanent) et le schéma numérique résolution à adopter (implicite).

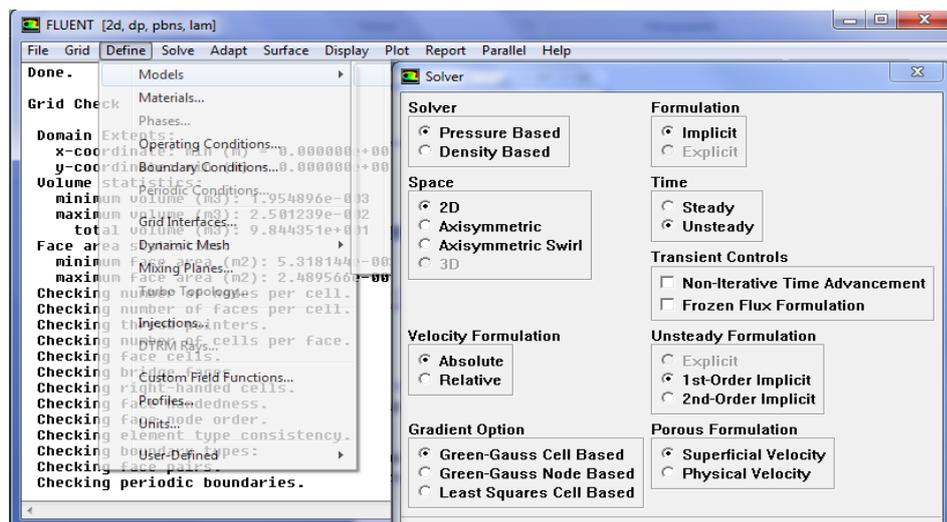


Figure IV.6 : Menu solver

### IV.3.2.3 Définition du régime d'écoulement

Dans les milieux poreux, l'écoulement est généralement laminaire. Pour notre cas nous avons choisi « laminar ».

*Define* → *Models* → *laminar*

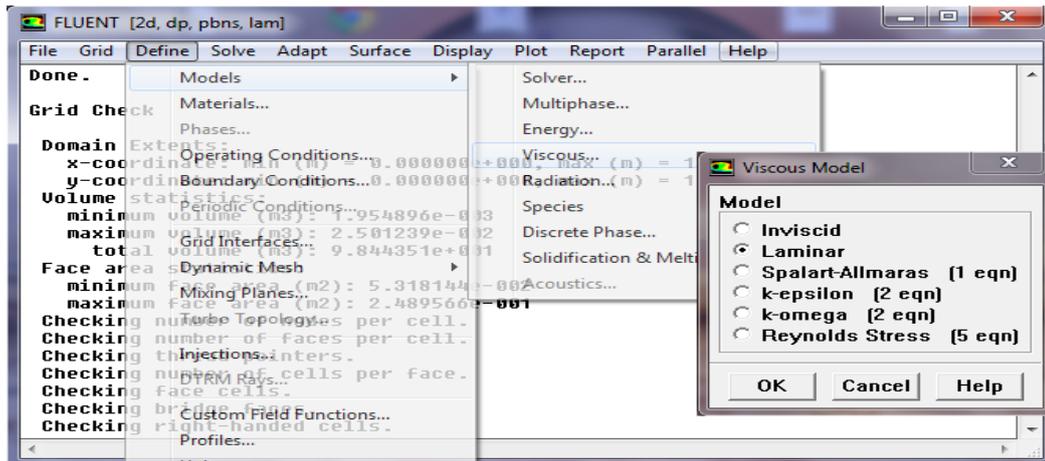


Figure IV.7 : Choix du modèle laminaire.

### IV.3.2.4 Choix du modèle diphasique

Le modèle VOF peut modéliser deux ou plusieurs phases fluides non miscibles et suivre leurs fractions volumiques dans le domaine.

*define* → *models* → *multiphase*

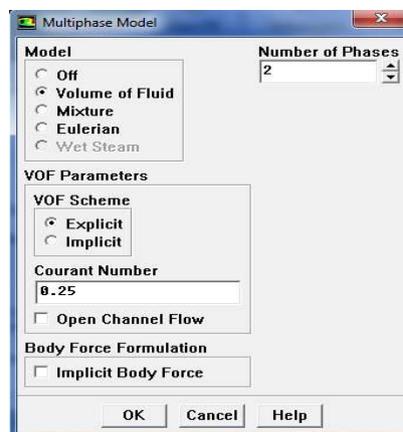


Figure IV.8 : Choix du modèle diphasique VOF

### IV.3.2.5 Définition des conditions opératoires

Dans notre simulation, la géométrie est bidimensionnelle horizontale, la gravité n'est pas prise en compte. La pression de référence est située sur le puits de récupération.

*Define* → *Operating Conditions*

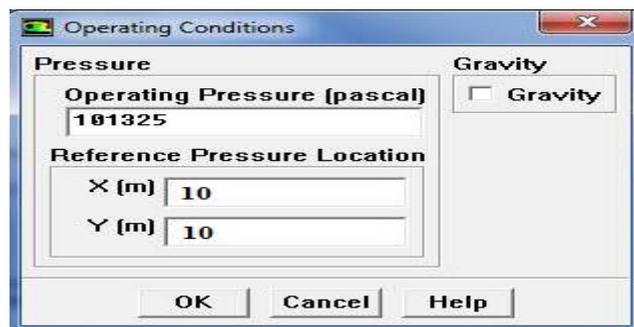


Figure IV.9 : Choix des conditions opératoires.

### IV.3.2.6 Choix des matériaux

Plusieurs matériaux sont proposés par le code Fluent. Le choix de ces matériaux se fait en cliquant sur le menu « Database ».

*Define* → *Matériels* → *database...*

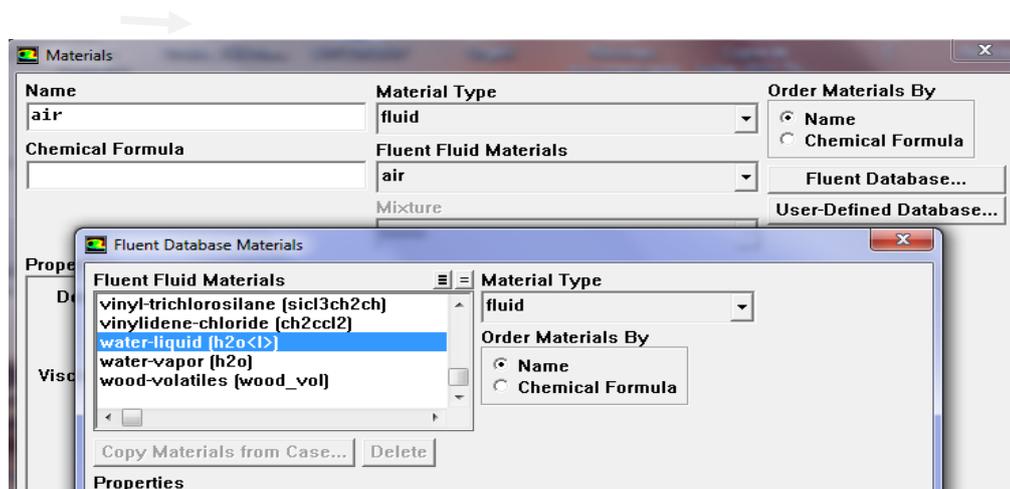


Figure IV.10 : Choix des matériaux

### IV.3.2.7 Conditions aux limites

Ce menu permet de choisir les conditions aux limites relatives au problème physique étudié.

Dans notre travail nous avons spécifié les conditions suivantes : débit à l'entrée, pression d'entrée, pression de sortie, condition de paroi « wall » et sortie « outflow ».

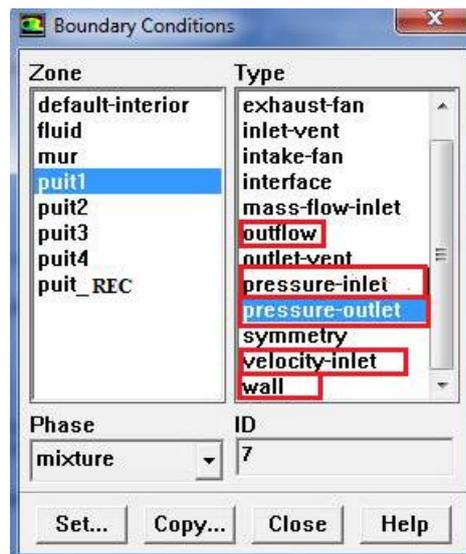


Figure IV.11 : choix des conditions aux limites.

- La première condition aux limites « mass- flow-inlet » correspond à un débit imposé.
- La deuxième condition aux limites «pressure-inlet,» (pression d'entrée) correspond à des pressions imposées à l'entrée.
- La deuxième condition «pressure-outlet» (pression de sortie) est appliquée au niveau de la sortie.
- Outflow : est utilisée pour modéliser les sorties de fluide dont on ne connaît à priori les détails de la vitesse et de la pression à la sortie
- La troisième condition «wall » est une condition de flux nul. Elle est appliquée au niveau des parois imperméables.

## IV.3.2.8 Spécification de la zone poreuse

Ce menu permet de d'introduire les valeurs de la porosité et de la perméabilité du milieu poreux considéré

*Define* → *bondary* → *fluid* → *set*

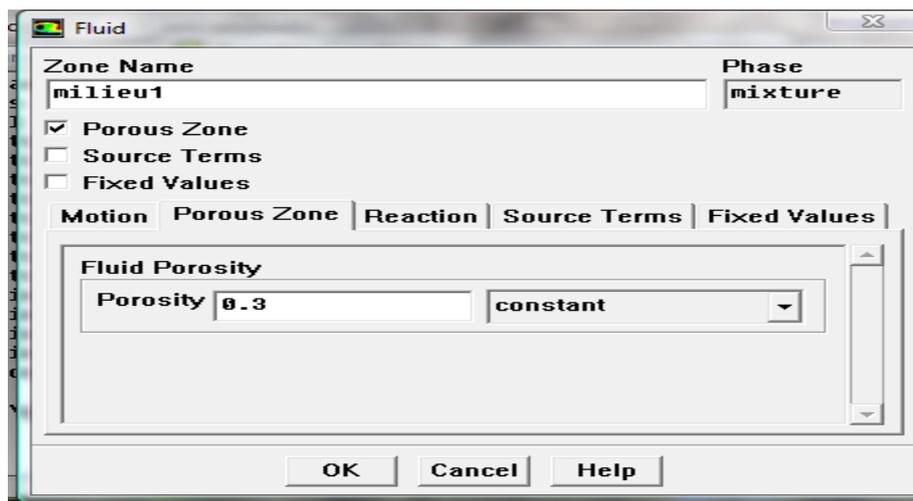


Figure IV.12 : Détermination de la porosité.

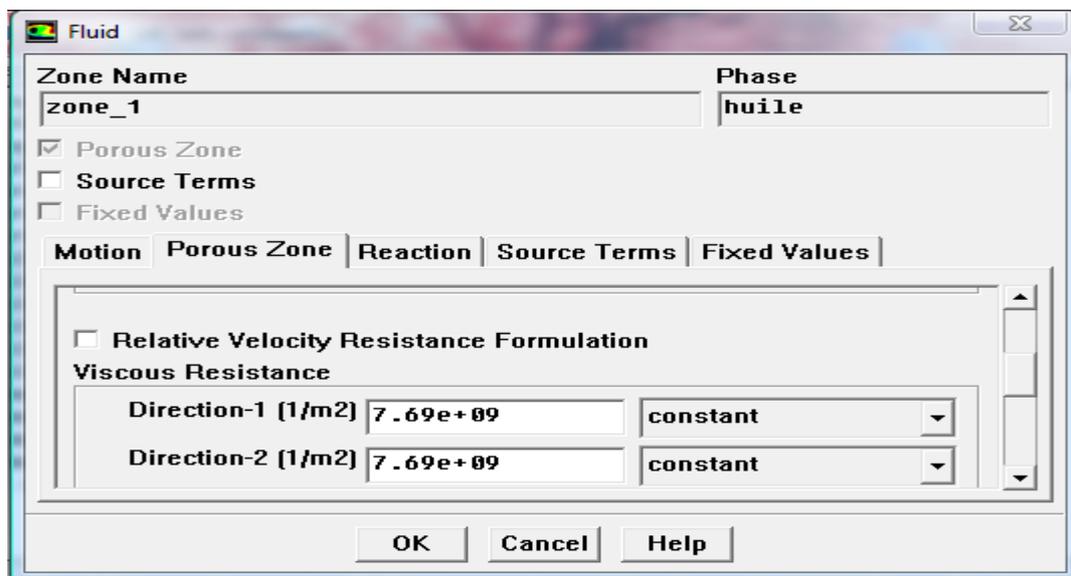


Figure IV.13 : Introduction la perméabilité.

### IV.3.2.9. Initialisation des calculs

Ce menu permet de fixer les conditions initiales du système telles que la distribution des phases.

*Solve* → *Initialize*

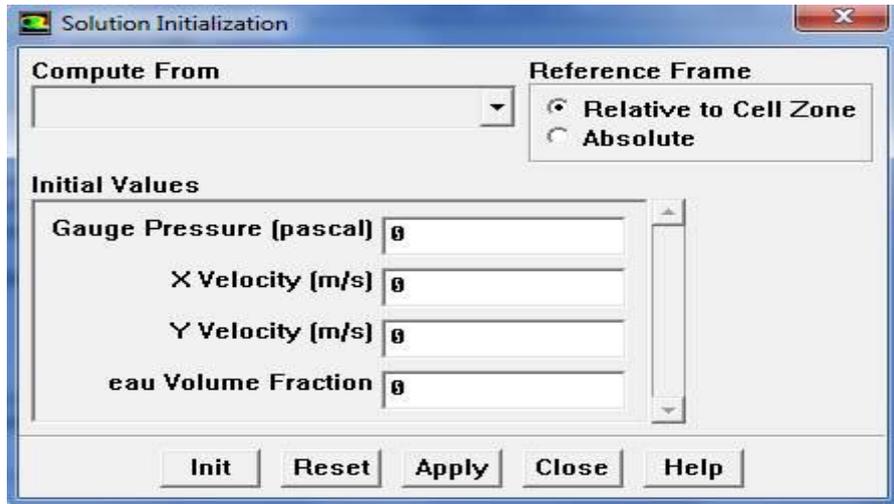


Figure IV .14 : Initialisation de l'ensemble des paramètres.

### IV.3.2.10 Spécification des résidus

Dans cette option il faut d'abord cocher plot afin d'afficher graphiquement l'évolution des résidus en fonction des itérations. Cette option permet d'introduire la valeur limite des résidus.

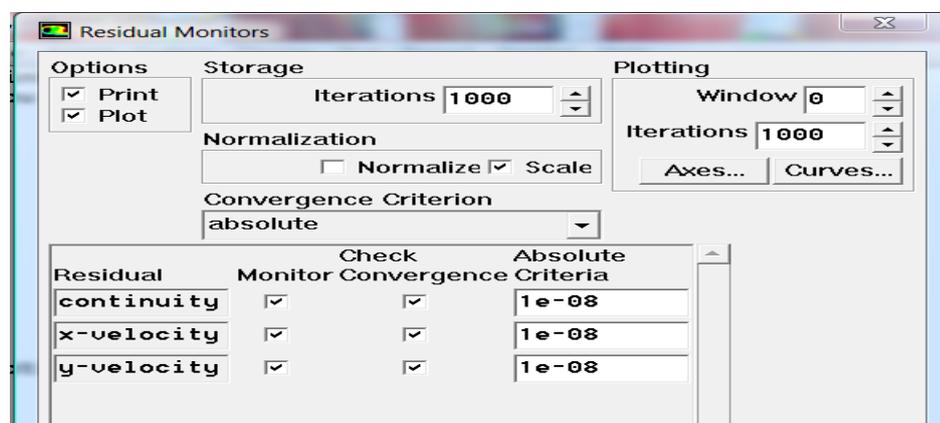


Figure IV.15 : Menu résiduel.

IV.3.2.11 Lancement des itérations

*Solve* → *Iterate*.

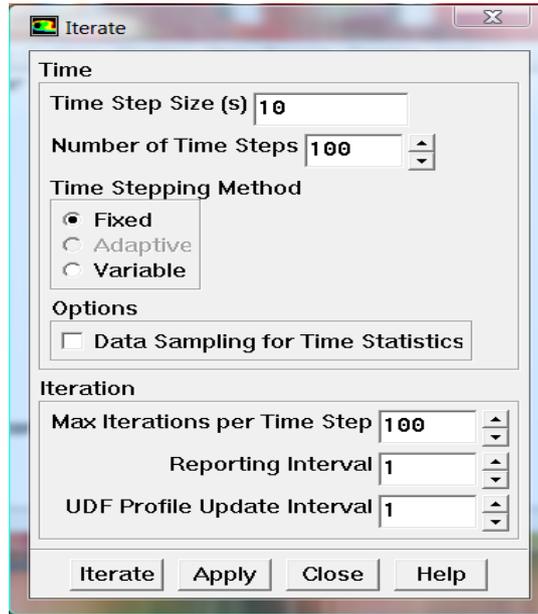


Figure IV.16 : Menu itération

IV.3.2.12 Convergence

Dans le cas de traitement des problèmes instationnaires, la convergence est estimée pour chaque pas de temps une fois que la limite du résiduel est atteinte.

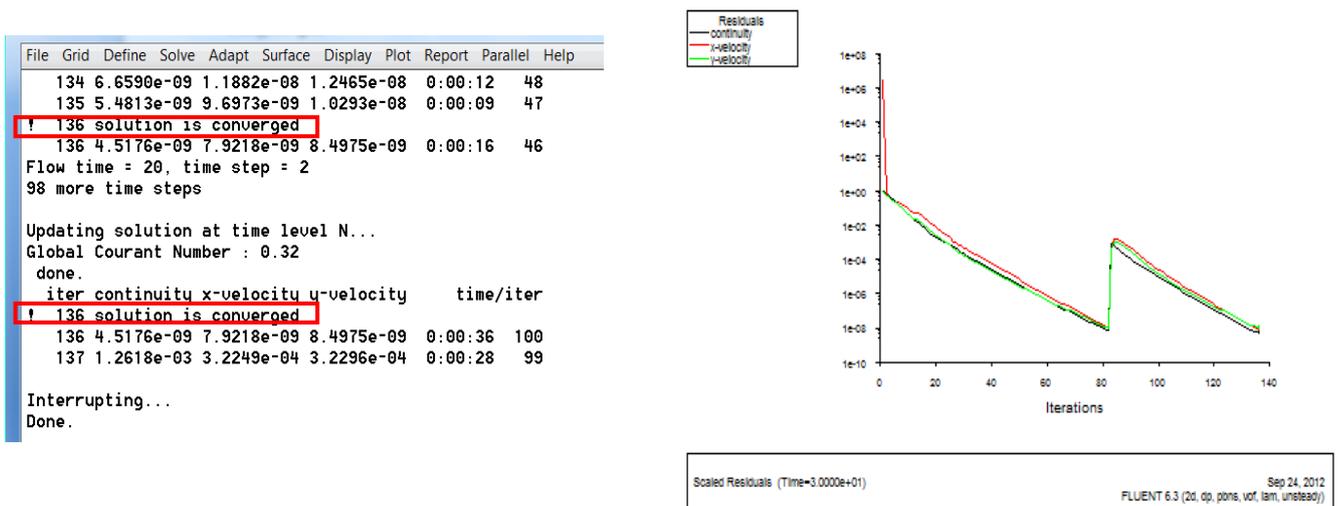


Figure IV.17 : Courbe de Convergence

### IV.3.2.13 Visualisation des résultats

Une fois que l'on estime que la convergence est atteinte, on peut arrêter le processus des itérations et visualiser les résultats grâce à l'option « playback ».

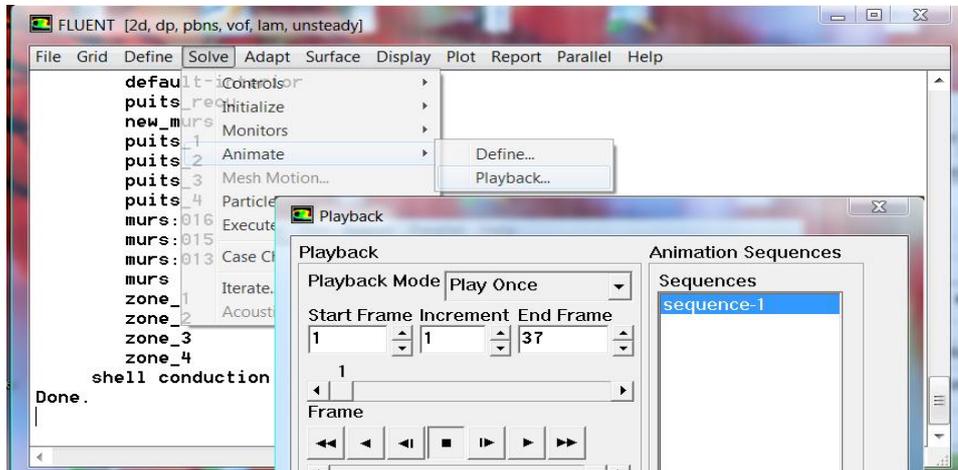


Figure IV.18 : Visualisation des résultats.

## IV.4 Applications, résultats et discussion

Les applications proposées sont présentées comme suit :

- Application 1 : l'injection d'un fort débit de fluide de viscosité supérieure à celle de l'huile saturant initialement un milieu homogène.
- Application 2 : l'injection d'un fort débit d'eau dans un milieu poreux homogène initialement saturé en huile.
- Application 3 : l'injection à faible débit d'eau dans un milieu poreux homogène initialement saturé en huile.
- Application 4 : l'injection d'eau dans un milieu homogène saturé en huile avec un gradient de pression imposé.
- Application 5 : l'injection d'eau dans un milieu hétérogène avec un gradient de pression imposé

**Application 1 :**

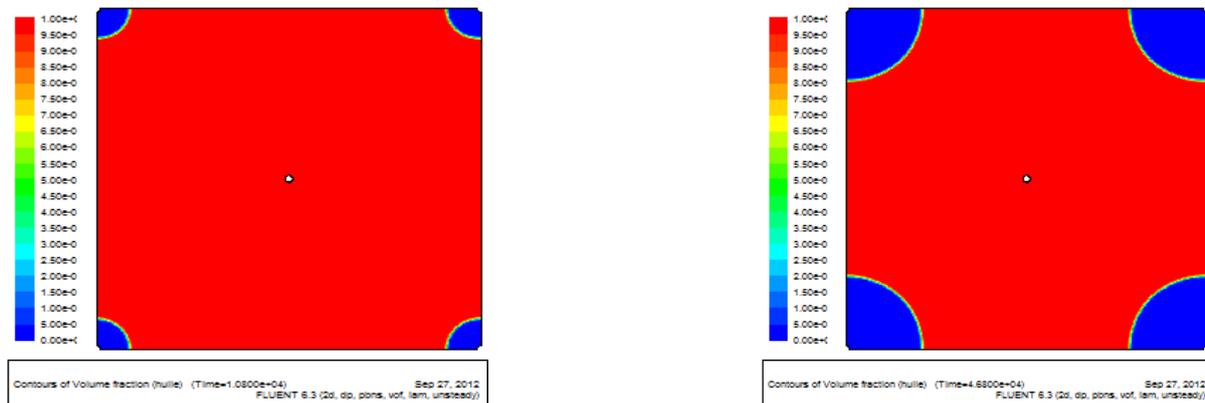
On utilisant un fluide déplaçant d'une viscosité supérieur à celle de l'huile en place. Le débit injecter est de 0.1 kg/s.

Les propriétés des deux fluides ainsi que celles du milieu poreux considéré sont représenté par le tableau ci-dessous

Propriétés des fluides	Fluides	Viscosité dynamique Kg/m.s	Masse volumique (kg/m <sup>3</sup> )	Tension interfaciale (N/m)
	fluide	0.05	998.2	0.03
	huile	0.048	960	
Propriétés du milieu	Porosité		$\phi = 0.30$	
	Perméabilités (m <sup>2</sup> )	K <sub>X</sub>	$130 \times 10^{-12}$	
		K <sub>Y</sub>	$130 \times 10^{-12}$	

**Tableau IV.1 :** propriétés des fluides et du milieu poreux.

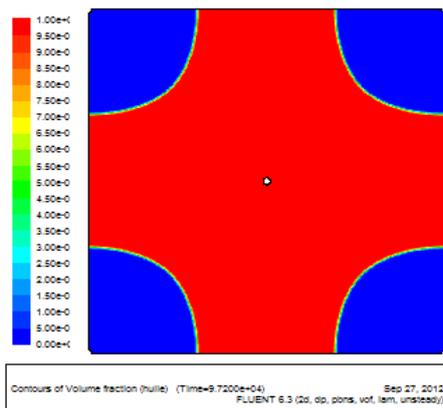
**-Profils de saturation :**



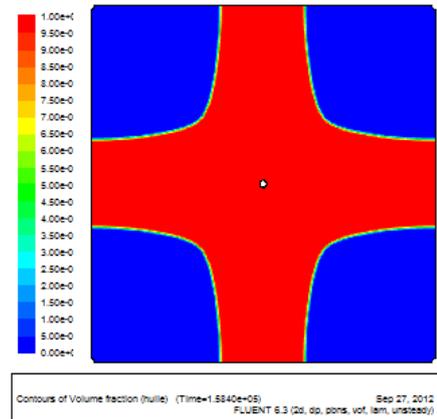
a) 00 jour 3heures

b) 00 jour 13heures

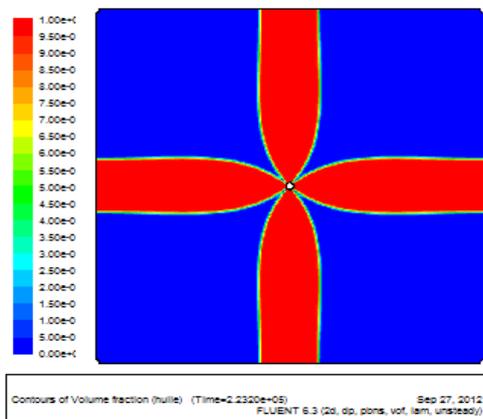
**Figure IV.19 :** Profils de saturation dans le milieu aux temps : (a), (b).

***-Profils de saturation :***

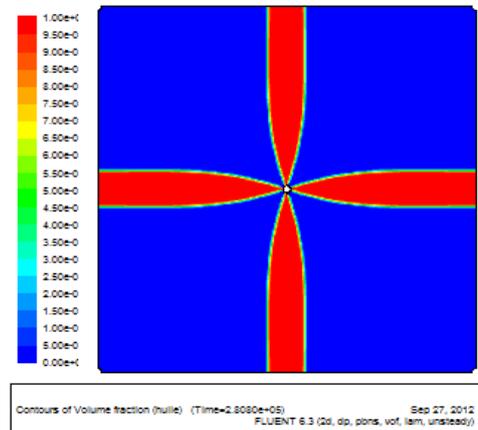
c) 1jour et 3heures



d) 1jour et 20heures



e) 2 jours 14heures



f) 03jours et 6 heures

**Figure IV.20 :** *Profils de saturation dans le milieu aux temps (c), (d), (e), (f).*

Les profils de saturation, présentés par les figures (IV.19), (IV.20) montre que l'interface de déplacement reste stable pendant tout le processus de récupération et cela malgré le fort débit imposé. Et à  $t=2$  jours et 14 heures la phase injecter atteint le puits de production et une très faible fraction de l'huile demeurant a l'intérieur du milieu (figure IV. f).

Ce concept est souvent considéré comme une condition de référence pour juger l'efficacité du déplacement par des processus réel, puisque il représente les conditions maximales de récupération de fluide déplacé de façon immiscible.

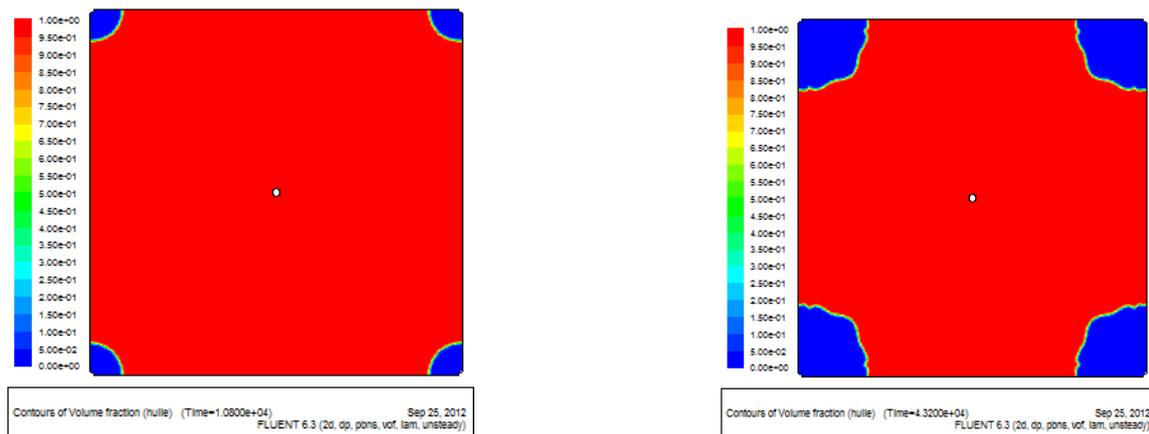
**Application 2:**

Dans cette application, on considère un milieu poreux homogène initialement saturé avec de l'huile. Un débit d'eau est injecté à travers les puits d'injection afin de pousser l'huile en place vers le puits producteur. Le débit imposé est de 0.1 kg/s.

Le tableau ci-dessous donne les propriétés des deux fluides ainsi que celles du milieu poreux considéré :

Propriétés des fluides	Fluides	Viscosité dynamique Kg/m.s	Masse Volumique (kg/m <sup>3</sup> )	Tension interfaciale (N/m)
	eau	0.001003	998.2	0.03
	huile	0.048	960	
Propriétés du milieu	Porosité		$\phi = 0.30$	
	Perméabilités (m <sup>2</sup> )	K <sub>X</sub>	$130 \times 10^{-12}$	
		K <sub>Y</sub>	$130 \times 10^{-12}$	

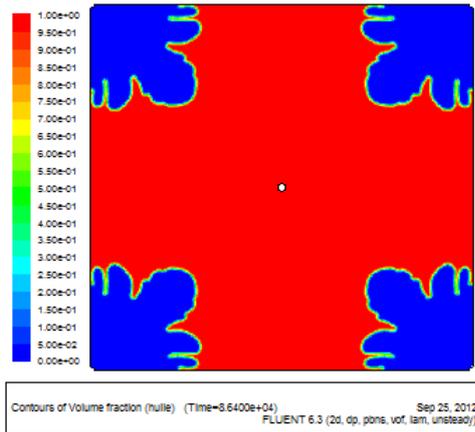
**Tableau IV.2 :** propriétés des fluides et du milieu poreux

**profils de saturation :**

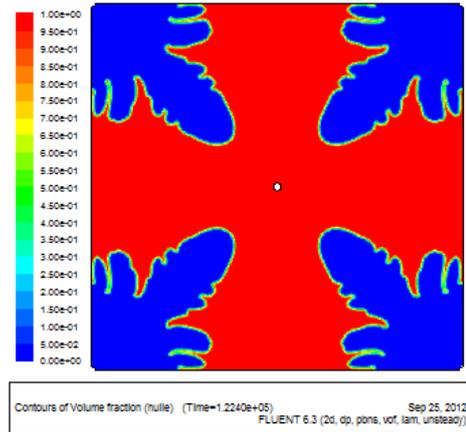
a) 00Jour et 3 heures

b) 00Jour et 12 heures

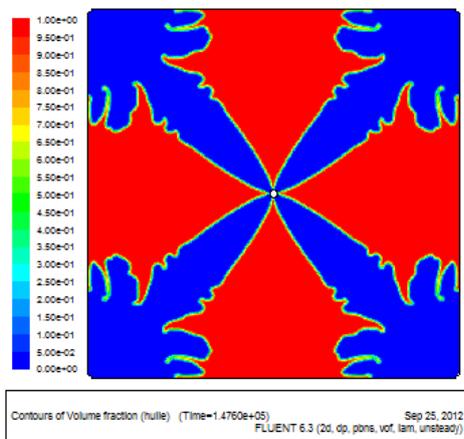
**Figure IV.21 :** Profils de saturation dans le milieu aux temps (a), (b).



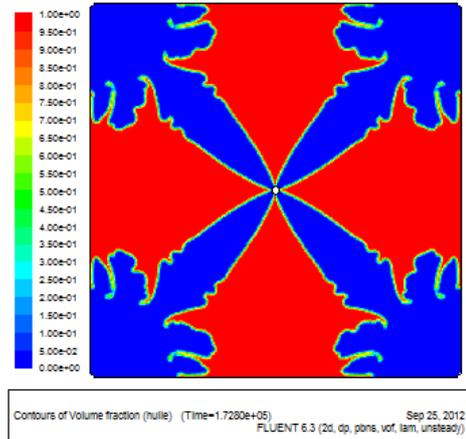
c) 01Jours et 00 heures



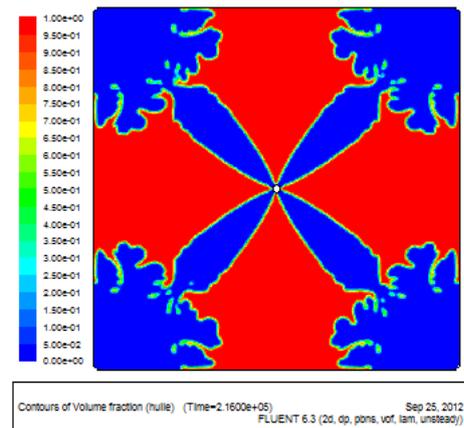
d) 01Jours et 10 heures



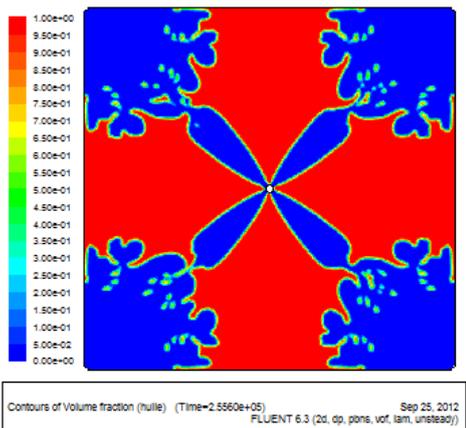
e) 01Jour et 18 heures



f) 02Jours et 00 heure

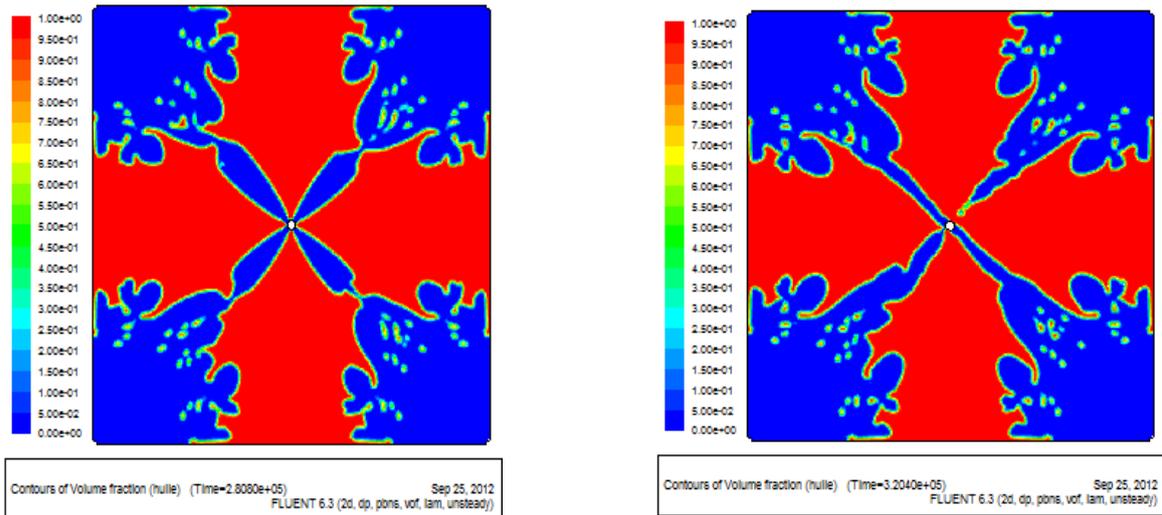


g) 02Jours et 12 heures



h) 02Jours et 22 heures

**Figure IV.22 :** Profils de saturation dans le milieu aux temps (c), (d) (e), (f), (g), (h).



i) 03Jours et 6 heures

g) 03Jours et 16 heures

**Figure IV.23 :** *Profils de saturation dans le milieu aux temps: (i), (g).*

Le profil de saturation montre que l'instabilité n'apparaît pas au début de l'injection, et qu'elle ne fait son apparition qu'à  $t = 1$  jour (figure IV.22.c).

On constate également que le doigt situé le long de la diagonale se distingue et avance rapidement vers le puits de récupération créant ainsi une percée d'eau précoce, ce qui engendre un arrêt de processus de récupération et une quantité importante d'huile demeurant à l'intérieur du milieu poreux.

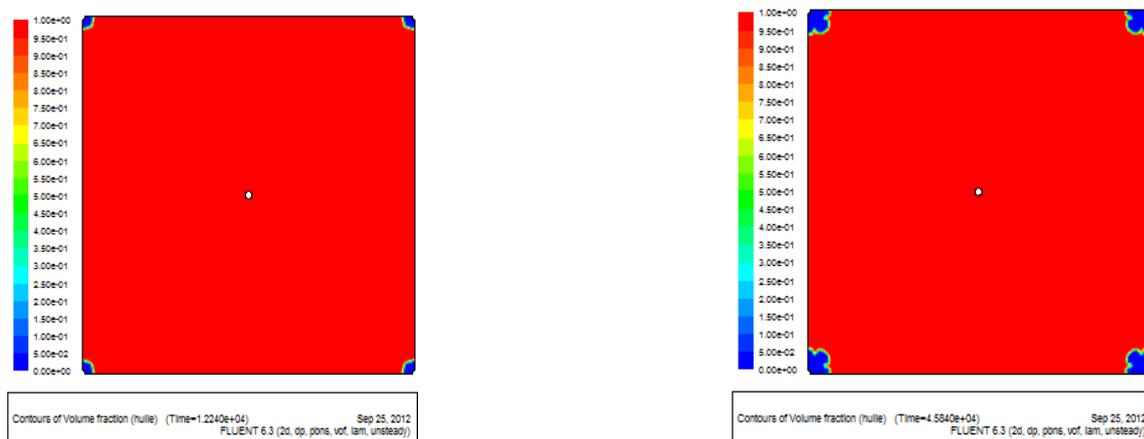
**Application 3 :**

Dans cette application, le débit imposé au niveau du puits d'injection est inférieur à celui des applications précédentes 0.01 kg/s.

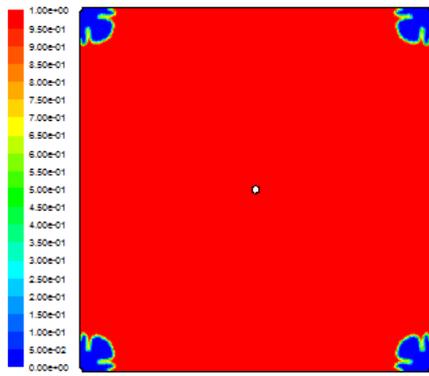
Le tableau ci-dessous donne les propriétés des deux fluides ainsi que celles du milieu poreux considéré :

Propriétés des fluides	Fluides	Viscosité dynamique Kg/m.s	Masse volumique (kg/m <sup>3</sup> )	Tension interfaciale (N/m)
	eau	0.001003	998.2	0.03
huile	0.048	960		
Propriétés du milieu	Porosité		$\phi = 0.30$	
	Perméabilités (m <sup>2</sup> )	K <sub>X</sub>	$130 \times 10^{-12}$	
		K <sub>Y</sub>	$130 \times 10^{-12}$	

**Tableau IV.3 :** propriétés des fluides et du milieu poreux

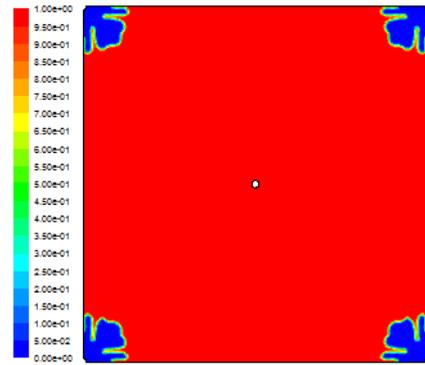
**Profils de saturation :**

**Figure IV.24 :** Profils de saturation dans le milieu aux temps (a), (b).



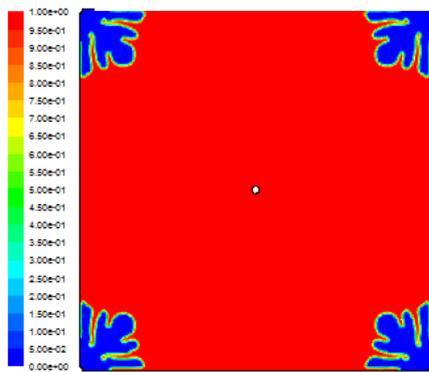
Contours of Volume fraction (huile) (Time=9.6249e+04) Sep 25, 2012  
FLUENT 6.3 (2d, dp, pons, vof, lam, unsteady)

c) 01Jours et 02 heures



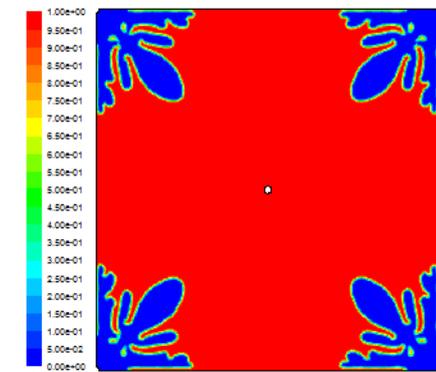
Contours of Volume fraction (huile) (Time=1.4664e+05) Sep 25, 2012  
FLUENT 6.3 (2d, dp, pons, vof, lam, unsteady)

d) 01Jours et 16 heures



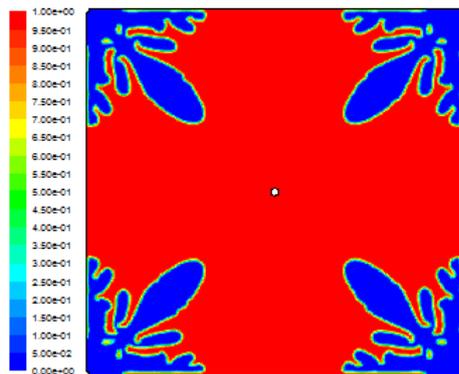
Contours of Volume fraction (huile) (Time=2.6184e+05) Sep 25, 2012  
FLUENT 6.3 (2d, dp, pons, vof, lam, unsteady)

e) 03Jours et 7 heures



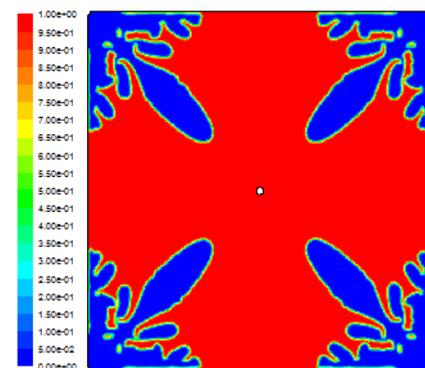
Contours of Volume fraction (huile) (Time=5.5344e+05) Sep 25, 2012  
FLUENT 6.3 (2d, dp, pons, vof, lam, unsteady)

f) 06Jours et 9 heures



Contours of Volume fraction (huile) (Time=7.1184e+05) Sep 25, 2012  
FLUENT 6.3 (2d, dp, pons, vof, lam, unsteady)

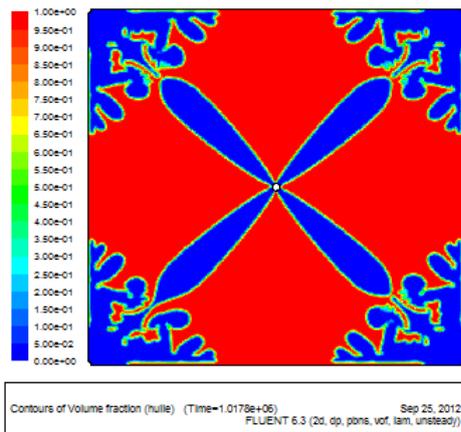
g) 08Jours et 5 heures



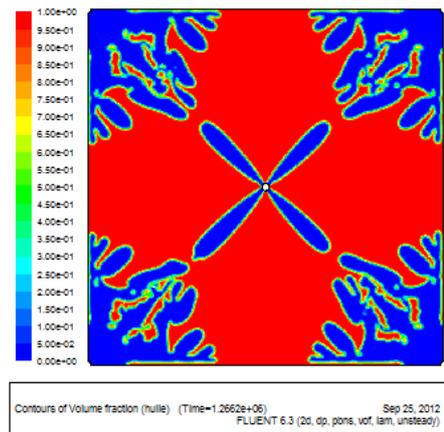
Contours of Volume fraction (huile) (Time=8.2704e+05) Sep 25, 2012  
FLUENT 6.3 (2d, dp, pons, vof, lam, unsteady)

h) 09Jours et 13 heures

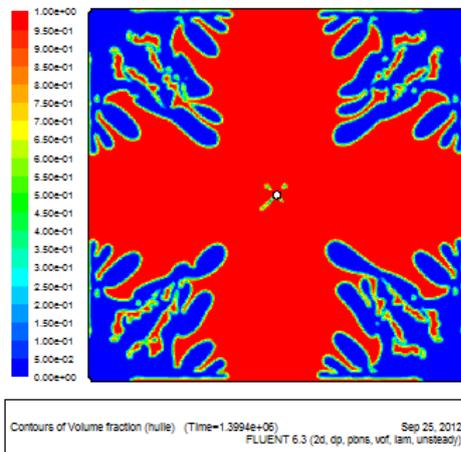
**Figure IV.25 :** Profils de saturation dans le milieu aux temps (c), (d) (e), (f), (g), (h)



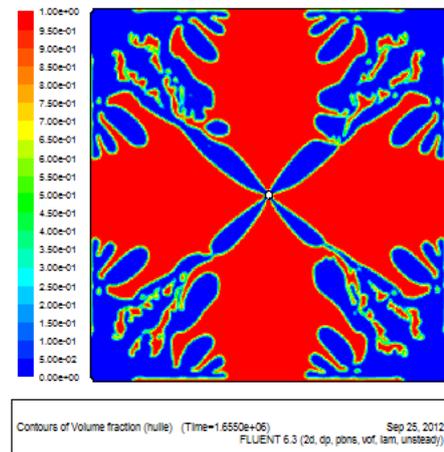
i) 11Jours et 3 heures



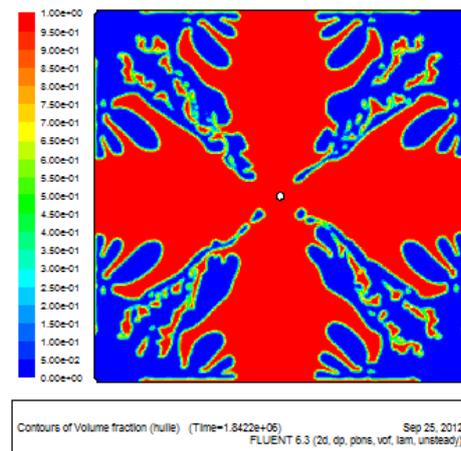
j) 14Jours et 14 heures



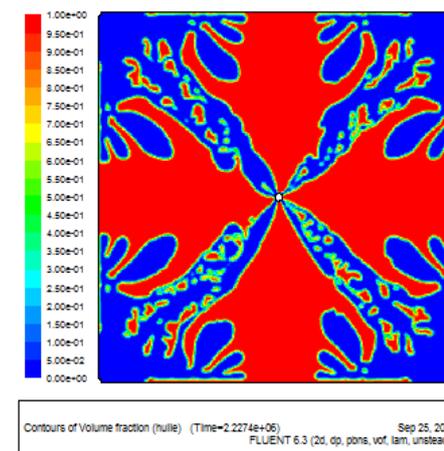
k) 15Jours et 11 heures



l) 19Jours et 3 heures

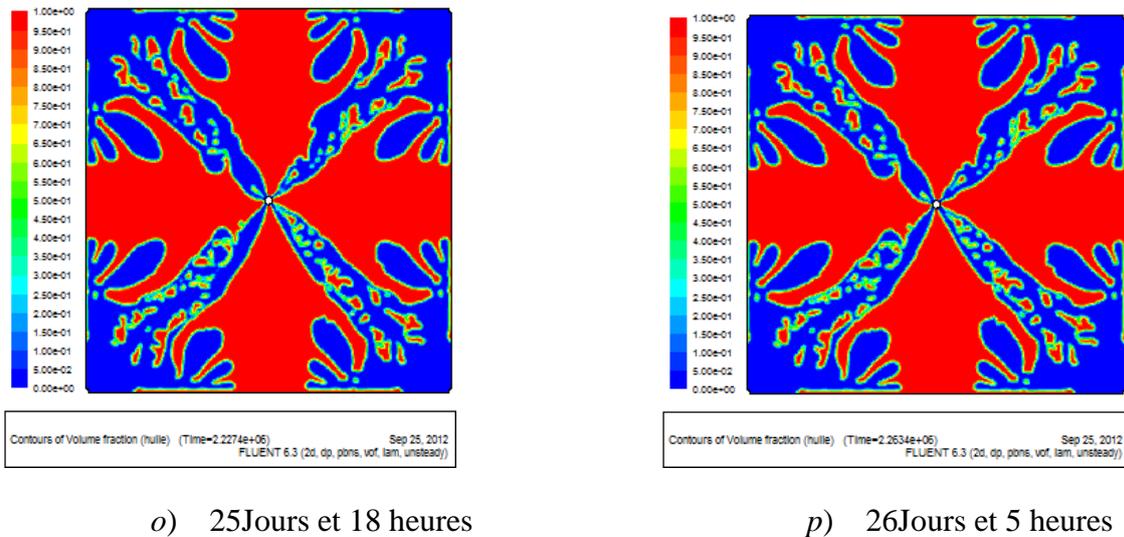


m) 21Jours et 7 heures



n) 25Jours et 3 heures

**Figure IV.26 :** Profils de saturation dans le milieu aux temps : (i), (j), (k), (l), (m), (n)



**Figure IV.27 :** Profils de saturation dans le milieu aux temps : (o), (p).

Dans cette application , les figures (IV.24, IV.25, IV.26, IV.27) montrent dans le cas de l'injection d'eau à faible débit, le front de déplacement commence à se destabiliser à partir de  $t=13$  h, le phénomène d'instabilité s'amplifie et le nombre de doigts se multiplie (figures IV.25.e, f ). On constate aussi que le doigt situé dans la diagonale se développe et se distingue par apport aux autres.

Dans la (figures IV.26.i, j ) on constate le détachement du premiere doigt (issu de chaque puits ) pénétrant dans la phase huileuse et continue son avancée vers le puits de production, ce phénomène est appelé «tip-splitting ». Et à partir de  $t=15$  jours ces doigts détachés remontent dans le puits de production permettent au processus de récupération de continuer. La percée d'eau est enregistrée à  $t= 25$ jours.

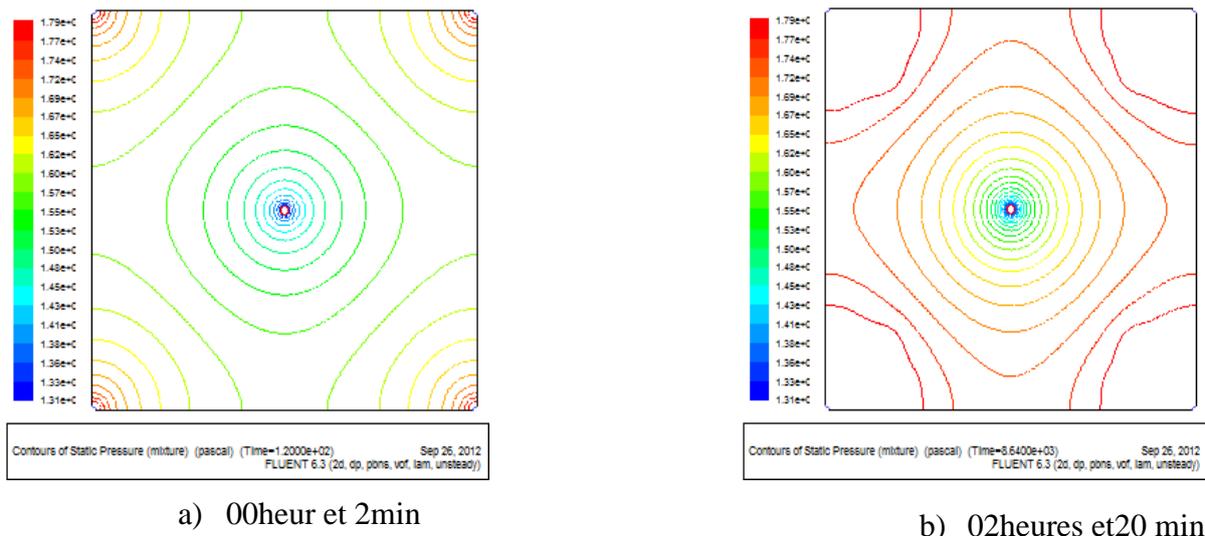
**Application 4 :**

Dans cette application on impose un gradient de pression. La pression imposée au niveau des puits d'injections est 1.79Mpa et celle du puits de récupération est 1.31Mpa. Les propriétés des deux fluides ainsi que celles du milieu poreux considéré sont données dans le tableau ci-dessous :

Propriétés des fluides	Fluides	Viscosité dynamique Kg/m.s	Masse volumique (kg/m <sup>3</sup> )	Tension interfaciale (N/m)
	eau	0.001003	998.2	0.03
	huile	0.048	960	
Propriétés du milieu	Porosité		$\phi = 0.30$	
	Perméabilités (m <sup>2</sup> )	K <sub>X</sub>	$130 \times 10^{-12}$	
		K <sub>Y</sub>	$130 \times 10^{-12}$	

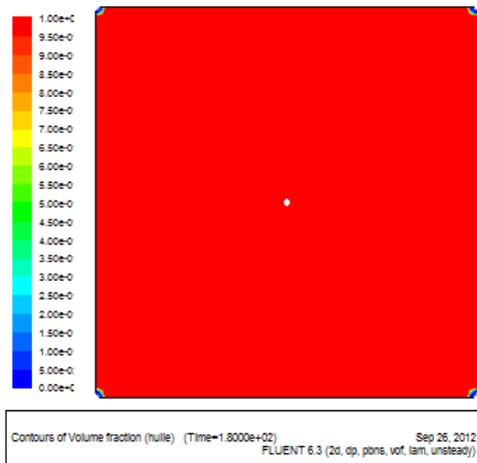
**Tableau IV.4:** propriétés des fluides et du milieu poreux homogène.

**Profils de pression :**

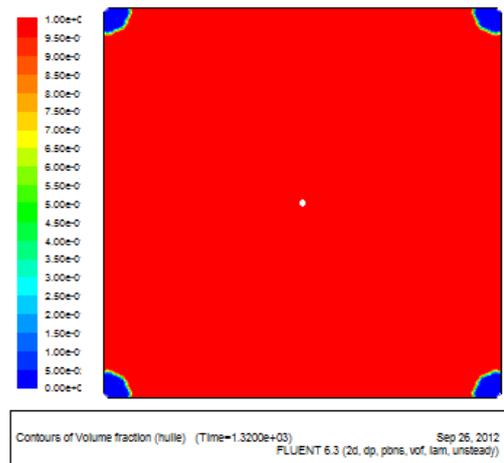


**Figure IV.28 :** Profils de pression dans le milieu homogène aux temps : (a), (b).

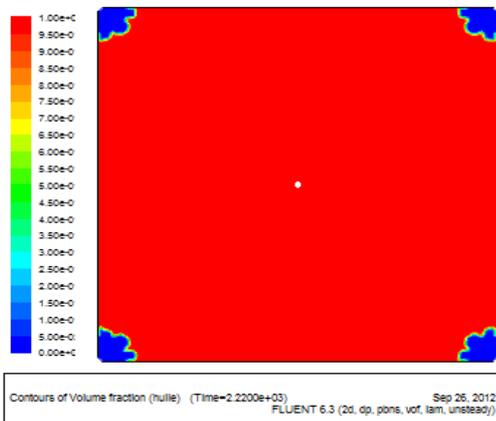
Profils de saturation



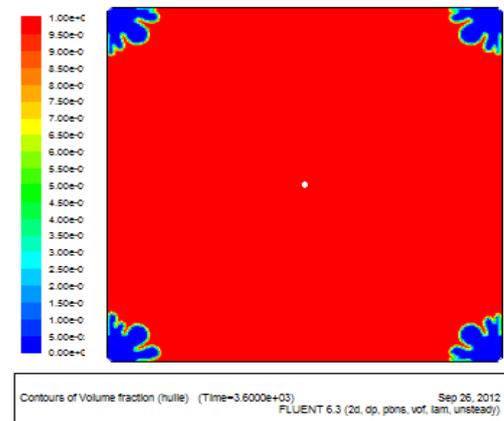
a) 00heure et 3min



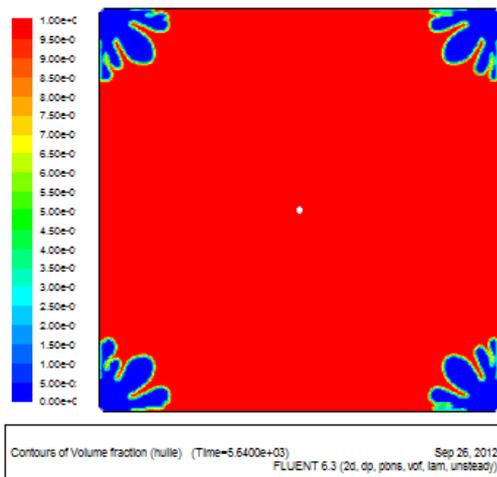
b) 00heure et 22min



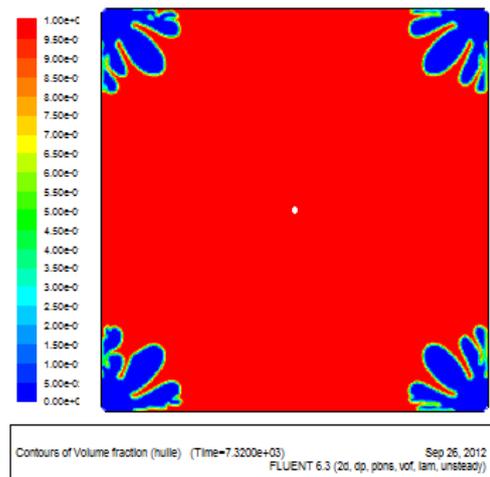
c) 00heure et 37min



d) 01heure et 00min

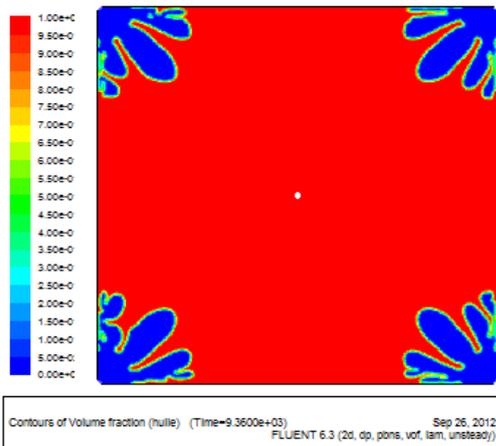


e) 01heurs et 34min

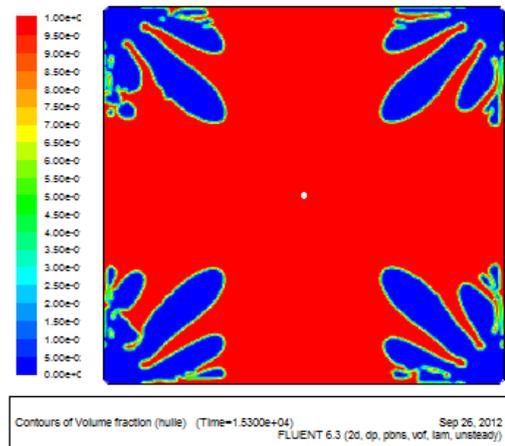


f) 02heures et 02min

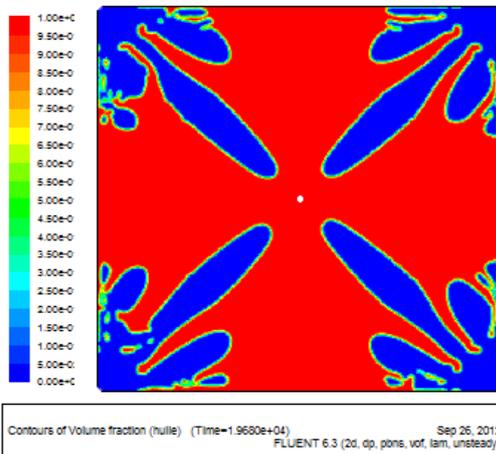
**Figure IV.29 :** Profils de saturation dans le milieu aux temps (a), (b), (c), (d), (e), (f).



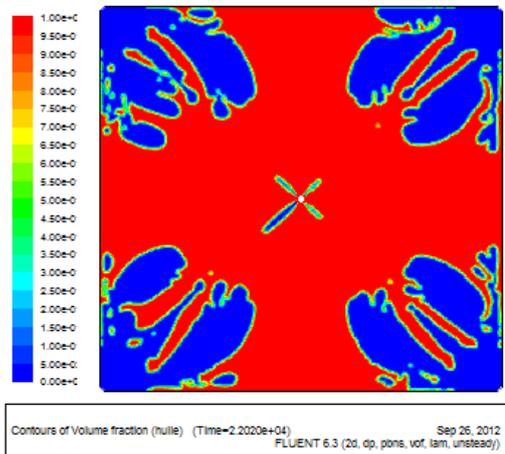
g) 02heures et 36min



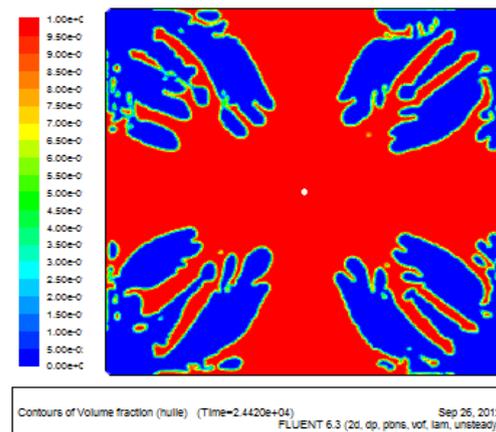
h) 04heures et 16min



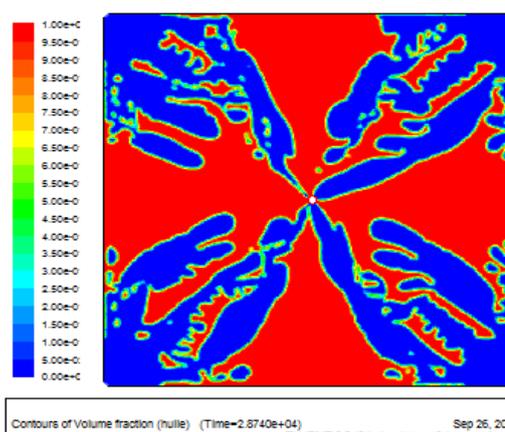
i) 05heures et 28min



j) 06heures et 07min



k) 06heures et 46min



l) 07heures et 59min

**Figure IV.30 :** Profils de saturation dans le milieu homogène aux temps : (g), (h), (i), (j), (k), (l).

Dans cette application, la première constatation qu'on peut faire est l'existence d'une symétrie dans la distribution du profil de saturation, cela est dû à l'homogénéité et l'isotropie du milieu qui donne lieu à une répartition régulière du champ de pression (figures IV.28.a, b).

On remarque également que la perturbation de l'interface est apparue à  $t=37\text{min}$  (figure IV.29.c). Cette perturbation est commencée par l'apparition d'un doigt (issu de chaque puits) pénétrant dans la phase d'huile. A partir de  $t > 5$  heures ces doigts détachés remontent dans le puits de production permettant ainsi au processus de récupération de continuer. On aperçoit la percée d'eau à  $t= 5\text{heures et } 59\text{ min}$ .

**Application 5:**

Dans cette application, on considère le cas du milieu poreux hétérogène. Les propriétés des fluides ainsi que celles du milieu sont données dans le tableau :

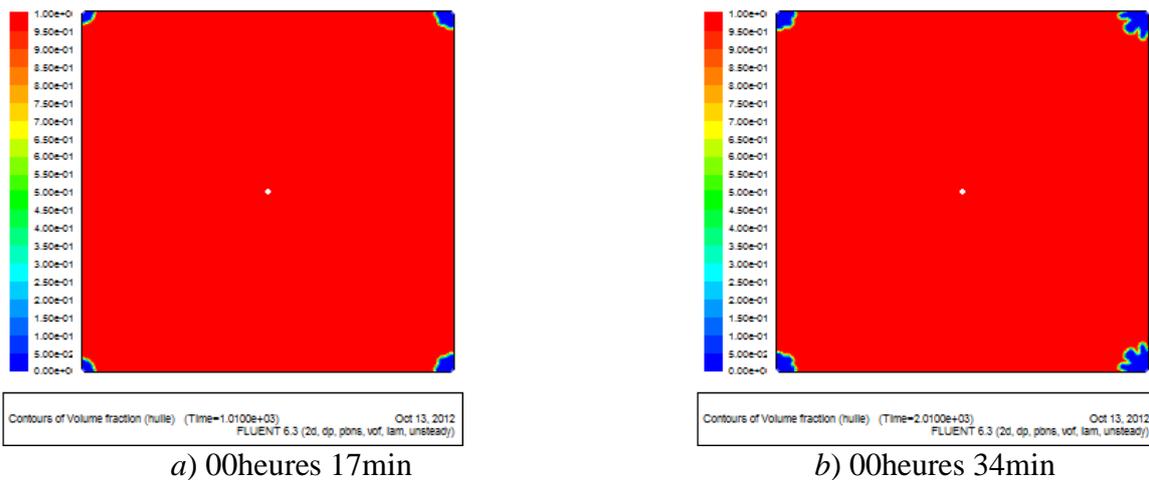
Propriétés des fluides	Fluides	Viscosité dynamique (Kg/m.s)	Masse volumique (kg/m <sup>3</sup> )	Tension interfaciale (N/m)
	eau	0.001003	998.2	0.03
	huile	0.048	960	

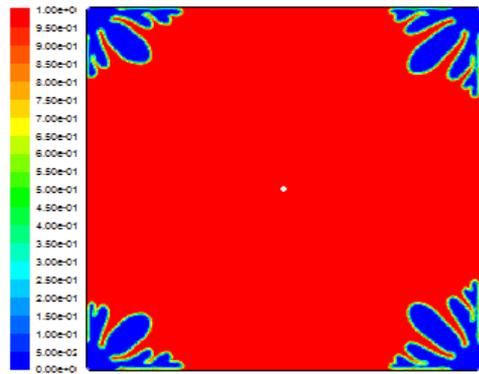
Propriétés du milieu	Porosité		$\phi = 0.30$	
	Perméabilité (m <sup>2</sup> )	Zone 1	k <sub>X</sub>	130 × 10 <sup>-12</sup>
			k <sub>Y</sub>	130 × 10 <sup>-12</sup>
		Zone 2	k <sub>X</sub>	43.33 × 10 <sup>-12</sup>
			k <sub>Y</sub>	43.33 × 10 <sup>-12</sup>
		Zone 3	k <sub>X</sub>	130 × 10 <sup>-12</sup>
			k <sub>Y</sub>	130 × 10 <sup>-12</sup>
		Zone 4	k <sub>X</sub>	43.33 × 10 <sup>-12</sup>
			k <sub>Y</sub>	43.33 × 10 <sup>-12</sup>

**Tableau IV.5 :** propriétés des fluides et du milieu poreux hétérogène

Profils de saturation :

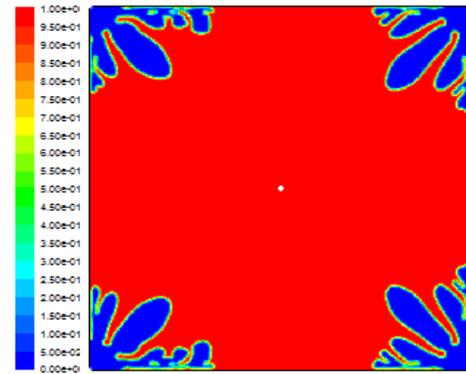


**Figure IV. 31 :** Profils de saturation dans le milieu hétérogène aux temps : (a), (b).



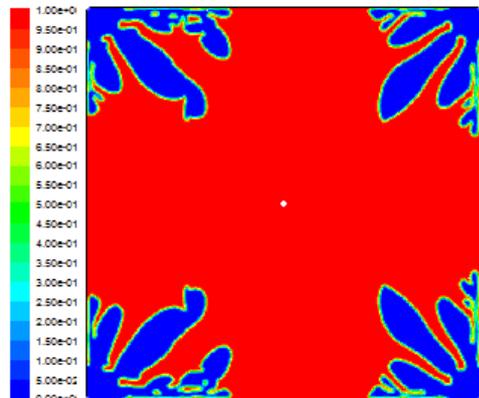
Contours of Volume fraction (hulle) (Time=1.2260e+04) Oct 13, 2012  
FLUENT 6.3 (2d, dp, pons, vof, lam, unsteady)

c) 03heures24min



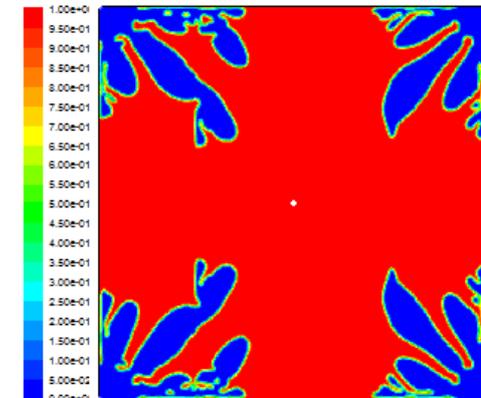
Contours of Volume fraction (hulle) (Time=1.7010e+04) Oct 13, 2012  
FLUENT 6.3 (2d, dp, pons, vof, lam, unsteady)

d) 04heures44min



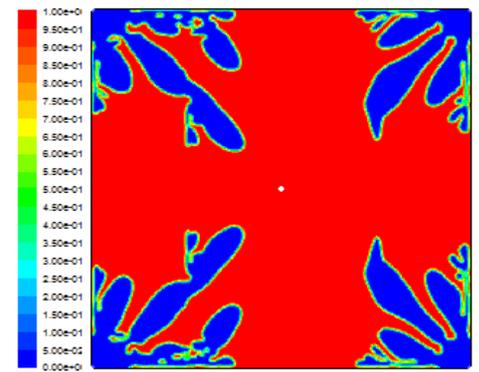
Contours of Volume fraction (hulle) (Time=2.2260e+04) Oct 13, 2012  
FLUENT 6.3 (2d, dp, pons, vof, lam, unsteady)

e) 6heures11min



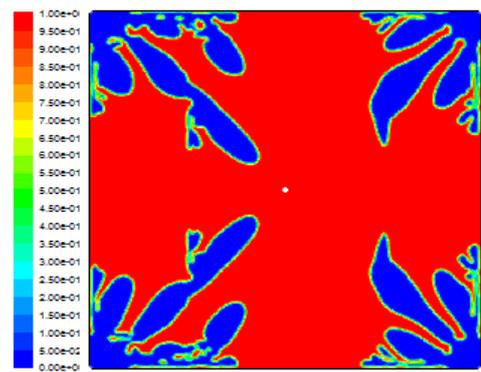
Contours of Volume fraction (hulle) (Time=2.4760e+04) Oct 13, 2012  
FLUENT 6.3 (2d, dp, pons, vof, lam, unsteady)

f) 6heures53min



Contours of Volume fraction (hulle) (Time=2.6510e+04) Oct 13, 2012  
FLUENT 6.3 (2d, dp, pons, vof, lam, unsteady)

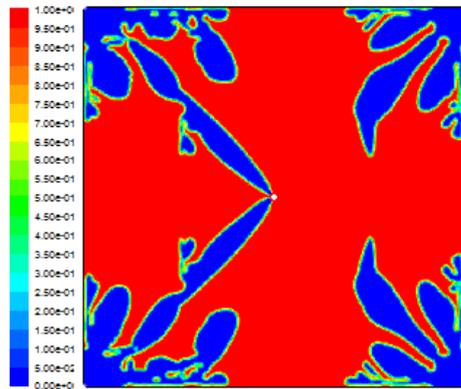
g) 7heures02min



Contours of Volume fraction (hulle) (Time=2.7260e+04) Oct 13, 2012  
FLUENT 6.3 (2d, dp, pons, vof, lam, unsteady)

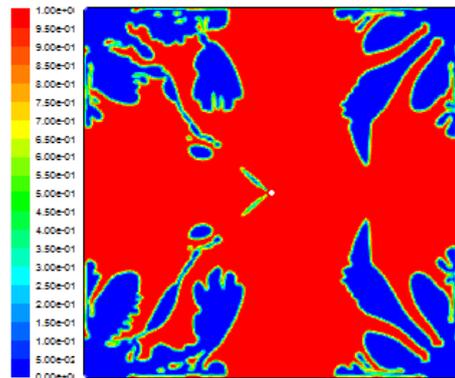
h) 7heures02min

**Figure IV.32 :** Profils de saturation dans le milieu hétérogène aux temps : (c), (d), (e), (f), (g), (h).



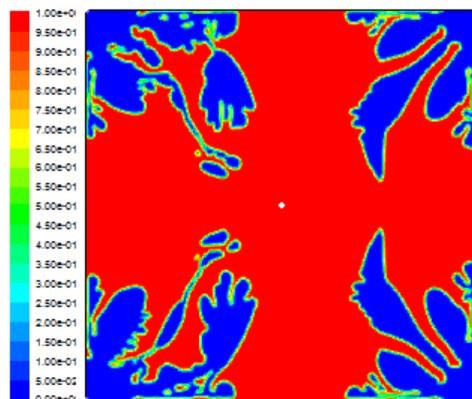
Contours of Volume fraction (nulle) (Time=2.8260e+04) Oct 13, 2012  
FLUENT 6.3 (2d, dp, pns, vof, lam, unsteady)

i) 7heures 50min



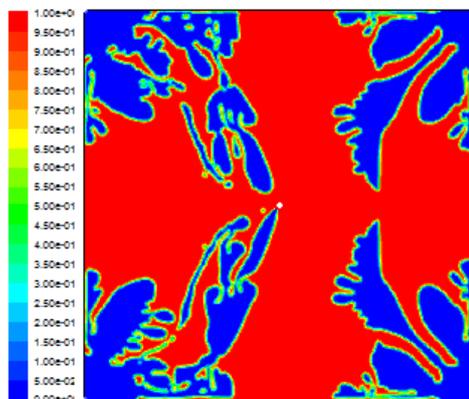
Contours of Volume fraction (nulle) (Time=3.0010e+04) Oct 13, 2012  
FLUENT 6.3 (2d, dp, pns, vof, lam, unsteady)

j) 8heures 20min



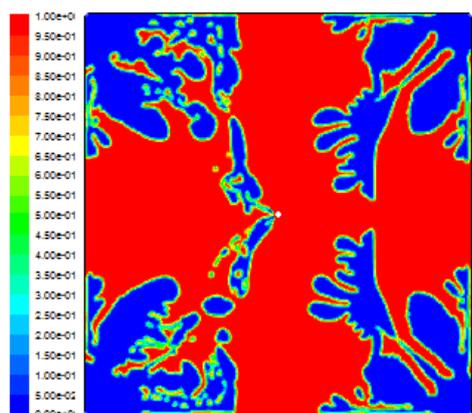
Contours of Volume fraction (nulle) (Time=3.1010e+04) Oct 13, 2012  
FLUENT 6.3 (2d, dp, pns, vof, lam, unsteady)

k) 8heures 36min



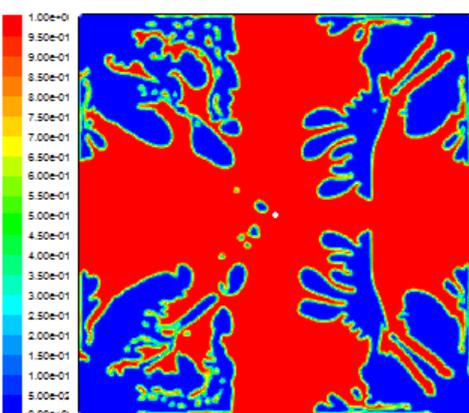
Contours of Volume fraction (nulle) (Time=3.4510e+04) Oct 13, 2012  
FLUENT 6.3 (2d, dp, pns, vof, lam, unsteady)

l) 9heures 35min



Contours of Volume fraction (nulle) (Time=3.7010e+04) Oct 13, 2012  
FLUENT 6.3 (2d, dp, pns, vof, lam, unsteady)

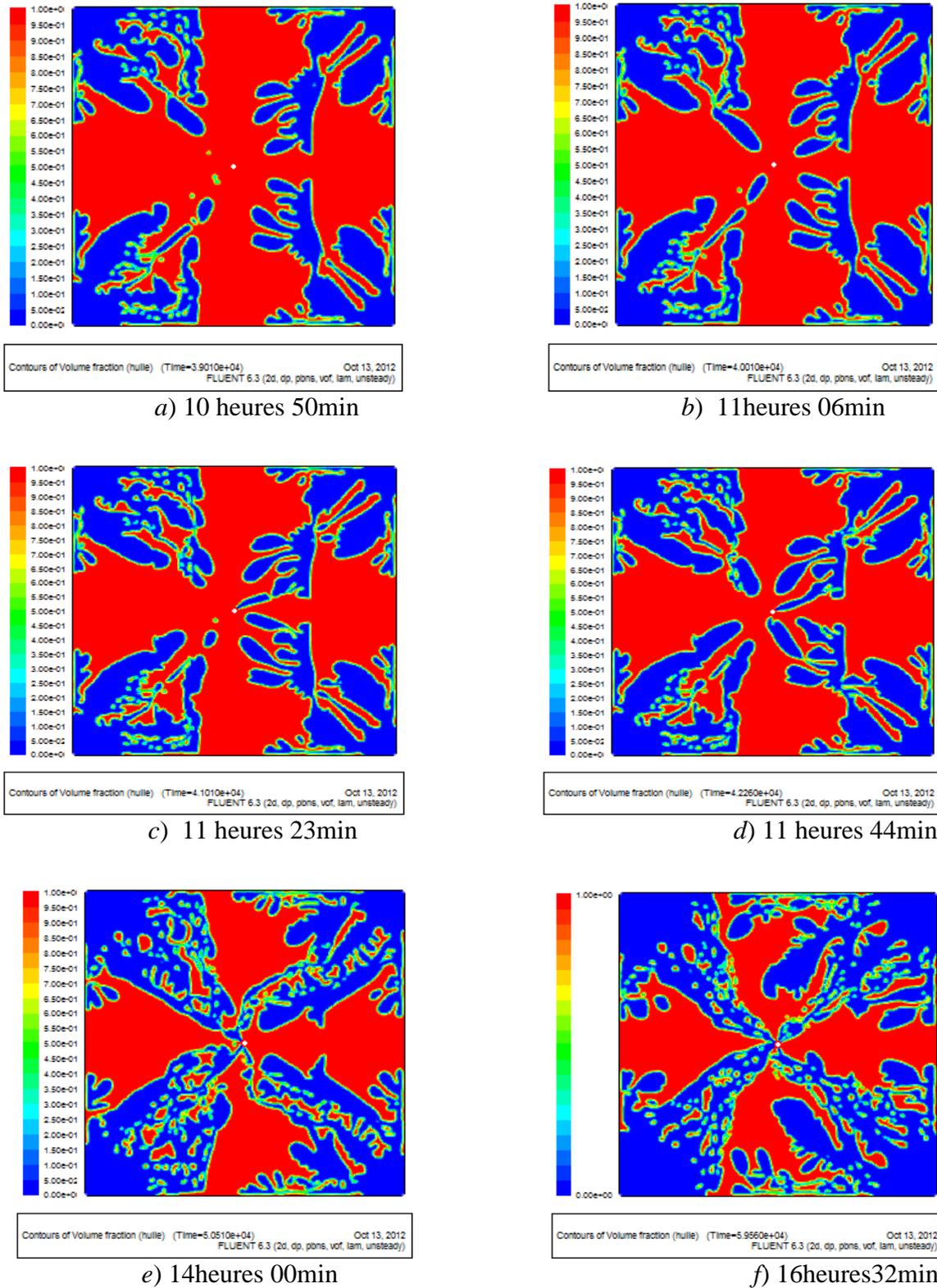
m) 10heures 16min



Contours of Volume fraction (nulle) (Time=3.8510e+04) Oct 13, 2012  
FLUENT 6.3 (2d, dp, pns, vof, lam, unsteady)

n) 10heures 02min

**Figure IV. 33 :** Profils de saturation dans le milieu hétérogène aux temps : (i), (j), (k), (l), (m), (n).



**Figure IV. 34 :** Profils de saturation dans le milieu hétérogène aux temps : (a), (b), (c), (d), (e), (f)

La figure (IV. 31. a) montre qu'au début de l'injection le front de déplacement reste stable, et qu'il avance rapidement dans la zone (1). On remarque que l'instabilité apparaît d'abord au voisinage des puits situés dans la zone (1) la plus perméable (figure IV.31. b)

On constate également qu'à partir de  $t= 03$ heures et 24 min le nombre de doigts se multiplie et le phénomène d'instabilité s'amplifie (figure IV.32. c, d).

Lorsque la phase injectée atteint les zones au voisinage du puits de récupération, elle avance rapidement dans la zone la plus perméable et crée un détachement de doigts (Figure IV.33. *i, j*) qui correspond au phénomène de « tip-splitting ». En revanche la phase injectée reste bloquée dans la zone la moins perméable et le front de déplacement tend à se stabiliser.

Le processus de production continue jusqu'à  $t= 16$ heures et 32 min où la phase injectée arrive abondamment au niveau du puits producteur. Cette remontée d'eau correspond à la percée d'eau qui nous oblige à arrêter le processus de récupération.

### CONCLUSION GENERALE

Le travail effectué dans le cadre de ce mémoire porte sur la simulation numérique d'un déplacement diphasique de deux phases immiscibles dans un milieu poreux. A titre d'applications un code CFD FLUENT, fondé sur la méthode des volumes finis, est utilisé pour visualiser les phénomènes d'instabilités, se produisant au niveau de l'interface. Ces applications ont permis de voir :

- L'évolution stable de l'interface de déplacement (déplacement piston).
- Le phénomène de digitation « fingering ».
- Le phénomène «tip-splitting ».
- La percée d'eau « breakthrough »

Nous avons constaté que la digitation est causée principalement par la différence de viscosité entre le fluide déplacé et le fluide déplaçant et que l'augmentation de la viscosité du fluide déplaçant réduit l'instabilité et peut même l'éliminer si sa viscosité dépasse celle du fluide déplacé. Nous avons remarqué, également, que l'injection d'un fort débit d'eau ralentit le déclenchement de l'instabilité mais accélère l'apparition de la percée d'eau à cause d'un élargissement important et un avancement rapide des doigts pénétrants. En revanche, la présence d'une région à faible perméabilité au voisinage du puits producteur tente à stabiliser le front de déplacement et retarde l'apparition de la percée d'eau. Notons également, que dans le cas de l'injection à faible débit, la remontée précoce de la phase injectée, au niveau du puits producteur, correspond au phénomène tip-splitting, par conséquent il ne faut pas arrêter l'injection car la phase récupérée va réapparaître davantage dans le puits producteur.

L'étude menée dans ce mémoire nous a permis d'acquérir des connaissances sur les mécanismes fondamentaux régissant les écoulements

## CONCLUSION GENERALE

---

immiscibles dans les milieux poreux et de manipuler le code de simulation CFD « FLUENT ». Toutefois, il est important de signaler que la quantification de piégeage, lors de la mise en exploitation d'un gisement du pétrole, reste l'objectif majeur qu'il faut atteindre dans n'importe quelle étude réalisée.

## Références Bibliographiques

---

### Références Bibliographiques

- [1] **René COSSE** : Le gisement, Publication de l'institut français du pétrole, 1988, Paris.
- [2] **institut français du pétrole** : Henry DARCY et les écoulements de fluides en milieux poreux 2006 U.P.M.C,
- [3] **Catherine JAFFRENNOU-LAROCHE** : Déplacements triphasiques en milieu poreux de mouillabilité hétérogène, 1998, Paris.
- [4] **A.HOUPEURT**. Ecoulement de mécanique des fluides dans les milieux poreux, paris, 1975.
- [5] **C. MARLE** : cours de production les écoulement polyphasique en milieux poreux, TOM 1
- [6] **N. KHALIFA** Etude expérimentale et numérique de la migration du polluants non miscible dans les milieux poreux sature à l'échelle de darcy université de Strasbourg 2009
- [7] **N. KOULAL**. Simulation numérique des échanges thermique par convection forcée dans les milieux poreux U.M.M.T.O. Mémoire de fin d'études.20011.
- [10] **Hassane. Djebouri** : Simulation numérique de déplacement polyphasique en milieux poreux hétérogènes, Magister, 2006, Tizi-Ouzou.
- [11] **M.NECOLAS** : Ecoulement dans les milieux poreux, mécanique énergétique, 2003 Marseille.
- [12] **Olivier BONNEFOY** : Influence de cristaux d'hydrates de gaz ou de glace sur la perméabilité d'un milieu poreux, thèse de doctorat, 2005, Saint-Etienne.

## Références Bibliographiques

---

- [14] **Ahmad ALBITAR** : Modélisation des écoulements en milieu poreux hétérogène 2D/3D, avec couplages surface/souterrain et densitaires, 2007, Toulouse.
- [15] **Johann BENARD** : Ecoulement diphasiques en milieux poreux : modélisation et simulation de cas d'imbibition, de drainage et d'ébullition, thèse de doctorat, 2004, Université de Marne-la-vallée.
- [16] **CÉDRIC BELLEIL** : Calcul direct des performances aérodynamique et acoustique d'un silencieux industriel par modélisation CFD, et optimisation aérodynamique, Maitrise, 2005, Montréal.
- [17] **René Lefebvre, ph. D** : Ecoulement multiphasique en milieu poreux, Université Laval, 2003.
- [18] **J.P .MUNIER- JOLAIN** : récupération secondaire Tome VI, institut français du pétrole, 1959
- [19] **Alioui Smail** : Modélisation et simulation à base de méthodes numériques alternatives des déplacements diphasique en milieu poreux, thèse de magister, 2011. Boumerdes.
- [20] **M.N Islam, J.Azaiez** : Thermo-viscous fingering in quater five-spot miscible displacement Université de Calgary Canada, 2010
- [21] **Renaud Maes** : Etude expérimentale de la digitation visqueuse de fluides miscible en cellule de Hele-Shaw, thèse de doctorat, 2009, université de Paris.
- [22] **Tanuja Sheorey et K.Muralidhar** : isothermal and non-isothermal oil-water flow and viscose fingrig in porous medium, 2002, Muralidhar.

## Références Bibliographiques

---