

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE MOULOUD MAMMERI TIZI OUZOU
FACULTE DE GENIE DE LA CONSTRUCTION

DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE



Mémoire de fin de cycle

*Présenté pour l'obtention du diplôme de Master Académique
en génie mécanique*

Option : énergétique

Thème

**Simulation numérique d'un écoulement
diphasique eau-huile dans un milieu poreux**

Proposé et Encadré par

H.DJEBOURI

S.ZOUAOUI

Présenté par :

M^r MOUHOUS

Ouahab

Soutenu le : 12/11/2016 devant le jury :

- | | |
|-------------------------|------------------|
| - <i>Mr NEBAli. R</i> | Président |
| - <i>Mr SALHI. F</i> | Examineur |
| - <i>Mr Djebouri. H</i> | Encadreur |

2015/2016

Remerciement

Je remercie ALLAH tout puissant qui m'a donné le courage, la force et la volonté pour réaliser ce modeste travail.

Mes sincères remerciements à mes encadreurs H.DJEBOURI et S.ZOUAOUI, de m'avoir conseillé, dirigé et assisté pendant la réalisation de ce travail.

Mes remerciements vont également aux membres de jury qui ont accepté d'examiner ce mémoire de fin d'études sans oublier l'ensemble des enseignants et toutes les personnes qui ont contribué à ma formation et l'aide qu'ils m'ont fournie de près ou de loin pendant tout mon cursus.

DEDICACES

Je dédie ce travail :

A mes très chers parents

A mes frères et sœurs

A la mémoire de mon défunt frère

Mes neveux et nièces

A ma femme

A mon petit Mohand Ameziane

A tous mes amis

A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin

A tous les enseignants

Ouahab

Sommaire

Introduction Générale	1
<u>Chapitre I : Généralités sur les milieux poreux</u>	
I-1. Définition	3
I-2. Types des milieux poreux	3
I-2-1. la matrice solide	3
I-2-1-1. La matrice consolidée	3
I-2-1-2. Matrice granulaire	3
I-2-2. Les pores	4
I-2-2-1. Porosité d'interstice	4
I-2-2-2. Porosité à fissure	4
I-3. Caractéristiques des milieux poreux	5
Volume Élémentaire Représentatif (VER)	5
I-3-1. La porosité	6
I-3-2. La tortuosité	8
I-3-3. La teneur en eau	9
I-3-4. La saturation de la phase	9
I-3-5. La perméabilité	9
I-3-5-1. La perméabilité intrinsèque	9
I-3-5-2. La perméabilité effective	11
I-3-5-3. Perméabilité relative	11
• Variation de la perméabilité relative en fonction de la saturation (Cas du couple eau/huile)	12
I-3-6. La mouillabilité	13
I-3-7. Tension interfaciale- superficielle	14
a. La méthode d'ascension capillaire	16
b. La méthode de Wilhelmy	16
c. La méthode de la goutte pendante	17
d. La méthode de la goutte tournante	17
<u>Chapitre II : Modélisation Mathématique</u>	
Introduction	21
II-1. Equations fondamentales des écoulements en milieu poreux	21
II-2. La loi de Darcy	21
II-2-1 Ecoulement monophasique	21
II-2-2. Ecoulement diphasique	22
II - 3. Equation de conservation de masse	23
II - 3. Equation de pression	23
II - 3. Régime d'écoulement	24

Chapitre III : Applications : Résultats et discussions

Introduction	26
III-1. Description de la géométrie	27
III-3. Création de la géométrie sur GAMBIT	27
III-4. Utilisation du code FLUENT	30
III-3. Résultats et discussion	32
a. Application I	32
b. Application II	42
Conclusion Générale	49

Liste des tableaux et des figures

Chapitre I : Généralités sur les milieux poreux

Figure.I-1 : structure consolidée

Figure.I-2 : structure non consolidée

Figure.I-3 : porosité d'interstice

Figure.I-4 : porosité d'interstice

Figure.I-5 : Représentation schématique d'un VER

Figure.I-6: Arrangements réguliers de sphères de même diamètre avec la porosité Φ associée

Figure.I-7: Carotte pour la mesure de la perméabilité intrinsèque

Figure.I-8: Courbe de drainage -imbibition

Tableau.I-1: Valeurs de perméabilité de certains matériaux

Figure. I-9: Courbes de perméabilité relatives, couple eau/huile

Figure.I-10: mouillage d'un solide par deux liquides non miscibles

Figure.I-11 : Vision schématique de l'interface

Figure.I-12 : États des molécules du volume (cas (a)) et des molécules à l'interface (cas(b))

Figure.I.13: Représentation de deux phases non miscibles 1 et 2 dans un tube capillaire

Figure.I-14: Loi de Jurin appliquée au cas eau/air

Figure.I-15: Méthode Wilhelmy

Figure.I-16: Goutte pendante

Chapitre II : Modélisation Mathématique

Figure. II-1 : Dispositif de Darcy

Chapitre III : Applications : Résultats et discussions

Tableau. III-1 : illustration des caractéristiques des deux applications.

Figure.III-2 : Domaine d'étude créé sur GAMBIT (1^{ère} application)

Figure.III-3 : Domaine d'étude créé sur GAMBIT (2^{ème} application).

-
- Figure.III.4** : maillage du domaine physique (1^{ère} application)
Figure.III.5 : maillage du domaine physique (2^{ème} application)
Figure.III.6 : Exportation de la géométrie vers FLUENT
Figure.III.7 : démarrage de FLUENT
Tableau.III.2 : Propriété des fluides.
Figure.III.8 : Représentation de l'évolution des résidus de la première application
Figure III.9 : Evolution de la saturation de l'eau à travers le milieu.
Figure III.10 : Saturation de l'eau à travers le milieu
Figure III.11 : Représentation de l'évolution des résidus
Figure III.12 : Evolution de la saturation de l'eau à travers le milieu
Figure III.13 : Saturation de l'eau.

NOMENCLATURE

Symbole	Désignation	Unité
V_T	Volume totale du solide	m^3
V_S	Volume du solide	m^3
V_V	Volume du vide	m^3
V_g	Volume gravitaire du fluide	m^3
V_w	Volume de l'eau	m^3
e	Indice du vide	-
Φ_T	Porosité totale	-
Φ_e	Porosité effective	-
τ	Tortuosité	-
L_e	Longueur réelle des capillaires	m
L	Longueur du milieu poreux	m
ω	Teneur en eau	-
N_A	Nombre d'Avogadro	-
N_m	Nombre moléculaire	$mol.g^{-1}$
ε	Encombrement moléculaire surfacique	m^2
a	Aire spécifique	$m^2.g^{-1}$
S_{β_i}	Saturation de la phase i	
Q	Débit volumique	$m^3.s^{-1}$
k	Perméabilité du milieu	m^2
A	Surface du milieu	m^2
μ	Viscosité dynamique	$kg.m^{-1}.s^{-1}$
k_{ri}	Perméabilité relative du fluide	-
k_i	Perméabilité effective du fluide	m^2
P_i	Pression dans le fluide i	Pa
Υ	Tension interfaciale	N/m
r	Rayon	m
g	Pesanteur	$m.s^{-2}$
h	Hauteur	m
ρ	Masse volumique	m^3
F	Force	N
p	Longueur de la ligne triple	m
ξ	Courbure du fluide dans le tube capillaire	m^{-1}
\vec{u}	Vecteur vitesse	$m.s^{-1}$
d	Diamètre des grains	m
R_e	Nombre de Reynolds	-

Introduction générale

L'Homme essaie toujours d'exploiter les ressources que lui offre la nature, et d'en profiter au maximum possible dans tous les domaines, comme c'est le cas en approvisionnement énergétiques, il tente constamment de trouver d'autres ressources pour mettre fin à sa dépendance aux énergies fossiles, qui sont en diminution aussi terrifiante, mais avant de fournir une solution à ce problème aussi complexe, on essaie d'optimiser les taux de récupération des hydrocarbures. Pour ce faire, il faut une bonne connaissance de la façon dont les fluides se déplacent ou se mélangent dans le sous-sol. Ces procédés de drainage de l'huile se présentent comme des balayages du réservoir entre les puits d'injection et les puits de production. L'efficacité de ce balayage dépend de beaucoup de facteurs souvent imposés par la nature, comme les caractéristiques des fluides en place ou des roches qui composent le réservoir. Un fluide qui se déplace en milieu poreux est soumis à l'influence de la structure du milieu qu'il traverse.

Les milieux poreux sont en réalité constitués de domaines connexes présentant eux-mêmes des caractéristiques parfois très différentes : ainsi la taille des pores, leur forme ou le degré de compacité du milieu peuvent varier de manière importante sur une distance très faible. La perméabilité du milieu, c'est-à-dire l'aptitude du milieu à laisser passer un fluide dont il est saturé, peut donc être extrêmement hétérogène. En conséquence, l'avancée du front de déplacement des fluides sera plus rapide dans les couches les plus perméables que dans les autres couches, ce qui rend les déplacements de fluides très complexes. En effet, les hétérogénéités de perméabilité sont susceptibles de créer par exemple des canaux d'écoulement préférentiel. Ceux-ci augmentent significativement la rapidité de transformation d'un puits producteur d'huile en un puits à eau. Au contraire, des zones de faible perméabilité peuvent laisser inexploitées de grandes quantités d'huile.

Une bonne connaissance des écoulements des fluides dans le gisement présente un intérêt économique évident : il est alors possible d'optimiser le taux de récupération en modifiant les paramètres des puits d'injection et en agissant sur les paramètres de déstabilisation du front de déplacement afin de permettre un meilleur balayage.

La simulation numérique en ingénierie des réservoirs est devenue incontournable compte tenu du volume important de données à traiter. De nombreux codes dédiés à la simulation des déplacements polyphasiques dans les milieux poreux ont été développés à l'exemple des codes ECLIPSE, VIP, UTCHEM et FLUENT. Dans ce travail nous avons utilisé le code FLUENT pour simuler un déplacement immiscible à travers un milieu poreux. L'intérêt de ce présent travail est de visualiser la forme de l'interface d'un déplacement immiscible et voir l'influence de la perméabilité du milieu sur son évolution.

I-1. Définition :

On désigne, usuellement par un milieu poreux, un solide dit matrice d'une certaine forme contenant des vides appelés pores. Ces vides peuvent être reliés ou non les uns aux autres. Une ou plusieurs phases fluides s'écoulent à l'intérieur et peuvent échanger, avec la matrice solide, de la matière et /ou de l'énergie [1].

Les milieux poreux occupent une place et un rôle importants dans de nombreux domaines industriels aussi bien naturels ; on les rencontre par exemple en génie pétrolier, médecine, chimie, géologie, etc. [2]

I-2. Types des milieux poreux :

Les milieux poreux sont de très vaste variété et de nature. Leur classification se fait selon [1] :

I-2-1. la matrice solide :

Selon la matrice solide, on distingue :

I-2-1-1. La matrice consolidée :

Les particules de la phase solide sont très compactes, difficiles à diviser.



Figure.I-1 : structure consolidée [1]

I-2-1-2. Matrice granulaire (non consolidée) :

Dans ce cas, la matrice n'est formée que de grains ou particules non soudées entre elles (graviers, sable, etc.)



Figure.I-2 : structure non consolidée [1]

I-2-2. Les pores :

Selon les pores, on distingue [3] :

I-2-2-1. Porosité d'interstice :

La porosité d'interstice représente les vides autour des particules solides plus ou moins liés les uns aux autres

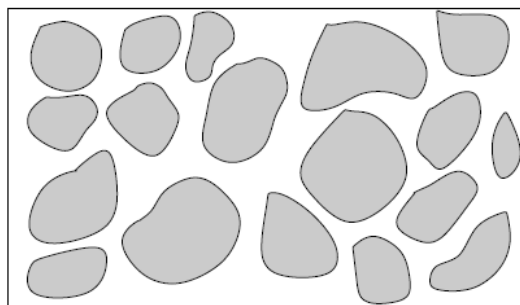


Figure.I-3 : porosité d'interstice [3]

I-2-2-2. Porosité à fissure :

La porosité à fissure correspond à des fractures (fissures) dans la matrice.[3]

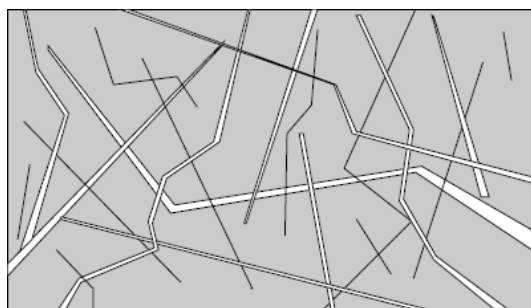


Figure.I-4 : porosité à fissure [3]

Remarque : En général, ces deux types de porosité peuvent cohabiter comme dans les roches par exemple.

I-3. Caractéristiques des milieux poreux :

Les propriétés du milieu poreux dépendent de l'échelle de description considérée. Elles ont un sens physique à une échelle macroscopique et leurs valeurs varient avec le volume de mesure qui peut être, par exemple, de la taille d'une hétérogénéité locale, d'une strate ou d'un aquifère. Que ce soit dans le cadre de la modélisation numérique ou celui de la mesure des paramètres, il est nécessaire de pouvoir changer d'échelle et déduire la valeur des paramètres d'une échelle à l'autre. C'est dans ce but que le calcul de paramètres équivalents a fait l'objet de plusieurs études théoriques [4]. Pour caractériser un milieu poreux, on doit tout d'abord définir un Volume Élémentaire Représentatif (VER) [2].

Volume Élémentaire Représentatif (VER)

Pour quantifier un problème de la physique, en utilisant les outils mathématiques de solution qu'offrent les équations différentielles, il est nécessaire d'avoir un milieu continu pour établir des relations aux dérivées partielles. Dans les milieux poreux, les propriétés physiques (porosité, perméabilité, etc.) sont discontinues au niveau microscopique. La dérivation de solutions de problèmes d'écoulement doit donc toujours faire appel, implicitement ou explicitement, à la définition d'un volume élémentaire représentatif VER (figure I.5) à l'intérieur duquel les propriétés moyennes des fluides et des matériaux sont supposées uniformes et continues[2].

Le VER doit être suffisamment grand pour que des propriétés globales moyennes puissent être définies sans que les fluctuations d'un pore à l'autre ne soient significatives (la taille l du VER doit être suffisamment grande à la taille du pore d). Le VER doit cependant être suffisamment petit pour que les variations d'un paramètre dans le domaine d'étude puissent être représentées par des fonctions continues (la taille l du VER doit être suffisamment petite par rapport à la taille caractéristique du milieu L). Marsily [5] et surtout Bear [6] fournissent une discussion détaillée de ce concept ainsi que des méthodes utilisées pour dériver les propriétés moyennes des milieux poreux.

Il existe cependant d'autres procédures de changement d'échelle, comme la méthode la plus récente d'homogénéisation (Sanchez-Palencia [7]). Cette méthode qui repose essentiellement sur des développements asymptotiques de la vitesse et de la pression à l'échelle du pore, puis à une application d'un opérateur

moyen d'intégration pour passer à l'échelle macroscopique, a permis de justifier les termes supplémentaires des lois de quantité de mouvement.[2]

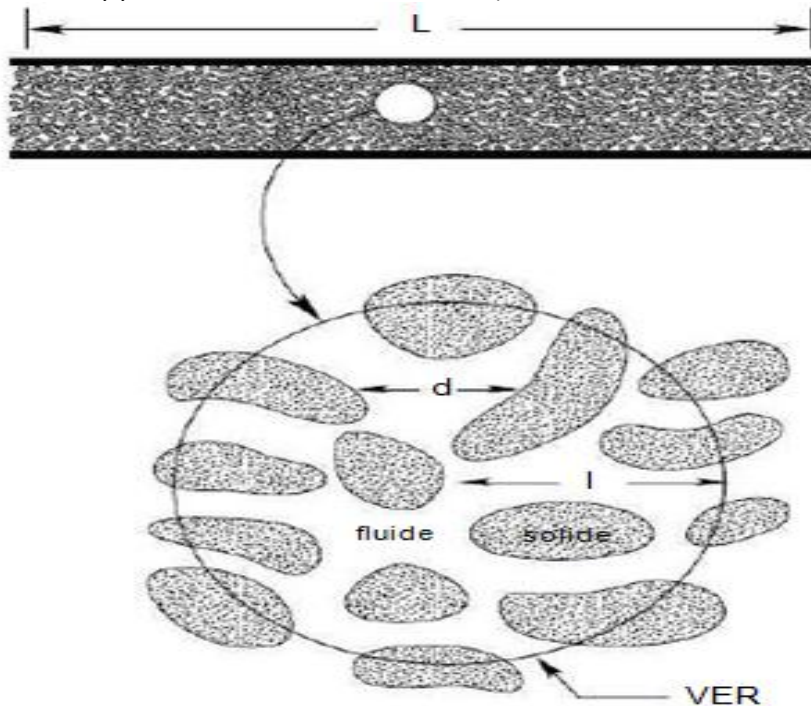


Figure.I-5 : Représentation schématique d'un VER [2]

I-3-1. La porosité [2] :

Le volume total V_T d'un matériau poreux est constitué de la somme du volume des solides V_S et du volume des pores (ou vides) V_V présents dans le volume total du matériau :

$$V_T = V_V + V_S \quad (I.1)$$

Lorsque le volume total considéré est unitaire, la somme ci-dessus est égale à l'unité. La Porosité Φ est définie comme étant le rapport du volume des pores V_V d'un milieu poreux sur son volume total V_T :

$$\Phi = \frac{V_V}{V_T} \quad (I.2)$$

Φ varie donc entre 0 (solide plein) et 1 (volume complètement vide).

Puisqu'il s'agit d'un rapport de mêmes propriétés, la porosité n'a pas d'unité et elle est souvent exprimée en pourcentage.

Un autre paramètre caractérisant la proportion des pores dans un matériau poreux est l'indice du vide e . Il est défini par le rapport du volume des vides V_V sur celui des solides V_S :

$$e = \frac{V_V}{V_S} \quad (\text{I.3})$$

Ce paramètre est d'usage courant en géotechnique car il a l'avantage d'utiliser un volume de référence (celui des solides) qui demeure constant contrairement au volume total qui peut varier considérablement dans les matériaux fortement compressibles tels que les silts et argiles. Le lien entre la porosité et l'indice du vide est exprimé par :

$$\Phi = \frac{e}{e+1} \quad (\text{I.4})$$

Les résultats des calculs exécutés à partir de tels modèles géométriques, comme par exemple les empilements réguliers de sphères de même diamètre (figure.I-6) montrent que la porosité, dépend fortement de l'arrangement et de la taille des grains. On trouve ainsi, pour la porosité : $\Phi = 0,476$ dans le cas de l'arrangement cubique, $\Phi = 0,32$ dans le cas cubique centré et $\Phi = 0,255$ dans le cas cubique à face centrée. [2]

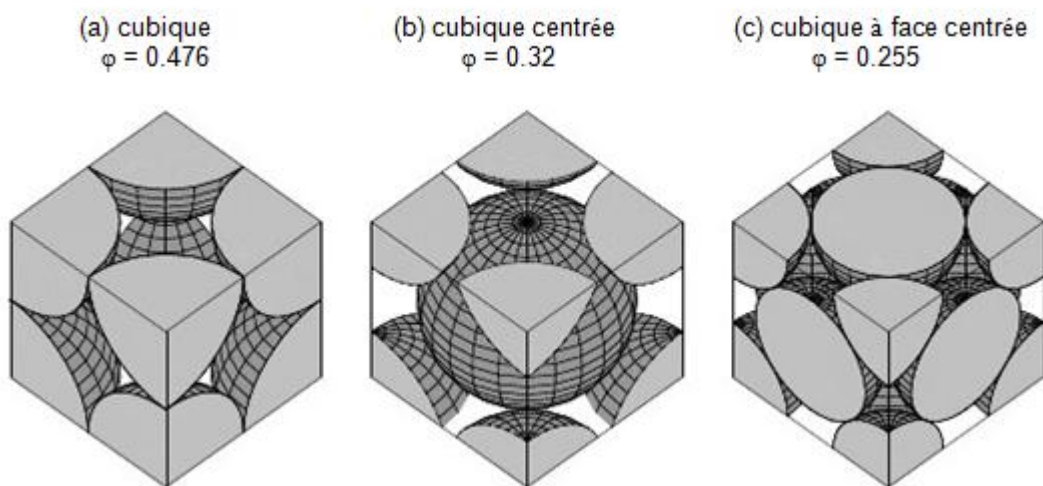


Figure.I-6: Arrangements réguliers de sphères de même diamètre avec la porosité Φ associée [2].

Par ailleurs, on définit une porosité efficace, ou porosité libre en relation avec la définition de l'eau libre par le rapport du volume d'eau (V_g) que peut

libérer le milieu poreux sous l'action des seules forces de gravité au volume total (V_t)

$$\Phi_e = \frac{V_g}{V_t} \quad (\text{I.5})$$

Φ_e : Porosité effective

V_g : Volume gravitaire du fluide qui s'écoule

V_t : Volume totale du solide

Remarque :

En général, on prend la porosité comme une fonction constante par morceaux en fonction de la nature de la roche réservoir. Dans des cas industriels, on peut aussi prendre la porosité comme une fonction faiblement variable (linéairement décroissante) de la pression et/ou de la profondeur. [8]

Les matériaux sont dits [8]:

- ✓ à porosité faible, si $\Phi < 5\%$;
- ✓ à porosité médiocre, si $5\% < \Phi < 10\%$;
- ✓ à porosité moyenne, si $10\% < \Phi < 20\%$;
- ✓ à porosité bonne, si $20\% < \Phi < 30\%$;
- ✓ à porosité excellente, si $\Phi > 30\%$.

I-3-2.La tortuosité

La description de la géométrie des pores fait intervenir la notion de connectivité, correspondant à la complexité du chemin continu à travers l'espace des pores. Il faut aussi tenir compte des « bras morts », qui sont nombreux dans les milieux peu poreux et très hétérogènes. Pour décrire ces différents aspects, on introduit un paramètre τ appelé tortuosité, que l'on définit de la manière suivante [9] :

$$\tau = \frac{L_e}{L} \quad (\text{I.6})$$

où L_e est la longueur réelle des lignes de courant du fluide traversant un échantillon de longueur L d'un milieu poreux modélisé sous la forme d'un réseau de capillaires ou ondulés. Ce rapport joue un rôle important dans les problèmes de diffusion.

I-3-3. La teneur en eau [10] :

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

$$0 < \omega = \frac{V_w}{V_T} < 1 \quad (\text{I.7})$$

La saturation peut s'exprimer comme étant le rapport de la teneur en eau à la valeur de la porosité totale. [11]

$$S = \frac{\omega}{\Phi_T} \quad (\text{I.8})$$

I-3-4. La saturation de la phase [12]

La saturation S_i d'une phase i est définie par la proportion du volume de pores occupé par cette phase :

$$S_i = \frac{V_i}{V_p} \quad (\text{I.9})$$

Où V_i et V_p sont respectivement le volume de la phase fluide i et le volume de pores. Pour un milieu saturé (en écoulement diphasique) la somme des saturations est égale à 1. Lors du drainage d'un milieu poreux, la saturation en eau, obtenue en fin de déplacement, est dite irréductible et est notée S_{wi} . Lors d'une imbibition sur un milieu mouillable à l'eau, la saturation finale en huile est dite résiduelle et est notée, S_{or} .

I-3-5. La perméabilité (intrinsèque, effective, relative)**I-3-5-1. 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. Elle peut être chiffrée grâce à la loi expérimentale de darcy.

Considérons un échantillon de longueur dx et de section A , saturé d'un fluide de viscosité dynamique ν et traversé horizontalement par un débit Q (mesuré dans les conditions de la tranche dx). En régime permanent, la pression amont est P et la pression avale est $P - dP$. (Figure I.7)

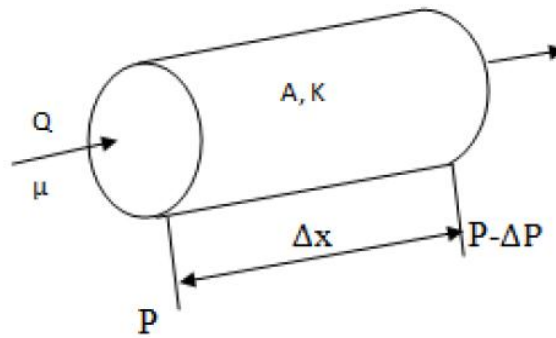


Figure.I-7: Carotte pour la mesure de la perméabilité intrinsèque [1]

L'étanchéité est faite sur les faces latérales, s'il n'y a pas de réaction du fluide avec la roche, ce qui est le cas généralement, on aura [1] :

$$Q = -kA \frac{1}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (\text{I.10})$$

Avec k le coefficient de perméabilité qui est indépendant du fluide considéré. [13] Il est relié à la dimension et à la connectivité des pores entre eux. [14]

Le tableau (I-1) ci-dessous donne les valeurs de la perméabilité de quelques matériaux :

Tableau.I-1: Valeurs de perméabilité de certains matériaux [1].

Matériaux	Perméabilité K en (m ²)
Ardoise noire en poudre	4.9 10 ⁻¹⁴ - 1.2 10 ⁻¹³
Brique	4.8 10 ⁻¹⁵ - 2.2 10 ⁻¹³
Béton bitumineux	10 ⁻¹³ - 2.2 10 ⁻¹¹
Cuivre (en poudre)	3.3 10 ⁻¹⁰ - 1.5 10 ⁻⁹
Calcaire (dolomite)	2 10 ⁻¹⁵ - 4.5 10 ⁻¹⁴
Cuir	9.5 10 ⁻¹⁴ - 1.2 10 ⁻¹³
Poudre de silice	1.3 10 ⁻¹⁴ - 5.1 10 ⁻¹⁴
Sable	2 10 ⁻¹¹ - 1.8 10 ⁻¹⁰
Grès	5 10 ⁻¹⁶ - 3 10 ⁻¹²
Sol	2.9 10 ⁻¹³ - 1.4 10 ⁻¹¹
Terre	2.9 10 ⁻¹³ - 1.4 10 ⁻¹¹

Dans le cas des écoulements polyphasiques, la perméabilité intrinsèque définie précédemment, n'est plus suffisante pour décrire la perméabilité effective du milieu traversé par l'une des phases considérées. En effet, une perméabilité dite "relative" est introduite. Cette perméabilité tient compte de la présence des autres phases. [16]

I-3-5-2. La perméabilité effective

En pratique dans les gisements d'hydrocarbures, il y a toujours au moins deux phases fluides présentes (eau-hydrocarbure). La loi de darcy permet alors de définir, pour chacune des phases une perméabilité effective. Pour deux phases fluides 1 et 2, la loi de darcy s'écrit :

$$\begin{cases} Q_1 = -A \frac{k_1}{\mu_1} \frac{dP_1}{dx} \\ Q_2 = -A \frac{k_2}{\mu_2} \frac{dP_2}{dx} \end{cases} \quad (\text{I.11})$$

La perméabilité effective dépend à la fois de la perméabilité du milieu et de la saturation du fluide considéré. [15]

Les pressions des fluides 1 et 2 étant différentes par suite de phénomènes capillaires. On utilise surtout la notion de perméabilité relative décrite ci-après [17].

I-3-5-3. Perméabilité relative

A cause de la présence de ces différentes phases, chaque phase n'occupe qu'une partie des pores. Le débit de chaque fluide ne peut donc plus être calculé simplement à partir de la perméabilité de la roche définie par l'équation (I.10). On introduit donc le concept de la perméabilité relative. Elle décrit le point auquel un fluide est gêné. Elle s'exprime comme suit :

$$k_{ri} = \frac{k_i}{k} \quad (\text{I.12})$$

En pratique, on note pour l'eau et l'huile :

$$\begin{cases} k_{ro} = \frac{k_o}{k} \\ k_{rw} = \frac{k_w}{k} \end{cases} \quad (\text{I.13})$$

La valeur de la perméabilité relative est comprise entre 0 et 1.

- **Variation de la perméabilité relative en fonction de la saturation (Cas du couple eau/huile)**

On considère un échantillon saturé en huile, avec de l'eau interstitielle dont la saturation est S_{wi} . S_{wi} est appelé l'eau irréductible. Cette dernière traduit la saturation minimale nécessaire pour que l'eau puisse circuler dans l'échantillon. L'expérience a montré que la perméabilité relative varie avec la saturation comme indiqué dans la figure I.9 ci-dessous [1]

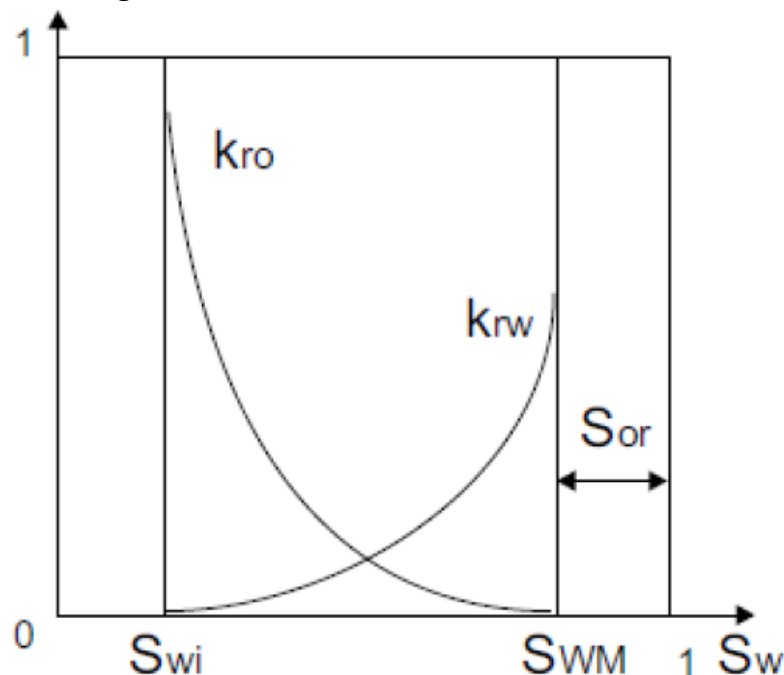


Figure. I-9: *Courbes de perméabilité relatives, couple eau/huile [17].*

En injectant de l'eau (fluide mouillant) sous pression, on réalise un déplacement appelé imbibition (figure. I.9). Au cours de l'imbibition l'eau va envahir d'abord les petits pores; la perméabilité k_{rw} à l'eau augmente, tandis que la perméabilité à l'huile k_{ro} diminue jusqu'à une valeur nulle correspondant au blocage de nombreuses gouttes d'huile dans la zone envahie par l'eau. La saturation en huile « perdue » (cette huile ne peut plus être déplacée) est appelée saturation résiduelle en huile (S_{or}). L'eau augmente constamment jusqu'à une saturation maximale en eau.

$$S_{WM} = 1 - S_{or}$$

On constate que la somme des perméabilités relatives est toujours inférieure à 1, ce qui montre que les deux fluides se gênent mutuellement

pendant leur déplacement simultané, par conséquent, la capacité d'écoulement est réduite. [15]

I-3-6. La mouillabilité:[12]

La mouillabilité est la capacité d'un fluide à recouvrir une surface solide ou un autre liquide. L'angle caractéristique définissant la mouillabilité d'un fluide est nommé angle de contact (ou angle de mouillage) et est noté θ . Cet angle est mesuré à l'intérieur de l'un ou l'autre des fluides en présence (voir Figure I.10). D'un point de vue qualitatif, la définition de la mouillabilité est la suivante : une surface est en contact avec deux fluides séparés par une interface, cette surface est d'autant plus mouillable à l'un de ces fluides que l'angle de contact est proche de zéro. Toutefois, l'angle de contact n'a pas une valeur fixe et celle-ci dépend du processus de mise en place des fluides ainsi que des propriétés de la paroi solide. Elle diffère également selon que les fluides sont statiques ou mobiles. On définit un coefficient d'étalement β dont le signe permet de déterminer si le mouillage est total ($\beta > 0$), ou partiel ($\beta < 0$)

$$\beta = \gamma_{\theta_1} - (\gamma_{\theta_2} + \gamma_{\theta_1\theta_2}) \quad (\text{I.14})$$

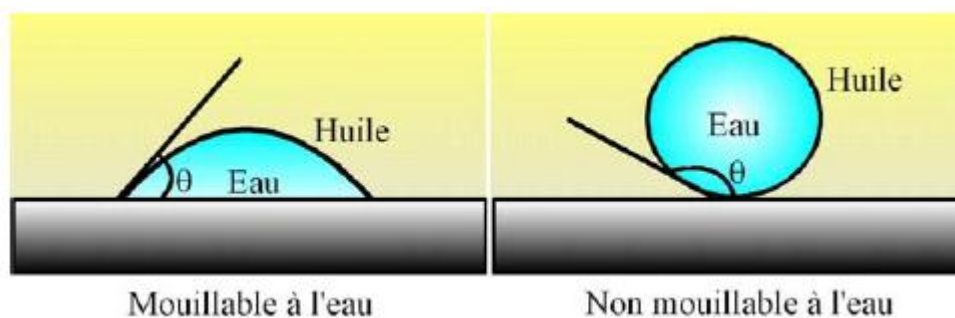


Figure.I-10: mouillage d'un solide par deux liquides non miscibles[12]

On notera que si les propriétés de mouillage ou de mouillabilité sont bien définies à l'échelle de la surface (échelle du pore), la mouillabilité d'un milieu poreux, qui est une propriété macroscopique, est évaluée par diverses méthodes expérimentales. Un milieu poreux est dit mouillable à un fluide si ce fluide tend à déplacer spontanément un autre fluide initialement présent ; les milieux constitués de minéraux tels que la silice sont généralement mouillable à l'eau. Cependant, certaines roches calcaires sont préférentiellement mouillables à l'huile. Dans le cas des gisements pétroliers, on peut rencontrer des roches dans un état de mouillabilité mixte, où une partie de la roche sera mouillable à l'huile tandis que le reste sera mouillable à l'eau. Cela est principalement dû au fait que

les roches réservoirs sont constituées de minéraux ayant des mouillabilités très différentes. Il est possible qu'une roche mouillable initialement à l'eau ne le soit plus après le passage d'un liquide complexe comme une huile de gisement.

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

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

I-3-7. Tension interfaciale- superficielle [12]

L'interface est la zone qui définit la frontière entre plusieurs milieux. Elle assure la continuité entre les différentes phases par un gradient de concentration. On l'assimile souvent à une ligne ou une surface (voir figure I-11).

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

A l'intérieur d'un fluide, chaque molécule agit sur ses voisines et subit en retour une attraction ou une répulsion de la part de ces dernières. Comme on le voit sur la (figure I-12), les molécules du volume sont en équilibre car les différentes énergies d'interactions auxquelles elles sont soumises s'annulent. Il n'en est pas de même pour les molécules au voisinage de l'interface.

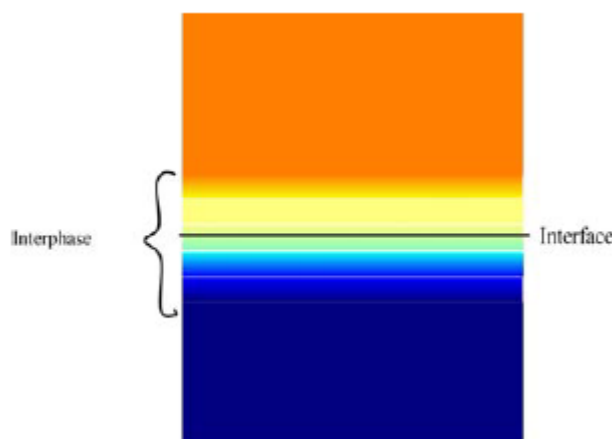


Figure.I-11 : Vision schématique de l'interface [12]

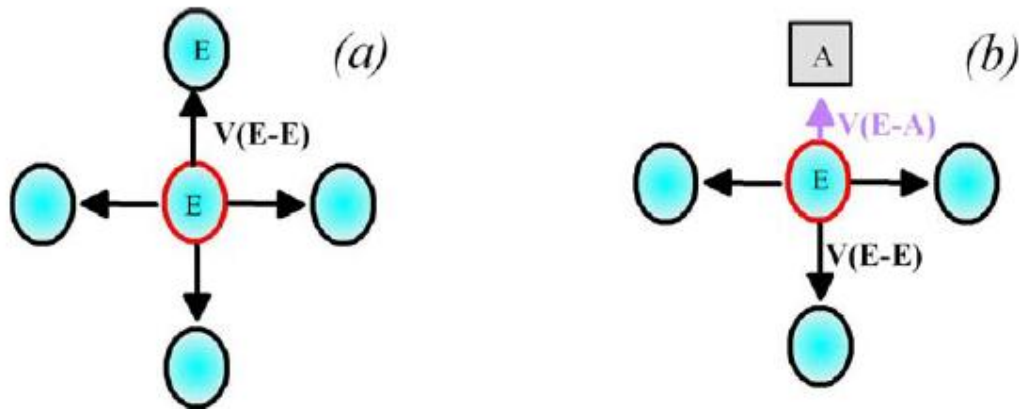


Figure.I-12 : États des molécules du volume (cas (a)) et des molécules à l'interface (cas(b)) [12]

En effet, les énergies d'interactions avec les molécules du volume et avec les molécules de la phase supérieure ne se compensent pas, ce qui induit une attraction des molécules de l'interface dans le volume. Ce déséquilibre est à l'origine des forces à l'interface fluide-fluide et de la tension interfaciale.

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

Les phénomènes capillaires sont des phénomènes de surface ayant lieu à l'échelle de la surface du pore qui est inférieure à l'échelle du pore. Dans un tube capillaire (figure I-13), on observe à l'interface de deux phases non miscibles une différence de pression qui s'exprime par la loi de Laplace :

$$P_1 - P_2 = \gamma \xi \quad (\text{I.15})$$

Où P_1 et P_2 sont respectivement les pressions dans les fluides 1 et 2. La courbure ξ est définie au point de l'interface considérée, grâce aux deux rayons principaux r et r' par la relation (I.16) :

$$\xi = \frac{1}{r} + \frac{1}{r'} \quad (\text{I.16})$$

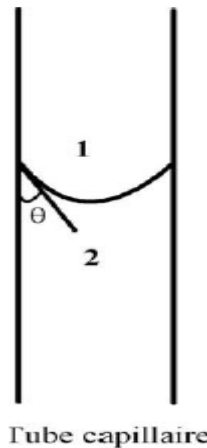


Figure.I.13: Représentation de deux phases non miscibles 1 et 2 dans un tube capillaire [12]

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

$$P_1 - P_2 = \frac{2\gamma \cos\theta}{r} \quad (\text{I.17})$$

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

Il existe plusieurs méthodes de mesure de la tension interfaciale dont les plus courantes sont présentées ci-dessous.

- a. **La méthode d'ascension capillaire** consiste à plonger un capillaire dans la phase liquide dans une cellule thermostatée et pressurisée. Cette mesure se base sur la loi de Jurin (figure I-14) qui montre que :

$$\gamma = \frac{1}{2} r g h \frac{\Delta\rho}{\cos\theta} \quad (\text{I.18})$$

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

- b. **La méthode de Wilhelmy** sert aussi à mesurer la tension de surface (figure I-15). Elle consiste à plonger un objet de forme géométrique simple (le plus souvent une plaque rectangulaire) dans le liquide et à mesurer la force exercée par le film montant à l'aide d'une balance. Cette tension est une contribution du

poids réduit (poids - poussée d'Archimède) et de la tension superficielle. Elle s'écrit de façon générale :

$$F = p\gamma \cos \theta \quad (\text{I.19})$$

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

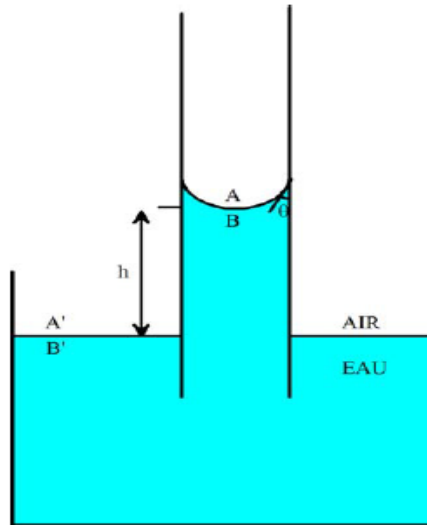


Figure.I-14: Loi de Jurin appliquée au cas eau/air [12]

- c. **La méthode de la goutte pendante** : est l'une des techniques les plus utilisées (voir figure I-16). Une goutte de la phase la plus dense est formée dans la phase la moins dense et maintenue en équilibre à l'extrémité d'un capillaire. Une image de la goutte est alors numérisée et son profil est traité par un algorithme qui consiste à minimiser l'écart entre le profil théorique et le profil expérimental de la goutte. Cet écart dépend de la tension interfaciale par l'intermédiaire des phénomènes capillaires.
- d. **La méthode de la goutte tournante** : permet de mesurer des tensions interfaciales faibles comprises entre 10 et 10^{-5} mN/m. L'expérience consiste à faire tourner autour de son axe un cylindre rempli de la phase la plus dense et à introduire en son centre une goutte de la phase la moins dense avec une seringue. La rotation du cylindre entraîne un allongement de la goutte introduite qui finit par atteindre une longueur correspondant à l'équilibre entre les forces interfaciales et les forces centrifuges. La tension interfaciale est calculée à partir de la forme de la goutte et de la vitesse de rotation du cylindre.

Dans les conditions de gisement, la tension interfaciale entre l'huile et l'eau est de l'ordre de $15.10^{-3}N.m^{-1}$ à $35.10^{-3}N.m^{-1}$, entre l'huile et le gaz de $1.10^{-3}N.m^{-1}$ à $8.10^{-3}N.m^{-1}$ et entre l'eau et le gaz de $35.10^{-3}N.m^{-1}$ à $35.10^{-3}N.m^{-1}$.

A $20^{\circ}C$, la tension superficielle de l'eau est de l'ordre de $72.10^{-3}N.m^{-1}$.

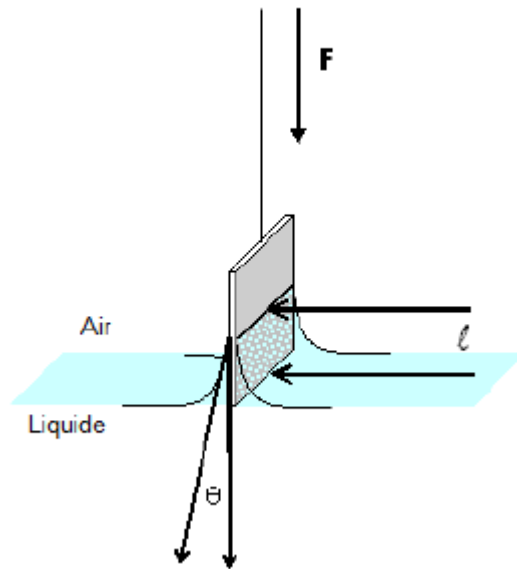


Figure.I-15:Méthode Wilhelmy [12]

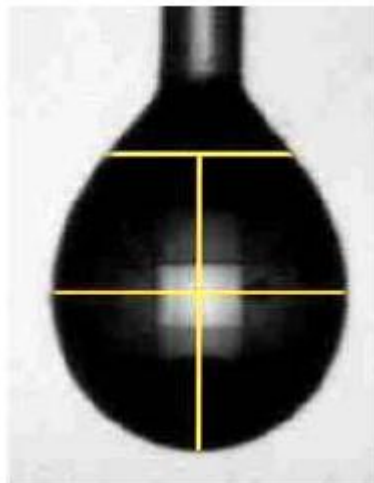


Figure.I-16:Goutte pendante [12]

Introduction

Dans ce chapitre nous verrons les équations qui régissent les écoulements dans les milieux poreux.

II-1. Equations fondamentales des écoulements en milieu poreux :

Les formules générales décrivant l'écoulement dans les milieux poreux, écrite dans un système de coordonnées cartésiennes (x, y, z) à l'échelle macroscopique, sont la loi expérimentale de Darcy et l'équation de continuité.

II-2. La loi de Darcy

II-2-1 Ecoulement monophasique [18]

En 1855, Darcy mit en évidence une formule en présence d'un seul fluide (écoulement monophasique) à Dijon après 35 expériences dans lesquelles fit varier le débit d'écoulement de l'eau de 2.13 à 29.4 L.min⁻¹; à travers une colonne de 2.5 m de hauteur et 0.35 m de diamètre, qui porte son nom aujourd'hui. (Figure.II-1)

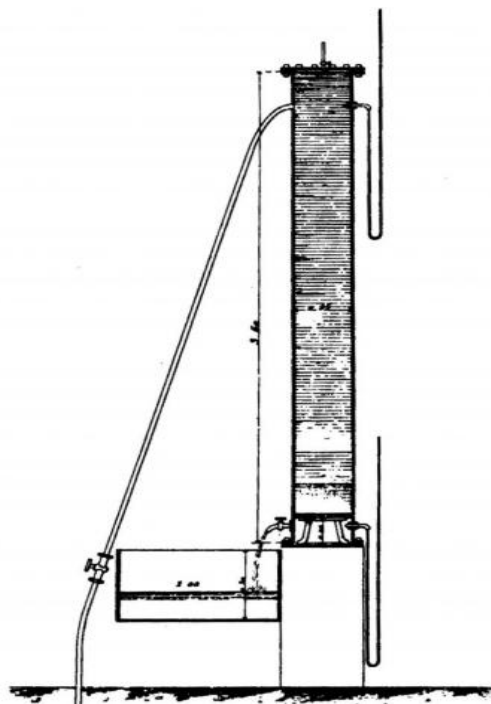


Figure. II-1 : Dispositif de Darcy [19]

L'eau souterraine s'écoule des niveaux d'énergie plus élevés vers les niveaux d'énergies plus faibles. Cette énergie est essentiellement le résultat de l'altitude et de la pression. La loi de Darcy en milieu poreux exprime la vitesse de filtration en régime permanent ou transitoire en fonction du gradient de pression et de la gravité. Pour un fluide incompressible, la loi de Darcy s'écrit sous la forme générale [6],[19].

$$\vec{u} = -\frac{K}{\mu}(\overrightarrow{\text{grad}}p - \rho\vec{g}) \quad \text{II-1}$$

où :

\vec{u} : Le vecteur vitesse de Darcy,

K : La perméabilité intrinsèque du milieu,

μ : La viscosité du fluide,

p : La pression,

ρ : La masse volumique du fluide,

\vec{g} : Le vecteur de gravité.

II-2-2.Écoulement diphasique

Dans notre cas, il s'agit d'un écoulement de deux fluides immiscibles (eau-huile) qui est régi par la formule généralisée de Darcy, utilisable à des faibles vitesses.

$$\begin{cases} \vec{u}_w = -K_{rw}(s)\frac{K}{\mu_w}(\overrightarrow{\text{grad}}P_w - \rho_w\vec{g}) \\ \vec{u}_o = -K_{ro}(s)\frac{K}{\mu_o}(\overrightarrow{\text{grad}}P_o - \rho_o\vec{g}) \end{cases} \quad \text{II-2}$$

avec :

\vec{u}_o et \vec{u}_w : les vitesses de l'eau et d'huile,

K_{rw} et K_{ro} : les perméabilités des deux fluides,

K : la perméabilité du domaine en (x, y) ,

μ_w et μ_o : les viscosité dynamiques d'eau et d'huile,

P_w et P_o : les pressions des deux phases,

ρ_w et ρ_o : les masses volumiques des deux fluides.

Dans notre étude, nous considérons, malgré la présence de deux phases fluides, que la perméabilité du milieu reste inchangée. Nous supposons également

que le milieu étudié est horizontal d'épaisseur négligeable. Le système d'équations (II-2) devient alors :

$$\begin{cases} \vec{u}_w = -\frac{K}{\mu_w} \cdot \overrightarrow{\text{grad}} P_w \\ \vec{u}_o = -\frac{K}{\mu_o} \cdot \overrightarrow{\text{grad}} P_o \end{cases} \quad \text{II-3}$$

où :

K est un coefficient scalaire si le milieu est isotrope, l'écoulement unidirectionnel. Dans un repère à trois dimensions parallèle à l'écoulement, K se réduit à un tenseur diagonal :

$$K = \begin{bmatrix} K_{xx} & 0 & 0 \\ 0 & K_{yy} & 0 \\ 0 & 0 & K_{zz} \end{bmatrix}$$

En pratique, les composantes de K sont : les perméabilités horizontales $K_{yy} = K_{xx}$ et la perméabilité verticale K_{zz} [5],[20].

II - 3. Equation de conservation de masse

Cette équation traduit le fait que la somme de la variation de la masse de fluide à l'intérieur d'un volume élémentaire au cours du temps et des flux massiques le traversant (entrant + sortant) est nul.[21]

$$\phi \frac{\partial(\rho S)}{\partial t} + \text{div}(\rho \vec{u}) = 0 \quad \text{II-4}$$

Pour un écoulement de deux phases, l'équation de conservation de masse s'écrit pour chaque phase :

$$\begin{cases} \phi \frac{\partial(S_w \rho_w)}{\partial t} + \text{div}(\rho_w \vec{u}_w) = 0 \\ \phi \frac{\partial(S_o \rho_o)}{\partial t} + \text{div}(\rho_o \vec{u}_o) = 0 \end{cases} \quad \text{II-5}$$

II - 3. Equation de pression

La combinaison de l'équation de Darcy et la loi de conservation de masse en négligeant la variation de la masse volumique, nous donne :

$$\begin{cases} \phi \frac{\partial(S_w \rho_w)}{\partial t} - \text{div} \left[\frac{K}{\mu_w} \cdot \overrightarrow{\text{grad}} P_w \right] = 0 \\ \phi \frac{\partial(S_o \rho_o)}{\partial t} - \text{div} \left[\frac{K}{\mu_o} \cdot \overrightarrow{\text{grad}} P_o \right] = 0 \end{cases} \quad \text{II-6}$$

II - 3. Régime d'écoulement :

Pour que la loi de Darcy soit valide, il faut que l'écoulement soit laminaire, ce qui est généralement le cas dans les milieux poreux. La vérification de cette condition se fait à l'aide du nombre de Reynolds. R_e . En mécanique des fluides, R_e mesure l'importance des forces d'inertie par rapport aux forces de viscosité. Il est donné par :

$$R_e = \frac{q_m \rho_m d}{\mu} \quad \text{II-7}$$

q_m : La vitesse moyenne de Darcy

ρ_m : La densité du fluide

d : Le diamètre des grains

μ : La viscosité dynamique du fluide

Pour les écoulements en milieux poreux, d est égale au diamètre effectif des grains d_{10} (la taille du filtre à travers duquel 10% en masse des grains passe).

NB : Afin que la loi de Darcy soit applicable, il faut que $R_e \leq 6$. [1]

Introduction

La prédiction ou l'optimisation de la récupération des hydrocarbures dans un champ pétrolifère, requiert une bonne connaissance de la façon dont les fluides se déplacent ou se mélangent dans le sous-sol. Il existe un certain nombre de codes industriels conviviaux, aux meilleurs performants, offrant des connaissances et permettant la prédiction d'écoulement fluides par la résolution des équations aux dérivées partielles grâce aux méthodes des volumes finis, des différences finies ou des éléments finis (FLUENT, CFX-F3D, PHOENICS, STAR-CD, TRIO). Pour notre travail, nous avons eu recours au code FLUENT, commercialisé actuellement par FLUENT ANSYS. La première version de ce code a été lancée en Octobre 1983. Nous disposons de la version 6.3.26. C'est un code écrit avec le langage de programmation C. En outre, il utilise une architecture qui lui permet de s'exécuter simultanément sur plusieurs processus d'un même poste de travail ou sur des postes séparés.

Les méthodes CFD (Computational Fluid Dynamics) ont l'avantage de mettre en application les équations générales de la mécanique des fluides avec un minimum d'hypothèses. Elles permettent de résoudre les équations non-linéaires instationnaires et compressibles. La discrétisation des équations de Navier-Stokes et de conservation de masse est faite des éléments triangulaires ou quadrilatéraux, régulier et/ou non selon la forme géométrique. Un système d'équations non-linéaires couplées est obtenu. Ce système est résolu par des itérations.

Pour la résolution de notre problème physique, nous avons d'abord créé la géométrie sous-Gambit puis on l'a exportée vers le code de calcul FLUENT pour la réalisation de la simulation.

III-1. Description de la géométrie :

Le milieu considéré, dans ce travail, est un plan horizontal de dimension 500m suivant O_x et 500m suivant O_y . Le milieu est scindé en deux zones distinctes. Les zones 1 et 2 sont de dimensions 500mx100m et 500mx400m respectivement (voir figures III-2 et III-3). Le tableau suivant illustre les deux zones 1 et 2 ainsi que leurs propriétés dans les deux applications.

Tableau. III-1 : illustration des caractéristiques des deux applications.

Propriétés du milieu	Sable	Argile
Porosité	20%	30%
Perméabilité (m^2)	$k_x = 10^{16}$	$k_x = 10^{12}$
	$k_y = 10^{16}$	$k_y = 10^{12}$

Les puits d'injection et de récupération sont situés, respectivement, à (150m x 150m) et (450m x 450m) à partir de l'origine (voir figure III.2).

III-2. Utilisation de GAMBIT :

GAMBIT est un logiciel de Dessin Assisté par Ordinateur (DAO). En raison de sa puissance graphique il est très utilisé dans l'industrie (aéronautique, automobile, pétrolier, ...etc.). Il permet de réaliser tous types de géométries en 2D ou 3D (fixes et /ou mobiles), avec des maillages fixes ou adaptatifs. Nous nous disposons de la version 2.4.6

III-3. Création de la géométrie sur GAMBIT :

Pour arriver à faire une simulation proche de la réalité, il faut avoir une construction aussi authentique. Pour ce faire, on utilise le logiciel GAMBIT. Après avoir lancé GAMBIT, nous avons procédé à la création des faces délimitant le domaine physique.

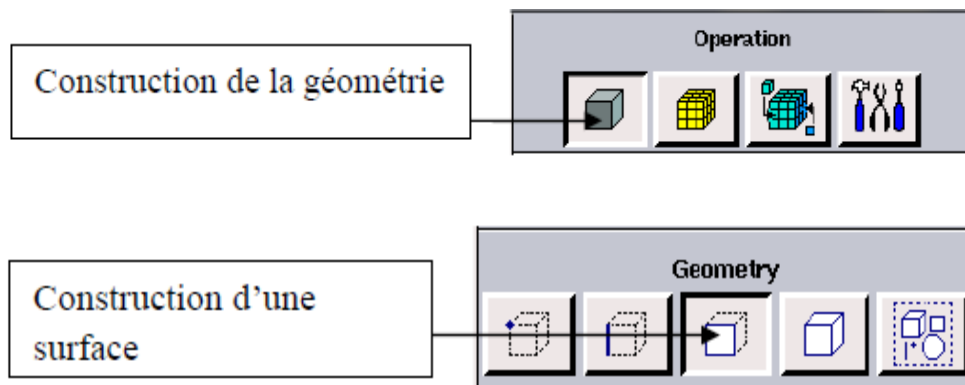


Figure. III-1 : création d'une face sur GAMBIT

Et on obtient :

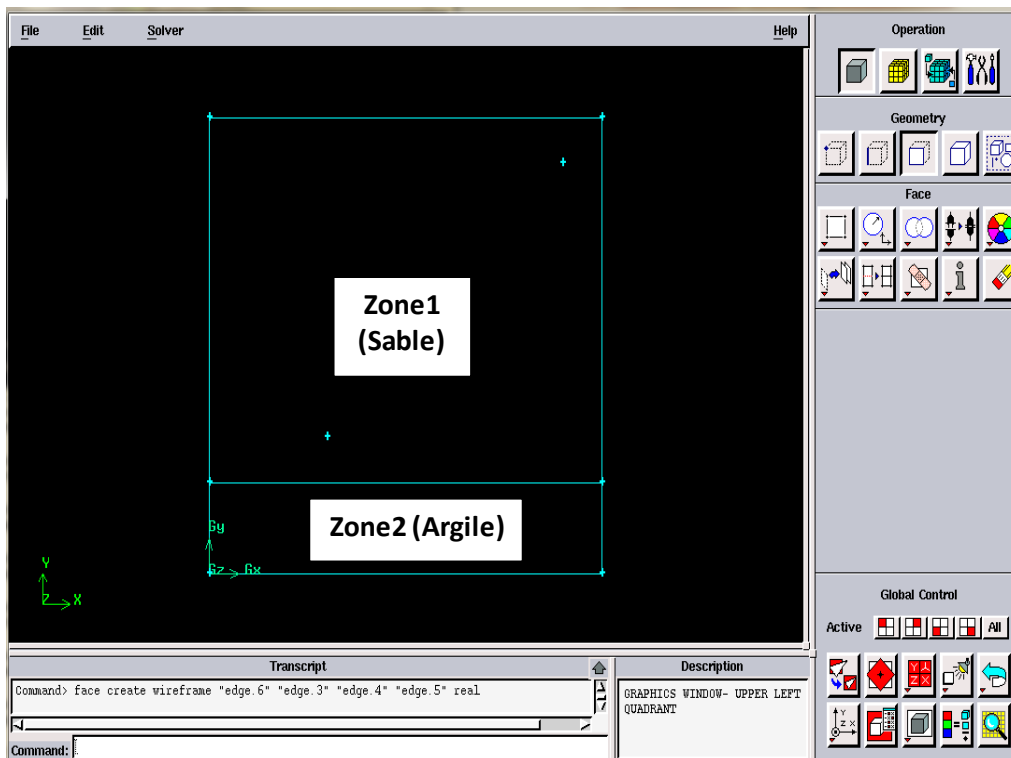


Figure. III-2 : Domaine d'étude créé sur GAMBIT (1^{ère} application)

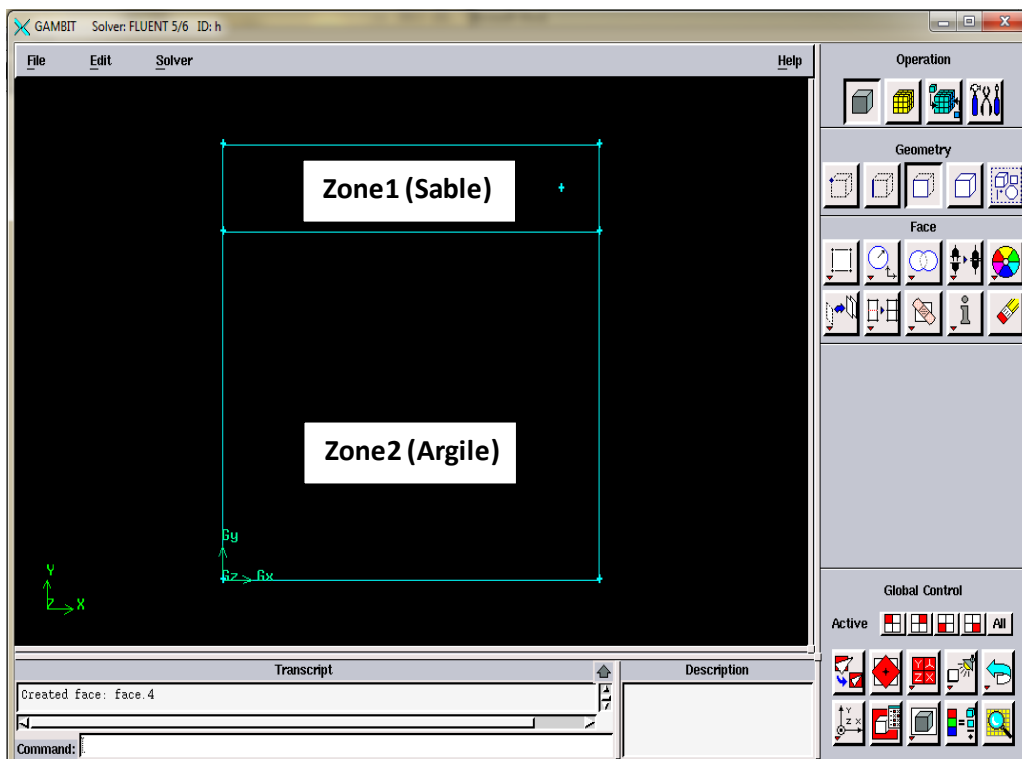


Figure.III-3 : Domaine d'étude créé sur GAMBIT (2^{ème} application).

Chapitre III: Applications : Résultats et discussion

La deuxième et principale étape dans Gambit consiste à mailler les domaines créés (voir figure.III-4 et figure.III-5).

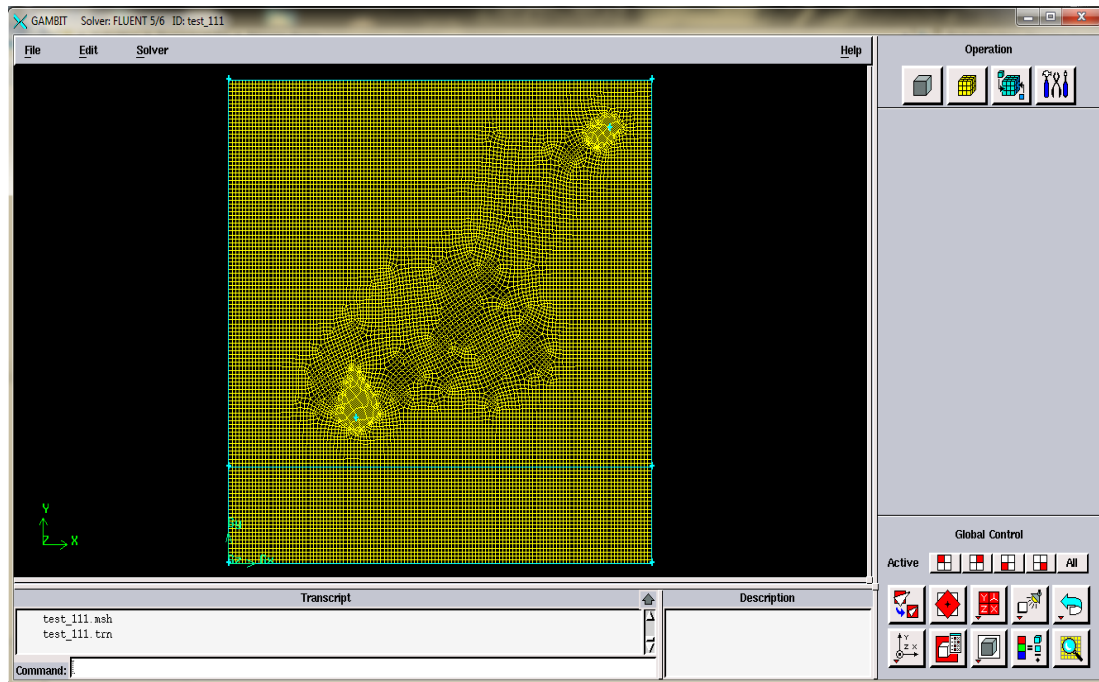


Fig. III-4 : maillage du domaine physique (1^{ère} application).

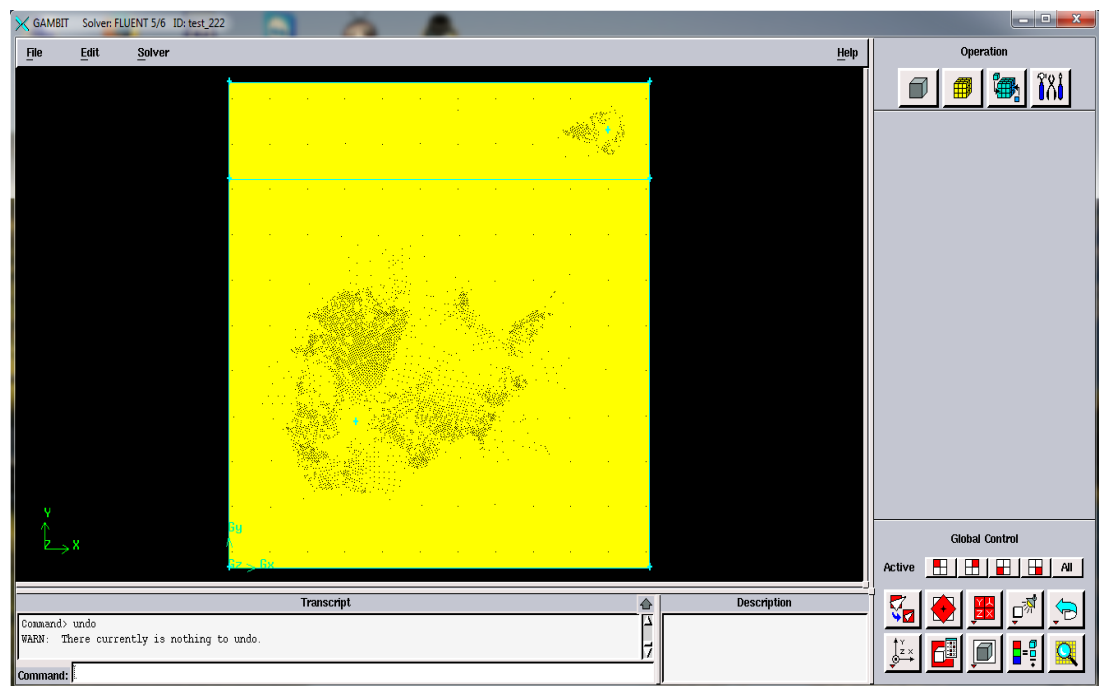


Figure.III-5 : maillage du domaine physique (2^{ème} application)

Après avoir maillé la géométrie, on définit les types de conditions aux limites et les types des zones 1 et 2. Le fichier est ensuite sauvegardé et exporté vers le code FLUENT (voir figure.III-6).

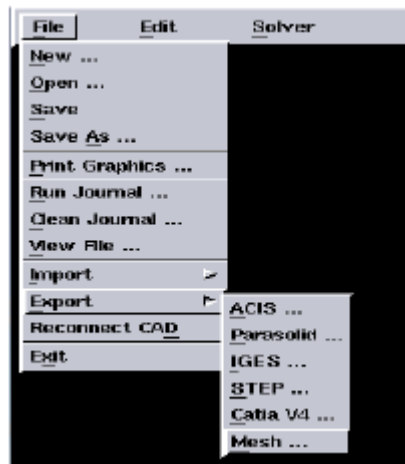


Figure. III-6 : Exportation de la géométrie vers FLUENT

III-4. Utilisation du code FLUENT :

Le code de calcul FLUENT est un simulateur très robuste, très utilisé dans le domaine des transferts thermiques et de mécanique des fluides. A titre non exhaustif, FLUENT a les capacités de modéliser :

- Ecoulements 2D ou 3D.
- Etats permanents ou transitoires.
- Ecoulements incompressibles ou compressibles incluant tous les régimes d'écoulement (subsonique, transsonique, supersonique et hypersonique).
- Ecoulements non visqueux, laminaires ou turbulents.
- Ecoulements Newtonien ou non Newtonien.
- Transfert de chaleur forcé, par conduction, par convection ou radiatif.
- Les écoulements avec changements de phases.
- Ecoulements en milieu poreux.

Ce code de calcul emploie la méthode des volumes finis comme procédé de discrétisation. Les équations intégrales qui gouvernent l'écoulement, tels que l'équation de continuité, l'équation de conservation de la masse, celle de l'énergie ainsi que d'autres scalaires, comme la turbulence, sont

résolues par cette méthode statistique en utilisant cette technique basée sur un volume de contrôle.

Lors de démarrage de FLUENT, la fenêtre ci-après (figure.III-7) est affichée :



Figure.III.7 : démarrage de FLUENT

Après le lancement du logiciel, on ouvre le fichier .msh et on vérifie s'il n'y a d'erreurs dans le maillage adopté. On définit ensuite toutes les conditions de la simulation (conditions aux limites, propriétés des phases fluides, porosité et perméabilité du milieu, etc. Un maillage structuré est utilisé dans la zone1. Le nombre de mailles est 3125 mailles. En revanche, dans la zone, on adopte un maillage non structuré pour avoir 14502 mailles.

On considère dans ces deux applications, qu'initialement les zones 1 et 2 sont saturées avec de l'huile. Toutes les frontières sont imperméables sauf celle du bas où on impose une pression $P=200$ bars. Les pressions au niveau des puits injecteur et producteur sont $P=300$ bars et $P=150$ bars respectivement, avec un régime d'écoulement laminaire. Les propriétés des fluides sont données dans le tableau suivant :

Tableau III-2. Propriété des fluides.

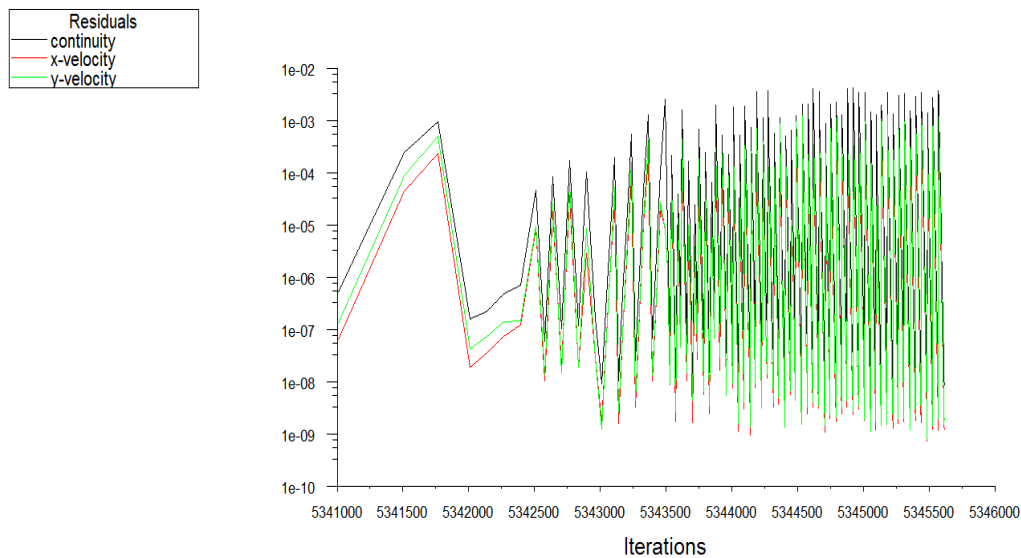
Propriété des fluides		
	Huile	Eau
Densité	836	998.2
Viscosité	0.00605	0.001003

III-3. Résultats et discussion :

Les résultats obtenus sont représentés sous forme de champs de saturation dans les figures suivantes :

a. Application I :

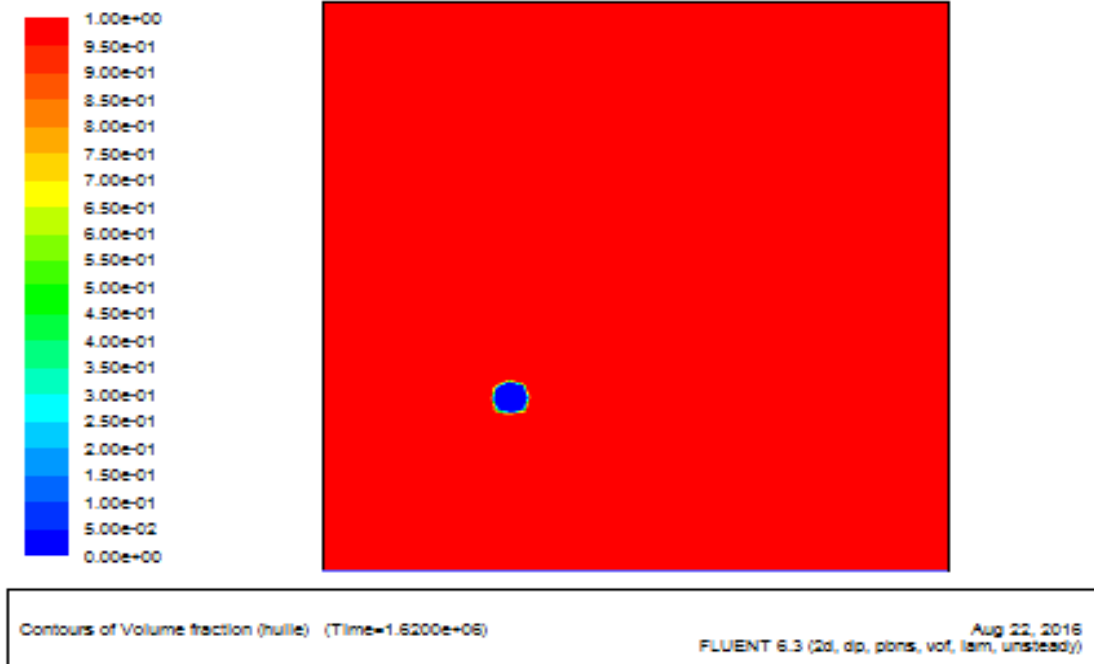
Après convergence la courbe des résidus obtenue est donnée dans la figure suivante :



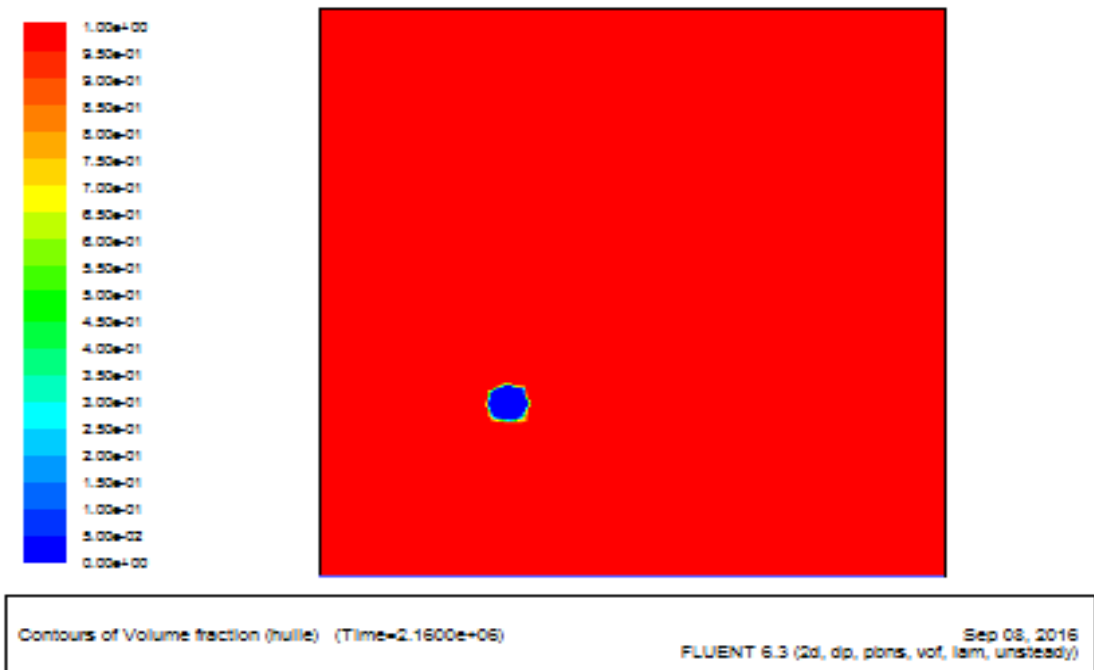
Scaled Residuals (Time=3.8577e+08)

Nov 13, 2016
FLUENT 6.3 (2d, dp, pbns, vof, lam, unsteady)

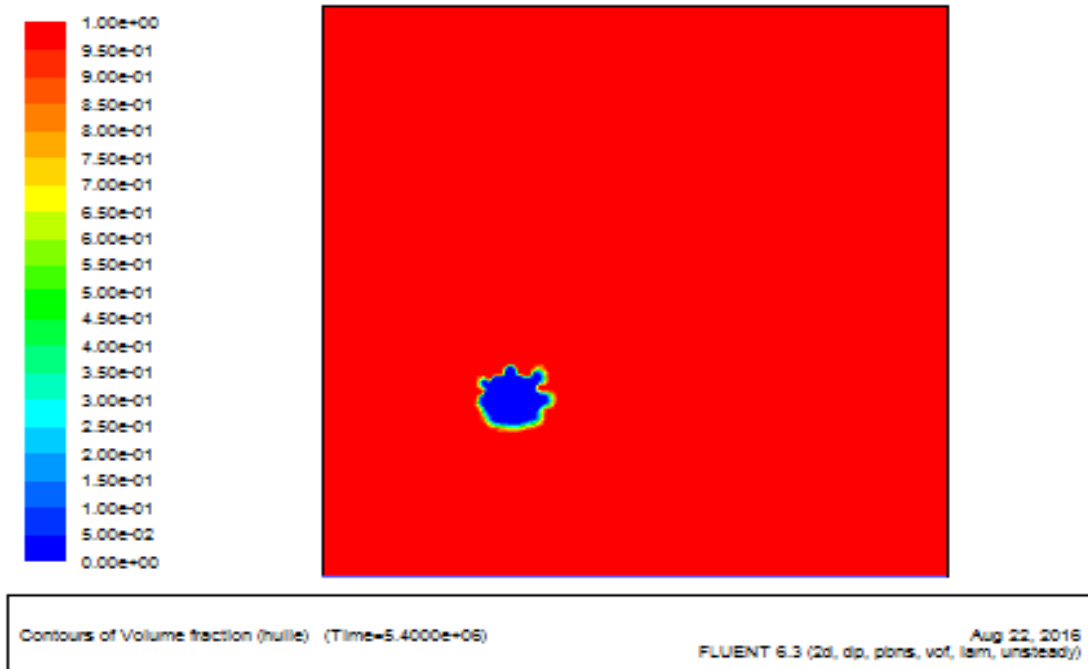
Figure.III-8 : Représentation de l'évolution des résidus de la première application



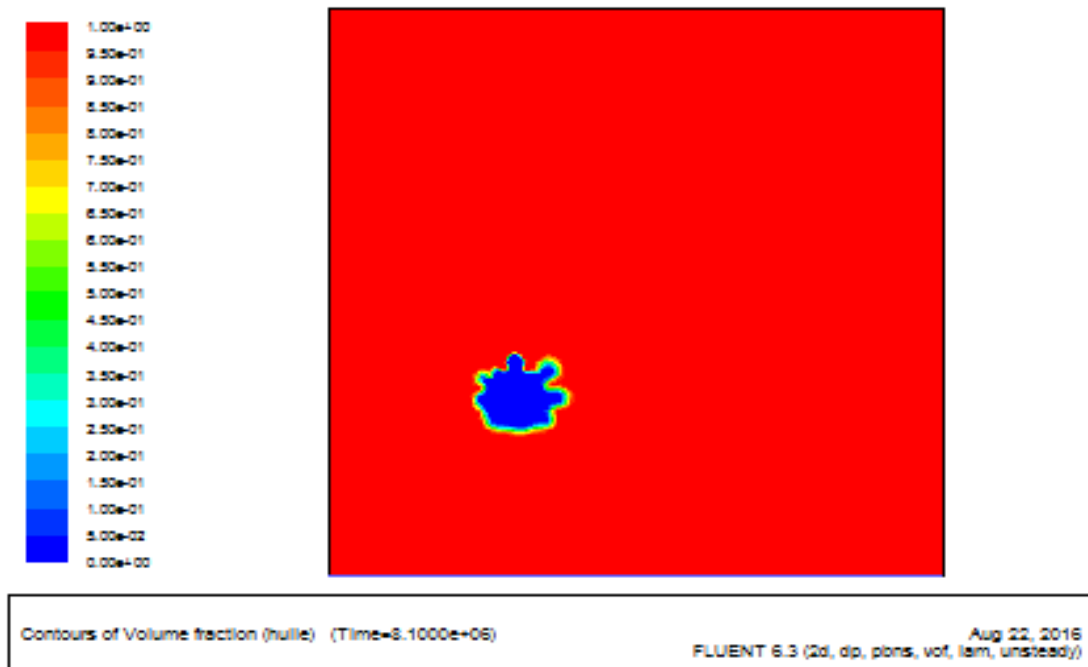
a) t=18 jours et 18 heures



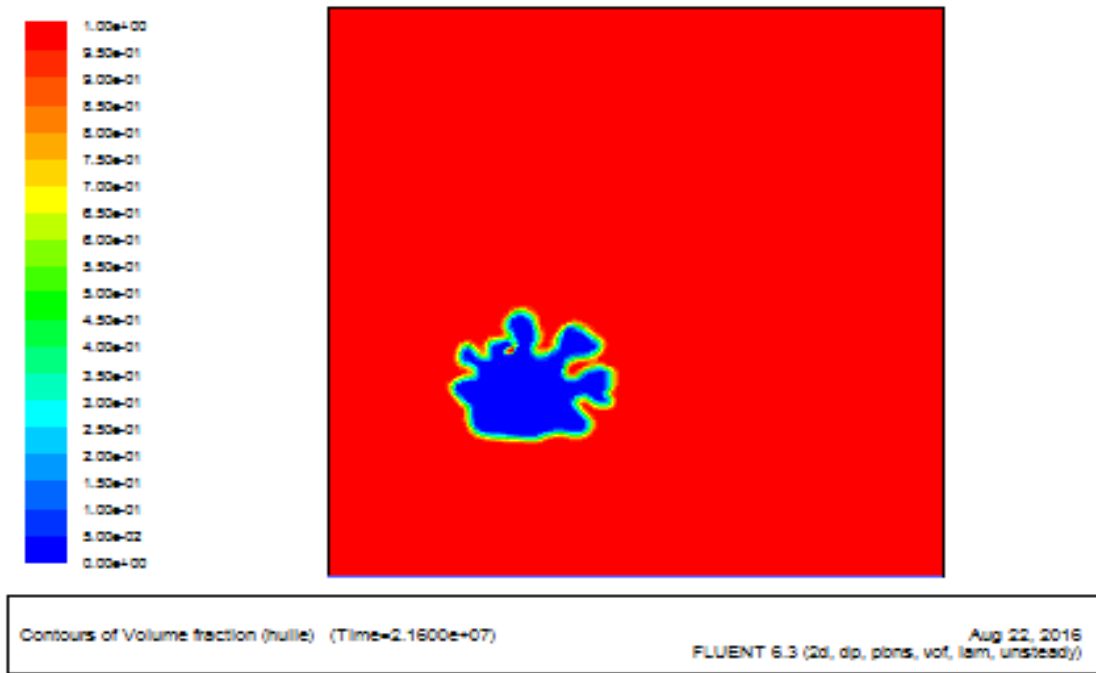
b) t=25 jours



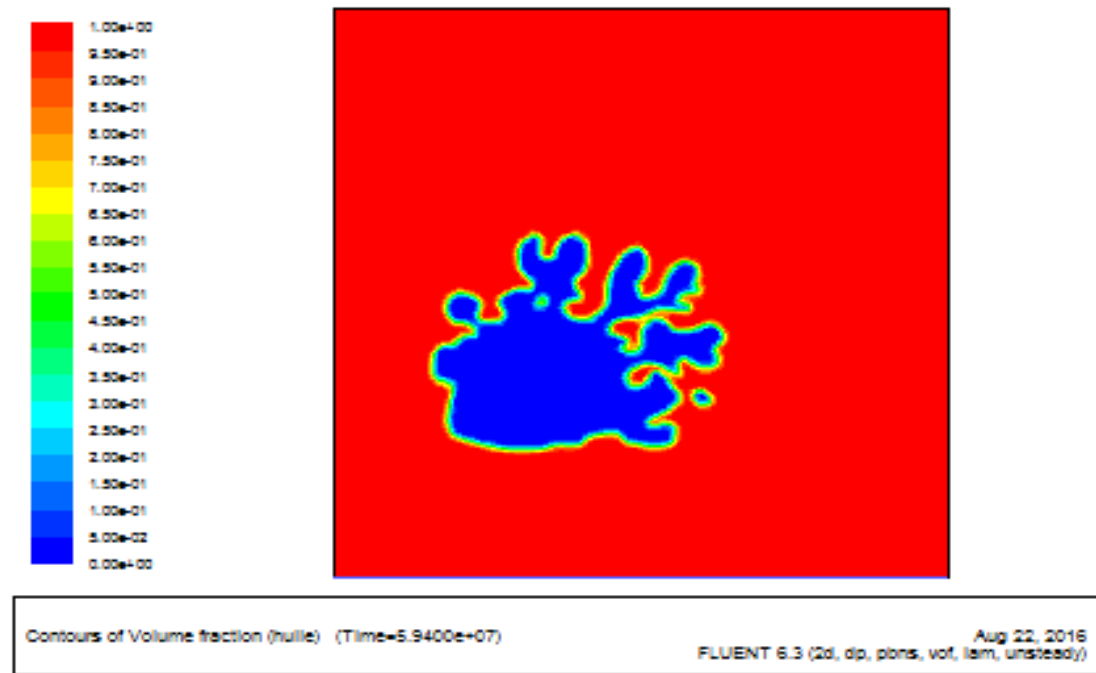
c) t=62 jours et 12 heures



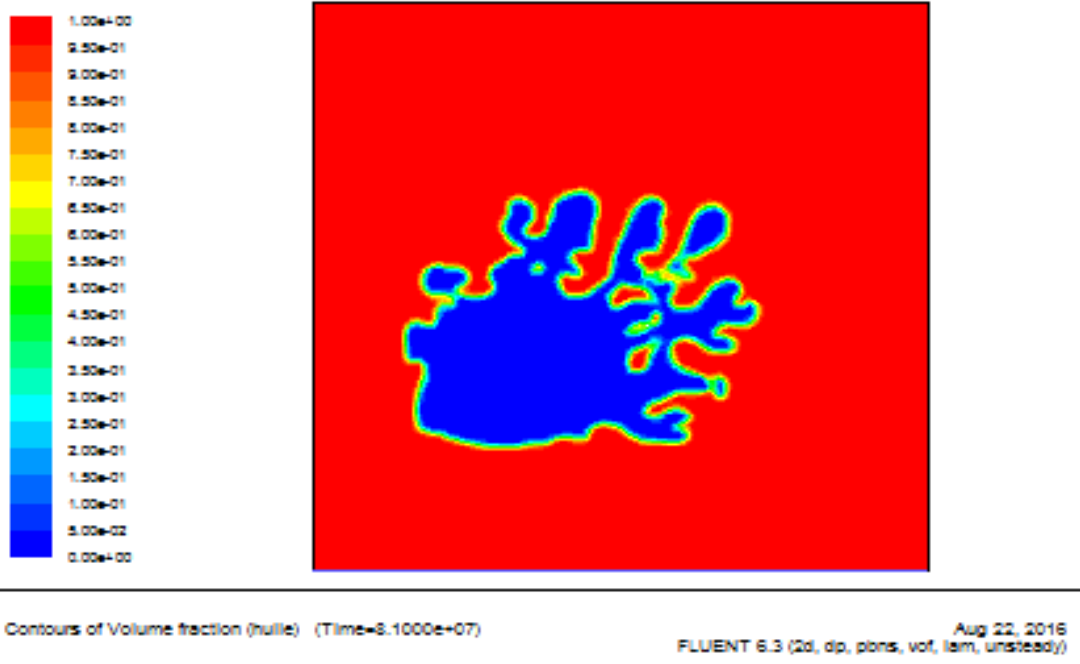
d) t=93 jours et 18 heures



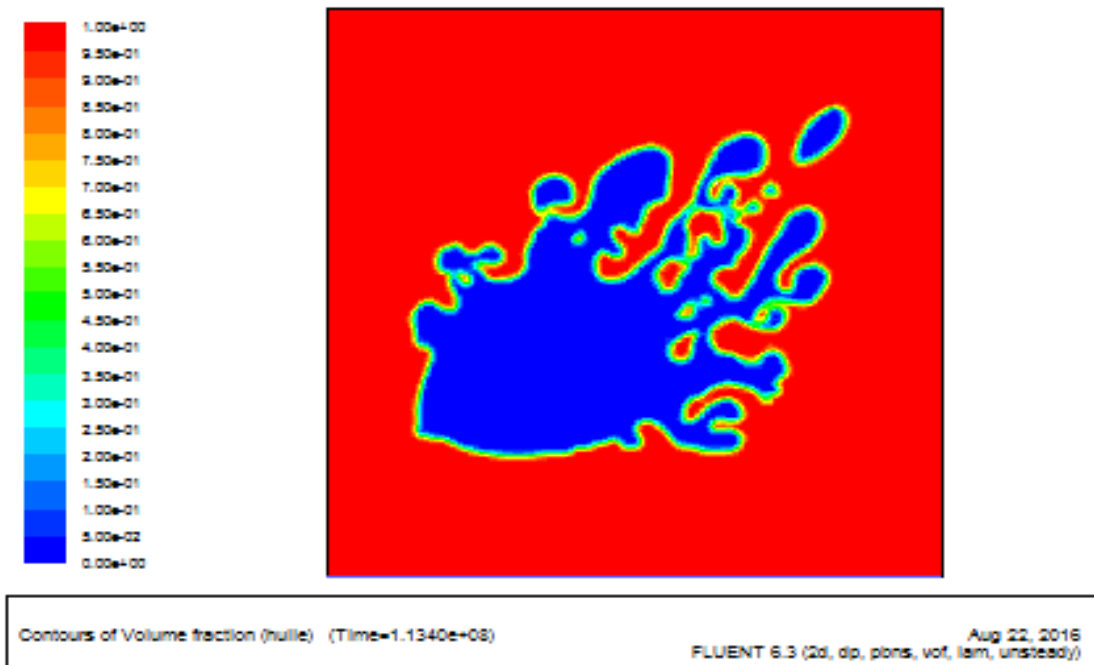
e) t=250 jours



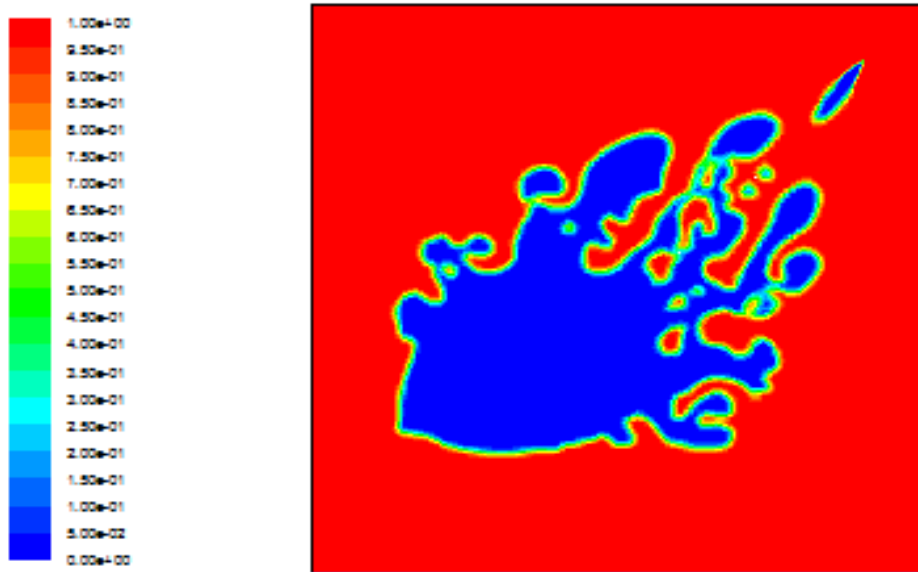
f) t=687 jours et 12 heures



g) t=937 jours et 12 heures



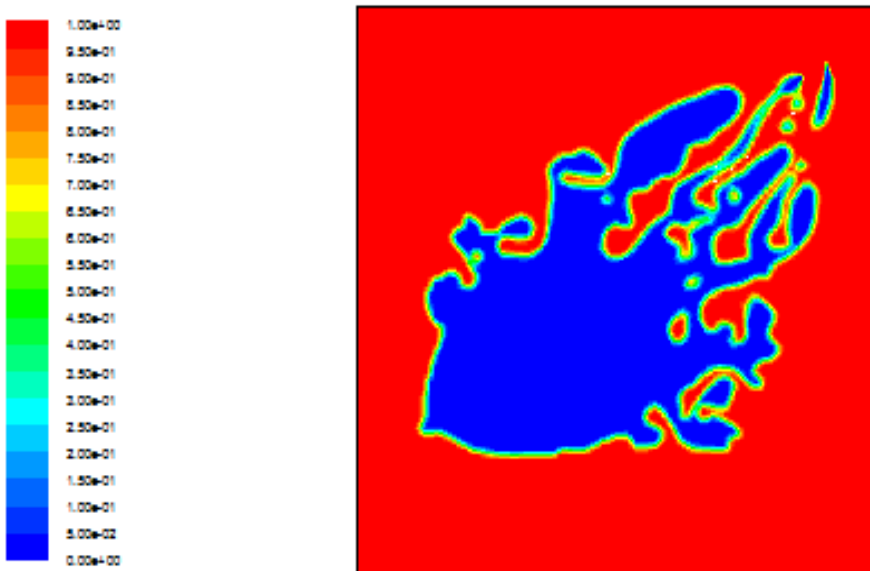
h) t=1312 jours et 1 heures



Contours of Volume fraction (huile) (Time=1.1934e+08)

Aug 22, 2016
FLUENT 6.3 (2d, dp, pbnr, vol, lam, unsteady)

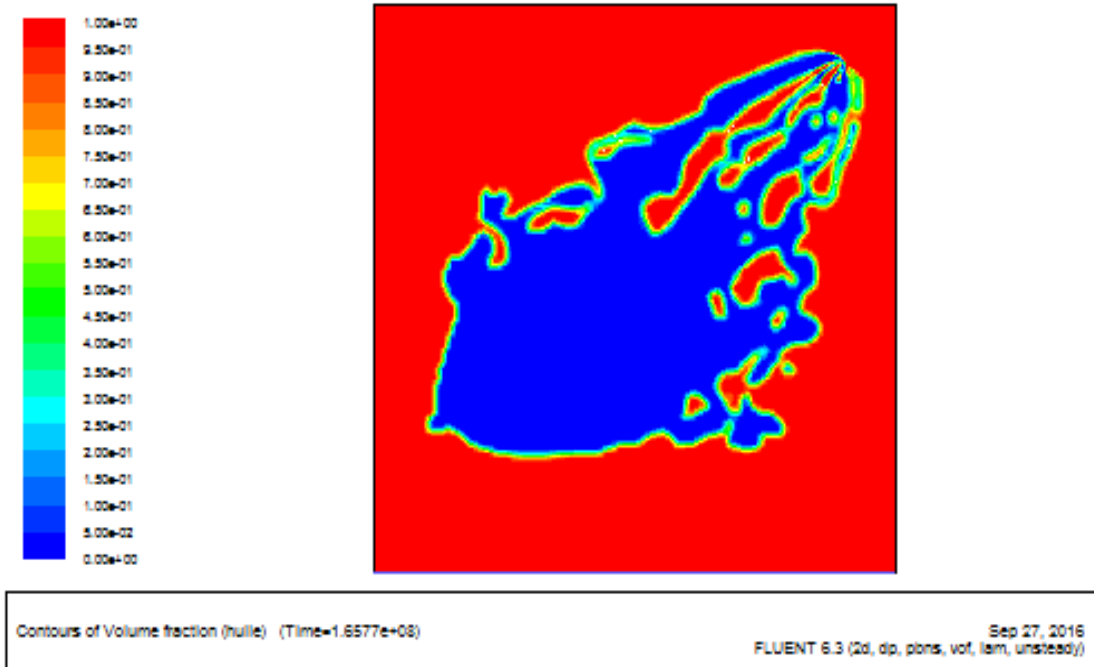
i) $t=1381j$ et 6h



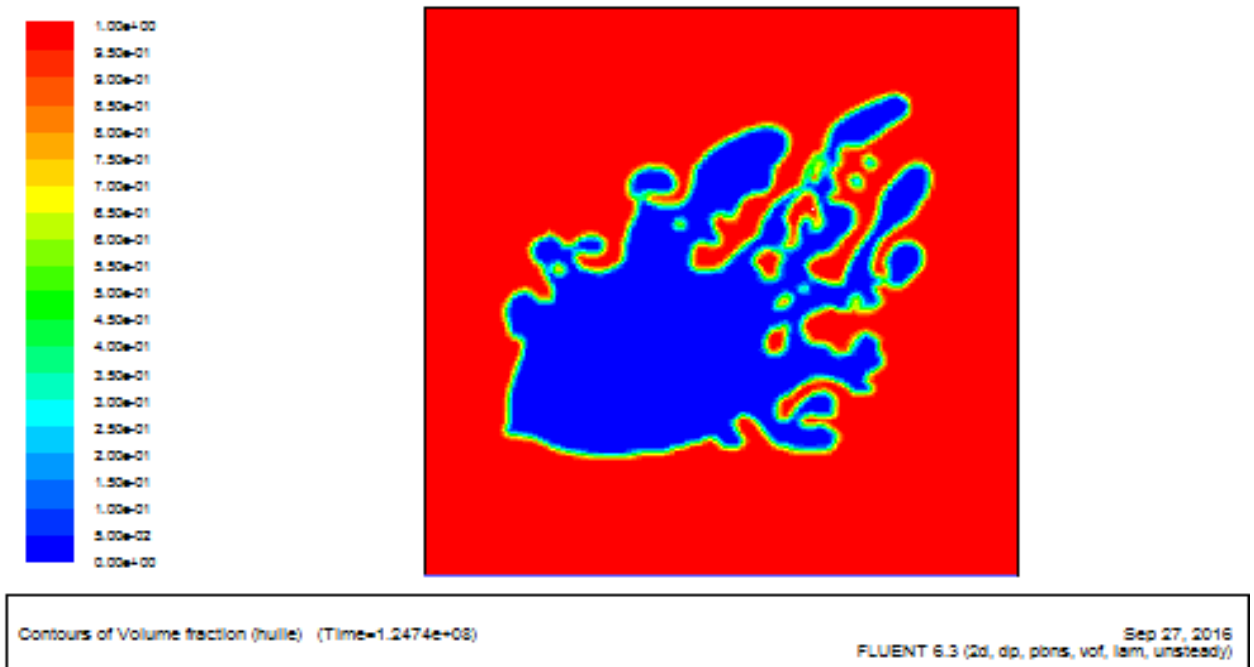
Contours of Volume fraction (huile) (Time=1.4229e+08)

Sep 27, 2016
FLUENT 6.3 (2d, dp, pbnr, vol, lam, unsteady)

j) $t=1443$ jours et 18heures



k) $t=1646$ jours et 21 heures



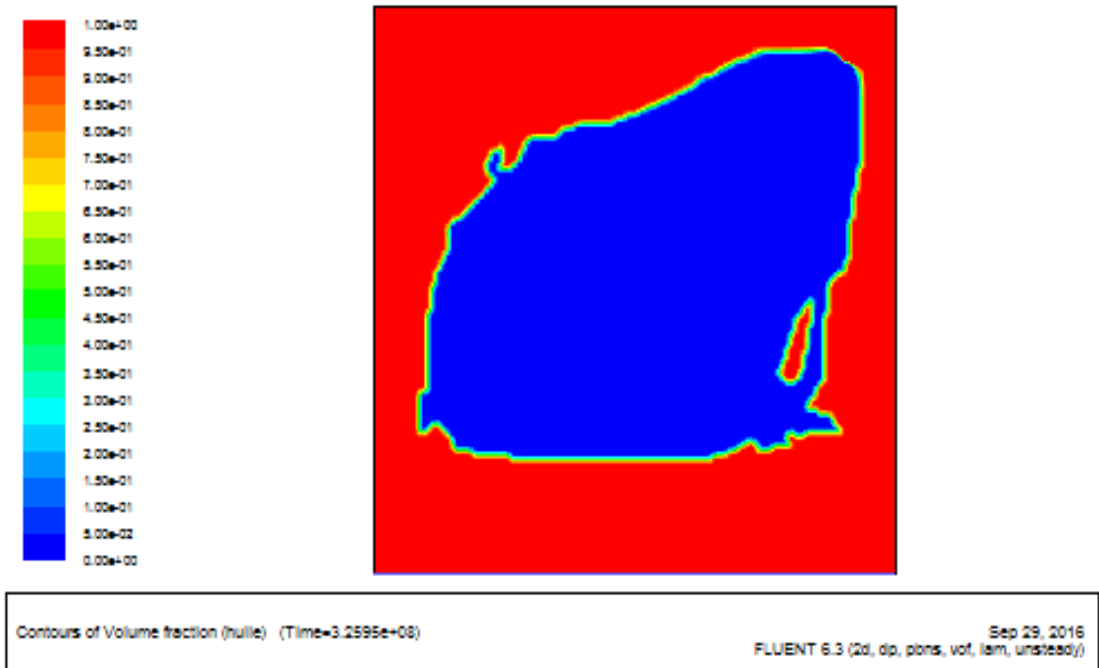
l) $t= 1918$ jours et 15 heures



m) $t=3017$ jours et 1heure



n) $t=3384$ jours et 11heures



o) $t = 3818$ jours et 20 heures



p) $t = 4357$ jours et 7 heures

Figure III.9 : Evolution de la saturation de l'eau à travers le milieu.

Chapitre III: Applications : Résultats et discussion

Les champs de saturation, représentés dans la figure (III-8), montrent que l'interface de déplacement eau-huile reste stable au début de l'injection. A partir de $t=62$ jours et 12 heures, l'interface commence à se déstabiliser. Cette instabilité, appelée digitation visqueuse (Viscous Fingering), se manifeste lors de déplacement d'un fluide par un fluide moins visqueux dans un milieu poreux. Cette instabilité n'apparaît pas immédiatement lorsqu'on exerce une surpression sur l'huile en place, ceci est dû à la capillarité qui est importante lorsque l'interface eau-huile est petite. On remarque, au début de l'instabilité, l'apparition de quatre doigts pénétrants dans la phase huileuse. Ces doigts sont en compétition mutuelle et progressent à travers le milieu poreux. A $t=687$ jours et 12 heures, le nombre de doigts se multiplie et l'instabilité s'amplifie davantage. A $t=937$ jours et 12 heures, un des premiers doigts apparus avance rapidement jusqu'à ce qu'il se détache complètement du front à $t=1312$ jours et 1 heure (doigt isolé). Ce doigt isolé continue sa propagation jusqu'à ce qu'il n'apparaisse point à $t=1443$ jours et 18 heures. Ce doigt isolé a remonté par le puits producteur pour permettre au processus de récupération d'huile de continuer. A partir de $t=3017$ jours, le nombre de doigts actifs diminue considérablement, ce phénomène est appelé "mûrissement de la digitation visqueuse".

On remarque également que l'eau injectée ne rentre pas dans la zone 1 constituée d'argile. Cette zone de perméabilité ($k_x = 10^{12} m^2, k_y = 10^{12} m^2$) constitue une barrière pour l'écoulement. Ces résultats sont qualitativement comparés à ceux de Krell Stella et Minjeaud Sebastian [21] donnés dans les figures suivantes :

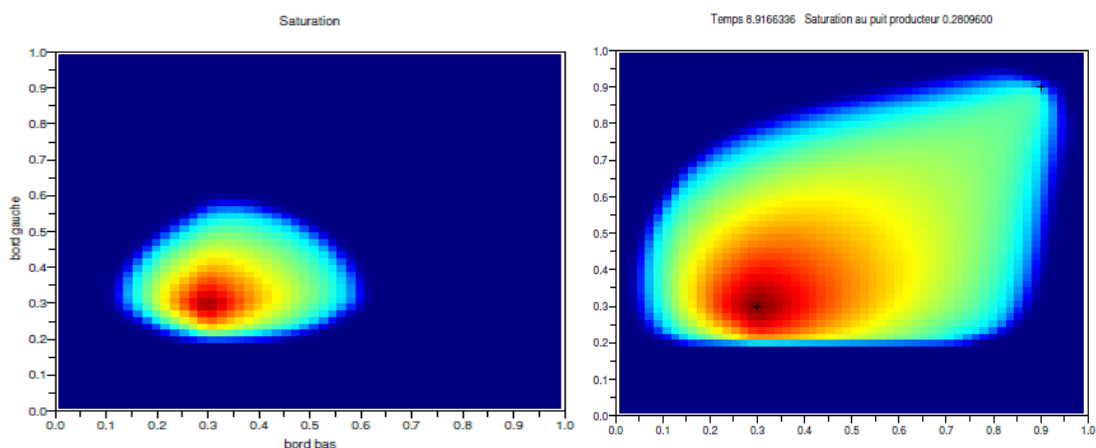


Figure III.10 : Saturation de l'eau à travers le milieu [21]

b. Application II :

Dans cette deuxième application, on considère que le puits injecteur se situe au niveau zone constituée d'argile et le puits producteur au niveau de la zone constituée d'argile. Les résultats obtenus sont donnés dans les figure (III-12) et la courbe des résidus obtenue après convergence est représentée dans la figure suivante :

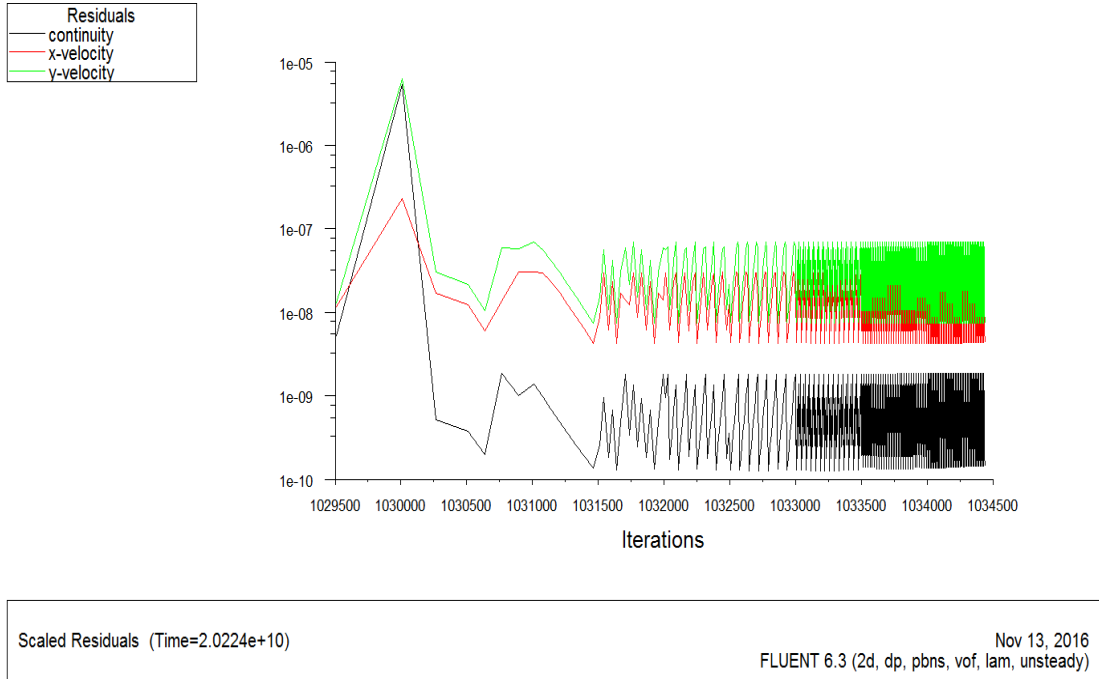
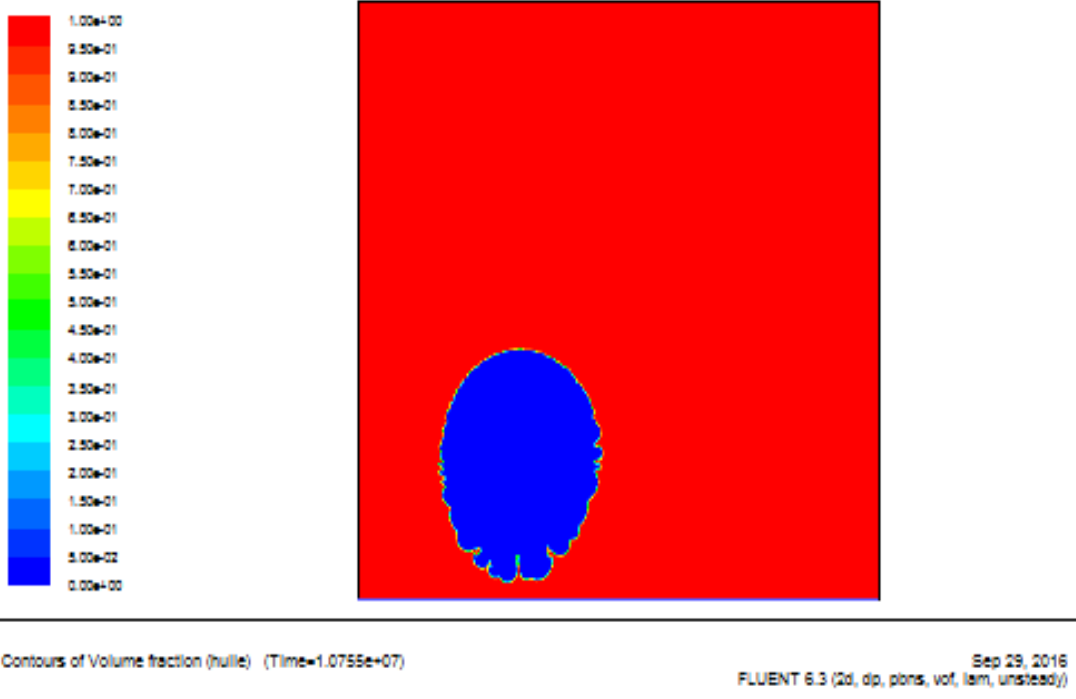


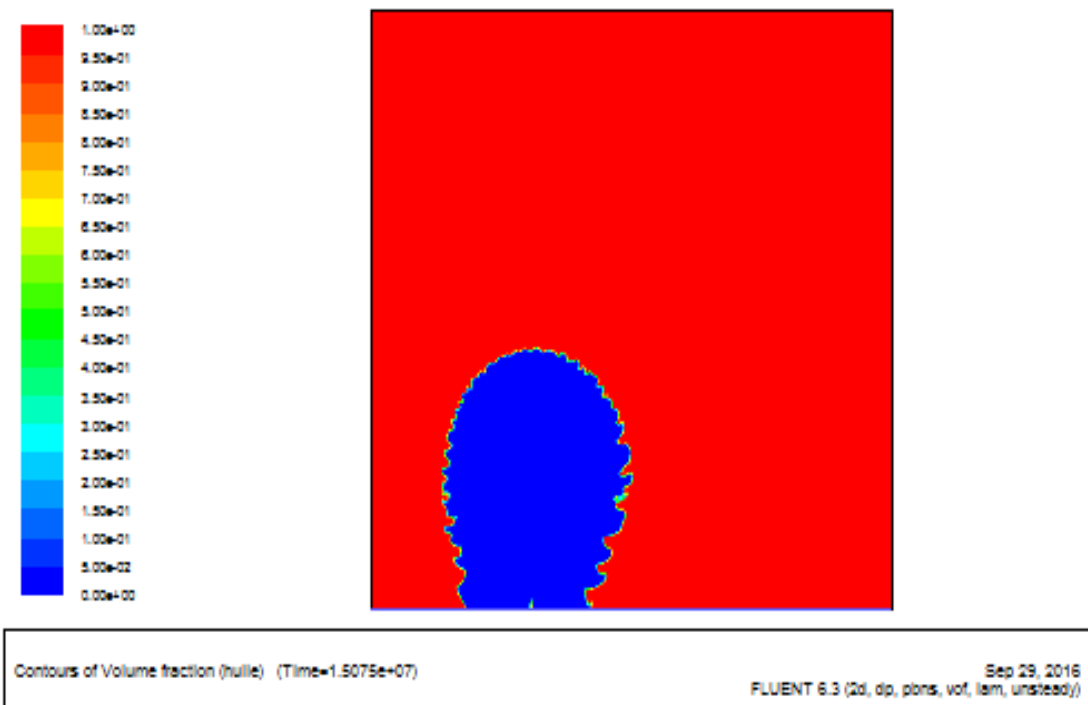
Figure.III- 11 : Représentation de l'évolution des résidus



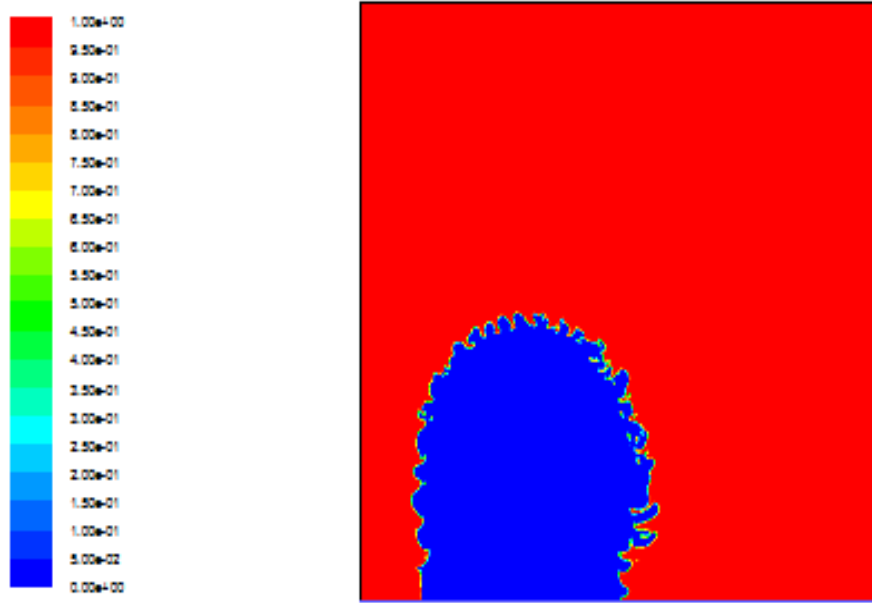
a) t=74jours et 11heures



b) t=124jours 11heures et 30minutes



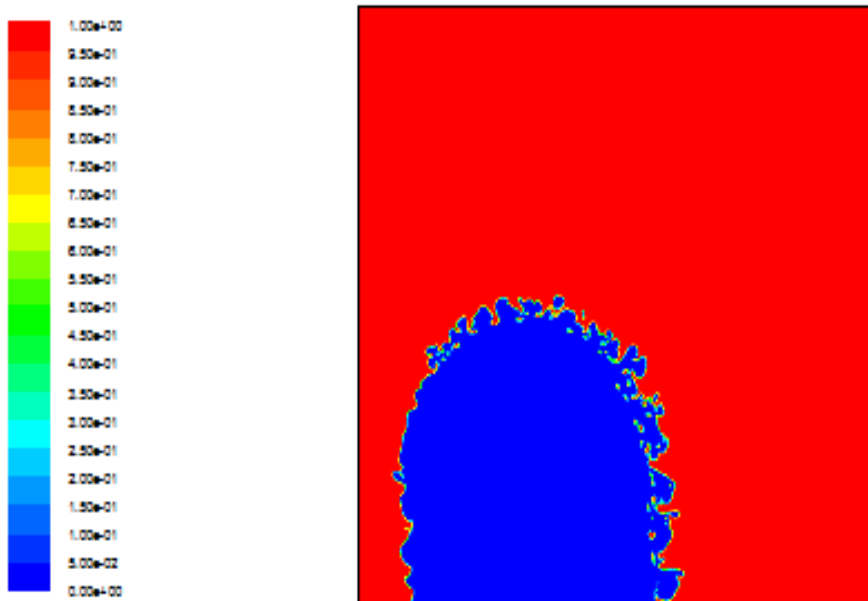
c) t=174jours et 11heures



Contours of Volume fraction (hulle) (Time=3.0195e+07)

Sep 29, 2016
FLUENT 6.3 (2d, dp, pons, vof, lam, unsteady)

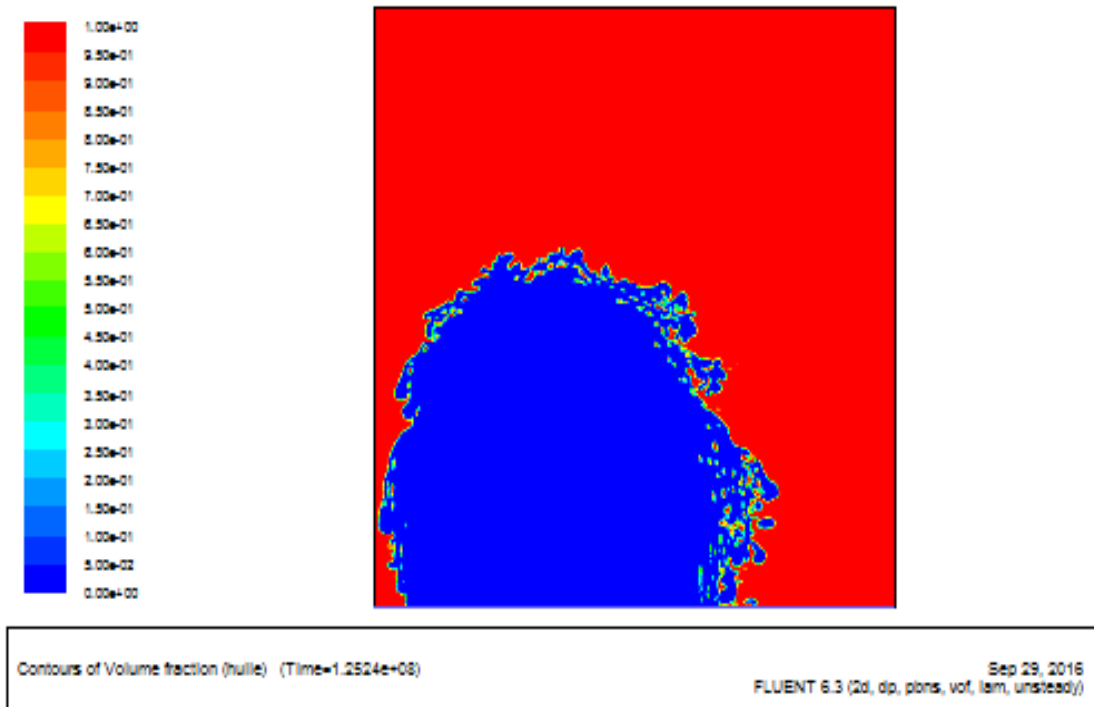
d) t=349 jours et 12 heures



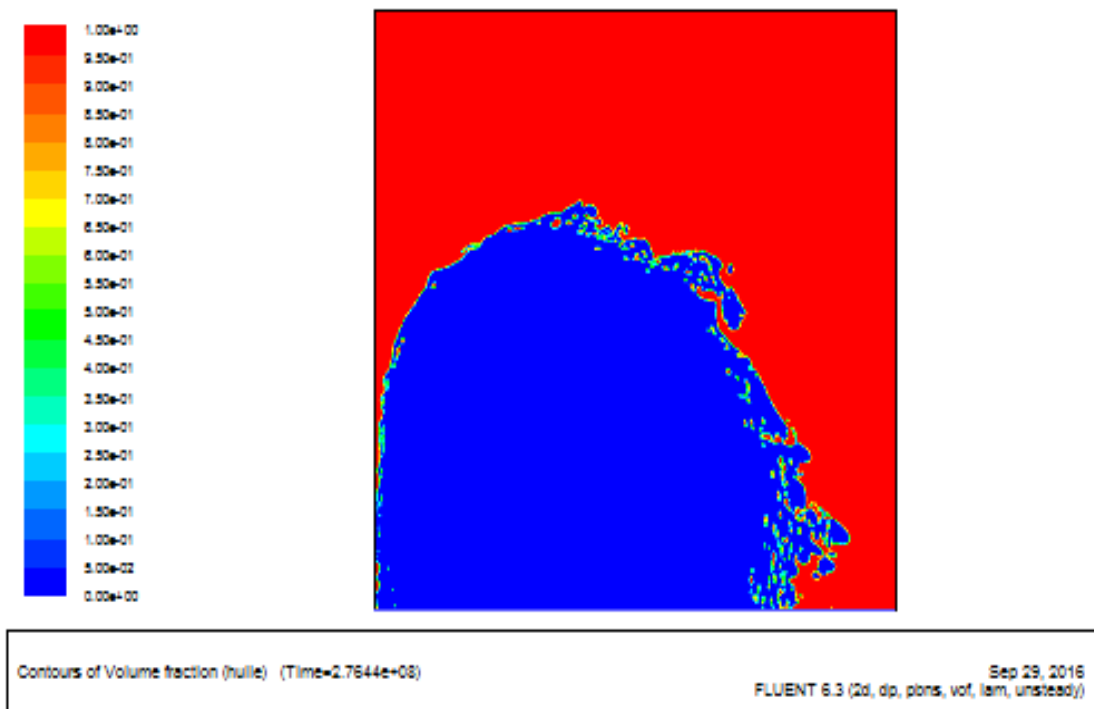
Contours of Volume fraction (hulle) (Time=4.7475e+07)

Sep 29, 2016
FLUENT 6.3 (2d, dp, pons, vof, lam, unsteady)

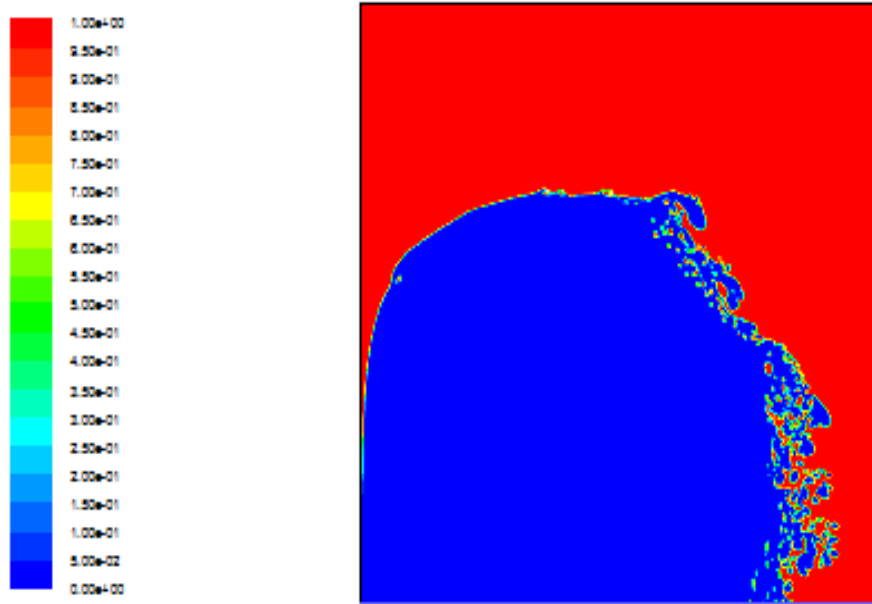
e) t=549 jours et 11 heures



f)=1495jours et 20heures



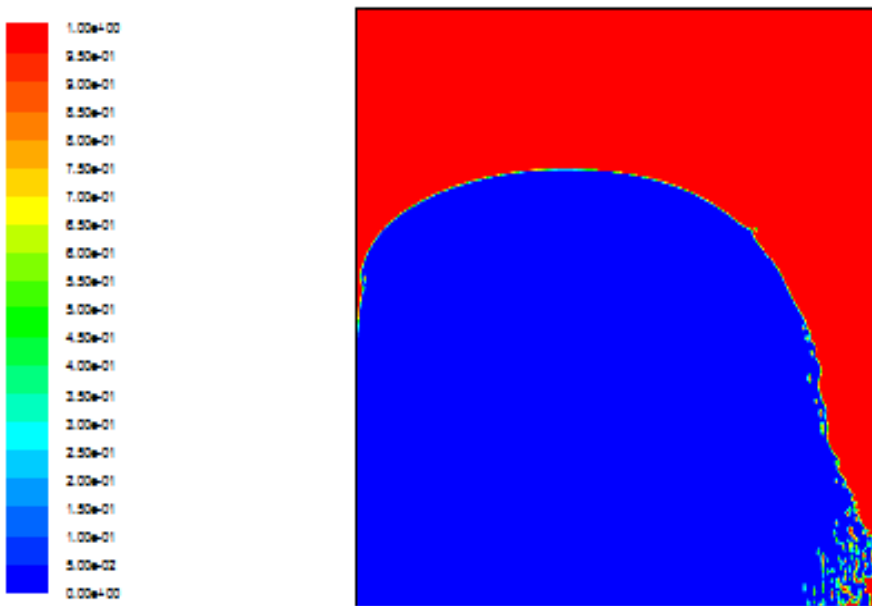
g) t=3199jours et 13heures



Contours of Volume fraction (hulle) (Time=4.2764e+08)

Sep 29, 2016
FLUENT 6.3 (2d, dp, pns, vof, lam, unsteady)

h) $t=4949$ jours et 13heures



Contours of Volume fraction (hulle) (Time=8.5964e+08)

Sep 29, 2016
FLUENT 6.3 (2d, dp, pns, vof, lam, unsteady)

i) $t=9949$ jours et 13heures

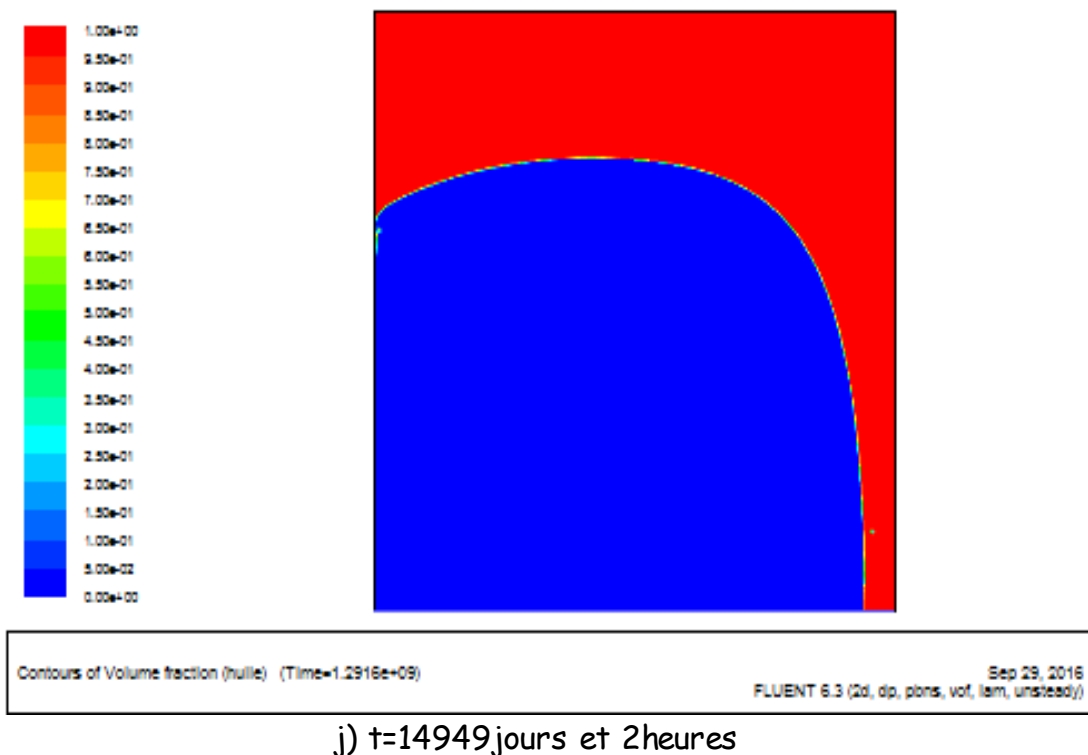


Figure III.12 : Evolution de la saturation de l'eau à travers le milieu

On remarque que l'eau injectée s'étale à travers la zone constituée d'argile. L'interface eau-huile, à $t=74$ jours et 11 heures, est presque circulaire avec l'existence de petits doigts pénétrants au niveau de cette interface. Ces doigts commencent à apparaître bien à partir de $t=124$ jours 11 heures et 30 minutes. Comparativement à la première application on peut constater que :

- la phase injectée progresse lentement dans l'argile
- Le nombre de doigts pénétrants est important dans l'argile.
- Les dimensions des doigts sont plus grandes dans le sable.
- La phase injectée n'est pas attirée par le puits producteur dans la deuxième application. Ce phénomène peut contribuer à retarder la percée d'eau (Breakthrough) qui joue un rôle défavorable dans la récupération du pétrole.

Ces résultats sont également comparés à ceux de Krell Stella et Minjeaud Sebastian [21] donnés dans la figure suivante

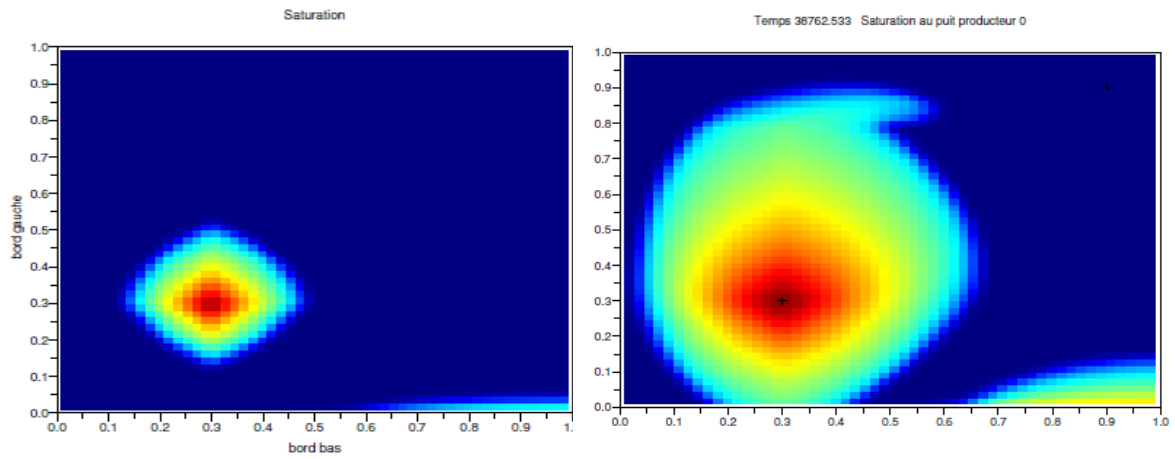


Figure. III-13 : Saturation de l'eau. [21]



CONCLUSION GENERALE

La modélisation et la simulation de l'écoulement simultané de deux phases fluides dans un milieu poreux intéresse de nombreux phénomènes industriels et naturels à l'exemple de l'exploitation des gisements pétroliers. L'opération de récupération assistée du pétrole doit être menée avec soin afin de ne pas compromettre la production des puits.

L'étude présentée dans ce mémoire a porté sur la simulation numérique d'un écoulement diphasique eau-huile dans un milieu poreux. Il consiste à injecter un fluide pour déplacer un deuxième fluide immiscible avec le premier, et de comparer les résultats obtenus pour les mêmes applications par la méthode de programmation des volumes finis. Les résultats, obtenus par le code Fluent, ont permis de visualiser la forme de l'interface séparant les deux fluides et suivre son évolution. Un certain nombre de phénomènes a été observé, à savoir :

- La stabilité de l'interface eau-huile au début de l'injection.
- L'apparition du phénomène de digitation lorsque le fluide injecté possède une viscosité inférieure à celle de fluide déplacé.
- Diminution de nombre de doigts actifs (mûrissement de la digitation).

Comme l'efficacité du balayage dépend principalement de la fraction d'huile récupérée, alors les différents phénomènes observés sont des facteurs qui affectent directement cette quantité. Ils causent principalement l'apparition de la phase déplaçante dans le puits de production. Lorsque ce phénomène, appelé percée d'eau, apparaît, une quantité importante de l'huile reste piégée dans le milieu poreux.

La connaissance de la nature de l'écoulement peut donner, à l'ingénieur, une idée sur les difficultés rencontrées lors de l'exploitation des gisements pétroliers et chercher des solutions adéquates. Dans le cas de l'injection d'eau (waterflooding) qui donne lieu au phénomène de digitation visqueuse

Références bibliographiques

Références Bibliographiques

[1] **Kaci Fodil** : Simulation d'un déplacement immiscible eau-huile en milieu poreux, 2012, Tizi-Ouzou.

[2] **Fatah Mejni** : structure synchronisées dans les écoulements inhomogènes de convection mixte en milieu poreux, 2008, Lille.

[3] **Franck Iomine** : écoulements de particules dans un milieu poreux, 2007, Rennes.

[4] **Charles Danquigny** : étude expérimentale du transfert de masse en milieu poreux hétérogène, 2003, Strasbourg.

[5] **Marsily G.**: quantity hydrogeology–groubdwater hydrology for engineers, academic press, 1986, San Diego.

[6] **Bear J.**: dynamics of fluids in porous media, Dover publications, Inc., 1972, New-York.

[7] **Sanchez-Palencia E.**: non homogeneous media and vibration theory, lecture notes in physics, 127, 1980.

[8] **Guy BARRE** : Introduction la simulation numérique des gisements pétroliers, 2007.

[9] **Alexandre DELACHE** : Etude analytique et numérique des instabilités

spatio- temporelles des écoulements de convection mixte en milieu poreux : comparaisons avec l'expérience, 2005, Lille.

[10] **Ahmad ALBITAR** : Modélisation des écoulements en milieu poreux hétérogène 2D/3D, avec couplages surface/souterrain et densitaires, 2007, Toulouse.

[11] **Zolzan E. HEIMANN**: Fluid flow in porous media, 2005, Leoben.

[12] **Djivedé Elvire TOGNISSO** : écoulement de fluides complexes dans un milieu poreux, utilisation de micelles géantes pour la récupération amélioré du pétrole, 2011, Bordeaux.

[13] **S. Brunauer, P. H. Emmett, and E. Teller**: Adsorption of gases in multimolecular layers. Journal of the American Chemical Society, 60(2):309_319, February 1938.

[14] **Fatima-Zahra DAÏM**: Etude théorique et numérique de couplages entre écoulements et déformations mécaniques dans l'extraction d'hydrocarbures, thèse de doctorat, 2004, université Paris XI Orsay.

Hocine BENREMITA: APPROCHE EXPÉRIMENTALE ET SIMULATION NUMERIQUE DU TRANSFERT DE SOLVANTS CHLORÉS EN AQUIFÈRE ALLUVIAL CONTRÔLÉ. 2002, Strasbourg

Références bibliographiques

[15] **Vincent KRETZ** : Intégration de données de déplacements de fluides dans la caractérisation de milieu poreux hétérogènes 2002.

[16] **Hassane Djebouri** : Simulation numérique de déplacements polyphasiques en milieux poreux hétérogènes, Magister, 2006, Tizi-Ouzou.

[17] **René COSSE** : Le gisement, Publication de l'institut français du pétrole, 1988, Paris.

[18] **C.M. Marle** : Henry Darcy et les écoulements de fluides en milieux poreux, 2006. Université Pierre et Marie Curie.

[19] **Hussein HOTEIT** : Simulation d'écoulements et de transports de polluants en milieu poreux : Application à la modélisation de la sûreté des dépôts de déchets radioactifs, Thèse de doctorat, 2002, université de Rennes1.

[20] **Krell Stella, Minjeaud Sebastian** : projet pétrole, 8 mars 2007

[21] **CÉDRIC BELLEIL** : Calcul direct des performances aérodynamique et acoustique d'un silencieux industriel par modélisation CFD, et optimisation aérodynamique, Maitrise, 2005, Montréal.

[6] **René Lefebvre, ph. D** : Ecoulement multiphasique en milieu poreux, Université Laval, 2003.

[12] **Nasir Khalifa** : Etude expérimentale et numérique de la migration de polluants non miscibles dans un milieu poreux saturé à l'échelle de darcy, thèse de doctorat, 2009, université Strasbourg.

[18] **Alioui Smail** : Modélisation et simulation à base de méthodes numériques alternatives des déplacements diphasique en milieu poreux, thèse de magister, 2011. Boumerdes.

[19] **René hoteit** :