

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

*Ministère de l'Enseignement supérieur
et de la Recherche Scientifique*



UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES
FACULTE DES SCIENCES DE L'INGENIEUR
DEPARTEMENT GENIE MECANIQUE



LABORATOIRE D'ENERGETIQUE MECANIQUE ET INGENIERIES

MEMOIRE DE MAGISTER

Présenté par

ALIOUI Smail





En vue de l'obtention du diplôme de

MAGISTER en GENIE MECANIQUE

Option : **Modélisation et Simulation en Mécanique**

*Modélisation et Simulation à base de Méthodes
Numériques Alternatives des Déplacements
Diphasiques en milieu poreux*

Soutenu le: 20-11-2011 devant le jury composé de:

	Pr. AISSANI	Slimane	Professeur	UMBB	Président
	Dr. AMEZIANI	Djamel-Eddine	MCA/HDR	USTHB	Examineur
	Dr. BELAIDI	Idir	MCA/HDR	UMBB	Examineur
	Pr. MOHAMMEDI	Kamal	Professeur	UMBB	Encadreur

Année universitaire 2011/2012

Remerciements

Mes premiers remerciements vont naturellement à mon encadreur Pr.Kamal MOHAMMEDI, Professeur à l'Université M'hamed Bougara de Boumerdès, pour ses conseils et le partage des ses compétences scientifiques, Ce fut un plaisir de travailler avec lui. J'ai également apprécié la grande liberté qu'il m'accordé dans la gestion de mon mémoire ainsi que sa passion pour la recherche et sa bonne humeur toujours présente.

Je tiens à remercier tout particulièrement le Pr. Slimane AISSANI (UMBB) qui m'a fait l'honneur de présider ce jury.

Mes remerciements s'adressent également à Dr. Idir BELAIDI, Maître de Conférences à l'Université M'hamed Bougara de Boumerdès, coresponsable du Magister 'Modélisation et Simulation en Mécanique(MSM)' pour ses enseignements et sa disponibilité pour examiner ce travail.

Je remercie Dr. Djamel-Eddine AMEZIANI, Maître de Conférences à l'USTHB, d'avoir à excepté d'examiner ce mémoire et faire partie du jury de soutenance. Qu'il trouve ici l'expression de ma gratitude.

Merci à tous mes collègues en post-graduation les anciens et ceux encore en activité.


Enfin, Je tiens à exprimer mes plus vifs remerciements à mes parents qui m'ont encouragé durant mes études universitaires.

Un grand merci à tous

Le gain de notre étude

DEDICACE

A ceux que j'aime le plus au monde, et qui se sont sacrifiés pour me voir atteindre cet objectif :

 *A mes très chers parents*

 *A mes frères et sœurs*

 *A mon grand père*

 *A tous mes amis*

Je dédie ce modeste travail

*est d'être devenu meilleur
et plus sage.*

ALIOUI SMAIL

Résumé:

Cette étude porte sur la modélisation et la simulation des déplacements diphasiques dans un milieu poreux basée sur deux approches : macroscopique et mésoscopique. L'objectif final étant le choix du fluide moteur optimal à injecter afin d'améliorer la récupération assistée de pétrole d'un réservoir réel. A cet effet, nous avons développé un code de calcul écrit en Fortran 90 mettant en œuvre une approche mésoscopique à travers la méthode de Lattice Boltzmann sur réseau (LBM) dont les résultats sont comparés à ceux obtenus sous le code ECLIPSE (approche macroscopique). Les résultats montrent que comparé à l'eau, le gaz naturel est plus indiqué dans le choix du fluide moteur : Le gain de récupération d'huile par l'injection du gaz dans le réservoir est de 14.5% alors qu'il n'est que de 8% dans le cas de l'eau.

Mots Clés : Simulation numérique, Lattice Boltzmann, récupération assistée de pétrole, multi-échelles, multi-phasique, mésoscopique.

Abstract:

This study focuses on modeling and simulation of two-phase displacement in porous media based on two approaches: macroscopic and mesoscopic. The ultimate goal is the optimal choice of the working fluid to be injected to enhance oil recovery from reel reservoir. To this end, we developed a computer code written in Fortran 90 by implementing an approach through the mesoscopic Lattice Boltzmann method (LBM) and the results are compared to those obtained under the code ECLIPSE (macroscopic approach). The results show that compared to water, natural gas is more appropriate in the choice of the working fluid: The gain recovery of oil by the gas injection into the reservoir is 14.5% while it is only 8% in the case of the water.

Key words: Numerical simulation, Lattice Boltzmann, enhanced oil recovery, multi- scales, Multi-phase, mesoscopic.

ملخص :

ترتكز هذه الدراسة بالأساس على التّمنجة و المحاكاة لانتقال ثنائي الطور في وسط مسامي، مُعتمدين في ذلك على مُقاربتين، هما المقاربة الماكروسكوبية- المقاربة الميزوسكوبية-

إنّ الهدف الأساسي المرجو من هذه الدراسة هو اختيار المانع المحرك الأنسب و الأمثل، ليتم حقنه في مخزن للبترول و ذلك لتعزيز استخراجه من مخزن حقيقي موجود في أرض الواقع

مطبقين في ذلك المقاربة Fortran90 و لهذه الغاية قمنا بتطوير كود مكتوب في لغة البرمجة

الميزوسكوبية من خلال الطريقة العددية Lattice Boltzmann Sur Reseau (LBM)

والنتائج المُتحصل عليها بهذه الطريقة تتم مقارنتها بتلك المُتحصل عليها بواسطة كود برمجي يدعى ECLIPSE (بالمقاربة الماكروسكوبية).

في مخزن البترول اثبتت هذه النتائج بالمقارنة مع الماء أنّ الغاز الطبيعي هو الأنسب لإختياره كمائع محرك يتم حقنه كنتيجة لذلك أدى هذا الإختيار إلى المكسب التالي:

-استرداد أكثر من 14.5% لإمن الزيوت ، بالمقابل لا يُسترد 8% منها في حال استعمال الماء كمائع محرك. تعزيز استرداد النفط ;

الكلمات المفتاحية ; Lattice Boltzmann Sur Reseau (LBM) ; المحاكاة العددية ; تعزيز استرداد النفط ;

تعدد المقاييس;متعدد الأطوار; الميزوسكوبية.

SOMMAIRE

Page

Remerciements	i
Dédicace	ii
Résumé	iii
Sommaire	iv
Liste des figures	vii
Liste des tableaux	xi
Nomenclature	xii
Introduction générale	1
Chapitre I : Récupération Assistée d’hydrocarbures : Généralités et Etat de l’art	
1.1 Introduction.....	4
1.2 Définition d’un gisement.....	4
1.3 Classification des milieux poreux.....	5
1.4 Caractéristiques d’un milieu poreux.....	6
1.5 Déplacements diphasiques.....	8
1.5.1 Les principaux processus de déplacement.....	8
1.5.2 Effets Capillaires.....	10
1.5.3 Tension interfaciale.....	10
1.5.4 Mouillabilité.....	11
1.6 Méthodes de récupération dans l’exploitation des gisements	12
1.6.1 Récupération primaire.....	12
1.6.2 Récupération assistée classique (récupération secondaire)	12
1.6.3 Récupération assistée améliorée (récupération tertiaire)	13
1.7 Facteurs influant sur la récupération.....	15
1.8 Efficacité d’injection.....	15
1.9 Travaux de recherche sur les déplacements diphasiques en milieu poreux.....	16
1.10 Conclusion.....	18
Chapitre II : Méthodes Numériques Alternatives	
2.1 Introduction.....	19
2.2 Méthodes sans maillage	21
2.2.1 Introduction.....	21
2.2.2 Avantage des méthodes sans maillage	21
2.2.4 Classification méthodes sans maillage.....	22

2.3 Description la méthode LBM.....	22
2.3.1 Introduction.....	22
2.3.2 Automates cellulaires.....	23
2.3.3 Développement du Modèle de Boltzmann sur réseau.....	23
2.3.4 Les conditions aux limites.....	30
2.4 Conclusion.....	32
Chapitre III : Mise en Œuvre Algorithmique et Informatique de la Méthode LBM : Application	
3.1 Introduction.....	34
3.2 Applications de la méthode LBM.....	34
3.3 Organigramme de la méthode Boltzmann sur réseau.....	35
3.4 Code de Lattice Boltzmann (LBM)	36
3.4.1 Organigramme d'exécution le code LBM.....	36
3.5 Application.....	37
3.5.1 Simulation des déplacements diphasiques en milieux poreux à l'échelle microscopique par la méthode LBM.....	37
3.5.1.1 Déplacements diphasiques dans un milieu poreux reconstruit.....	38
3.6 Résultats et discussion.....	39
3.6.1) Déplacements diphasiques dans un milieu poreux couple eau/ huile.....	41
3.6.2) Déplacements diphasiques dans un milieu poreux couple gaz/ huile	45
3.7 Conclusion.....	48
Chapitre IV : Approche Macroscopique : Simulation sous Environnement Eclipse	
4.1 Introduction.....	49
4.2 Orientation Générale.....	50
4.3 Approche macroscopique.....	50
4.3.1 Modèle Mathématique.....	51
4.4 Différentes configurations d'injection dans la récupération assistée (EOR)	55
4.4.1 Injection groupée	55
4.4.2 Injection dispersée	56
4.5 Relations pression capillaire, saturations et perméabilités relatives.....	56
4.5.1 Perméabilité relative dans la phase non mouillante.....	57
4.5.2 Phénomène d'hystérésis.....	60
4.5.3 Perméabilité relative dans la phase mouillante.....	60
4.5.4 Pression capillaire.....	61

4.6 Mise en œuvre algorithmique et informatique.....	64
4.6.1 Structure générale de fichier data d'ECLIPSE (*.DATA)	64
4.6.2 Organigramme d'exécution du code ECLIPSE.....	65
4.6.3 Simulation des déplacements diphasiques en milieux poreux avec le code Eclipse.....	66
4.6.3.1 Application.....	66
4.6.4 Résultats et discussions.....	71
4.6.4 .1 Déplacements diphasiques dans un milieu poreux Couple Eau/Huile.....	71
4.6.4 .2 Déplacements diphasiques dans un milieu poreux Couple gaz/huile.....	86
4.6.5 Conclusion.....	100
Conclusion générale et perspectives.....	101
Références Bibliographiques.....	103

Liste des figures

	Page
FIG.1 : Stratégie d'étude.....	3
FIG I.1 : Un gisement des hydrocarbures.....	4
FIG I.2 : Milieu poreux non consolidé.....	5
FIG I.3 : Milieu poreux consolidé.....	5
FIG I.4 : Composition interne d'une roche perméable et poreuse.....	6
FIG I.5 : Les types de porosités.....	6
FIG I.6 : Perméabilité relative en fonction des saturations lors de déplacement.....	9
FIG I.7 : Triangle de Neumann pour une interface fluide/fluide.....	10
FIG I.8 : Deux phases fluides en contact avec une surface solide.....	11
FIG I.9 : Mouillage partiel/ Mouillage total.....	11
FIG I.10 : Schéma représentatif d'une injection d'eau pour la R.A.P	13
FIG I.11 : Différents types de piégeage les hydrocarbures.....	13
FIG I.12 : Schéma représentatif du cas d'injection de CO ₂ miscible.....	14
FIG I.13 : Méthodes de récupération assistée.....	14
FIG I.14 : Représentation les trois efficacités.....	15
FIG I.15 : Influence du débit sur l'étalement du front.....	17
FIG II.1 : Classification méthodes numériques.....	20
FIG II.2 : Classification méthodes sans maillage.....	22
FIG II.3 : Réseaux de nœud avec des particules.....	24
FIG II.4 : Réseau du modèle D2Q9.....	27
FIG II.5 : Propagation, particules se déplaçant à de nouvelles positions.....	28
FIG II.6 : Discrétisation les vitesses et l'espace a étudié.....	30
FIG II.7 : Disposition de la frontière d'entrée.....	31
FIG III.1 : Différents domaines d'applications la méthode LBM.....	34
FIG III.2 : Organigramme de la méthode LBM.....	35
FIG III.3 : Organigramme d'exécution le code LBM	36
FIG III.4 : Echelles microscopique et macroscopique.....	37
FIG III.5 : Différents échelles des milieux poreux.....	37
FIG III.6 : Milieu poreux à simuler	39
FIG III.7 : Structure générale pour simuler un déplacement diphasique en milieu poreux.....	39
FIG III.8 : Traitement d'image réelle vers numérique.....	40

FIG III.9 : Contour de la pression dans le milieu poreux.....	41
FIG III.10 : Contour de la densité dans le milieu poreux.....	41
FIG III.11 : Contour de la vitesse suivant X (V_x) dans le milieu poreux.....	42
FIG III.12 : Contour de la vitesse suivant y (V_y) dans le milieu poreux.....	43
FIG III.13 : Lignes de courant (Tecplot).....	43
FIG III.14 : Variation de l'intégrale de la masse volumique en fonction de nombre d'itérations.....	44
FIG III.15 : Variation de la vitesse moyenne en fonction d'temps.....	44
FIG III.16 : Contour de la pression dans le milieu poreux.....	45
FIG III.17 : Contour de la densité dans le milieu poreux.....	46
FIG III.18 : Contour de la vitesse suivant X(V_x) et Y (V_y) dans le milieu poreux.....	46
FIG III.19 : Les Lignes de courant.....	47
FIG III.20 : Variation de l'intégrale de la masse volumique en fonction de nombre d'itérations.....	47
FIG IV.1 : Injection groupée de gaz.....	55
FIG IV.2 : Injection groupée de l'eau.....	56
FIG IV.3 : Injection dispersée.....	56
FIG IV.4 : Schémas d'implantations les puits.....	56
FIG IV.5 : la courbe de la perméabilité relative de la phase non mouillante.....	57
FIG IV.6 : la courbe de la perméabilité relative de la phase mouillante.....	60
FIG IV.7 : Milieu poreux.....	61
FIG IV.8 : Pression capillaire d'eau.....	62
FIG IV.9 : Pression capillaires du gaz.....	63
FIG IV.10 : Structure générale de fichier data d'ECLIPSE (*.DATA).....	64
FIG IV.11 : Organigramme d'exécution le code ECLIPSE.....	65
FIG IV.12 : Structure générale de model statique du réservoir.....	66
FIG IV.13 : Description 3D du réservoir.....	66
FIG IV.14 : Maillage CPG (Corner Point Geometry).....	67
FIG IV.15 : Maillage le domaine d'étude.....	68
FIG IV.16 : Porosité du réservoir.....	68
FIG IV.17 : Perméabilité suivant x et y du réservoir.....	69
FIG IV.18 : Perméabilité suivant Z du réservoir.....	69
FIG IV.19 : Profondeur du réservoir.....	70
FIG IV.20 : Perméabilité relative en fonction de la saturation.....	72

FIG IV.21 : Profils de pression dans le réservoir à t= 6 ans.....	73
FIG IV.22 : Profils de pression dans le réservoir à t= 11ans.....	73
FIG IV.23 : Profils de pression dans le réservoir à t= 16 ans.....	73
FIG IV.24 : Profils de pression dans le réservoir à t= 23ans.....	74
FIG IV.25 : Profils de pression dans le réservoir à t= 30ans.....	74
FIG IV.26 : Profils de pression dans le réservoir à t= 36ans.....	74
FIG IV.27 : la pression des puits vs temps (BPR).....	75
FIG IV.28 : Saturation de l'huile dans le réservoir à t= 6 ans.....	76
FIG IV.29 : Saturation de l'huile dans le réservoir à t= 11 ans.....	76
FIG IV.30 : Saturation de l'huile dans le réservoir à t= 16 ans.....	76
FIG IV.31 : Saturation de l'huile dans le réservoir à t= 23 ans.....	77
FIG IV.32 : Saturation de l'huile dans le réservoir à t= 30 ans.....	77
FIG IV.33 : Saturation de l'huile dans le réservoir à t= 36 ans.....	77
FIG IV.34 : Production des puits Vs temps(WOPR).....	78
FIG IV.35 : Production totale vs temps(WOPT).....	79
FIG IV.36 : l'indice de productivité vs temps(WPI).....	79
FIG IV.37 : Saturation d'eau dans le réservoir à t= 6 ans.....	80
FIG IV.38 : Saturation d'eau dans le réservoir à t= 11 ans.....	80
FIG IV.39 : Saturation d'eau dans le réservoir à t= 16 ans.....	81
FIG IV.40 : Saturation d'eau dans le réservoir à t= 23 ans.....	81
FIG IV.41 : Saturation d'eau dans le réservoir à t= 30 ans.....	81
FIG IV.42 : Saturation d'eau dans le réservoir à t= 36 ans.....	82
FIG IV.43 : Débit d'injection d'eau vs temps(WWIR).....	82
FIG IV.44 : Perces d'eau vs temps(WCT).....	83
FIG IV.45 : Production d'eau vs temps (WWPR).....	83
FIG IV.46 : Production totale d'eau vs temps(WWPT).....	84
FIG IV.47 : Réserve en place du champ Vs temps (FOIPL).....	84
FIG IV.48 : Perces d'eau du champ vs temps(FWCT).....	85
FIG IV.49 : Le taux de récupération vs temps.....	85
FIG IV.50 : Perméabilité relative Vs saturation de gaz.....	86
FIG IV.51 : Facteur volumétrique vs pression (PVDG,FVF).....	87
FIG IV.52 : Profils de pression dans le réservoir à t= une année.....	87
FIG IV.53 : Profils de pression dans le réservoir à t= 3ans.....	88
FIG IV.54 : Profils de pression dans le réservoir à t= 7ans.....	88

FIG IV.55 : Profils de pression dans le réservoir à t= 11ans.....	88
FIG IV.56 : Profils de pression dans le réservoir à t= 15ans.....	89
FIG IV.57 : Profils de pression dans le réservoir à t= 20ans.....	89
FIG IV.58 : Pression des puits vs temps (BPR).....	90
FIG IV.59 : Saturation de l’huile dans le réservoir à t= une année.....	90
FIG IV.60 : Saturation de l’huile dans le réservoir à t= 3ans.....	91
FIG IV.61 : Saturation de l’huile dans le réservoir à t= 7ans.....	91
FIG IV.62 : Saturation de l’huile dans le réservoir à t= 11ans.....	91
FIG IV.63 : Saturation de l’huile dans le réservoir à t= 15ans.....	92
FIG IV.64 : Saturation de l’huile dans le réservoir à t= 20ans.....	92
FIG IV.65 : Production des puits Vs temps(WOPR).....	93
FIG IV.66 : Production totale vs temps(WOPT).....	93
FIG IV.67 : L’indice de productivité vs temps(WPI).....	94
FIG IV.68 : Saturation d’huile vs temps(BOSAT).....	94
FIG IV.69 : Saturation du gaz dans le réservoir à t= une année	95
FIG IV.70 : Saturation du gaz dans le réservoir à t= 3 ans	95
FIG IV.71 : Saturation du gaz dans le réservoir à t= 7 ans	95
FIG IV.72 : Saturation du gaz dans le réservoir à t= 11 ans	96
FIG IV.73 : Saturation du gaz dans le réservoir à t= 15 ans	96
FIG IV.74 : Saturation du gaz dans le réservoir à t= 20 ans	96
FIG IV.75 : Saturation de gaz vs temps(BGSAT).....	97
FIG IV.76 : Débit d’injection de gaz vs temps(WGIR).....	97
FIG IV.77 : Production de gaz vs temps (WGPR).....	98
FIG IV.78 : Rapport de volume gas/oil vs temps(WGOR)	98
FIG IV.79 :Le taux de récupération et la pression du champ vs temps (FOE et FPR).....	99
FIG IV.80 : GOR, GOR de dissolution(R_s) et saturation de gaz du champ vs temps.....	99

Liste des tableaux

Tableau II.1 : Différentes vitesses de réseau associées à la position relative sur la grille.....	28
Tableau III.1 : les données d'entrées (input data)	38
Tableau III.2 : Résultats obtenu après la simulation (couple eau-huile).....	44
Tableau III.4 : Résultats obtenu après la simulation (couple gaz-huile).....	48
Tableau IV.1 : Description et propriétés du réservoir et puits.....	71
Tableau IV.2 : La production des puits (couple eau/huile).....	80
Tableau IV.3 : Débit injecter et les percés d'eau.....	86
Tableau IV.4 : La production des puits (couple gaz/huile).....	93
Tableau IV.5 : Rapport gaz/huile GOR de chaque puits.....	99

NOMENCLATURE**Lettres latines**

Symboles	Désignations	Unités (SI)
A	Section de milieu poreux	m^2
A_{sf}	L'aire de la surface totale des interfaces solides-pores	m^2
a	paramètre d'attraction	
b	Paramètre de répulsion	
C_0	Constante	
C_f	Compressibilité	$m.s^2/kg$
C_i	Vitesse discrète	m/s
C	Vitesse des particules	m/s
C_k	Concentration totale des espaces	
D_{kl}	Tenseur de dispersion hydrodynamique	
E	Efficacité d'injection	
e	énergie interne	J/kg
F	Force extérieure	N/kg
F_α	Force de volume	
f_i	Concentration des particules	
f	Fonction représente un paramètre physique	
f_α	Fonction de distribution des particules	
$feq\alpha$	Fonction de distribution des particules à l'équilibre	
g	Constante de la gravité	m/s^2
J	Quantité de mouvement	
K	Perméabilité intrinsèque	md
Kr	Perméabilité relative	
k_B	Constante de Boltzmann	
L	Longueur	m
P	Pression	$kg/m.s^2$
P_c	Pression capillaire	$kg/m.s^2$
P_c	Pression critique	$kg/m.s^2$
Q	Débit	$stb/jours$
R	Constante de gaz	$Kg.m^2/s^2.^{\circ}k$
Re	Nombre Reynolds	

Nomenclature

R_k	Terme source/puits pour le composant k	
S_l	Saturation d'une phase fluide l	%
S_{hy}	Saturation hystérésis	%
S_{ncr}	Saturation critique d'imbibition	%
S_{ncrd}	Saturation critique de drainage	%
S_{ncrt}	Saturation critique	%
T, Tc	Température, température critique	°C
t	Temps	s
U, V, W	Vitesses des fluides	m/s
V	Volume	m ³
V_t	Volume total	m ³
V_p	Volume pores	m ³
V_s	Volume solides	m ³
x,y	Position	m
Lettres Grecques		
δt	Pas de temps.	s
δ_{ij}	Le symbole de Kronecker	
γ_l	Poids spécifique de la phase l	
α_{Ll} et α_{Tl}	Dispersivités longitudinale et transversale de la phase l	m
Δ	Fraction des sites intersectés dans la région liquide	
θ	Angle de contact	Degré
\emptyset	Porosité,	%
λ_{rlc} , λ_{rTc}	Mobilité relative de la phase l	
λ	Force des interactions	
λ	Temps de relaxation	
τ	Tortuosité	
μ	Viscosité dynamique	kg/m ² .s
ν	Viscosité cinématique	m ² .s/kg
ρ	La masse volumique	kg/m ³
σ	Tension de surface	
$\Omega(f)$	Opérateur de collision	
Indices		
α	Indice du réseau.	

b	Nœud de frontière.
c	Valeur critique.
i	Valeur initial.
l	phase liquide.

Exposants

*	Quantificateur dénote variable sans-dimension.
—	Quantificateur dénote les valeurs moyennes.
~	Quantificateur dénote l'état après la collision.
(eq)	Quantificateur dénote les propriétés d'équilibre.

ABREVIATIONS

AIM	Adaptative Implicite
BGK	Bhatnagar-Gross-Krook
BPR	Bloc Pressure
BOSAT	Bloc Oil Saturation
BGSAT	Bloc Gas Saturation
C-S	Carnahan-Starling
CL	Conditions aux Limites
CFD	Computational Fluid Dynamics
CPG	Corner Point Geometry
D2Q9	Dimension 2 Composants 9
3D	Trois Dimensions
EOS	Equation of State (équation d'état)
EOR	Enhanced Oil Recovery
FOIPL	Field Oil in Place
FWCT	Field Water Cut
FOE	Field Oil Enhanced
FPR	Field Production
GOC	Gas Oil Contact
GGO	Grid Geometry
GOPP	Grid Operational Parallel
GOTH	Grid Option Transmissibility and History matching

Nomenclature

GPRO	Grid Property
HC	Hydrocarbures
IMPES	Implicite
LBM	Lattice Boltzmann Method
LGA	Lattice Gas Automata
MEF	Méthode des Eléments Finis
MLS	Mei, Luo et Shyy
PVTW	Pressure Volume Temperature Water
PVDO	Pressure Volume Density Oil
PDFs	Particuls Distribution Functions
R.A.P	Récupération Assistée de Pétrole
R-K	Redlich-Kwong
RKS	Redlich-Kwong Soave
SWFN	Saturation Water Function
SOF2	Saturation Oil Function two
SATNUM	Saturation Numerique
SC	Shan & Chen
SPH	Smooth Particle Hydrodynamics
TVD	Variation Totale Décroissante
UTCHEM	University Texas of Chemical
Vs	Versus (en fonction)
WOC	Water Oil Contact
WOPR	Well Oil Production
WOPT	Well Oil Production Total
WPI	Well Productivity Index
WWIR	Well Water Injection Rate
WWCT	Well Water Cut
WWPR	Well Water Production
WWPT	Well Water Production Total
WGIR	Well Gas Injection Rate
WGPR	Well Gas Production
WGOR	Well Gas Oil Ration
WAG	Water Alternating Gas



INTRODUCTION GENERALE

1. INTRODUCTION

L'exploitation naturelle des gisements pétroliers, dite primaire, met en jeu l'énergie emmagasinée dans les réservoirs à leurs découvertes essentiellement à travers la capacité d'expansion des fluides et des roches soutenues de façon marginale par les effets de la pesanteur. Cependant, elle conduit à des taux de récupération très faibles lorsque les mécanismes naturels deviennent insuffisants. Il faudra alors faire appel à des méthodes de récupération alternatives choisies sur la base d'une étude technico-économique. En général, l'apport d'un fluide moteur dans le gisement d'huile est nécessaire pour avoir un bon balayage du réservoir entraînant ainsi une meilleure productivité des puits donc une récupération importante.

Depuis une trentaine d'années on tente systématiquement d'améliorer la récupération de l'huile en place par un apport d'énergie au réservoir. Cet apport d'énergie est essentiellement assuré par l'injection d'un fluide (eau, gaz/vapeur) déplaçant l'huile depuis les puits d'injection vers les puits producteurs. Historiquement, ces méthodes ont été appliquées aux gisements épuisés à l'issue de leur exploitation naturelle, d'où leur appellation de méthodes de récupération secondaires.

La récupération assistée est obtenue en augmentant la pression du réservoir par injection de fluide sans modifier les caractéristiques physicochimiques des fluides présents dans le gisement. D'où l'importance du choix du fluide moteur à injecter ainsi que la configuration des puits injecteurs à adopter pour un meilleur balayage des réserves en place.

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 et UTCHEM mais aussi, PETREL. Ces codes basés sur une approche macroscopique ont été, certes, validés mais restent inutilisables dans des études à l'échelle microscopique (pores). De plus, lorsque le domaine présente des discontinuités et autres singularités à l'exemple des failles dans certains réservoirs pétroliers, le calcul devient fastidieux du fait des opérations de remaillage. Le recours à des méthodes sans maillages basées sur une approche mésoscopique, devient alors nécessaire. Dans ce travail, nous avons opté pour la méthode de Boltzmann sur réseaux ou Lattice Boltzmann (LBM) qui est recommandée pour l'étude à l'échelle mésoscopique des écoulements à faible nombre de Reynolds.

2. PROBLEMATIQUE

Généralement, les taux de récupération par déplétion naturelle n'arrivent pas atteindre 30% des réserves en place des gisements d'huile sous saturés. Ceci est dû principalement aux variations des paramètres pétro-physiques et dynamiques au cours des déplacements des fluides en milieux poreux du fait :

- des différences importantes des perméabilités qui engendrent un déplacement par les voies de cheminement préférentiel. Un cas extrême est celui d'une fracture mettant en communication directe les puits injecteurs et producteurs,
- de la présence d'une faille qui empêche le drainage dans une zone locale et influe sur la récupération,
- de l'hétérogénéité du milieu poreux qui présente des strates irrégulières non communicantes entre elles. L'avancée de front est rapide dans le gisement. Ainsi, une grande hétérogénéité des réservoirs est un élément défavorable au drainage par injection,
- des évolutions de la tension interfaciale et la mouillabilité qui sont favorisées par la diminution de température. Cette dernière contribue à une augmentation de la saturation en huile.

D'autres caractéristiques ont une influence moindre sur l'efficacité d'injection à l'exemple des pressions capillaires, du pendage des couches et de la profondeur du réservoir.

3. OBJECTIFS

- Modélisation et simulation des écoulements en milieu poreux dans le cadre de la récupération assistée de pétrole.
- Reproduction par la simulation de certains phénomènes physiques fréquemment rencontrés dans la réalité et identifier les paramètres gouvernants.
- Mise en œuvre des méthodes de simulation numérique alternatives à l'exemple de la méthode de Boltzmann sur réseau (LBM) par une approche mésoscopique.
- Simulation sous le code de calcul ECLIPSE dédié au Réservoir Engineering et basé sur une approche macroscopique.
- Choix du fluide moteur à injecter à partir des résultats obtenus par les deux approches.

4. STRATEGIE

En développant cette étude qui porte sur la modélisation et la simulation des déplacements diphasiques en milieu poreux à base de méthodes particulières selon l'organigramme suivant :

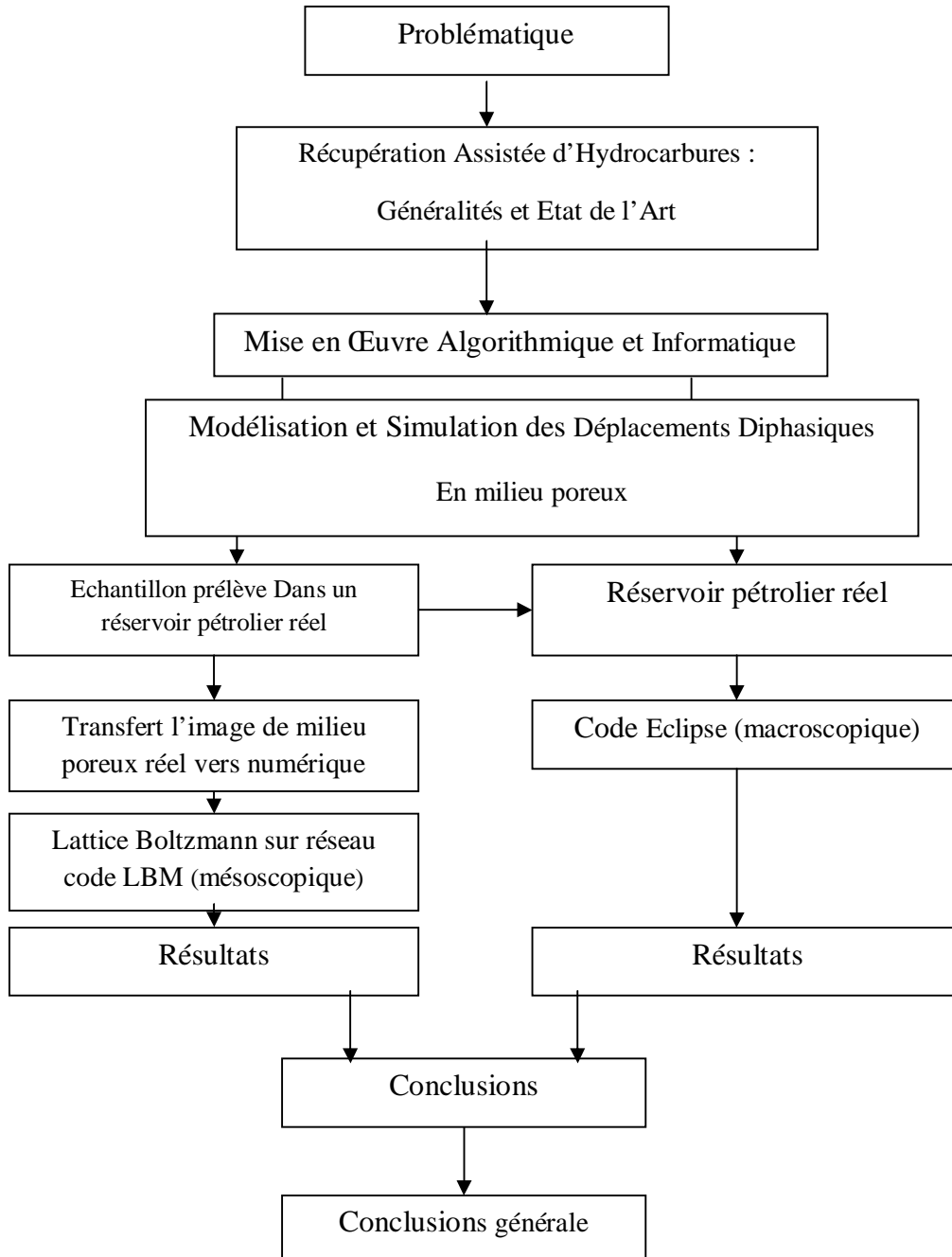




FIG.1 : Stratégie d'étude



CHAPITRE I
RECUPERATION ASSISTEE
D'HYDROCARBURES :
GENERALITES ET ETAT DE L'ART

1.1 INTRODUCTION

La récupération assistée du pétrole (RAP), ou Enhanced oil recovery (EOR), se réfère à l'ensemble des techniques mises en œuvre pour accroître la production des gisements d'hydrocarbures dont les opérations ont cessé en raison des taux de production d'huile non rentables. Sans ces techniques, près de 2.10^{12} barils de pétrole conventionnel et 5.10^{12} barils de pétrole lourd resteraient piégés dans les roches mères. Bien que les technologies EOR utilisent souvent des infrastructures pétrolières existantes, des produits et des équipements spécialisés sont souvent nécessaires

1.2 DEFINITION D'UN GISEMENT

Un gisement ^[1] est formé d'un ou plusieurs réservoirs rocheux souterrains contenant des hydrocarbures liquides et/ou gazeux souvent d'origine sédimentaires. La roche-réservoir est poreuse et perméable, dont la structure est limitée par des barrières imperméables qui piègent les hydrocarbures. La disposition verticale des fluides piégés dans la structure obéit aux lois de pesanteur (voir FIG I.1).

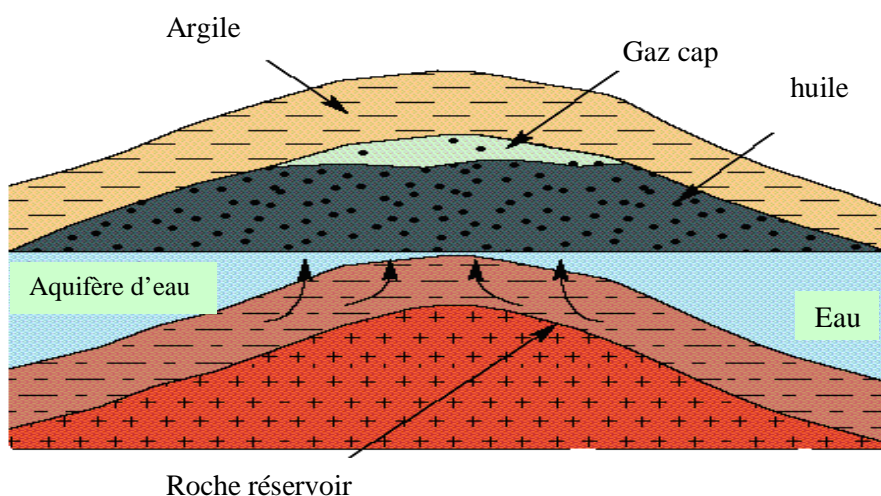


FIG I.1 : Un gisement d'hydrocarbures ^[1]

1.3 CLASSIFICATION DES MILIEUX POREUX

Un milieu poreux est défini comme un corps solide ^[2] qui comporte une matrice solide de forme complexe, englobant des vides appelés pores ^[2]. Ces vides peuvent communiquer entre eux et contenir un ou plusieurs fluides pouvant 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 :

- 1) **Milieu poreux non consolidé** : Dans lequel la phase solide est formée de grains ou de fibres non soudés entre eux (gravier, sable, etc.)(Voir FIG I.2).

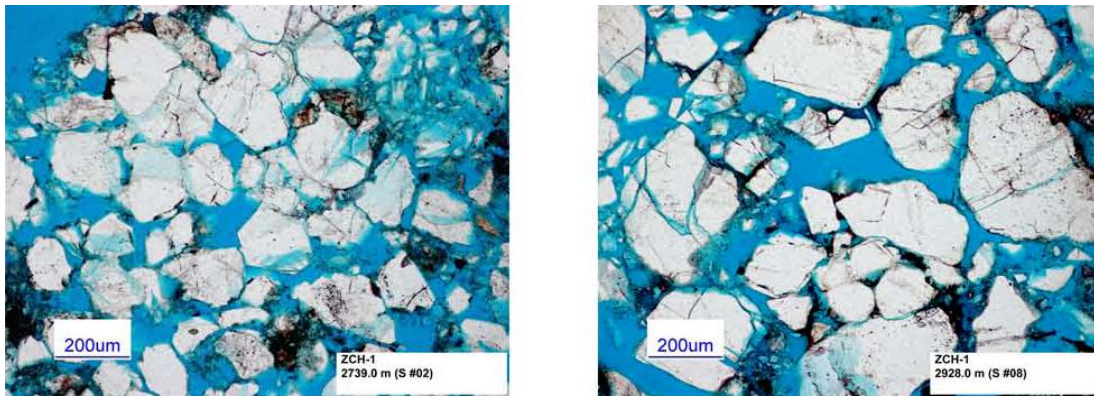


FIG I.2 : Milieu poreux non consolidé ^[2]

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

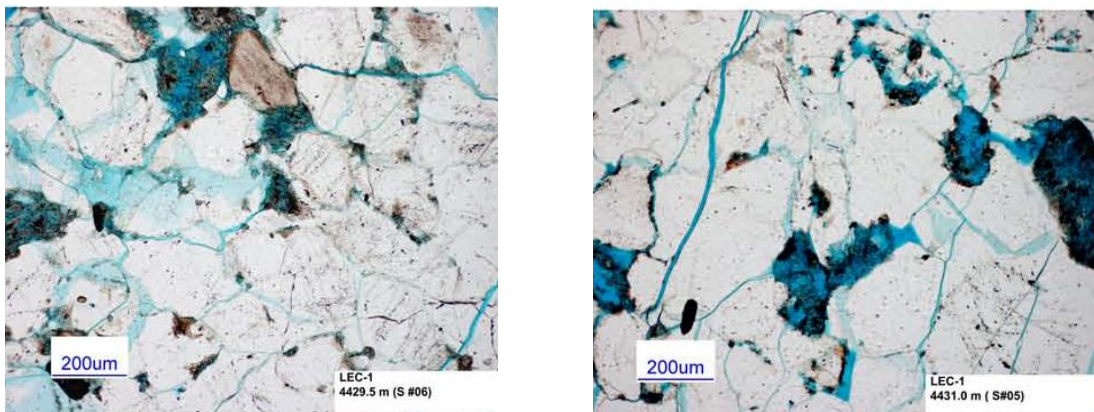


FIG I.3 : Milieu poreux consolidé ^[2]

1.4 CARACTERISTIQUES D'UN MILIEU POREUX

A) La porosité :

Considérons un échantillon de roche. Son volume apparent, ou volume total V_t , est constitué d'un volume de pores V_p et d'un volume de solide V_s . On distingue trois porosités :

$$\text{Porosité utile ; } \phi_u = \frac{\text{Volume des pores accessibles}}{\text{Volume de l'échantillon}} = \frac{V_p}{V_s} \quad (\text{I.1})$$

$$\text{Porosité totale ; } \phi_t = \phi_u + \phi_{\text{isolé}} \quad (\text{I.2})$$

Représentation la structure interne d'une roche perméable et poreuse (voir FIG I.4).

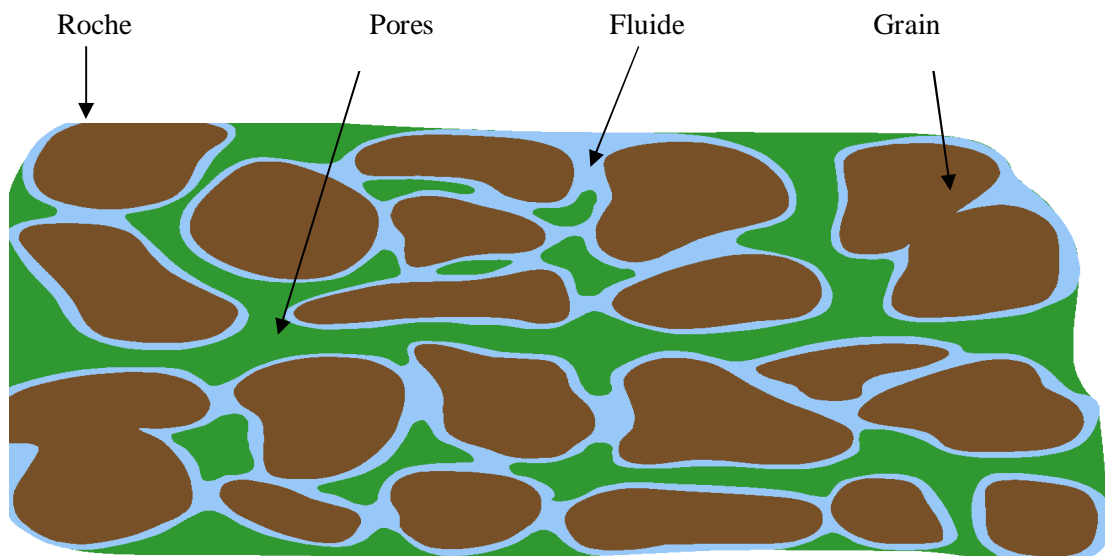
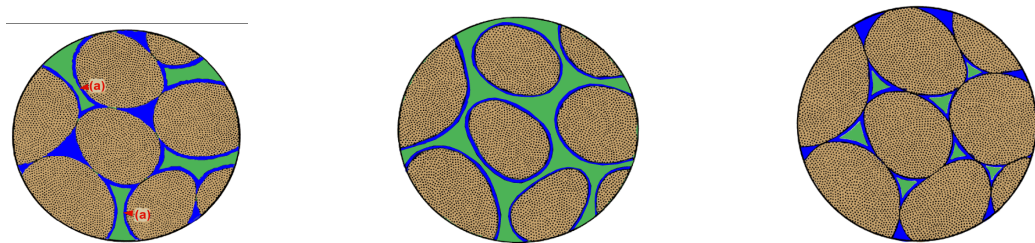


FIG I.4 : Composition interne d'une roche perméable et poreuse ^[3]

Dans la roche réservoir on trouve plusieurs types de porosités (voir FIG I.5).



a) Porosité Connectée

b) Porosité Interconnectée

c) Porosité Isolée

FIG I.5 : Les types de porosités ^[3]

B) Surface spécifique:

La surface spécifique ^[3] désigne la superficie réelle de la surface d'un objet par opposition à sa surface apparente. Elle est définie comme le rapport de l'aire de la surface totale des interfaces solides-pores A_{sf} au volume de l'échantillon V :

$$A_{spé} = \frac{A_{sf}}{V} \quad (I.3)$$

C) Distribution des dimensions de grains et de pores :

Des moyens spécifiques de mesures, associés aux méthodes de l'analyse statistique, sont souvent mis en œuvre pour caractériser les dimensions des tailles des particules (courbes granulométriques) ou des pores (courbes porosimétriques), aussi bien pour distinguer les milieux poreux entre eux que pour les caractériser. On peut aussi définir : la médiane, taille moyenne, variance, dissymétrie, aplatissement, etc.

D) 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.

$$S_l = \frac{V_l}{V_{pores}}, \quad 0 \leq S_l \leq 1, \quad \sum_{np} S_l = 1 \quad (I.4)$$

E) Compressibilité :

La compressibilité est une caractéristique d'un corps, définissant sa variation relative de volume sous l'effet d'une pression appliquée. C'est une valeur élevée pour les gaz, faible pour les liquides et très faible pour les solides usuels. Le coefficient de compressibilité est défini :

$$C_f = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad \text{Elle a la dimension de l'inverse d'une pression} \quad (I.5)$$

La compressibilité s'exprime aussi en fonction de la masse volumique \tilde{n} puisque la masse reste constante au cours de la compression $C_f = -\frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_T$ (I.6)

F) Perméabilité intrinsèque :

La perméabilité traduit l'aptitude de la roche à laisser circuler à travers ses pores un fluide dont elle est saturée. Elle est liée à la dimension et à la connectivité des pores entre eux. Elle est définie par la loi de Darcy ^[4] sous la forme suivante :

$$K = \frac{Q\mu}{A\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)} \quad (I.7)$$

G) Perméabilité relative :

En écoulement polyphasique, lorsque la perméabilité intrinsèque, définie précédemment, n'est plus suffisante pour décrire la perméabilité effective du milieu traversé par l'une des phases considérées, on introduit une perméabilité relative tenant compte de la présence des autres phases.

Le concept de perméabilité relative a fait l'objet de beaucoup de recherches qui tentent d'établir et d'améliorer les modèles de ce paramètre notamment dans le cas des écoulements triphasiques.

$$k_r = \frac{K_{effective}}{K_{absolue}} \quad (I.8)$$

1.5 DEPLACEMENTS DIPHASIQUES

1.5.1 Les principaux processus de déplacement

➤ Processus de drainage

Généralement les pores de la roche réservoir sont à l'origine remplis avec de l'eau. Après un certain temps, l'huile migre vers le réservoir, déplaçant même de l'eau, et ramenant l'eau à la même saturation irréductible. Une fois les pores de réservoir saturés en eau irréductible et en huile, si le gaz est l'agent de déplacement, alors le gaz entre dans le réservoir déplaçant l'huile. La pression qui est nécessaire pour mettre en place cette saturation n'est autre que la pression capillaire (force capillaire). La même procédure doit être reproduite dans le laboratoire. Par conséquent le processus de drainage correspond à un déplacement d'un fluide mouillant par un autre fluide non mouillant.

➤ Processus d'imbibition

L'imbibition est le déplacement spontané d'un fluide non mouillant par un fluide mouillant. Le cas type de l'imbibition est le déplacement de l'huile par de l'eau et elle représente un phénomène favorable pour la récupération de l'huile. Elle correspond généralement au rééquilibrage de deux phases de part et d'autre d'une zone frontière séparant deux milieux, alors que l'équilibre capillaire initial est rompu. C'est le cas notamment pour deux milieux de perméabilités très contrastées.

L'efficacité de l'imbibition est directement liée à la vitesse de déplacement. En effet, si le déplacement est très rapide, les zones peu perméables ne pourront produire l'huile qu'à travers les zones perméables déjà balayées par l'eau où la perméabilité relative à l'huile est très faible. Au

contraire, si le déplacement est lent, les zones peu perméables auront le temps de produire plus d'huile pendant le passage du front de déplacement.

Le processus de drainage et l'imbibition liée au type de fluide mouillant la roche réservoir (voir FIG I.6).

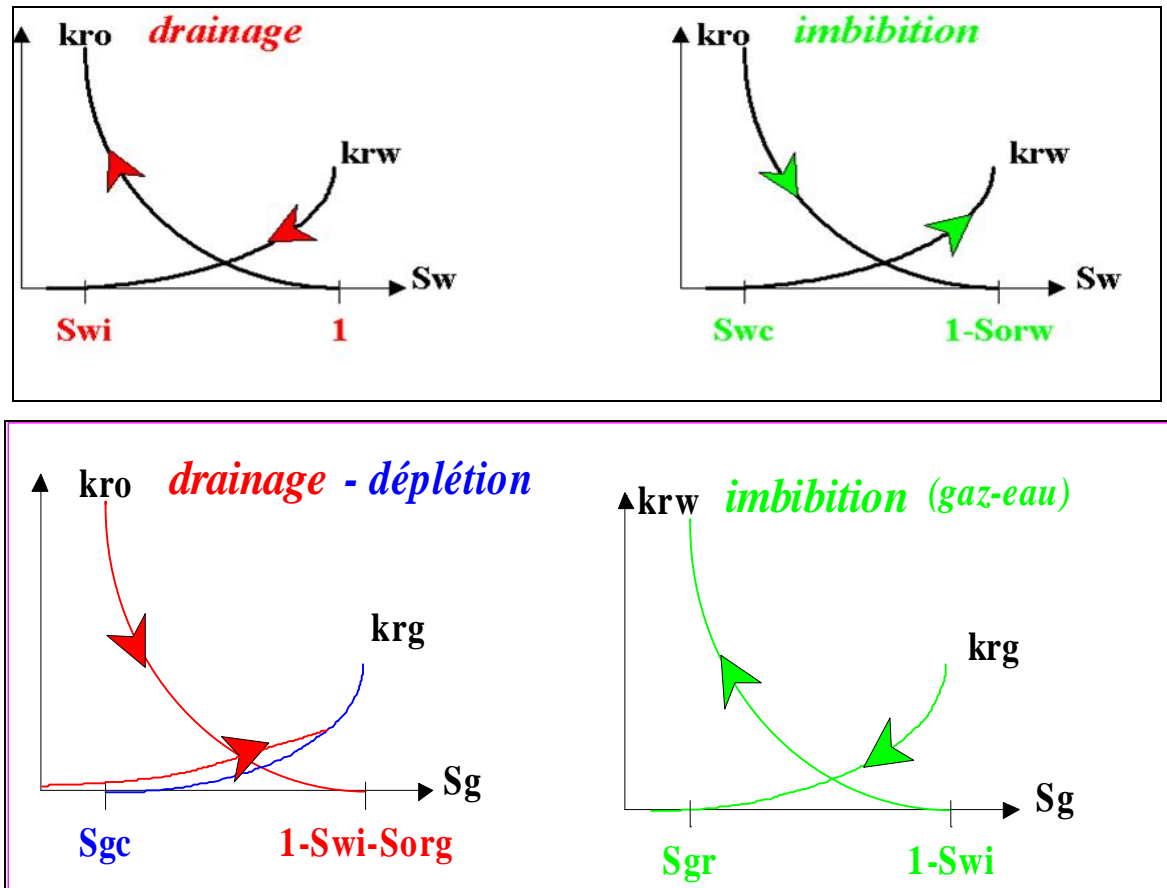


FIG I.6 : Perméabilité relative en fonction des saturations lors de déplacement

1.5.2 Effets Capillaires

Le phénomène capillaire est une manifestation des forces au niveau des pores de l'échantillon et crée un mouillage élevé anormal de saturation. Rapoport et Leas^[5] ont recommandé la relation suivante $\mu.L.V \gg 1$ pour minimiser les effets capillaires, où μ est la viscosité du fluide de déplacement en centime poise, L est la longueur du milieu poreux en cm et V est la vitesse d'écoulement cm/min. une viscosité d'huile élevée, ou un débit élevé peut être appliqué pour réduire les effets capillaires.

1.5.3 Tension interfaciale

a) Interfaces fluide/fluide

La tension interfaciale est la force nécessaire pour rompre la surface entre deux liquides immiscibles. La tension superficielle σ_i d'une substance i et sa propre vapeur est définie (Voir FIG I.7).

$$\sigma_i = \left(\frac{\partial F}{\partial A} \right)_{T,P,C_i} \tag{I.9}$$

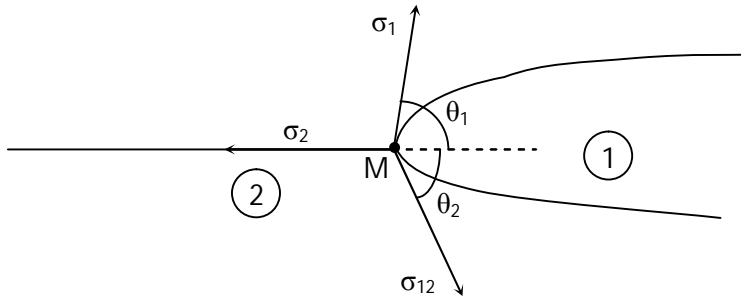


FIG I.7 : Triangle de Neumann pour une interface fluide/fluide

b) Interfaces fluides/solide (Angle de contact -Mouillabilité) :

Lorsque deux fluides sont en contact avec un solide, les interfaces s'intersectent le long d'une ligne appelée ligne de contact ou ligne triple (voir FIG I.8).

Sur cette ligne les tensions interfaciales vérifient la relation géométrique de Neumann [6]:

$$\vec{\sigma}_1 + \vec{\sigma}_2 + \vec{\sigma}_{12} = 0 \tag{I.10}$$

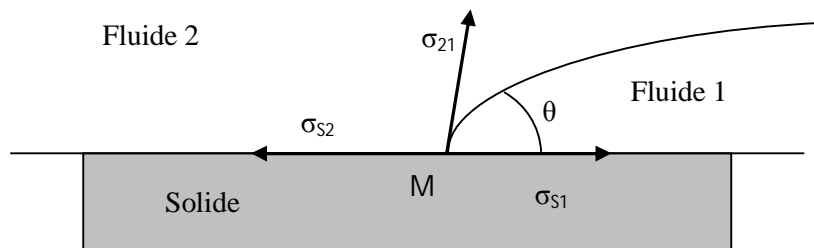


FIG I.8 : Deux phases fluides en contact avec une surface solide

La relation de Neumann est remplacée dans ce cas par la relation de Young-Dupré [5].

$$\sigma_{s2} = \sigma_{s1} + \sigma_{21} \cdot \cos \theta \qquad \cos \theta = \frac{\sigma_{s2} - \sigma_{s1}}{\sigma_{21}} \qquad (I.11)$$

1.5.4 Mouillabilité

Le mouillage d'un liquide sur un solide désigne d'une part la forme que prend le liquide à la surface du solide (mouillage statique) et la façon dont il se comporte lorsqu'on essaie de le faire couler (hystérésis ^[3], ancrage, mouillage dynamique).

Lorsque l'on dépose une goutte de la phase liquide (en coexistence avec la phase vapeur) sur un solide, deux états de mouillage différents peuvent être rencontrés. Si la goutte ne s'étale pas et demeure sous forme de lentille à la surface du solide, on parle de mouillage partiel car le solide n'est que partiellement couvert par la phase liquide. Si la goutte s'étale pour former un film macroscopique et uniforme, on parle de mouillage total car le solide est complètement recouvert par la phase liquide (voir figure ci dessous).

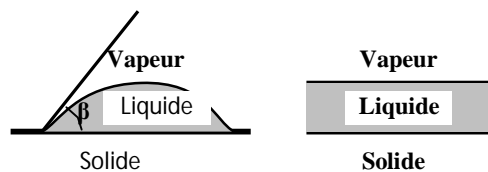


FIG I.9: Mouillage partiel/ Mouillage total ^[3]

1.6 METHODES DE RECUPERATION DANS L'EXPLOITATION DES GISEMENTS PETROLIERS

1.6.1 Récupération primaire

L'huile est récupérée à la surface par drainage naturel, on distingue trois mécanismes de drainage :

a-) Expansion de gaz dissous

L'huile contient du gaz dissous qui sera libéré avec la réduction de pression lors de la production. La fraction de gaz augmentera dans ce cas, les forces de pousser causent l'élévation de la phase gazeuse entraînant l'huile avec.

b-) Drainage par un gaz-cap

Par ce mécanisme le gaz-cap applique une pression considérable sur la phase huile pour causer son drainage naturel vers le puits de production, le volume du gaz-cap doit être comparable au volume d'huile afin que le déclin de la pression du réservoir ne soit pas très important.

c-) Drainage par l'eau (aquifère)

Quand le réservoir d'huile est en contact avec un aquifère, ce dernier garantit un maintien de pression et permet le drainage de l'huile vers le puits de production.

1.6.2 Récupération assistée classique (récupération secondaire)

La récupération du pétrole par drainage naturel ne dépasse pas les 30% ^[1] c'est pourquoi d'autres techniques ont été mises en œuvre afin d'améliorer l'efficacité de balayage c.-à-d. la récupération.

- Injection d'eau.
 - Injection de gaz hydrocarbonés (non miscibles)
- (Gisement de gaz à condensat : recyclage de gaz sec)

Pour maintenir la pression de réservoir, afin d'améliorer la récupération d'huile, on injecte l'eau ou bien le gaz dans le réservoir par des puits injecteurs (voir FIG I.10).

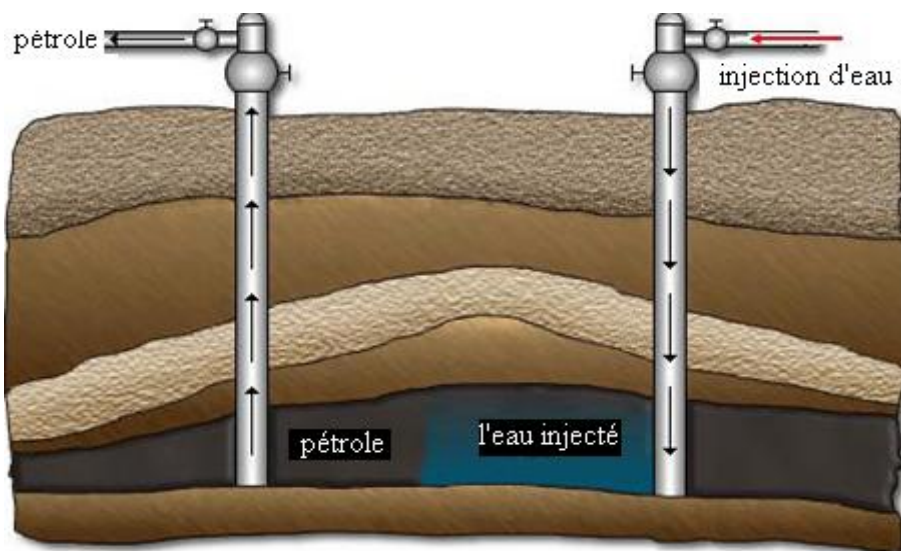


FIG I.10 : Schéma représentatif d'une injection d'eau pour la R.A.P ^[1]

1.6.3 Récupération assistée améliorée (récupération tertiaire)

- Méthodes miscibles (CO_2 , CH_4 , etc.)
- Méthodes chimiques (polymères, microémulsions, etc.)
- Méthodes thermiques huiles lourdes (vapeur, combustion in situ)

Dans les sous terrains, on trouve différents types de stockage de pétrole et gaz avec différents types de formation géologique (voir FIG I.11).

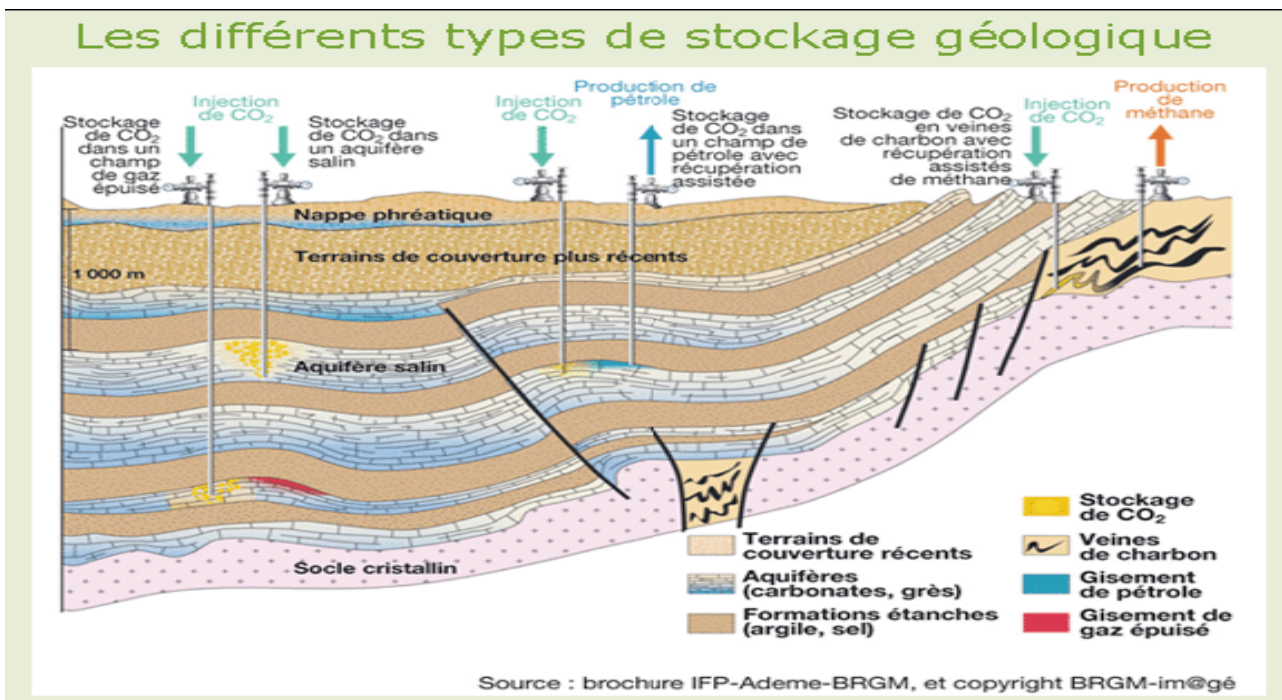


FIG I.11 : Différents types de piégeage les hydrocarbures [3]

Dans la récupération tertiaire, on injecte de gaz misible CO₂ par des puits injecteurs pour maintenir la pression de réservoir et pousser l'huile vers les puits producteurs (voir FIG I.11).

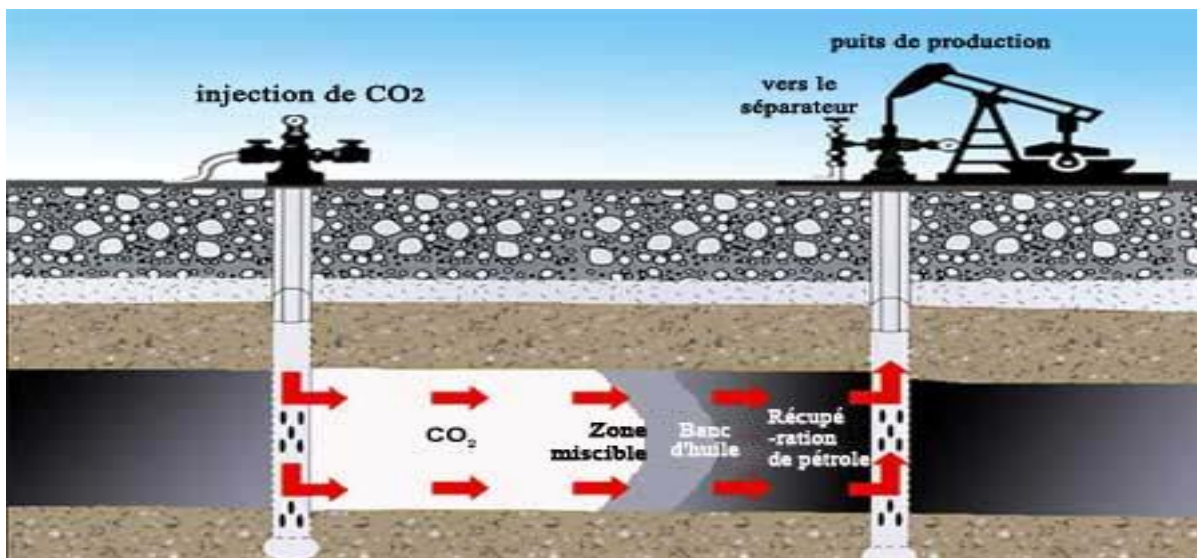


FIG I .12 : Schéma représentatif du cas d'injection de CO₂ miscible [3]

La figure (I.13) illustre les différentes méthodes de récupération assistée

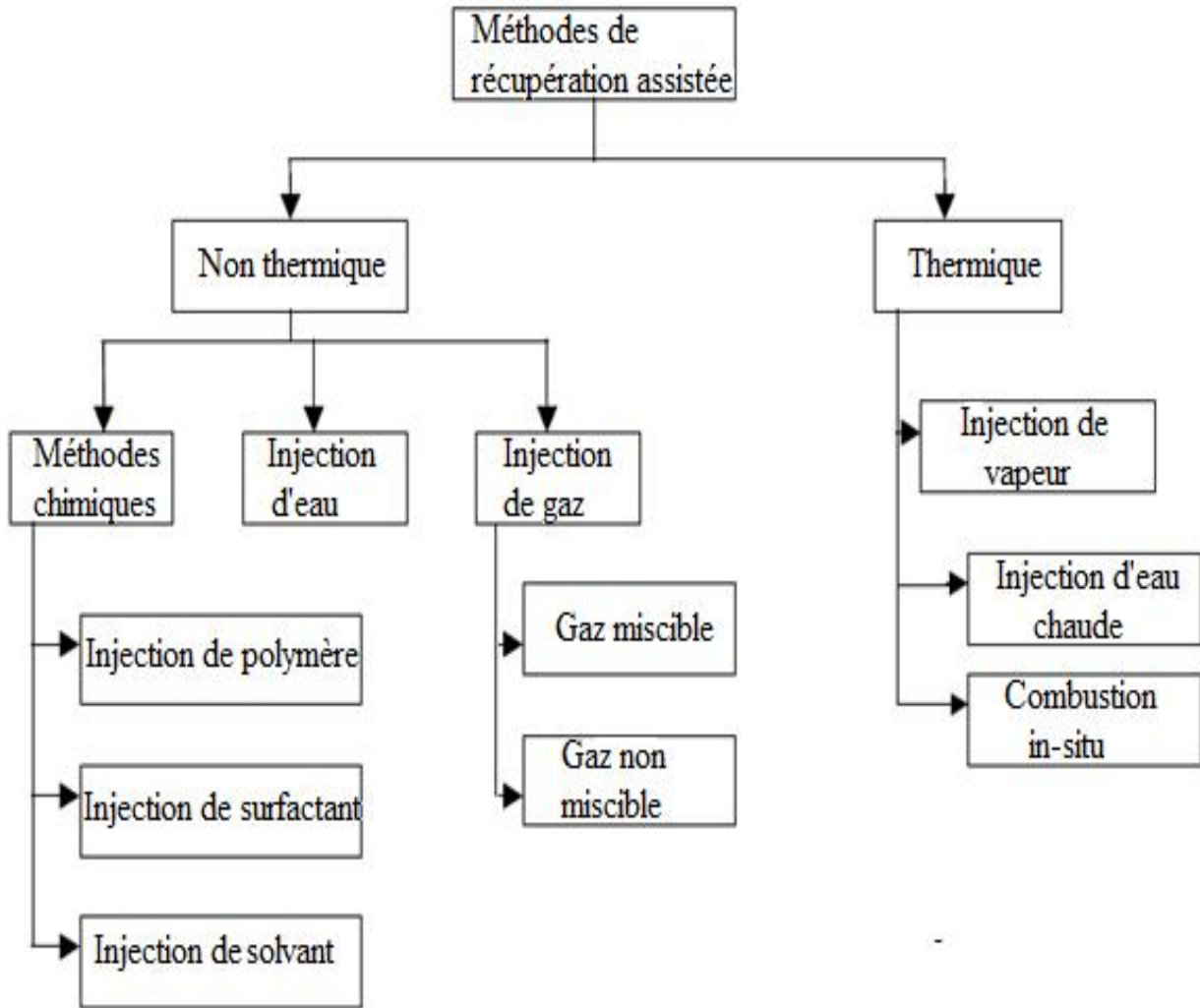


FIG I.13 : Méthodes de récupération assistée.

1.7 FACTEURS INFLUANTS SUR LA RECUPERATION

Les différentes méthodes de récupération assistée de pétrole consistent en un balayage du réservoir entre les puits injecteurs et producteurs.

a) Caractéristiques du réservoir et des fluides

- Géologie du réservoir
- Perméabilité
- Effet de l'hétérogénéité du réservoir
- Profondeur du gisement
- Viscosité des fluides

b) Caractéristiques de l'injection

- Volume de fluide disponible.

- Type de fluide injecté.
- Configuration des puits d'injection et de production.

1.8 EFFICACITE D'INJECTION

L'efficacité globale E représente la récupération en huile pour les zones soumises à l'injection en conditions de fond elle est donnée par l'expression suivante :

$$E = E_s \times E_v \times E_d \quad (\text{I.12})$$

D'une autre façon E peut être défini comme étant le produit des trois efficacités suivantes (voir la figure ci dessous) :

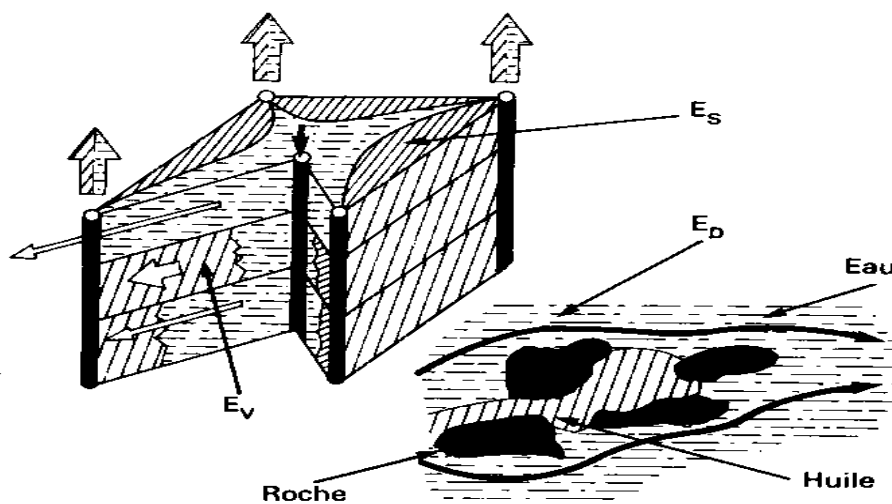


FIG I.14 : Représentation les trois efficacités ^[1]

E_s : efficacité superficielle (vue dans le plan de la couche).

E_v : efficacité verticale (vue en tranche verticale).

E_d : efficacité de déplacement, à l'échelle des pores.

Le produit $E_b = E_s \times E_v$ est appelé efficacité de balayage ou encore efficacité volumétrique et caractérise le milieu à l'échelle macroscopique.

Ces deux efficacités ont été étudiées par plusieurs auteurs, en fonction de la configuration des puits (E_s), de la stratification (E_v), du rapport de mobilité M et en fonction du volume de fluide injecté.

1.9 TRAVAUX DE RECHERCHE SUR LES DEPLACEMENTS DIPHASIQUES EN MILIEU POREUX

Les premiers travaux concernant la description rationnelle des écoulements diphasiques en milieux poreux ont été publiés, indépendamment par, **Darcy en 1856**^[4], 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)**^[4], déclara que les réservoirs ont un caractère inter-granulaire et pensait qu'il pouvait y avoir de l'eau coexistant avec du pétrole, ce qui a stimulé de nombreuses recherches qui se succédèrent vu l'importance de ce domaine et son enjeu économique.

Darcy (1856)^[4] a présenté une méthode pour calculer la perméabilité intrinsèque basée sur un échantillon de longueur L , saturé d'un fluide de viscosité dynamique μ , traversé horizontalement par un débit Q ; en régime permanent, la pression amont est P , la pression aval est $P-dP$ (voir l'équation I.7).

En 1936 **Muskat et Meres**^[1], 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. Pendant la même période.

Hassler^[3] étudie essentiellement les mouvements transitoires qui ont lieu lorsque l'huile est progressivement déplacée par le gaz.

1937 Muskat^[1], fait une étude sur l'influence du gradient de pression sur la perméabilité relative en milieu poreux.

L'approche de **Buckley et Leverett**^[3] 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.

La théorie de **Buckley et Leverett**^[3], 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.

Buckley et leverett est basé beaucoup sur le déplacement de front en fonction de flux de débit injecté (voir FIG I.15).

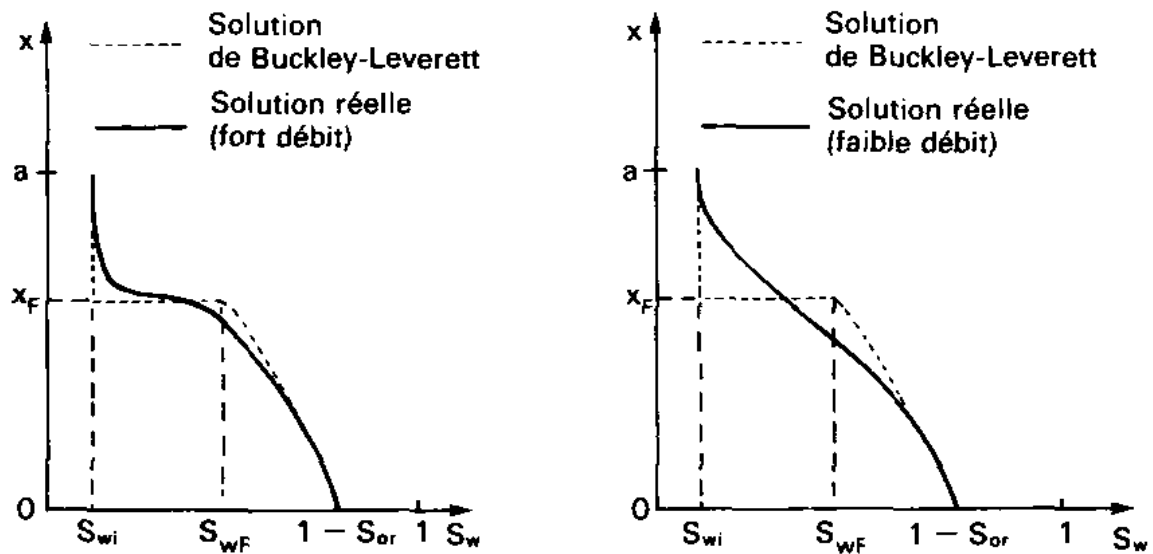


FIG I.15 : Influence du débit sur l'étalement du front ^[1]

Wycoff et Botset^[6] 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 .

Wyllie et Garner (1958)^[7], ont établis 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.

Russel 1959, Yuster 1953 et Rose 1960^[8] 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. Des méthodes expérimentales ont été proposées par **Sheidegger 1960, Pirson 1958, Amyx et al 1960**^[9] 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)^[10] analysent 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.

Miller (1983)^[6] 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**^[3] (Jonson, bosseler et Neumann) pour calculer les perméabilités relatives, a imposé des conditions sur les équations décrivant ; le rétablissement, la chute de pression soient réguliers et

celui des perméabilités relatives résultants dans les courbes de la perméabilité relative conventionnelle.

Marle. C et Whitaker. S(1984) ^[11] 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 phases, sur les interfaces communes aux fluides et au solide, des contraintes particulières doivent, évidemment, être prises en considération.

En 1993, M. Fourar et S. Bories ^[12] 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.

Li et Horne (2001) ^[13] ont vérifié la bonne concordance entre les modèles établis et les données expérimentales pour le cas des écoulements diphasiques.

Stiles ^[2] a présenté une méthode pour calculer la récupération d'huile et le débit fractionnaire à partir d'un système stratifié. Introduit dans son modèle plusieurs hypothèses, ont le but de calculer les performances de réservoir. Cette méthode ne s'applique que lorsque mobilité (M) est voisin de l'unité.

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.

1.10 CONCLUSION

A l'heure actuelle, la récupération assistée du pétrole est caractérisée par l'existence d'un éventail de techniques variées dont aucune n'est et ne peut d'ailleurs être universelle en raison de la très grande variété des conditions rencontrées et de la très grande complexité des problèmes poses.

Enfin, les investissements qu'exigent ces méthodes sont important et ne peuvent être récupérés que tardivement dans la vie du gisement.

On s'explique aisément qu'il soit nécessaire de maintenir un effort de recherche important aussi bien pour développer les techniques existantes que promouvoir des solutions nouvelles.



CHAPITRE II

METHODES NUMERIQUES

ALTERNATIVES

2.1 INTRODUCTION

Actuellement les méthodes utilisées en mathématique classique sont incapables de résoudre tous les problèmes de la mécanique des fluides. On remplace alors la résolution mathématique exacte du problème par des expériences dans la mesure du possible ou par des résolutions numériques qui est en général, approchée. La simulation numérique des déplacements diphasiques prend aujourd'hui une place de plus en plus importante dans l'industrie pétrolière pour améliorer la qualité des produits réalisés en définissant les jeux de paramètres optimaux pour le procédé ; de mieux comprendre les causes des différents phénomènes d'interaction et de transfert mis en jeu entre les différentes phases en présence afin de mieux maîtriser les déplacements diphasiques. Elles permettant d'avoir accès directement aux différents champs de variables, en tout point de l'écoulement ; Elles permettent de confirmer ou d'infirmer les modèles macroscopiques (lois empiriques ou modèles théoriques) qui existent. Ces simulations numériques sont complémentaires d'expériences de laboratoire car elles permettent un contrôle plus facile des conditions d'écoulements et des propriétés physiques des phases.

De nombreuses méthodes numériques (voir figure **II.1**) ont été développées pour étudier et simuler différents types d'écoulements de fluides. Ces différentes méthodes peuvent être classées principalement en deux catégories : Les méthodes numériques classiques (avec maillage) et les méthodes numériques alternatives (sans maillage).

Depuis une dizaine d'années, de nouvelles méthodes numériques, alternatives aux méthodes classiques ont été développées. Celles-ci tendent toutes à contourner les difficultés liées au maillage en construisant une partie ou la totalité de l'approximation par d'autres approches que la discrétisation spatiale par éléments. Parmi ces méthodes, on trouve les méthodes appelées méthodes sans maillage. Ces techniques ont prouvé leur efficacité dans le traitement de problèmes délicats à aborder par les méthodes classiques. De plus, il est intéressant de noter que les concepts méthodologiques et/ou mathématiques mis en œuvre dans ces approches très ouvertes offrent de nouvelles perspectives pour la simulation numérique des phénomènes complexes rencontrés dans les déplacements diphasiques.

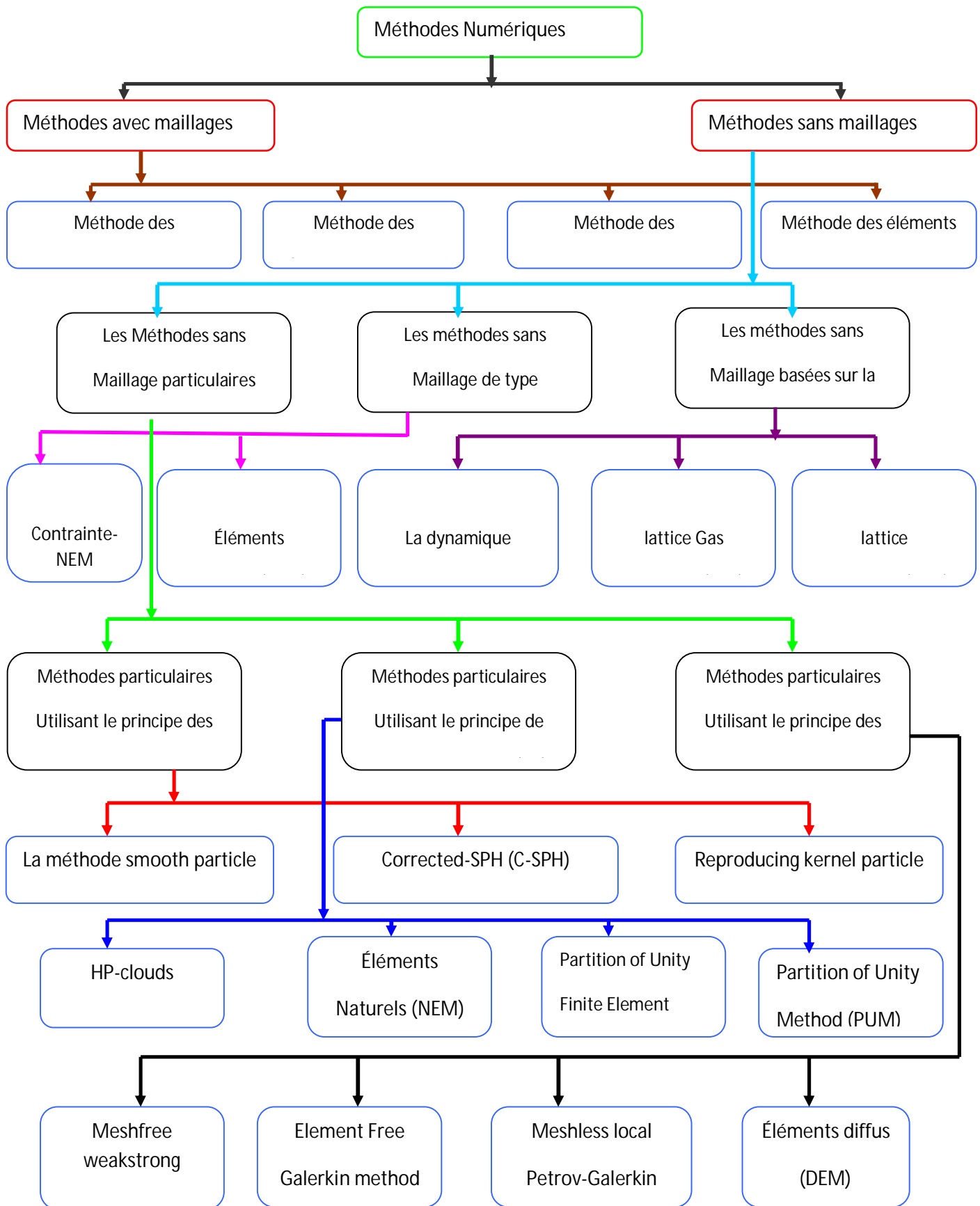


FIG II.1 : Classification des méthodes numériques

2.2 METHODES SANS MAILLAGE

2.2.1 Introduction

Les méthodes sans maillage ont été développées à partir des années 70 dans le but de se libérer des problèmes dûs au maillage. Ces méthodes, dont le succès est croissant depuis une dizaine d'années, étaient pour les premières fondées sur des méthodes d'interpolation purement nodales (c'est-à-dire sans recours à la notion d'élément). L'idée est de reconstruire une fonction définie sur un espace continu à partir de l'ensemble des valeurs discrètes prises par cette fonction sur un nuage de points du domaine.

2.2.2 Avantages des méthodes sans maillage

- Plus facile de traiter les problèmes en grandes transformations.
- Plus facile d'insérer ou de retirer des nœuds, la position relative des nœuds entre eux, étant très peu influente sur la qualité de la solution.
- L'absence de connectivités fixes entre les nœuds supprime les effets indésirables de la MEF dûs à la déformation du maillage.
- Raffinement de la discrétisation est facilité, puisqu'il est très simple de rajouter des nœuds (pas de traitement particulier tel que l'adaptation du maillage).
- Les frontières internes variables dans le temps sont facilement manipulables pour la même raison et leur orientation ne sera pas directement dépendante de la discrétisation.
- Permettent la réduction importante des phénomènes de verrouillage et l'absence de remaillage encore un avantage important, en termes de gain de précision comme de temps de calcul.

Ces avantages font des méthodes sans maillage les candidates idéales pour simuler des problèmes à frontière libre et/ou en grande déformation.

2.2.3 Inconvénients des méthodes sans maillage

- Principal défaut de la plupart des méthodes sans maillage "classiques" difficulté liée à l'imposition des conditions aux limites.
- l'intégration des fonctions de forme meshless ne sont pas polynomiales mais rationnelles, ce qui rend les schémas d'intégration de type Gauss non-optimaux.
- Dans la plupart de ces approchés le support ou domaine d'influence d'un nœud est défini par une sphère ou un parallélépipède centré sur le nœud.

2.2.4 Classification des méthodes sans maillage

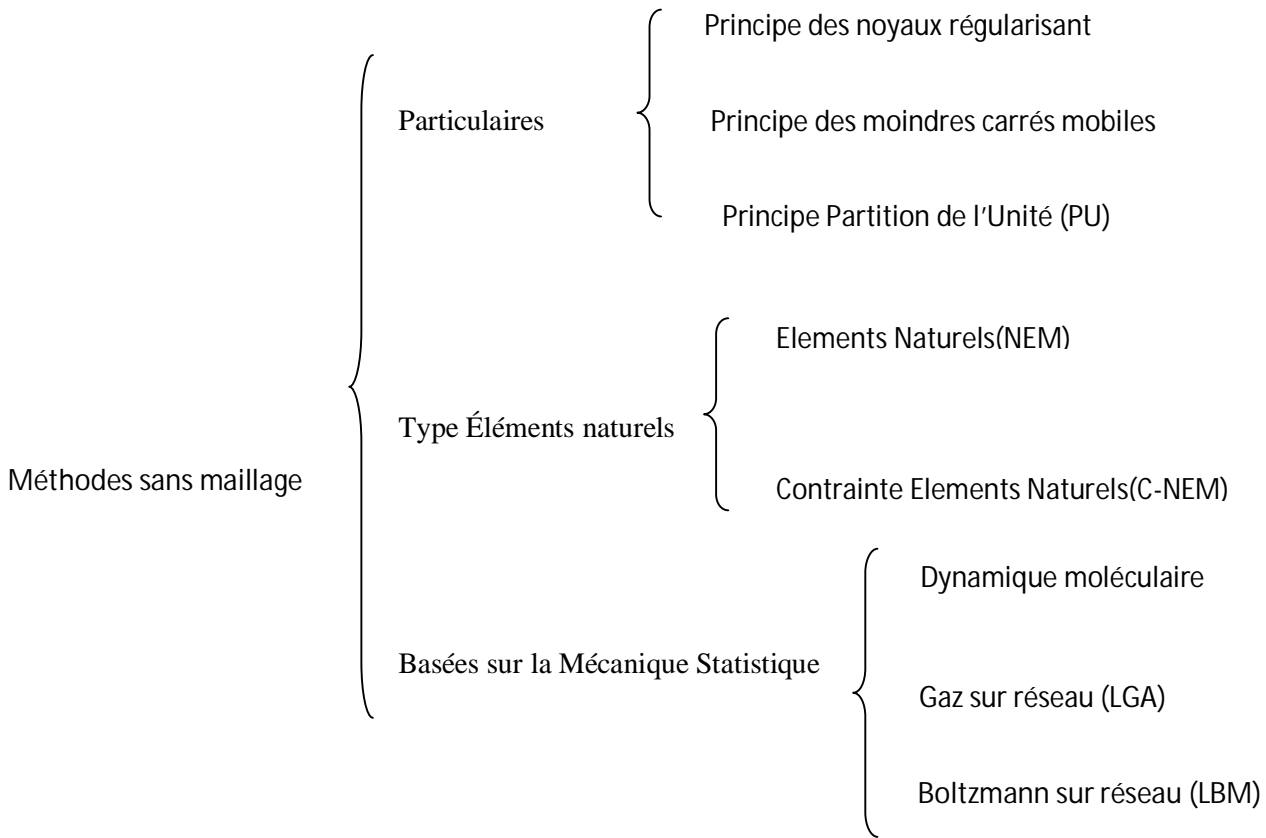


FIG II.2 : Classification des méthodes sans maillage

2.3 DESCRIPTION DE LA METHODE LBM

2.3.1 Introduction

Trouver la solution des équations différentielles aux dérivées partielles qui décrivent l'évolution des fluides, que l'on appelle équations de Navier-Stokes^[14] ou équations d'Euler^[14], est la tâche principale effectuée par les mécaniciens des fluides en utilisant des méthodes de résolution numériques, nous ramènent à utiliser des méthodes directes de résolution (différences finies, éléments finis, volumes finis). Cela consiste à faire une discrétisation spatiale et temporelle des équations macroscopique (Euler, Navier-Stokes). Une approche différente repose sur la simulation directe, au niveau macroscopique de l'évolution des particules dont est constitué le fluide. Depuis une vingtaine d'années une nouvelle méthode a été proposée, Lattice Gas Automata^[15], « les Gaz sur Réseau ». Elle suit le déplacement de milliers de "particules fluides" qui sont contraintes à se déplacer sur un réseau (qui peut être hexagonal, carré avec diagonales ou autre). Cette approche permet la simulation directe, au niveau mésoscopique de l'évolution des particules constituant le milieu et qui permet obtenir des informations très détaillées sur la

dynamique locale des fluides et de contribuer à la compréhension des équations d'état. D'autres versions simplifiées de cette approche microscopique ont été développées pour permettre la simulation d'écoulements de fluides visqueux, en particulier la méthode de Boltzmann^[15] sur réseau à laquelle nous sommes intéressés.

2.3.2 Automates cellulaires

Les automates cellulaires consistent à discrétiser l'espace par un réseau carré de pas $\Delta x=1$ (modèle de Hardy, de Pazzis et Pomeau^[16]). On associe à chaque lien du réseau une quantité qui prend la valeur 1 s'il y a une particule ou 0 sinon. En effet dans cette méthode l'espace, le temps, les vitesses et le nombre de particules sont présents à un instant donné, cela dans le but de disposer d'un simulateur le plus simple possible à programmer sur l'ordinateur pour modéliser les écoulements fluides.

2.3.3 Développement du Modèle de Boltzmann sur réseau

a) La Méthode Gaz sur Réseau

La méthode gaz sur réseau a été appliquée pour simuler les écoulements de fluides, cependant un certain nombre de problèmes relatifs à cette méthode l'empêchent d'être appliquée pour n'importe quelle configuration d'écoulement. Le problème majeur est le manque d'invariance Galiléenne^[15] qui peut être réglé en utilisant une technique de mise à l'échelle des équations du mouvement pour un écoulement de fluides simples, technique qui par ailleurs n'est pas possible pour les écoulements polyphasiques. Représentation des réseaux de nœud avec plusieurs particules (voir FIG II.3).

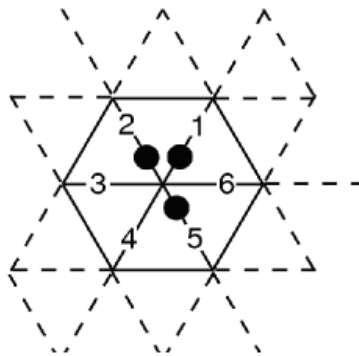


FIG II.3 : Réseaux de nœud avec des particules^[15]

b) Différentes équations d'état utilisées dans la méthode LBM:

L'équation classique de Boltzmann ^[15] est donnée sous la forme :

$$\partial_t f + c_\alpha \partial_\alpha f + F_\alpha \partial_{c_\alpha} f = \Omega(f) \quad (\text{II.1})$$

$$\partial_t = \frac{\partial}{\partial t}, \partial_\alpha = \frac{\partial}{\partial \alpha}, \partial_{c_\alpha} = \frac{\partial}{\partial c_\alpha}$$

$$f_i(r + c_i, t + 1) = f_i(r, t) - [A \cdot (f(r, t) - f^{eq}(r, t))] + w_i c_i \cdot F \quad (\text{II.2})$$

La masse volumique ρ , la vitesse u et les énergies internes e peuvent être trouvées à partir de fonction de distribution f comme suit :

$$\rho(r, t) = \int M f(r, c, t) dc$$

$$\rho(r, t) u(r, t) = \int M c f(r, c, t) dc$$

$$\rho(r, t) e(r, t) = \frac{1}{2} \int M u_0^2 f(r, c, t) dc \quad (\text{II.3})$$

Où :

M est la masse moléculaire et u_0 la vitesse particulaire ($u_0 = c - u$), la vitesse des particules, par rapport à celle de l'écoulement. L'énergie interne est donnée par :

$$e = \frac{3}{2m} k_B T \quad (\text{II.4})$$

Bien que raisonnablement précis pour des gaz à de basses pressions et à températures élevées, la loi du gaz idéale devient de plus en plus imprécise à des pressions plus élevées et à de plus basses températures. Dû aux non-idéalités venant du volume non-négligeable de molécules du gaz et des interactions attractives entre ces molécules. L'équation d'Etat de Van der Waals proposée en 1873 ^[17] prend en compte ces non-idéalités (utilisée dans nos simulations).

$$P_0 = \frac{\rho R T}{1 - b\rho} - a\rho^2 \quad (\text{II.5})$$

Dans nos simulation : $a = 9/49$ et $b = 2/21$ correspondant à la température critique $T_c = 4/7$. Bien que cette équation similaire à la loi des gaz parfaits et que capable de prévoir la formation d'une phase liquide.

D'autres équations d'état utilisées dans la simulation par la méthode LBM comme :

- **Shan & Chen (EOS)**

$$p = \frac{\rho}{3} - \frac{c_0}{2} \lambda \rho_0^2 \left[1 - e^{\frac{-\rho}{\rho_0}} \right]^2 \quad (\text{II.6})$$

Pour les réseaux D2Q9 et D3Q19, $C_0=6$, et pour le réseau D3Q15, $C_0= 10$ et λ représente la force des interactions inter particulaires ^[18].

- **Redlich-Kwong (EOS)**

$$p = \frac{\rho RT}{1 - b\rho} - \frac{a\rho^2}{\sqrt{T}(1 - b\rho)} \quad (\text{II.7})$$

Telque

$$a = \frac{0.42748R^2T_c^{2.5}}{p_c} \quad b = \frac{0.08664R T_c}{p_c}$$

- **Redlich-Kwong Soave (EOS)**

$$p = \frac{\rho RT}{1 - b\rho} - \frac{a\alpha(T)\rho^2}{(1 - b\rho)} \quad \alpha(T) = \left[1 + (0.480 + 1.574w - 0.176w^2) \left(1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}} \right) \right]^2 \quad (\text{II.8})$$

$$a = \frac{0.42748R^2T_c^{2.5}}{p_c} \quad b = \frac{0.08664R T_c}{p_c}$$

- **Carnahan-Starling (EOS)**

$$p = \rho RT \frac{1 + (b\rho/4) + (b\rho/4)^2 - (b\rho/4)^3}{(1 - b\rho/4)^3} - a\rho^2 \quad (\text{II.9})$$

$$a = \frac{0.4963R^2T_c^{2.5}}{p_c} \quad b = \frac{0.18727R T_c}{p_c}$$

c) Méthode de Boltzmann sur Réseau :

La méthode de Boltzmann sur réseau (LBM) basée sur des approches par particule mésoscopique pour simuler les écoulements diphasiques en milieu poreux. Elles représentent une alternative sérieuse aux méthodes traditionnelles.

Historiquement, l'approche de Boltzmann sur réseau s'est développée à partir des gaz bien qu'elle puisse également être dérivée directement de l'équation simplifiée de Boltzmann BGK^[19]. Les particules sautent d'un nœud de réseau au prochain, selon leur vitesse (discrète), ceci s'appelle la phase de propagation. Puis, les particules se heurtent et obtiennent une nouvelle vitesse. C'est la phase de collision, par conséquent la simulation procède dans une alternance entre les propagations de particules et les collisions.

La méthode de Boltzmann sur réseau considère les distributions de particules sur les nœuds de réseau avec un pas de déplacement Δt . La forme générale de l'équation de Boltzmann sur réseau est :

$$f_i(x + \Delta t c_{i,t} + \Delta t) = f_i(x, t) + \Omega_i \quad (\text{II.10})$$

d) Modèle à un seul temps de relaxation :

On peut simplifier le schéma de Boltzmann sur réseau en utilisant l'approximation de modèle BGK (Bhatnagar, Gross et Krook) qui permet de simplifier l'expression de $\Omega(f)$ qui doit satisfaire la conservation de la masse, la quantité de mouvement et l'énergie. Un tel opérateur est basé sur le concept de temps de relaxation constant et s'écrit :

$$\Omega(f) = -\frac{f(r, c, t) - f^{eq}(r, c, t)}{\tau} \quad (\text{II.11})$$

$f^{eq}(r, c, t)$ est la distribution d'équilibre locale de Maxwell^[20] et τ est le temps de relaxation qui est de l'ordre du temps entre les collisions. L'équilibre de Boltzmann avec l'opérateur de collision BGK a la forme suivante:

$$\frac{\partial f}{\partial t} + c \cdot \nabla f = -\frac{1}{\tau} (f - f^{eq}) \quad (\text{II.12})$$

e) Discrétisation l'équation de Boltzmann:

Le domaine réel est composé par des réseaux réguliers occupés par des particules discrètes. Les particules se déplacent d'un site du réseau à un autre site avec des vitesses discrètes e_α ($\alpha = 0, \dots, b$) où b est le nombre total des directions des vitesses possibles des particules qui entrent en collisions entre elles aux différents nœuds du réseau :

1) Le modèle D2Q9 bidimensionnel à 9 vitesses discrètes ($J=8$)

Le modèle de Boltzmann est construit sur un réseau espacé qui contient les particules liquides. Chacune de ces dernières est donnée comme un ensemble discret de vitesses pour le déplacement d'un nœud sur la grille à l'autre. Ceci représente l'advection de particules. Les particules sont redistribuées sur chaque nœud selon un ensemble des règles qui récupèrent le processus de collision (voir FIG II.4).

Les vecteurs e_j sont :

$$\begin{cases} e_0 & = (0,0) \\ e_{1,3}, e_{2,4} & = (\pm 1,0), (0, \pm 1) \\ e_{5,6,7,8} & = (\pm 1, \pm 1) \end{cases}$$

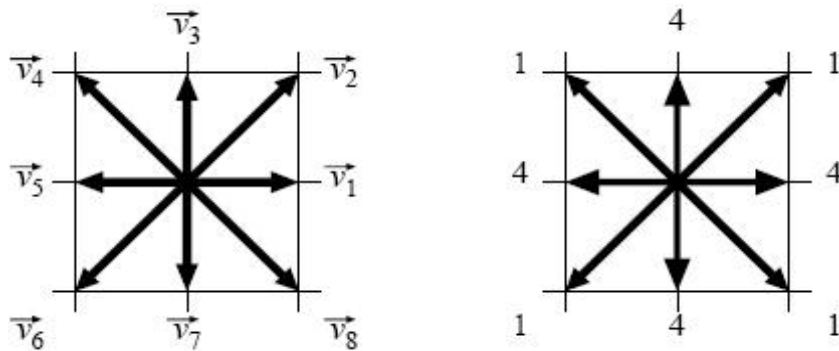


FIG II.4 : Réseau du modèle D2Q9

Ce modèle emploie un réseau D2Q9 avec neuf vitesses discrètes qui ont été à l'origine décrites par Koelmann^[21]. Ces règles signifient l'étape d'advection dans le modèle d'une particule d'un nœud à des autres excédents la vitesse c (voir le **tableau II.1**) et montre les règles de distribution de vitesse du nœud point zéro aux points voisins de nœud. La figure ci-dessous (FIG II.5) montre la commande de nœud des règles.

En comparant le **tableau II.1** à la figure ci dessous (FIG II.5), on peut voir comment les vitesses de particules sont redistribuées dans le processus d'advection.

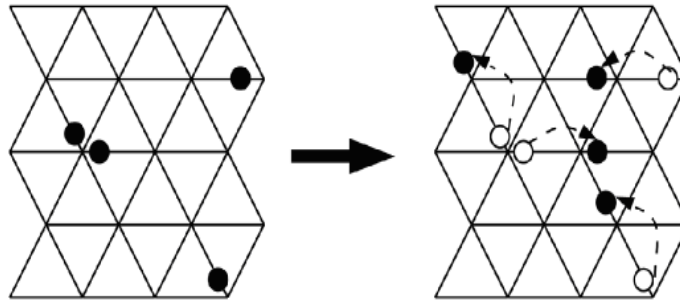


FIG II.5 : Propagation, particules se déplaçant à de nouvelles positions

L'évolution de temps du modèle est basée sur la distribution de particules et les collisions du modèle. L'évolution de temps est effectuée pendant la propagation des particules le long du réseau de points selon les règles décrites ci-dessus.

Koelmann^[21] (1991) Lattice Velocities:

$$C \{0\} = (0, 0)$$

$$C \{1, 3\} = (\pm c, 0)$$

$$C \{2, 4\} = (0, \pm c)$$

$$C \{5, 6, 7, 8\} = (\pm c, \pm c)$$

Tableau II.1: Différentes vitesses de réseau associées à la position relative sur la grille

Le processus de collision est limité par la fonction de distribution. Le seul temps BGK de relaxation et l'approche d'opérateur nous permet de résoudre cette distribution d'équilibre tels que des équations microscopiques et des équations de Navier-Stokes.

L'évolution de temps de la méthode BGK est résolu par :

$$F_i(x + c_i \Delta t, t + \Delta t) - F_i(x, t) = \Omega_i(x, t) \quad (\text{II.13})$$

$\Omega_i(x, t)$ est la relaxation simple d'opérateur du temps BGK et qui est résolu par :

$$\Omega_i(x, t) = -\frac{1}{\tau} [F_i(x, t) - \bar{F}_i(x, t)] \quad (\text{II.14})$$

$F_i(x, t)$: est la distribution courante des particules sur un nœud de réseau

$\bar{F}_i(x, t)$: C'est la fonction d'équilibre.

La distribution d'équilibre s'écrit:

$$\bar{F}_i(x,t) = \text{Ei}(\rho, \mu) \quad (\text{II.15})$$

Tel que :

$$\rho(x;t) = \sum_{i=0}^N F_i(x;t) \quad (\text{II.16})$$

$$\mu(x,t) = \sum_{i=0}^N c_i(x,t) \quad (\text{II.17})$$

2) Modèle bidimensionnel D2Q7 pour un réseau carré

Dans nos simulations, nous avons utilisé le modèle D2Q7. Un réseau orthogonal (voir figure ci-dessous avec sept vitesses discrètes est utilisé, les particules avec X_0 au centre ne se déplacent pas, le mouvement des particules (1, 2, 3, 4, 5 et 6) le long des directions diagonales et horizontale se fait avec la vitesse $C = \Delta x / \Delta t$. Les coefficients de pondération et l'ensemble des vitesses discrètes pour ce modèle sont :

$$\omega_\alpha \left\{ \begin{array}{l} 1/2 \quad \alpha = 0 \\ 1/12 \quad \alpha = 1,2,3,4,5,6 \end{array} \right\}$$

$$X_\alpha \left\{ \begin{array}{l} (0,0) \quad \alpha = 0 \\ (\pm 1,0)c \quad \alpha = 1,4 \\ (\pm 1/2), (\pm \frac{\sqrt{3}}{2})c \quad \alpha = 2,3,5,6 \end{array} \right\}$$

Avec les vitesses discrètes, la masse volumique et le moment hydrodynamique ρ_u peuvent être évalués comme:

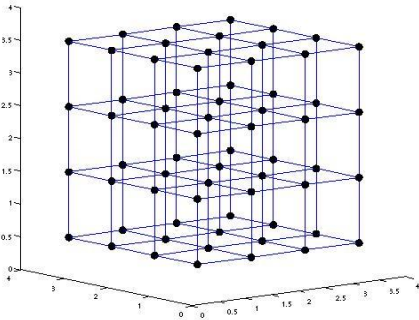
$$f_i^{eq}(\rho, u) = w_i \rho (1 + 1/c_s^2 (c_i \cdot u) + 1/2 c_s^4 (c_i \cdot u)^2 - 1/2 c_s^2 |u|^2) \quad \text{fonction d'équilibre} \quad (\text{II.18})$$

$$\sum_{i=1}^q f_i^{eq} = \sum_{i=1}^q f_i = \rho \quad (\text{II.19})$$

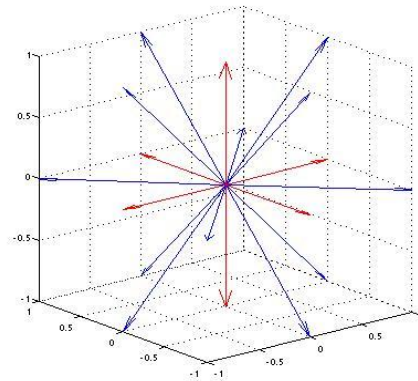
$$\sum_{i=1}^q f_i^{eq} \cdot C_{i\alpha} = \sum_{i=1}^q f_i \cdot C_{i\alpha} = J_\alpha \quad (\text{II.20})$$

$$u = J/\rho \quad \text{Loi de conservation locale}$$

J : quantité de mouvement
 u : vitesse de la particule
 ρ : masse volumique



Discrétisation de l'espace



Discrétisation des vitesses

FIG II.6 : Discrétisation des vitesses et l'espace a étudié ^[19]

2.3.4 Les conditions aux limites

Cependant, dans une certaine mesure, un développement de CL précis et efficace est aussi important comme un développement d'un modèle de calcul précis lui-même, puisqu'ils influenceront sur l'exactitude et la stabilité du calcul. Il y a deux classes de CL dans la simulation par LBM:

1) Les conditions aux limites ouvertes

Les conditions aux limites ouvertes dénotent inlets/outlets, frontières périodiques ou lignes de symétrie.

- **Les conditions aux limites périodiques**

Elles sont appliquées directement sur la fonction de distribution des particules, qui signifie que les particules sortant d'une frontière entreront dans la frontière opposée.

Les conditions aux limites périodiques peuvent être employées comme inflow/outflow dans la direction d'un écoulement. Par exemple, avec ces conditions le gradient de pression peut être inclus dans la simulation après la collision, qui est exprimée comme suit:

$$\tilde{f}_{\alpha-inlet} = \tilde{f}_{\alpha-outlet} - w_{\alpha} \frac{3dp}{c^2 dx} e_{\alpha} \cdot \bar{x} \tag{II.21}$$

dp/dx est le gradient de pression et \bar{x} est le vecteur d'unité dans la direction d'écoulement.

- **Extrapolation des conditions aux limites**

Les conditions aux limites périodiques peuvent être exprimées sous la forme suivante :

$$\begin{aligned} \tilde{f}_\alpha(i=1, j) &= \tilde{f}_\alpha(i=1, j) \\ \tilde{f}_\alpha(i=nx, j) &= \tilde{f}_\alpha(i=nx-1, j) \end{aligned} \tag{II.22}$$

Parfois, nous pouvons employer l'extrapolation pour trouver la fonction de distribution des particules (PDFs) à la frontière inflow/outflow.

- **Les conditions aux limites bounce-back pour l'entrée**

Basées sur le rebond en arrière de la fonction de distributions des particules ou la partie non-équilibrée du PDFs, une différence approche a été proposée pour obtenir le PDFs à l'entrée et de connaître la vitesse ou la pression. Dans cette approche, habituellement la frontière d'entrée est placée entre le nœud de frontière d'entrée et le premier nœud de fluide comme représenté sur la figure ci-dessous. Si le profil de vitesse est connu à l'entrée, le schéma standard bounce-back pour le PDFs inconnu à l'entrée.

$$\tilde{f}_{\alpha-inlet} = \tilde{f}_\alpha + 2w_\alpha \rho_{inlet} \frac{3}{c} e_\alpha U_{inlet} \tag{II.23}$$

w_α est le facteur de pondération et $e_\alpha, e_{\bar{\alpha}}$ dénotent les directions opposées tel que :

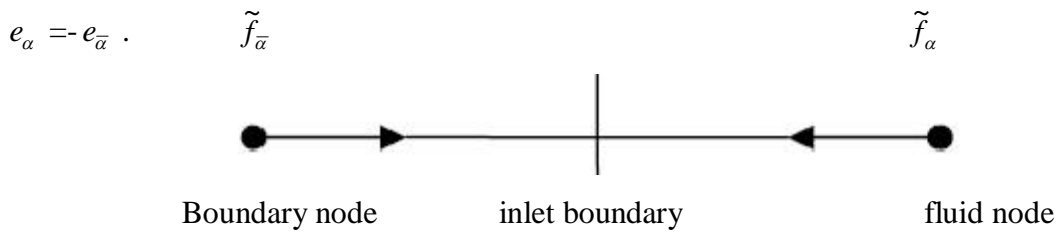


FIG II.7: Disposition de la frontière d'entrée

Grunau ^[19] place l'entrée sur le nœud de frontière et assigne une fonction de distribution d'équilibre $\tilde{f}_{\bar{\alpha}}$ à l'entrée. Pour le modèle D2Q9, ceci donne :

$$\tilde{f}_{\alpha-inlet} = \tilde{f}_\alpha^{eq} = w_\alpha \rho_{inlet} \left(1 + \frac{3}{c^2} e_\alpha U_{inlet} + \frac{9}{2c^4} (e_\alpha u_{inlet})^2 - \frac{3}{2c^2} u_{inlet}^2 \right) \tag{II.24}$$

Cependant on a rapporté que cette méthode a une plus grande erreur que la méthode standard de bounce-back.

2) Les conditions aux limites solides

Les conditions aux limites Bounce-back sont les plus simples conditions aux limites solides. Quand la distribution des particules superpose sur un nœud solide, ils rebondissent en arrière sur le long des nœuds liquides.

Le Schéma **halfway bounce-back** ^[15] est facile à mettre en application et avec deuxième ordre d'exactitude pour les limites des solides uniformes. Les conditions aux limites proposées par Mei et Al ^[20] possèdent la capacité de manipuler les géométries complexes, par exemple la frontière incurvée.

- **Les conditions aux limites solides de Fullway and halfway bounce-back**

Les conditions aux limites pour le solide sont largement utilisées dans les méthodes classiques. La méthode de LBM directement adoptée les CL solides de la méthode LGA ^[15], qui basée sur les conditions de Fullway bounce-back ^[15]. Dans le schéma de Fullway bounce-back, quand une particule liquide se heurte un nœud solide, il dispersera en arrière des nœuds liquides sur tout le chemin, c.-à-d. $\tilde{f}_{\alpha}^{out} = f_{\alpha}^{in}$ Ou \tilde{f}_{α}^{in} est la fonction de distribution des particules entrant dans les sites de frontière, \tilde{f}_{α}^{out} est la fonction de distribution des particules sortant dans les sites de frontière. Les CL de fullway bounce-back est très simple et conservative à la masse et la quantité de mouvement avec une exactitude de première ordre.

- **Les conditions aux limites solides pour une frontière incurvée**

Bien que les conditions aux limites de halfway bounce-back, ce trouve au deuxième ordre d'exactitude et très faciles de mettre en application, mais il rencontre des problèmes aux frontières incurvées. Afin de résoudre cette difficulté, plusieurs méthodes ont été proposées sur les frontières incurvées, parmi lesquels les CL proposées par Mei, Luo et Shyy (MLS) ^[24] est le plus simple pour mettre en application et peut également manipuler des conditions aux limites différentes, par exemple frontière mobile.

2.4 CONCLUSION

La simulation numérique par des méthodes alternatives fait l'objet de nombreux travaux de recherche dans le monde. Lors de la mise en œuvre de ces méthodes, les domaines fluide et structure ne sont plus représentés par un maillage, mais par un ensemble de points de contrôle représentant des volumes élémentaires de matière qui sont suivis dans leur mouvement. Ces méthodes sont aussi qualifiées de lagrangiennes ou encore particulaires. Pour cela on trouve la technologie actuelle basée beaucoup sur ces méthodes d'évolution.

On trouve que, la méthode (LBM) possède les avantages de simplicité d'algorithme, et évite le passage pour la résolution de l'équation de Poisson^[3] mais utilise plutôt une équation pour les fluides légèrement compressibles. Elle peut être particulièrement appliquée pour résoudre des systèmes dont les dimensions sont relativement comparables au libre parcours moyen des particules, et retrouver l'équation de Navier-Stokes en choisissant le modèle approprié de la fonction de distribution d'équilibre en utilisant le développement de Chapman-Enskog^[15]. Et enfin elle permet de faciliter les analyses expérimentales de laboratoires.

On peut estimer que la simulation numérique peut être un très bon outil d'appoint lors d'une étude. Cependant, il ne peut être utilisé seul et ne peut permettre que de déterminer les cas intéressants qu'il faudra vérifier de manière expérimentale par la suite.



CHAPITRE III

MISE EN ŒUVRE ALGORITHMIQUE ET INFORMATIQUE DE LA METHODE LBM : APPLICATION

3.1 Introduction

La méthode de Boltzmann sur réseau (LBM) a été appliquée avec succès pour simuler les déplacements diphasiques en milieux poreux. La méthode LBM est basée sur les équations cinétiques mésoscopiques dans lesquels le comportement collectif des particules dans un système est employé pour simuler les mécanismes du système continu. En raison de sa nature cinétique, la méthode LBM est avérée particulièrement utile dans les applications de dynamique d'interface et les géométries complexes, par exemple les écoulements multiphasiques, à avantages suivants :

- Procédé simple calcul.
- Exécution simple et efficace pour le calcul parallèle.
- Manipulation facile et robuste des géométries complexes.
- Calcul avec performance élevée en ce qui concerne la stabilité et l'exactitude.

3.2 Applications de la méthode LBM

La méthode LBM a été utilisée avec succès dans un très grand nombre d'applications. L'utilisation des méthodes classiques (avec maillage) est limitée par les problèmes rencontrés lors du maillage, par contre LBM a démontré sa capacité de simuler des géométries très complexes, par exemple les systèmes hydrodynamiques, systèmes magnétohydrodynamiques et l'écoulement à plusieurs composants traversant les milieux poreux (voir FIG III.1).

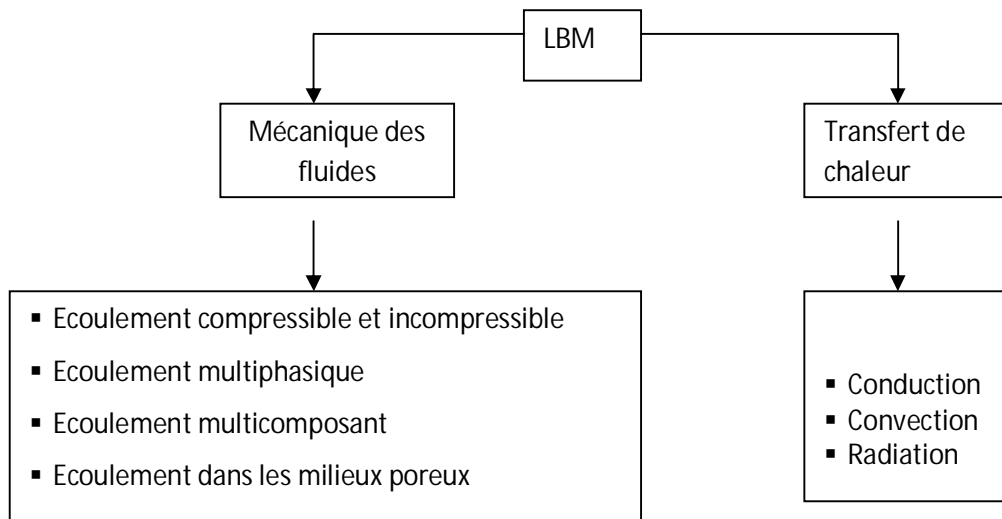


FIG III.1 : Différents domaines d'applications de la méthode LBM

3.3 Organigramme de la méthode Boltzmann sur réseau

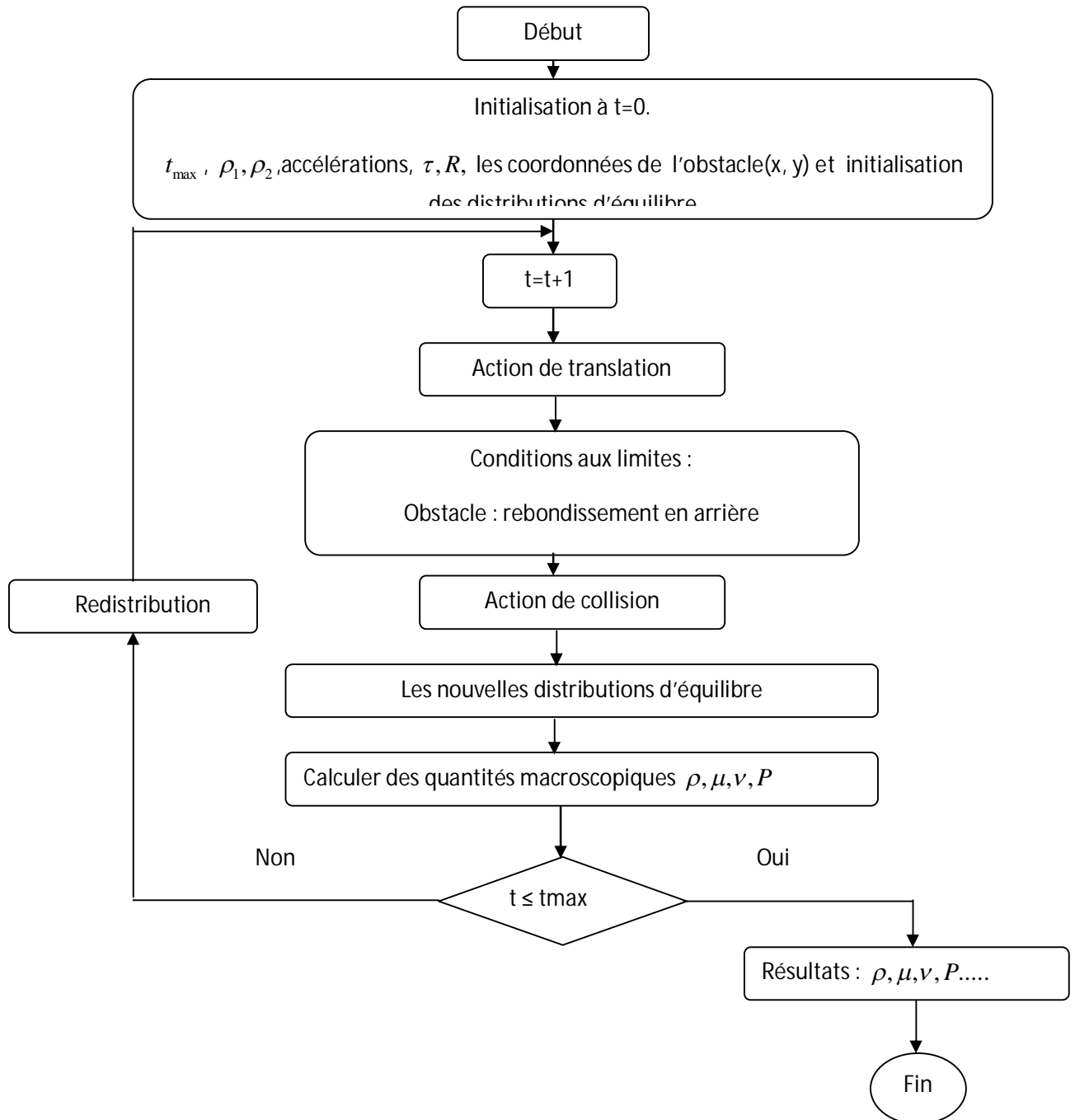


FIG III.2 : Organigramme de la méthode LBM

3.4 Code de Lattice Boltzmann (LBM)

Le code LBM est écrit en Fortran, il peut s'exécuter sur divers plateformes (Windows XP-PC, HP, SGI, Linux-PC, FujitsuVPP, Cray T-90, NEC SX 4/5), est basé sur deux fichiers lors d'exécution:

- 1) Fichier de configuration (lbm.par).
- 2) Fichier des coordonnées de la géométrie d'obstacle (lbm.obs).

3.4.1 Organigramme d'exécution du code LBM

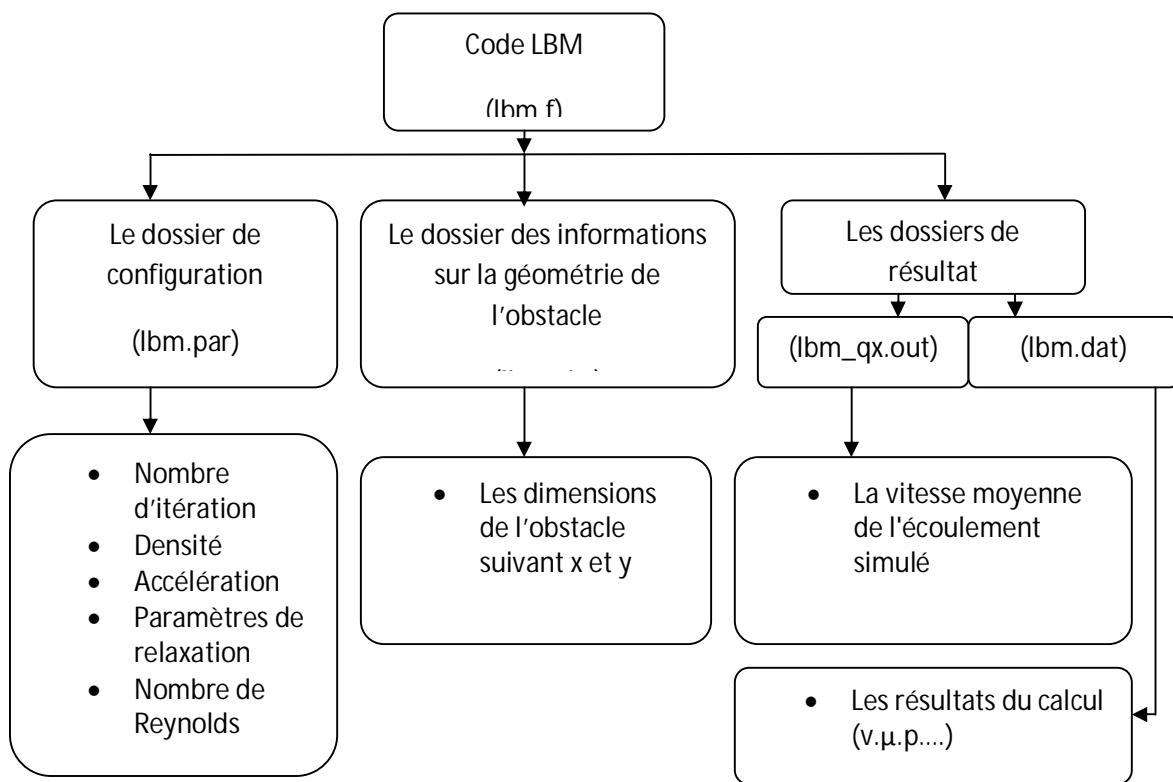


FIG III.3 : Organigramme d'exécution du code LBM

3.5 Application

3.5.1 Simulation des déplacements diphasiques en milieux poreux à l'échelle microscopique par la méthode LBM

Un milieu poreux réel prélevé dans un réservoir pétrolier situé à Hassi-Messaoud (Algérie) est défini par une image, puis traité de manière à obtenir une image binaire lisible. **La figure III.8** montre l'application sur une image (un milieu poreux). Pour de petits domaines, la représentation du milieu poreux dans le modèle est obtenu en définissant des obstacles solides. La condition Standard Bounce-Back (SBB) est appliquée comme condition aux limites. Cette condition a été imposée aux surfaces solides (y compris les obstacles) pour assurer ce que l'on appelle la condition de non glissement. A partir de ce réservoir réel, on a prélevé un échantillon à simuler par la méthode LBM (voir FIG III.4).

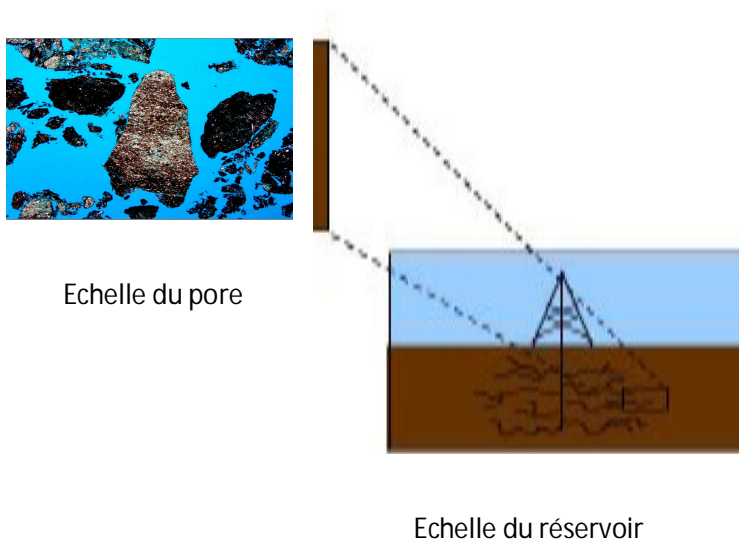


FIG III.4: Echelles microscopique et macroscopique ^[3]

Actuellement dans l'industrie pétrolière on peut avoir différentes échelles du milieu poreux (voir FIG III.5)

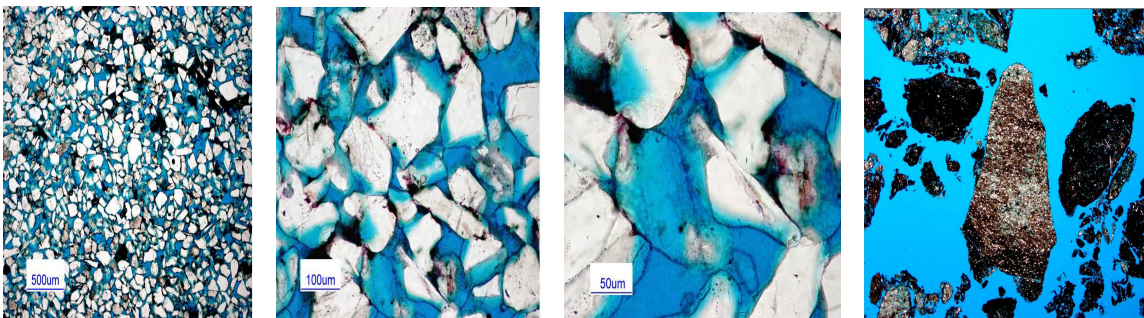


FIG III.5 : Différentes échelles des milieux poreux ^[2]

3.5.1.1 Déplacements diphasiques dans un milieu poreux reconstruit

Dans un milieu poreux, pour les faibles vitesses d'écoulement peut être estimé numériquement selon la loi de Darcy suivante :

$$K = \frac{Q\mu}{A\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)} \quad (\text{III.1})$$

Q est le débit, ΔP est la différence de pression entre amont et aval du milieu poreux, μ est la viscosité dynamique de fluide, A est la section du milieu poreux, ΔL est la longueur du milieu, K est la perméabilité intrinsèque du milieu représentant la résistance du matériau au passage de matière.

Walsh et al ^[25] ont proposé une expression analytique pour calculer la perméabilité intrinsèque qui dépend de la structure du milieu poreux :

$$k_s = \frac{(1-n_s)\nu}{2n_s} = \frac{\varepsilon\nu}{2(1-\varepsilon)} \quad (\text{III.2})$$

n_s est la fraction de solide dans le milieu poreux, ε est la porosité du milieu poreux, ν est la viscosité cinématique de fluide.

Dans la simulation la valeur adimensionnelle de la perméabilité est donnée par :

$$K = (1/Lc^2) \times k_s \quad (\text{III.3})$$

Lc représente la longueur d'un coté du réseau.

Avant de simuler par le code LBM, on va remplir le fichier de configuration (lbm.par) par les données citées dans le tableau ci-dessous.

Nombre d'itération	Masse volumique de fluide (kg/m ³)	Masse volumique de redistribution accélération	Relaxation Oméga	Nombre de Reynolds	Dimension du milieu (Pixels)	viscosité (mPa.s)	porosité (%)	temps (s)
4000	800	0.0068	1.268	1000	170×170	0.0721	15	4000

Tableau III.1 : les données d'entrées (input data)

3.6 Résultats et discussions

Dans la suite un milieu poreux (carottes) est prélevé à 3495m de profondeur dans un réservoir pétrolier, on est arrivé à obtenir une image à l'échelle millimétrique avec une dimension 170×170 pixels de milieu poreux, avec ces caractéristiques pétrophysiques (roche) et dynamiques (fluide) puis traitée de manière à distinguer les zones fluides et les zones solides, afin d'appliquer les conditions aux limites (voir FIG III.6).

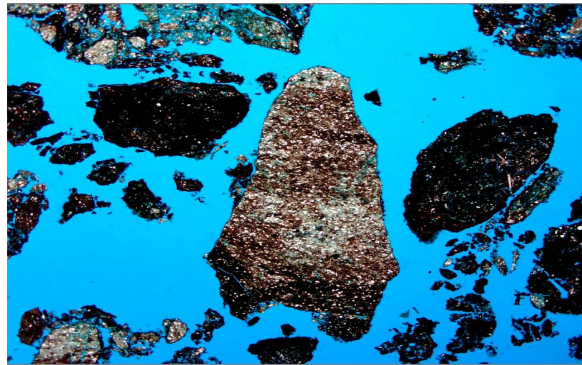


FIG III.6 : Milieu poreux à simuler

A partir de l'image qu'on a et un programme en Matlab qui transforme une image réelle vers numérique, on va aboutir une image de milieu poreux numérique, puis on va simuler avec le code LBM (voir FIG III.7).

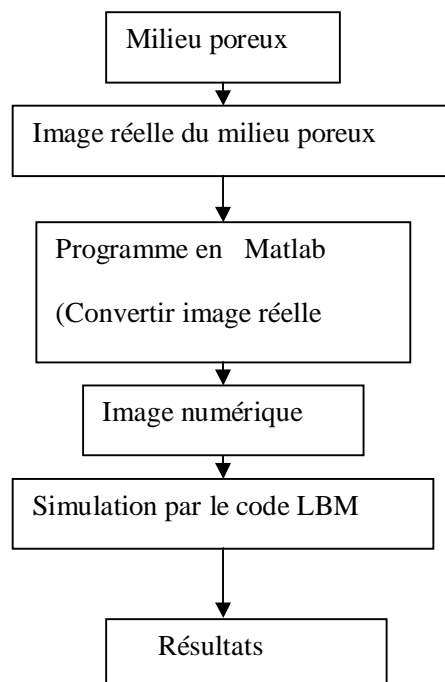


FIG III.7 : Structure générale pour simuler un déplacement diphasique en milieu poreux

3.6.1) Déplacements diphasiques dans un milieu poreux (couple eau/ huile)

a) Profil de pression

Le processus de déplacement d'un fluide par un autre avec le phénomène de pression capillaire dans la partie de transition dans le milieu poreux considéré, il crée, un mouillage élevé anormal de saturation, c'est des forces capillaires qui ralentis le déplacement des fluides dans le milieu poreux. Par contre au début de balayage en remarque une forte distribution de la pression d'où à la géométrie des pores connectés entre eux et avec le temps prend le chemin le plus poreux et perméable (voir FIG III.9).

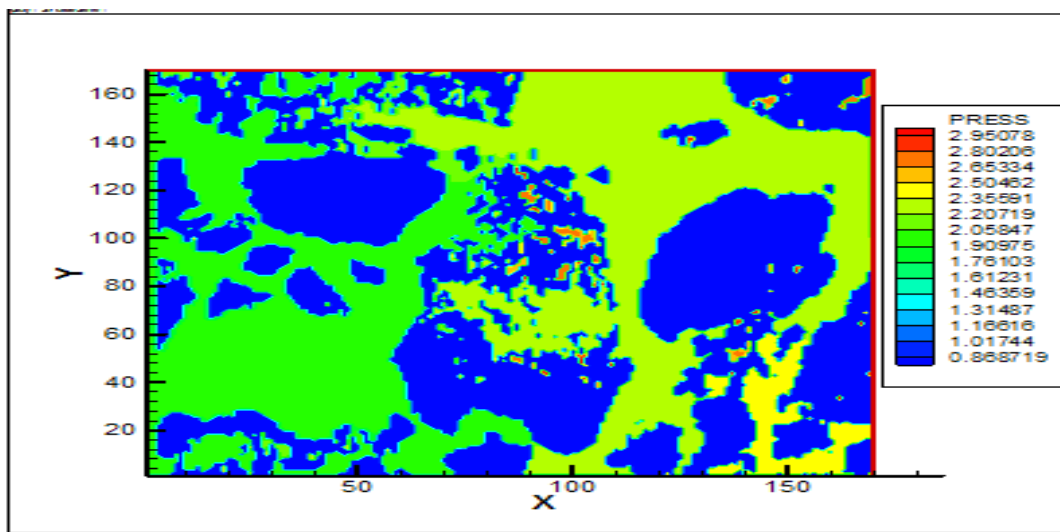


FIG III.9 : Contour de la pression dans le milieu poreux

b) Profil de densité

La masse volumique des fluides dans les déplacements diphasiques joue un rôle primordial pour choisir le meilleur fluide moteur injecté et avoir un taux de récupération élevé (voir FIG III.10).

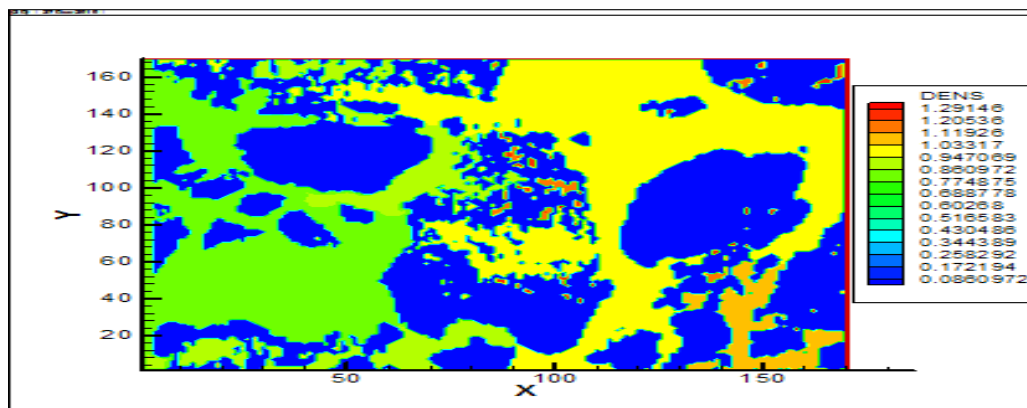


FIG III.10 : Contour de la densité dans un milieu poreux

c) Profil de vitesse suivant x (v_x)

Dans la figure (III.11) la couleur rouge représente la matrice solide et les autres couleurs représentent la vitesse des fluides. On observe une augmentation de vitesse dans les points interconnecter entre les pores et la matrice solide, dans ce cas l'avancement de front plus rapide mais les autres points subissent un phénomène de mouillabilité et la tension interfaciale qui ralentit l'avancement de front (voir chapitre I).

Les endroits de la vitesse indiquent qu'il y a des zones de accélération (couleur bleu) et des zones de ralentissement (couleur verte) dans la quelle l'écoulement presque stagnant. Ainsi, même si une répartition très homogène des écoulements en entrée et en sortie du milieu est observée, l'écoulement dans un pore ne suit pas la direction principale de l'écoulement sur la totalité du flux entrant, une partie du fluide est déviée et alimente le pore voisin.

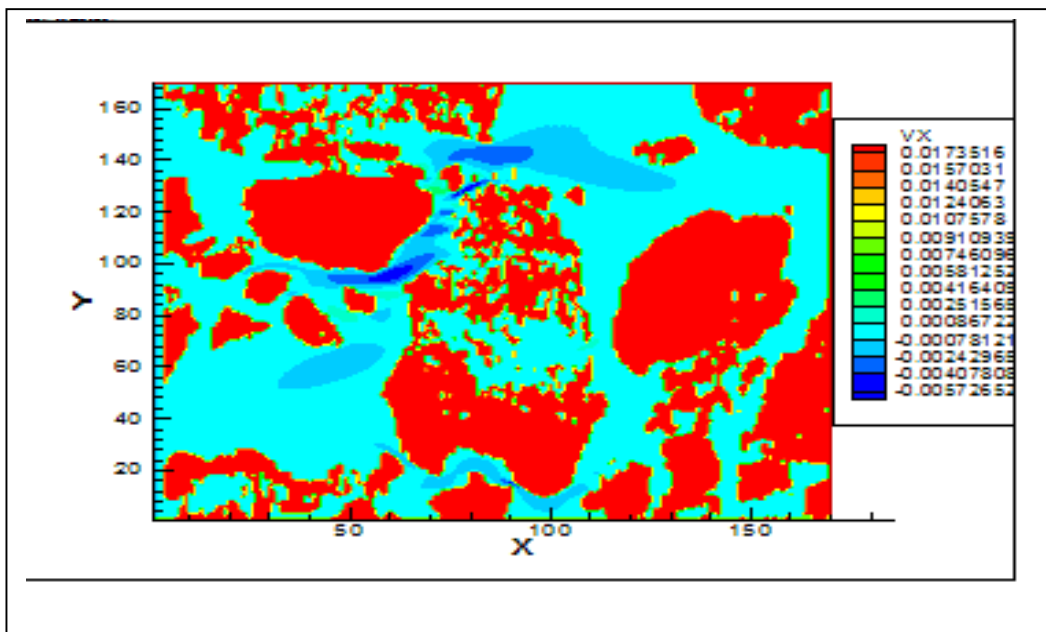


FIG III.11:Contour de la vitesse suivant X (V_x) dans le milieu poreux

d) Profil de vitesse suivant y (v_y)

Dans la figure (III.12) la couleur verte représente la matrice solide et les autres couleurs représentent la vitesse des fluides dans ce cas la distribution des vitesses dans le milieu est très importante revient à une perméabilité élevée suivant y mais toujours existe une force de pression entre les pores c'est la pression capillaire.

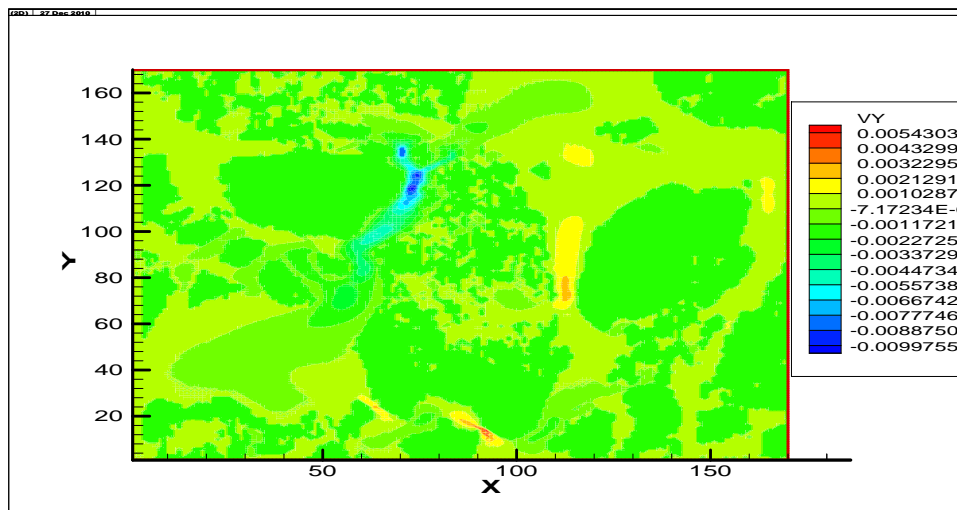


FIG III.12:Contour de la vitesse suivant y (V_y) dans le milieu poreux

e) Profils des lignes de courant

La figure (III.13) représente les lignes de courant/trajectoires de particules fluides ont été déterminées à partir des champs de vitesses en suivant les positions successives de ces particules fluides. L'observation des résultats obtenus au cours de ces simulations montrent que la totalité des particules fluides émises prennent le chemin principal de l'écoulement. En conséquence, il y a des particules qui sont réorientées.

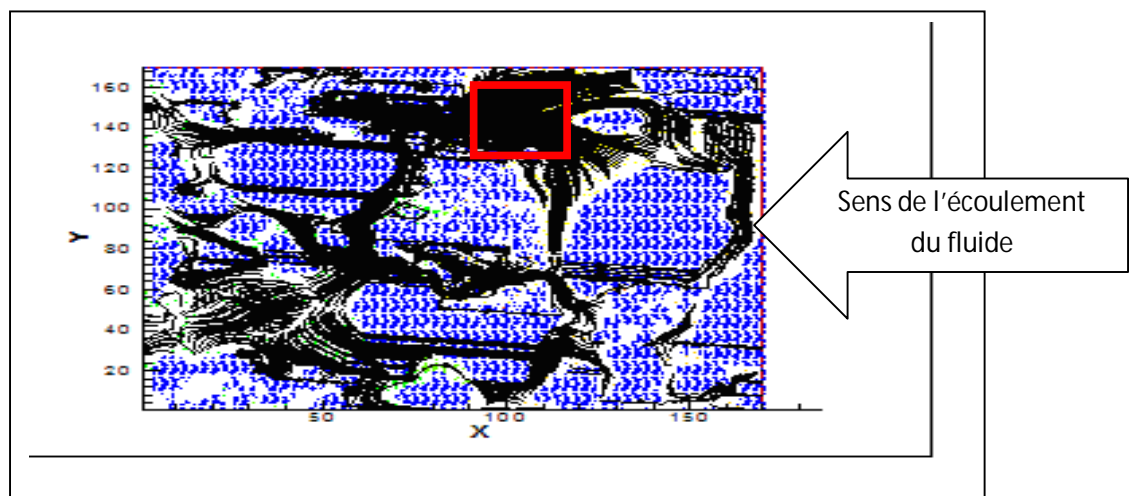


FIG III.13 : Lignes de courant (Tecplot)

A chaque fois on connaitre la masse volumique de fluide in situ on peut varier le nombre d'itérations parce que elle est proportionnelle (couple eau-huile)(voir FIG III.14).

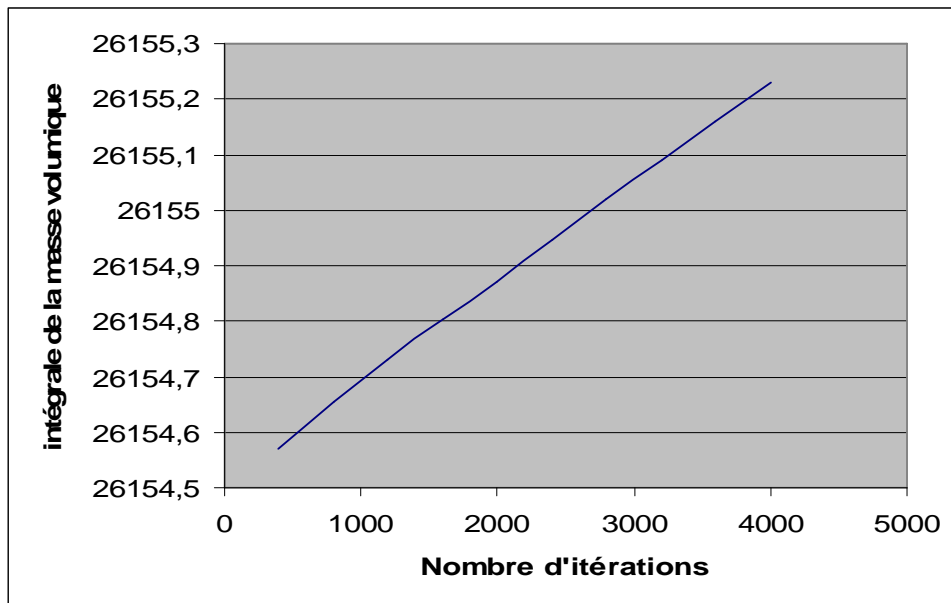


FIG III.14 : Variation de l'intégrale de la masse volumique en fonction de nombre d'itérations

Dans la simulation des déplacements diphasiques en milieu poreux, très important de connaître la vitesse des fluides en fonction de temps pour avoir une idée sur le déplacement de front (voir FIG III.15).

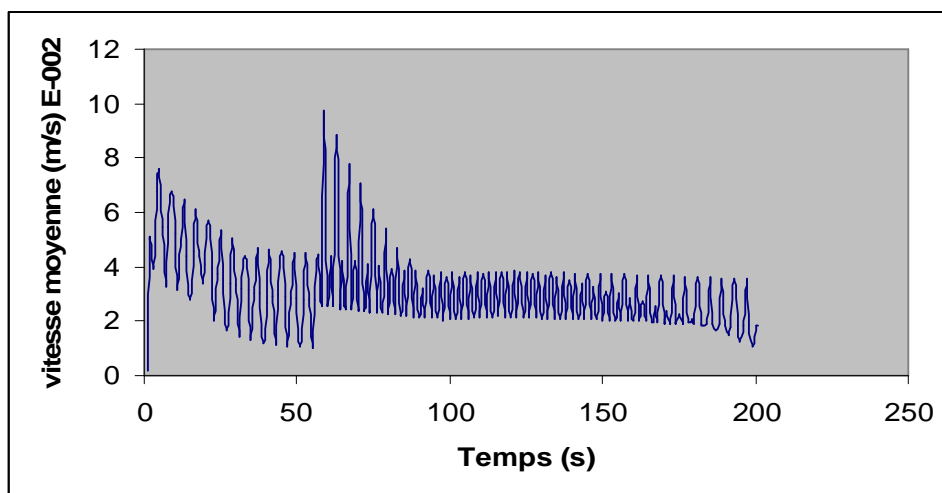


FIG III.15 : Variation de la vitesse moyenne en fonction de temps

Les résultats obtenus après la simulation d'un déplacement diphasique couple eau-huile en milieu poreux par le code LBM (voir Tableau III.2).

Viscosité (mPa.s)	Vitesse moyenne (m/s)	Nombre de Reynolds
7.2e-002	7.1e-004	9.85

Tableau III.2 : Résultats obtenus après la simulation (couple eau-huile)

3.6.2) Déplacements diphasiques dans un milieu poreux (couple gaz/huile)

a) Profil de pression

Dans la figure (III.16) la couleur bleu présente la matrice solide et les autres couleurs présentes la pression, le processus de déplacement d'un fluide par un autre dépend de la saturation initiale de gaz qui plus rapide à saturer le milieu, le phénomène de mouillabilité qui facilite le déplacement et distribution de pression. Lorsqu'en injectant le gaz sur un échantillon saturé en huile à haute pression, est généralement on trouve une basse tension interfaciale entre l'huile en place et le gaz injecté.

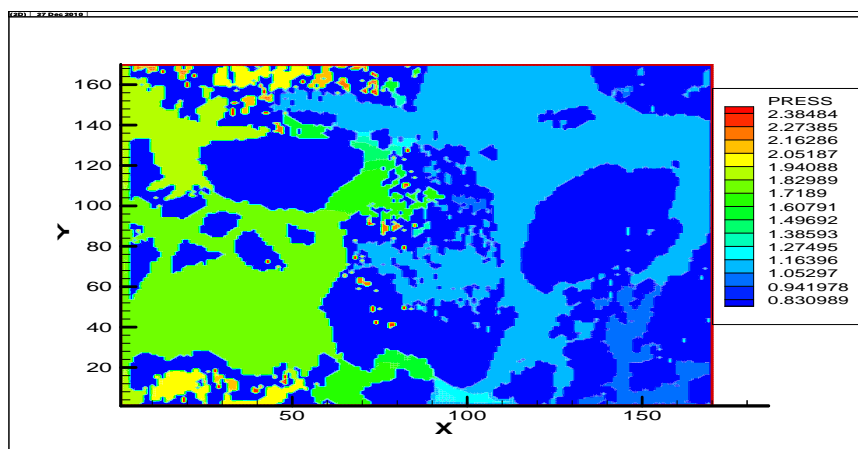


FIG III.16 : Contour de la pression dans le milieu poreux.

b) Profil de densité

Dans la figure (III.17) la couleur bleu représente la matrice solide et les autres couleurs représentent la masse volumique des fluides, la variation de la perméabilité adimensionnelle en fonction de la viscosité dynamique est obtenue à partir des équations citées dans le chapitre II. La figure (III.17) montre aussi que la perméabilité adimensionnelle augmente avec l'augmentation de la viscosité dynamique mais l'effet de la viscosité dynamique sur la variation de la perméabilité adimensionnelle devient négligeable pour un écoulement visqueux dans les réseaux de grandes dimensions.

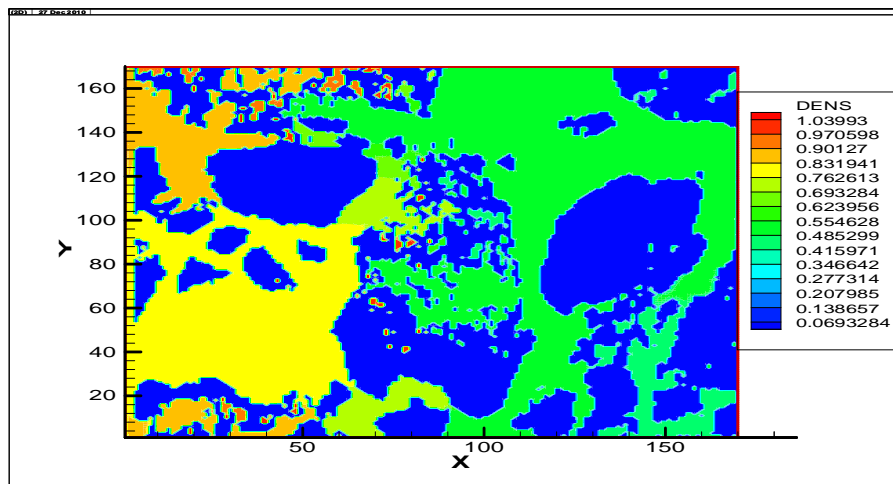


FIG III.17 : Contour de la densité dans le milieu poreux.

c) Profil de vitesse suivant x (v_x) et y (v_y)

Dans la figure (III.18) le vecteur de vitesse coloré par la composante horizontale et verticale respectivement obtenu après 500 itérations, les figures montrent le comportement irrégulier de champ de vitesse, les zones jaunes pour V_x et vertes V_y sont représenté la matrice solide (les roches). Les endroits de la vitesse indiquent qu'il y a des zones d'accélération (couleur rouge) et des zones de ralentissement (couleur bleu) dans la quelle l'écoulement presque stagnant. Ainsi, même si une répartition très homogène des écoulements en entrée et en sortie du milieu est observée, l'écoulement dans un pore ne suit pas la direction principale de l'écoulement sur la totalité du flux entrant, une partie du fluide est déviée et alimente le pore voisin.

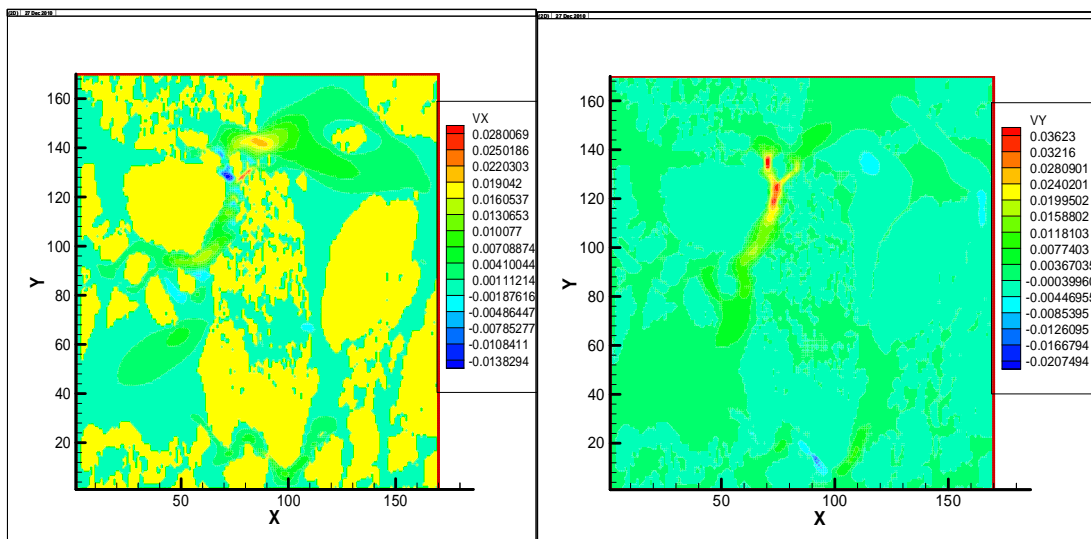


FIG III.18 : Contour de la vitesse suivant X(V_x) et Y (V_y) dans le milieu poreux,

d) Profils des lignes de courant

La figure(III.19) représente les lignes de courant/trajectoires des particules fluides dans le champ de vitesses. Le gaz naturel injecté pénètre dans la totalité de milieu parce que la saturation initiale de gaz dans le milieu poreux est plus rapide par apport à l'injection d'eau revient aux caractéristiques dynamiques de fluide à injecter et de milieu, par exemple la viscosité, densité, mouillabilité, tension interfacial, perméabilité relative, etc.

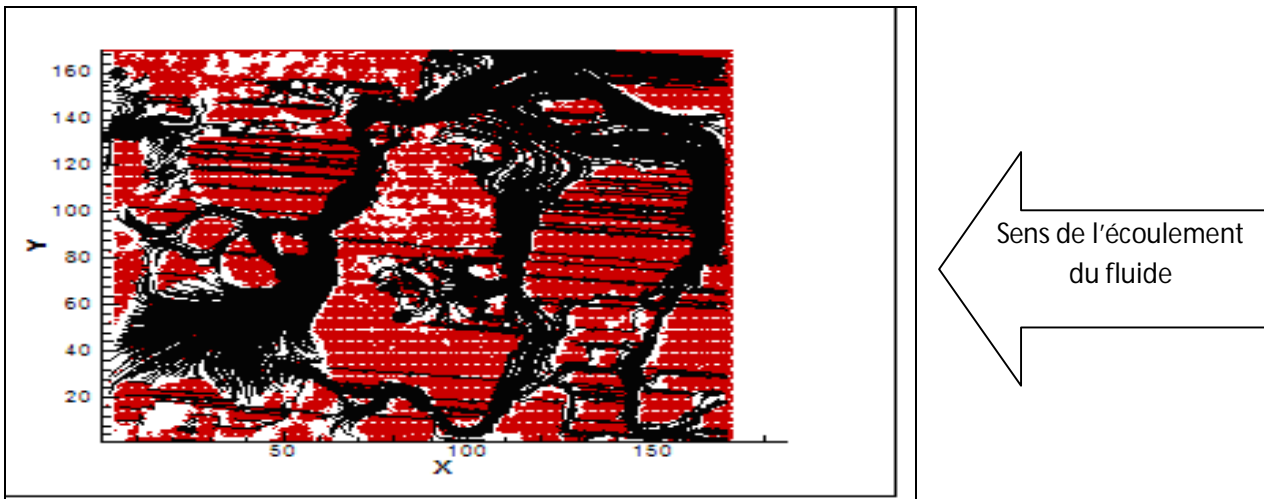


FIG III.19 : Les Lignes de courant

Dans le couple gaz-huile la masse volumique n'est pas proportionnelle au nombre d'itérations par rapport au couple eau-huile qui proportionnelle (voir FIG III.20).

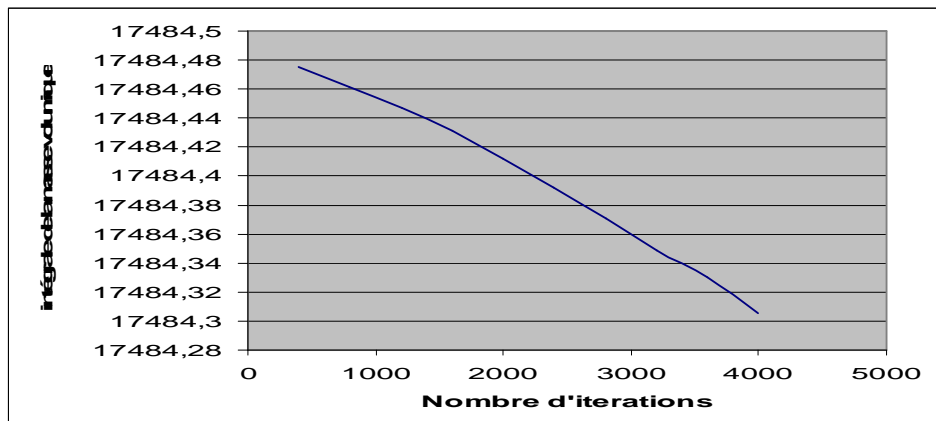


FIG III.20 : Variation de l'intégrale de la masse volumique en fonction de nombre d'itérations

Les résultats obtenus après la simulation d'un déplacement diphasique couple gaz-huile en milieu poreux par le code LBM (voir Tableau III.3).

Viscosité (mPa.s)	Vitesse moyenne (m/s)	Nombre de Reynolds
7.2 e-002	3.5 e-003	47.8

Tableau III.3 : Résultats obtenus après la simulation (couple gaz-huile)

3.7 Conclusion :

La modélisation et la simulation des déplacements diphasiques en milieu poreux (voir la figure III.7) par une approche mésoscopique offre une vision générale sur les paramètres influents au cours de balayage :

- L'observation des résultats obtenus au cours de ces simulations montrent que le déplacement des fluides dans le milieu poreux dépend essentiellement de la géométrie des pores, **morgan et al** ^[3]. illustrent que les roches de grands pores à une basse saturation irréductible de l'eau et les points d'extrémités de la perméabilité relative sont élevés contraire aux roches qui contiennent des petits pores (voir la figure III.9).
- D'autre part, l'évolution de la tension interfaciale et de la mouillabilité lorsque la température augmente peut également contribuer à favoriser une diminution de la saturation en eau et augmenter l'huile résiduelle, l'évolution du rapport K_{ro}/K_{rw} avec la température obéit à des règles moins générales, mais le sens de ces changements n'est pas prévisible.
- Les perméabilités relatives en écoulement diphasique huile/eau variaient avec la température, on constate que lorsque la température croît, la saturation irréductible en eau S_{wi} augmente alors que la saturation résiduelle en huile S_{or} diminue.
- Selon Forbe^[3] 10 à 15% de la production de l'huile ne se produirait pas sans analyse des carottes à l'échelle des pores. La combinaison des résultats des carottes avec des lois fondamentales de la dynamique, de la physique des fluides et quelques propriétés facilement mesurables contribuées l'amélioration de la récupération de fluide en place.
- Selon plusieurs études similaires avec différents milieux poreux (carottes) prélevés dans le même réservoir, toujours le meilleur choix de fluide moteur injecté dans tout ces études c'est le gaz revient aux résultats obtenus.
- On observe dans le cas où l'avancements de front n'est pas rapide part a une existence de la pression capillaire qui ralentit le balayage de fluide en place (**voir les figures III9, 16**).

A partir de tous ces résultats obtenus sur les déplacements diphasiques en milieux poreux à l'échelle microscopique, il serait intéressant de refaire une étude similaire sur les déplacements diphasiques en milieux poreux à l'échelle macroscopique (réservoir), afin de confirmer l'importance et l'exactitude des ces résultats et de choisir le fluide moteur injecté pour augmenter le taux de récupération.

CHAPITRE IV

APPROCHE MACROSCOPIQUE : SIMULATION SOUS ENVIRONNEMENT ECLIPSE

4.1 Introduction

A partir des résultats expérimentaux obtenus par l'étude de la récupération assistée de pétrole à travers les carottes prélevées dans le réservoir, indiqué dans le tableau **IV.1** et compte tenu des résultats de la simulation numérique par la méthode LBM, il serait intéressant de faire une confrontation avec une approche macroscopique (échelle du réservoir). Le code Eclipse dédié à la simulation en réservoir engineering sera utilisé. Pour la simulation des réservoirs pétroliers, il existe plusieurs codes de calcul parmi lesquels on peut citer : ECLIPSE, FrontSim, PETREL, VIP, UTCHEM, etc.

Il existe différents types de simulateurs correspondant à différents modèles mathématiques :

- Equations de base pour l'eau, huile, gaz + propriétés fluides :
 - **Simulateur black-oil**
- Equations de base par constituant + équations thermodynamiques :
 - **Simulateur compositionnel**
- Equations de base pour matrice et fissures + termes d'échange matrice-fissures :
 - **Simulateur double milieu**
- Equations de base + équation de conservation de l'énergie :
 - **Simulateur thermique**

Dans ce chapitre nous avons implémenté le code ECLIPSE 100 qui utilise le modèle black oil. Il permet de simuler des écoulements multiphasiques en trois dimensions avec exécution d'un schéma implicite. A signaler que la version ECLIPSE 300 a été développée sur la base d'un modèle compositionnel.

Le code ECLIPSE écrit en FORTRAN 90 est très robuste. Il peut être exécuté soit sur un PC à haute performance ou sur une station de travail. On peut exécuter les deux modèles black oil et compositionnel en parallèle. Le simulateur a la capacité de simuler de façon satisfaisante les phénomènes très complexes et permet également de considérer le phénomène de diffusion entre toutes les phases.

La description mathématique des phénomènes de transport en milieux poreux repose sur la géométrie du milieu poreux, les équations fondamentales de l'écoulement et du transport multiphasique pour plusieurs composants. Ces équations de base sont : l'équation de conservation de la masse, l'équation de pression et l'équation d'énergie.

4.2 Orientation Générale

a) Etudes expérimentales

Elles ne sont pas assez nombreuses avec des modèles à l'échelle de la Section (Darcy ^[4]).

b) Etudes numériques

➤ Echelle macroscopique

Correspond à l'échelle du réservoir (m-km) et dépend des variations de différents paramètres (porosité, perméabilité, etc.) en fonction de temps, évolution de la dispersion en fonction du nombre de Peclet ou Damkohler^[26].

➤ Echelle microscopique

Représente à l'échelle du pore (μm) et dépend des variations de différents paramètres (mouillabilité, perméabilité relative, géométrie des pores, tension interfacial, etc.)^[27,28].

4.3 Approche macroscopique

Dans le cadre d'une approche macroscopique, on considère que l'écoulement à travers une portion ou élément de sol s'effectue globalement de manière uniforme sur toute sa section. Les spécificités locales de l'écoulement ne s'expriment ainsi pas de manière explicite, mais se reflètent dans un comportement global [Crawford, 1994] ^[29].

La vitesse réelle de l'eau à travers un élément de sol varie d'un point à un autre. Si l'on considère une section donnée, la vitesse réelle moyenne ou vitesse moyenne de pore V_r s'exprime par le rapport du débit Q à la section globale des pores qui participent à l'écoulement S_r .

$$v_r = \frac{Q}{S_r} \quad (\text{IV.1})$$

Comme cette section ne peut en général être mesurée, une vitesse fictive v , exprimant le rapport entre le débit Q et la section totale de la portion de sol considérée S , est substituée à la vitesse moyenne de pore:

$$v = \frac{Q}{S}$$

La vitesse fictive et la vitesse moyenne de pore sont liées par la porosité du sol. Ce paramètre représente en effet le rapport du volume de sol effectivement utilisé par l'écoulement au volume total de l'élément de sol considéré, donc le rapport de la section réelle d'écoulement à la section totale:

$$v_r = \frac{v}{f} \quad \text{et} \quad \frac{S_r}{S} = f \quad (\text{IV.2})$$

Il apparaît ainsi que la vitesse moyenne de pore est supérieure à la vitesse fictive. Comme la description des processus de transfert dans le sol repose sur une approche macroscopique, la cinématique de la phase liquide est décrite par la vitesse fictive. La loi de Darcy ^[4] a été établie dans des conditions d'écoulement particulières qui limitent sa validité. Les principales hypothèses qui sous-tendent cette loi sont les suivantes :

- Matrice solide homogène, isotrope et stable.
- Fluide homogène, isotherme et incompressible.
- Energie cinétique négligeable.
- Régime d'écoulement permanent.
- Ecoulement laminaire.

Les variations spatiales de masse volumique (compressibilité, hétérogénéité) et de viscosité (température) de la phase liquide sont suffisamment faibles pour que leur effet puisse être généralement négligé. Il en va de même des variations de ces paramètres sous l'effet de l'interaction solide-liquide dans le cas d'une matrice solide peu stable. Le caractère hétérogène et anisotrope de la phase solide peut être pris en compte en exprimant la conductivité hydraulique non plus comme un scalaire, mais comme un tenseur. Finalement, les faibles vitesses d'écoulement rencontrées dans les sols permettent de ne pas tenir compte de l'énergie cinétique. Les principales limitations à la validité de la loi de Darcy ^[4] découlent par conséquent des deux dernières hypothèses, à savoir un écoulement laminaire et un régime permanent.

4.3.1 Modèle Mathématique

L'écoulement des phases considérées est décrit par la variation spatiale et temporelle des pressions et saturations des trois phases. L'évolution de ces trois phases est régie par des lois physiques :

a) Equation de conservation de la masse

L'équation de base de conservation de masse pour chaque composant k peut être exprimée comme suit:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi \tilde{C}_k \rho_k) + \vec{\nabla} \cdot \left[\sum_{l=1}^{n_p} \rho_k (C_{kl} \vec{u}_l - \phi S_l \vec{D}_{kl} \cdot \vec{\nabla} C_{kl}) \right] = R_k \quad (\text{IV.3})$$

Le tenseur \vec{D}_{kl} représente la dispersion hydrodynamique, qui est causée par les variations de vitesse au niveau des pores et par la présence de gradients de concentration. Ce tenseur tient compte de la diffusion moléculaire Fickienne^[30] et de la dispersion mécanique et est exprimé comme suit:

$$\vec{D}_{kl} = \frac{D_{m,kl}}{\tau} \delta_{ij} + \frac{\alpha_{Tl}}{\phi S_l} |\vec{u}_l| \delta_{ij} + \left(\frac{\alpha_{Ll} - \alpha_{Tl}}{\phi S_l} \right) \frac{u_{li} u_{lj}}{|\vec{u}_l|} \quad (\text{IV.4})$$

$$|\vec{u}_l| = \sqrt{(u_{xl})^2 + (u_{yl})^2 + (u_{zl})^2} \quad (\text{IV.5})$$

La loi de Darcy pour un écoulement multiphase est donnée par^[4] :

$$\vec{u}_l = -\frac{k_{rl} \vec{k}}{\mu_l} (\vec{\nabla} P_l - \gamma_l \vec{\nabla} z) \quad (\text{IV.6})$$

$$\gamma_l = \rho_l g \quad (\text{IV.7})$$

La concentration globale \tilde{C}_k est le volume du composant k à travers toutes les phases fluides y compris la phase adsorbée :

$$\tilde{C}_k = \left(1 - \sum_{k=1}^{n_{cv}} \hat{C}_k \right) \sum_{l=1}^{n_p} S_l C_{kl} + \hat{C}_k \quad \text{pour } k = 1, \dots, n_c \quad (\text{IV.8})$$

Avec

$$\left(1 - \sum_{k=1}^{n_{cv}} \hat{C}_k \right) : \text{Réduction du volume des pores due à l'adsorption}$$

\hat{C}_k : Concentration adsorbée des espèces k (volume du composant k adsorbé par unité de volume des pores).

n_{cv} : nombre des composants volumétriques (tous les composants occupant le volume total).

Le terme source/puits R_k est exprimé par la relation suivante:

$$R_k = \phi \sum_{l=1}^{n_p} S_l r_{kl} + (1 - \phi) r_{ks} + Q_k \quad (\text{IV.9})$$

Q_k est le taux d'injection/production du composant k , r_{kl} et r_{ks} sont les taux de réaction du composant k respectivement dans les phases liquide l et solide s .

b) Equation de pression :

L'équation de pression de la phase aqueuse (phase de référence) est obtenue en additionnant toutes les équations de conservation de la masse pour chaque composant. En substituant le terme de vitesse exprimée par la loi de Darcy^[4] dans l'équation de conservation de la masse et en introduisant la pression capillaire avec la contrainte $\sum_{k=1}^{n_{cv}} C_{kl} = 1$, on obtient l'équation suivante :

$$\phi C_t \frac{\partial P_1}{\partial t} + \vec{\nabla} \cdot \vec{k} \cdot \lambda_{rTc} \vec{\nabla} P_1 = -\vec{\nabla} \cdot \sum_{l=1}^{n_p} \vec{k} \cdot \lambda_{rlc} \vec{\nabla} z + \vec{\nabla} \cdot \sum_{l=1}^{n_p} \vec{k} \cdot \lambda_{rlc} \vec{\nabla} P_{cl} + \sum_{k=1}^{n_{cv}} Q_k \quad (\text{IV.10})$$

λ_{rlc} , λ_{rTc} et C_t sont respectivement la mobilité relative de la phase l , la mobilité relative totale et la compressibilité totale correspondant à la moyenne, pondérée par le volume, de la matrice et des composés. Elles sont données par les relations suivantes :

$$\lambda_{rlc} = \frac{k_{rl}}{\mu_l} \sum_{k=1}^{n_{cv}} \rho_k C_{kl} \quad (\text{IV.11})$$

$$\lambda_{rTc} = \sum_{l=1}^{n_{cv}} \lambda_{rlc} \quad (\text{IV.12})$$

$$C_t = C_r + \sum_{k=1}^{n_{cv}} C_k^0 \tilde{C}_k \quad (\text{IV.13})$$

c) Équation d'énergie

- Équation de bilan de l'énergie

$$\frac{\partial(\rho e)}{\partial t} + \vec{\nabla} \cdot [(\rho e + p)\vec{v}] = \vec{\nabla} \cdot (\vec{\tau} \cdot \vec{v}) + \rho \vec{f} \cdot \vec{v} - \vec{\nabla} \cdot \vec{q} + r \quad (\text{IV.14})$$

Compte tenu des hypothèses simplificatrices susmentionnées, le système d'équation final obtenu est le suivant :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial}{\partial t} (\phi \sum_{l=1}^{n_p} (S_l C_{kl}) \rho_k) + \vec{\nabla} \cdot [\sum_{l=1}^{n_p} \rho_k (C_{kl} \vec{u}_l)] = Q_k \quad \text{pour } k = 1, 2 \text{ ou } 3 \\ \text{avec} \\ \vec{u}_l = -\frac{k_r \vec{k}}{\mu_l} \cdot (\vec{\nabla} P_l - \gamma_l \vec{\nabla} z) \\ \phi C_3^0 \frac{\partial P_1}{\partial t} + \vec{\nabla} \cdot \vec{k} \cdot \left(\frac{k_{r1}}{\mu_1} \rho_1 + \frac{k_{r2}}{\mu_2} \rho_2 + \frac{k_{r3}}{\mu_3} \rho_3 \right) \cdot \vec{\nabla} P_1 = -\vec{\nabla} \cdot \left[\vec{k} \cdot \left(\frac{k_{r1}}{\mu_1} \rho_1 + \frac{k_{r2}}{\mu_2} \rho_2 + \frac{k_{r3}}{\mu_3} \rho_3 \right) \cdot \vec{\nabla} h \right] \\ \quad + \vec{\nabla} \cdot \left[\vec{k} \cdot \left(\frac{k_{r1}}{\mu_1} \rho_1 \cdot \vec{\nabla} P_{C11} + \frac{k_{r2}}{\mu_2} \rho_2 \cdot \vec{\nabla} P_{C21} + \frac{k_{r3}}{\mu_3} \rho_3 \cdot \vec{\nabla} P_{C31} \right) \right] + Q_k \end{array} \right. \quad (\text{IV.15})$$

La méthode de résolution du système d'équations est la méthode IMPES (implicite en pression et explicite en saturation). Cette méthode est très utilisée dans la modélisation des réservoirs. Le schéma aux différences finies utilisé est le schéma TVD (Variation Totale Décroissante), il consiste à discrétiser le domaine en mailles rectangulaires. Les grandeurs calculées sont des valeurs moyennes caractérisant les mailles et non les valeurs au centre des mailles.

L'un des principaux objectifs de la simulation numérique des réservoirs est de déterminer la distribution des saturations des phases fluides, et de prédire où la phase injectée se déplacera préférentiellement dans le réservoir. Cette connaissance déterminera où seront placés les puits d'injection et de production pour atteindre le maximum d'efficacité de balayage, et donc, le maximum de récupération.

4.4 Différentes configurations d'injection dans la récupération assistée

La disposition relative des puits d'injection et de production dépend de l'aspect géologique du réservoir, de son contenu en fluide et de l'importance du volume de roche imprégnée qu'il faut balayer.

On distingue deux schémas d'injection qui peuvent éventuellement être utilisés conjointement sur certains réservoirs :

- L'injection groupée où les puits d'injection sont groupés localement.
- L'injection dispersée où les puits d'injection et de production sont intercalés.

4.4.1 Injection groupée

Dans un réservoir ayant une grande pente, on cherchera à disposer les puits d'injection de façon telle que la pesanteur rende le déplacement aussi régulier que possible. Notamment dans les cas où un gisement présente un gaz-cap et/ou un aquifère, il est intéressant d'injecter soit du gaz dans le gaz-cap, soit de l'eau dans l'aquifère proche de l'interface huile-eau (injection périphérique, voir les FIG IV.1,2).

4.4.2 Injection dispersée

Au contraire, si le réservoir est quasi horizontal où à faible pendage et une perméabilité médiocre, les puits producteurs et injecteurs seront répartis suivant un schéma assez régulier : il s'agit alors d'injection dispersée dans la zone à huile dont lesquelles les configurations employées sont : les puits implantés en ligne ou bien alternés avec un schéma à 5 puits (five-spot), 7 puits (seven spot), 9 puits (nine spot), (voir la FIG IV.3).

A. Injection groupée

1) Pour le Gaz

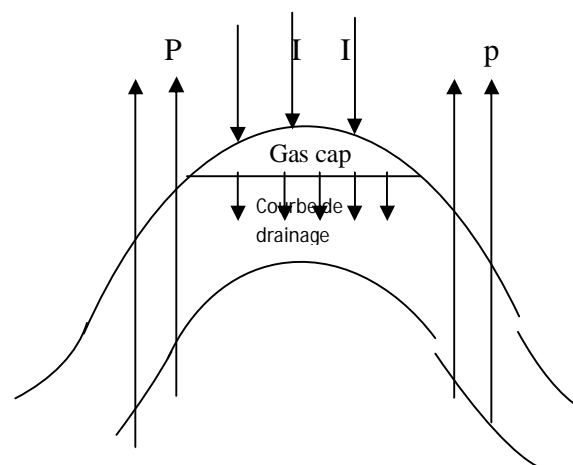


FIG IV.1 : Injection groupée de gaz

2) Pour l'eau

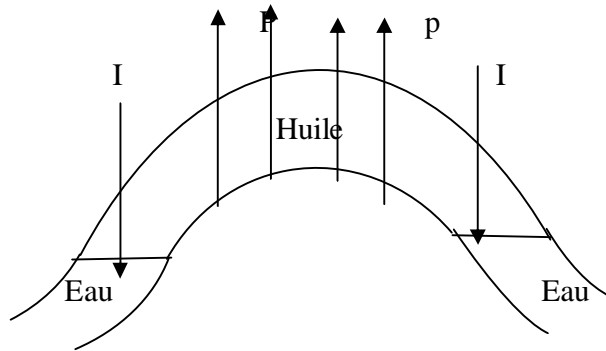


FIG IV.2 : Injection groupée de l'eau

B. Injection dispersée

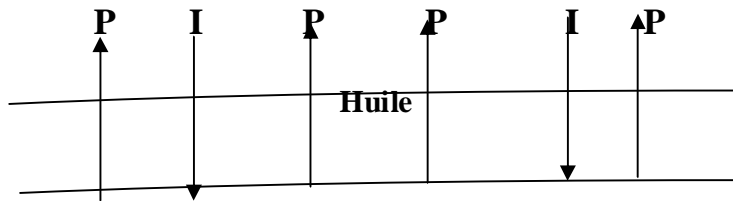


FIG IV.3 : Injection dispersée

C. L'implantation des puits

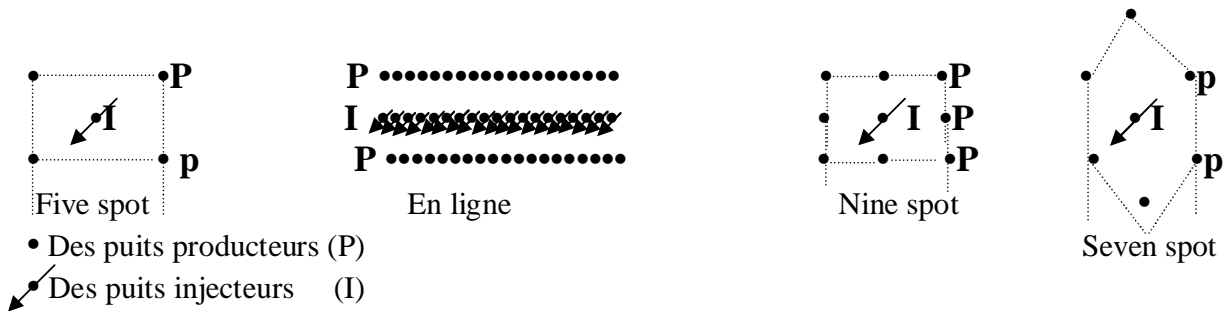


FIG IV.4 : Schémas d'implantations les puits

4.5 Relations pression capillaire, saturations et perméabilités relatives

Le code de calcul ECLIPSE permet d'utiliser des modèles pré-programmés pour la définition des pressions capillaires et des perméabilités relatives à savoir : le modèle de Carlson's^[31], Killough's^[31] ainsi Jargon's^[31].

4.5.1 Perméabilité relative dans la phase non mouillante

La figure IV.5 représente les courbes des perméabilités relatives dans la phase non mouillante. La courbe 1 à 2 représente le drainage de l'écoulement et 2 à 3 l'imbibition. Les deux courbes ont un point de saturation (S_{nmax}).

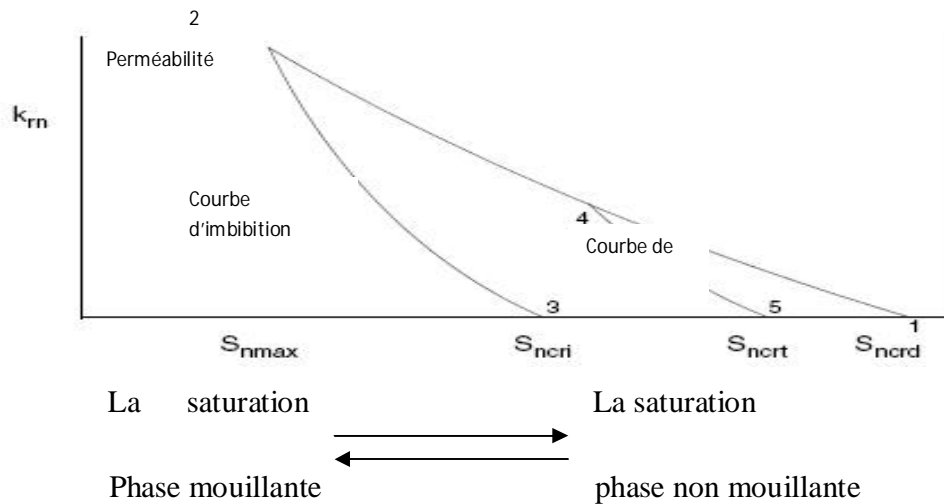


FIG IV.5 : La courbe de la perméabilité relative de la phase non mouillante

a) Modèle Carlson's

Le modèle Carlson ^[31] a une courbe de balayage qui est parallèle à la courbe d'imbibition. Elle peut être visualisée en décalant la courbe d'imbibition horizontalement jusqu'à ce qu'elle coupe la courbe de drainage à la saturation S_{hy} .

Quand cette méthode est choisie, il est important de s'assurer que la courbe d'imbibition est toujours plus raide que la courbe de drainage à la même teneur en K_r . Si ce n'est pas le cas, la courbe de balayage pourrait croiser à la droite de la courbe de drainage, qui peut produire une valeur négative de S_{ncri} .

b) Modèle Killough's

La méthode de Killough ^[31] n'a pas une interprétation géométrique simple. Pour une valeur donnée de S_{hy} on peut calculer la saturation critique S_{ncri} .

$$S_{ncrt} = S_{ncrd} + \frac{(S_{hy} - S_{ncrd})}{1 + C(S_{hy} - S_{ncrd})} \quad (IV.16)$$

$$C = \frac{1}{(S_{ncri} - S_{ncrd})} - \frac{1}{(S_{nmax} - S_{ncrd})} \quad (IV.17)$$

(Les formules de Killough ^[31] ont été adaptées pour tenir compte des valeurs différentes de zéro de S_{ncrd} .)

La perméabilité relative pour la saturation S_n est :

$$Krn(S_n) = \frac{Krn_i(S_{norm})Krn_d(S_{hy})}{Krn_d(S_{nmax})} \quad (IV.18)$$

Krn_i et Krn_d représentent les valeurs des perméabilités relatives sur l'imbibition et le drainage.

$$S_{norm_i} = S_{ncr} + \frac{(S_n - S_{ncrt})(S_{nmax} - S_{ncri})}{(S_{hy} - S_{ncrt})} \quad (IV.19)$$

Avec la méthode de Killough ^[31] S_{ncrt} se trouvera toujours entre S_{ncrd} et S_{ncri} . Mais si les courbes de drainage et d'imbibition sont faites pour coïncider, la courbe de balayage ne suivra pas nécessairement cette courbe combinée.

La méthode de Killough ^[31] décrite ci-dessus a été modifiée légèrement pour surmonter un comportement non physique lorsque S_{hy} est petite.

$$S_{ncrt} = S_{ncrd} + \frac{(S_{hy} - S_{ncrd})}{A + C(S_{hy} - S_{ncrd})} \quad (IV.20)$$

$$A = 1 + a(S_{nmax} - S_{hy}) \quad (IV.21)$$

Le paramètre (a) est donné par défaut 0.1

c) Modèle Jargon's

Dans ce modèle la saturation S_{ncrt} est donnée par un déplacement de la saturation critique de drainage vers la saturation critique d'imbibition par la même fraction que la saturation d'hystérésis a déplacée vers la saturation maximale de la phase non mouillante.

$$S_{ncrt} = S_{ncd} + \frac{(S_{ncri} - S_{ncrd})(S_{nhy} - S_{ncrd})}{(S_{nmax} - S_{ncrd})} \quad (IV.22)$$

Nous construisons maintenant une fonction qui représente le rapport des courbes d'imbibition et de drainage en fonction de la valeur de saturation mesurées entre le point final de la courbe de drainage et la saturation maximale :

$$R(X) = Kri(S_n) / Krd(S_n) \quad (IV.23)$$

X est définie pour la saturation non mouillante

$$X = (S_n - S_{ncrd}) / (S_{nmax} - S_{ncrd}) \quad (IV.24)$$

La valeur de la perméabilité relative à balayage est déduite en multipliant la valeur de la courbe de drainage par la fonction R, R est évaluée à une X-valeur qui reflète la distance partielle de la saturation courante entre le point final de la courbe de drainage et la saturation d'hystérésis.

$$Krn(S_n) = R(X_s) Krd(S_n) \quad (IV.25)$$

$$X_s = (S_n - S_{ncrd}) / (S_{nhy} - S_{ncrd}) \quad \text{peut s'écrire}$$

$$Krn(S_n) = \frac{Kri(S^n)}{Krd(S^n)} Krd(S^n) \quad (IV.26)$$

$$S^n = S_{ncrd} + (S_n - S_{ncrd}) \frac{(S_{nmax} - S_{ncrd})}{(S_{nhy} - S_{ncrd})} \quad (IV.27)$$

4.5.2 Phénomène d'hystérésis

La relation entre potentiel de pression matricielle et teneur en eau n'est pas univoque. Les courbes déterminées par drainage, ou désorption, diffèrent en effet de celles déterminées par imbibition, ou sorption. Ce phénomène, dit d'hystérésis, est dû à plusieurs facteurs concurrents, mais les principaux facteurs auxquels est attribué le phénomène sont la présence d'air piégé, l'angle de contact et le non uniformité géométrique des pores. En général, l'effet d'hystérésis est plus prononcé dans les milieux à structure grossière et pour de faibles succions matricielles. Dans ces conditions en effet, le potentiel de pression est nettement inférieur lorsque les pores se vident que lorsqu'ils se remplissent.

4.5.3 Perméabilité relative dans la phase mouillante

La figure IV.6 représente les courbes des perméabilités relatives dans la phase mouillante. La courbe 1 à 2 représente le drainage de l'écoulement et 2 à 3 l'imbibition les deux courbes doivent se réunir à la saturation (1 - S_{nmax}). La saturation maximale sur la courbe d'imbibition est 1 - S_{ncr} .

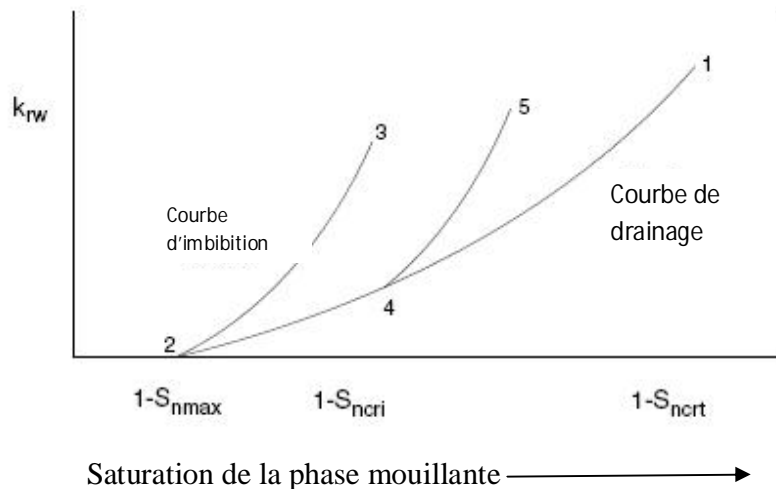


FIG IV.6 : La courbe de la perméabilité relative de la phase mouillante

La saturation au point 4 égale $S_w = 1 - S_{hy}$, tel que S_{hy} est la saturation maximale dans la phase non mouillante. La saturation maximale qui peut être atteinte sur la courbe de balayage (point 5) est (1 - S_{ncrt}), où S_{ncrt} est la saturation critique emprisonnée de la phase non- mouillante, comme défini dans la section précédente.

Si encore un autre processus de drainage commence de n'importe quel point sur la courbe de balayage, la même courbe de balayage est retracée jusqu'à ce que le point 4 soit atteint, où la courbe de drainage est rejointe.

La méthode de Killough ^[31] utilisée pour calculer les courbes de balayage et certaines quantités dérivées dans la section précédente pour la phase non mouillante. La saturation critique de la phase non mouillante S_{ncrt} est déterminée à partir de la valeur particulière Sh_y .

$$K_{rw}(1 - S_{ncrt}) = k_{rwd}(1 - S_{ncrt}) + (K_{rwi}(1 - S_{ncri}) - K_{rwd}(1 - S_{ncri})) \left(\frac{S_{ncrt} - S_{ncrd}}{S_{ncri} - S_{ncrd}} \right)^A \quad (IV.28)$$

$$K_{rw} = k_{rwd}(1 - Sh_y) + \frac{(K_{rw}(1 - S_{ncrt}) - K_{rwd}(1 - Sh_y))K_{rwi}(1 - snorm)}{K_{rwi}(1 - S_{ncri})} \quad (IV.29)$$

4.5.4 Pression capillaire

Etant donné la méthode décrite dans la section précédente pour calculer S_{ncrt} , la saturation emprisonnée de phase non- mouillante, nous considérons maintenant l'hystérésis de la pression capillaire.

Considérons la figure (IV.7), qui représente sous forme simplifiée une coupe de milieu poreux, saturé en eau et en huile. On appelle pression capillaire P_c entre 2 phases fluides la différence de pression existant entre 2 point infiniment voisins et situés de par et d'autre de l'interface séparant les 2 fluides.

$$P_c = P_o - P_w \quad (IV.30)$$

Si $P_c > 0$ alors le fluide d'indice w est le fluide mouillant, le fluide d'indice o est le fluide non-mouillant. Dans les milieux poreux, pour un écoulement multiphasique, l'interface entre les phases fluides se répartit dans les pores.

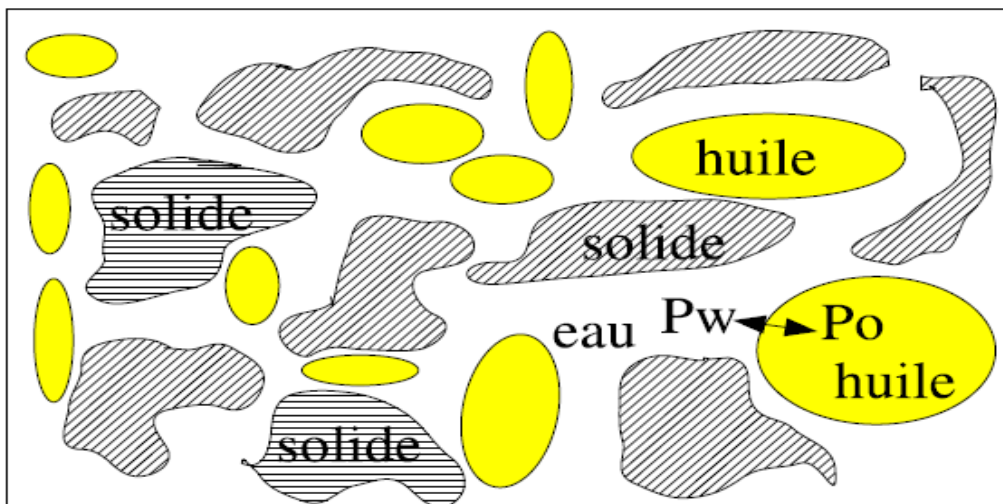


FIG IV.7 : Milieu poreux ^[32]

Dans le cas des gisements pétroliers et dans le cas du couple eau-huile, en général, les roches sont préférentiellement mouillables à l'eau. L'huile est le fluide non mouillant, l'eau est le fluide mouillant.

Dans les zones où les 2 fluides sont présents, la pression dans l'huile est supérieure à la pression dans l'eau.

- Si le fluide initialement en place est mouillant, il n'est déplacé par le fluide environnant que si l'on impose à celui-ci un excédent de pression au moins égal à la pression capillaire pour les plus gros pores.
- Si le fluide initialement en place est non mouillant, il est déplacé spontanément par le fluide environnant.

a) **Pression capillaire d'eau**

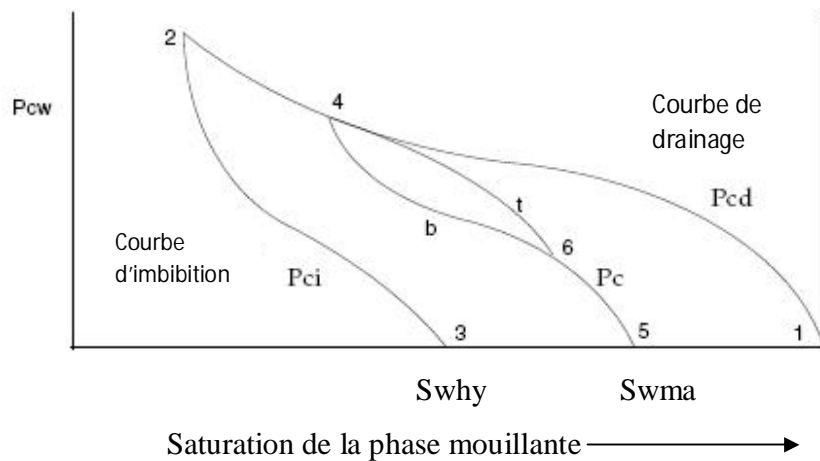


FIG IV.8 : Pression capillaire d'eau

Cette figure IV.8 est formée comme une moyenne pesée des courbes de drainage et l'imbibition, commençant par la courbe 100% drainage au point 4. Les formules de Killough^[31] sont:

$$F = \left(\frac{1}{S_w - S_{why} + E} - \frac{1}{E} \right) / \left(\frac{1}{S_{wma} - S_{why} + E} - \frac{1}{E} \right) \tag{IV.31}$$

$$P_c = P_{cd} + F(P_{ci} - P_{cd})$$

Pour ECLIPSE 300

$$P_c = P_{ci} + G P_{cd} - P_{ci}$$

$$G = \left(\frac{1}{S_{dep} - S_w + E} - \frac{1}{E} \right) / \left(\frac{1}{S_{dep} - S_{why} + E} - \frac{1}{E} \right) \quad (IV.32)$$

Pour ECLIPSE 100

$$p_c = p_{ci} + F(p_{cd} - p_{ci})$$

$$F = \left(\frac{1}{S_{why} - S_w + E} - \frac{1}{E} \right) / \left(\frac{1}{S_{why} - S_{wcrd} + E} - \frac{1}{E} \right) \quad (IV.33)$$

b) **Pression capillaire de gaz**

Des expressions semblables sont employées pour l'hystérésis de la pression capillaire de gaz. Dans ce cas si la saturation en gaz est la saturation non-mouillante, donc la saturation en gaz critique reviennent aux balayages entre les deux courbes de drainage et imbibitions (voir FIG IV.9).

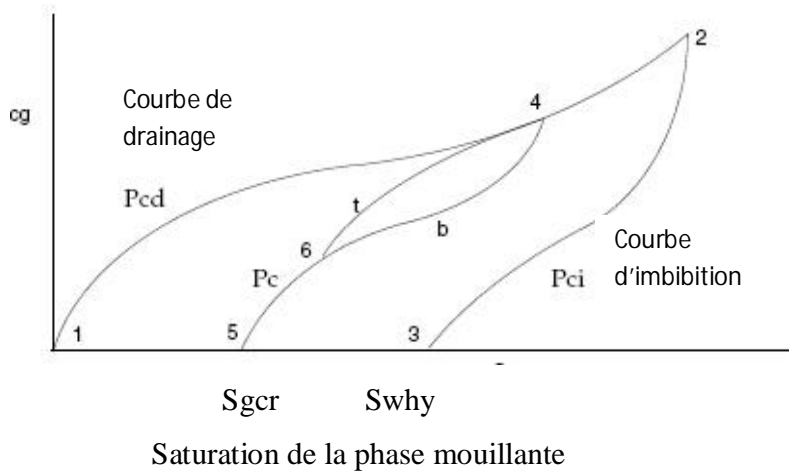


FIG IV.9: Pression capillaires du gaz

$$p_c = p_{cd} + F(p_{ci} - p_{cd}) \quad (IV.34)$$

Avec

$$F = \left(\frac{1}{S_{ghy} - S_g + E} - \frac{1}{E} \right) / \left(\frac{1}{S_{ghy} - S_{gcr} + E} - \frac{1}{E} \right) \quad (IV.35)$$

4.6 Mise en œuvre algorithmique et informatique

4.6.1 Structure générale de fichier data d'ECLIPSE (*.DATA)

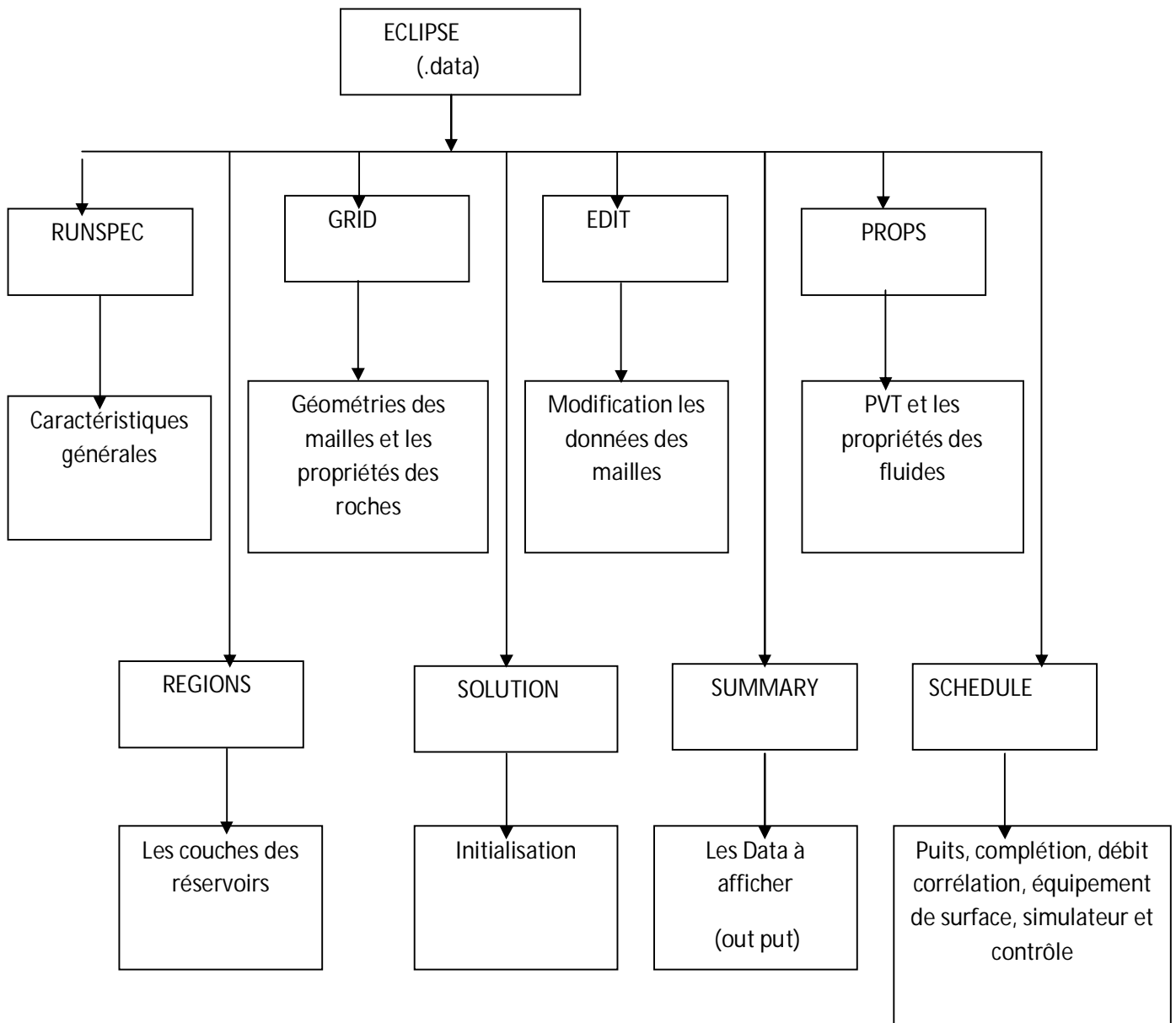


FIG IV.10: Structure générale de fichier data d'ECLIPSE (*.DATA)

4.6.2 Organigramme d'exécution du code ECLIPSE

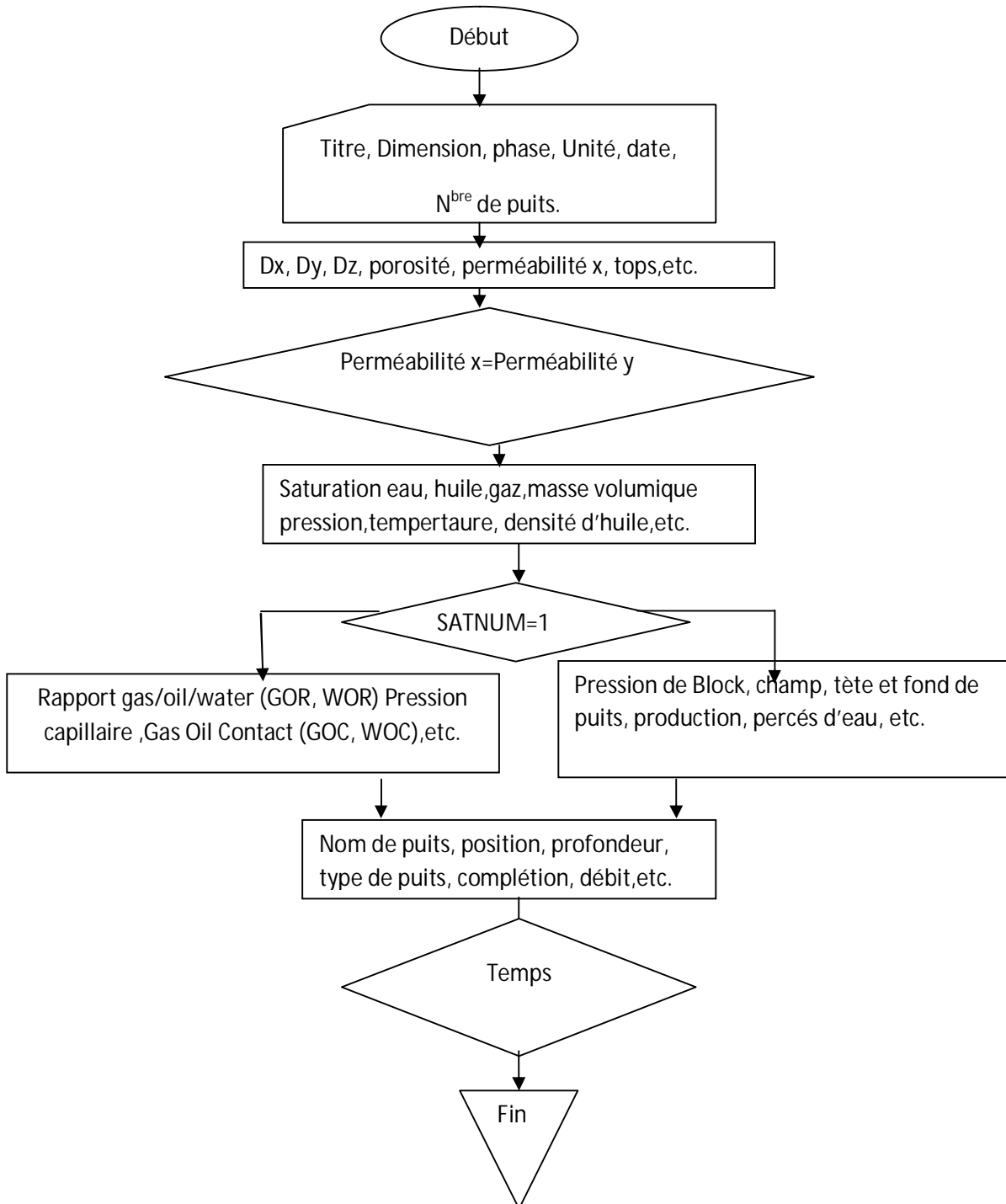


FIG IV.11 : Organigramme d'exécution du code ECLIPSE

4.6.3 Simulation des déplacements diphasiques en milieu poreux avec le code Eclipse

4.6.3.1 Application

Dans cette application nous avons simulé à partir d'une modélisation, le comportement d'un réservoir réel situé à Hassi_Messaoud(Algérie), on considère un puits vertical, situé au centre du réservoir, à travers lequel on injecte de l'eau pour pousser l'huile vers les puits producteurs situés aux différents coins de ce milieu c.-à-d. un puits injecteur et quatre puits producteurs (Five spot) (voir figure ci-dessous).Le modèle statique du réservoir est importé par des fichiers data extraire dans le logiciel PETREL(voir FIG IV.12).

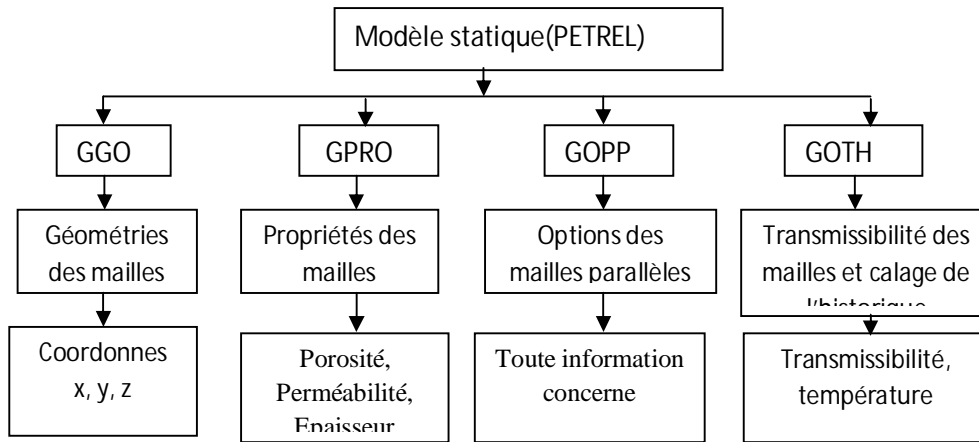


FIG IV.12 : Structure générale de modèle statique du réservoir

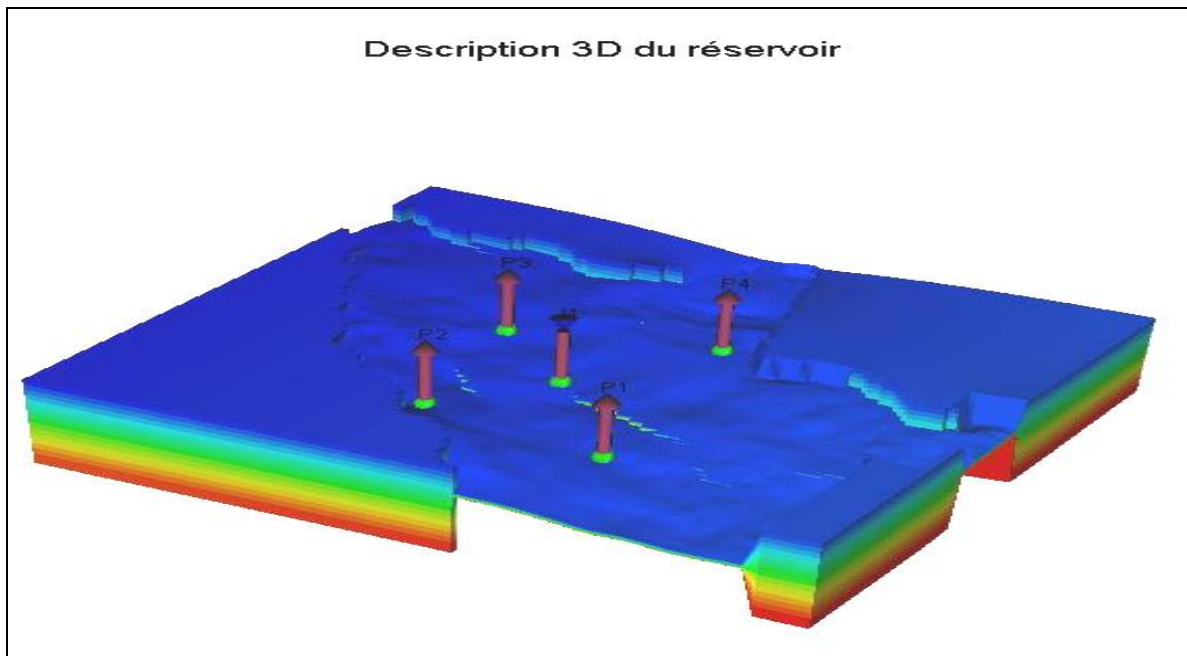


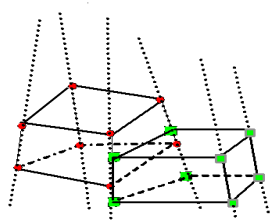
FIG IV.13 : Description 3D du réservoir

- **Propriétés des maillages**

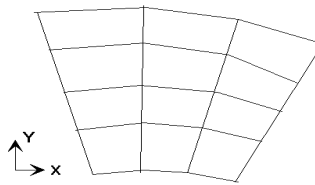
- 1) Un maillage est **régulier** si les pas de discrétisation sont constants par direction.
- 2) Un maillage est **flexible** si on peut facilement aligner les faces des blocs sur des limites géométriques.
- 3) Un maillage est **déstructuré** (\neq cartésien) quand un block ne peut plus être repéré dans l'espace par ses indices (I, J, K)

- **Types de maillage**

1. maillage radial
2. maillage cartésien
 - bloc centré
 - point distribué
 - CPG (Corner Point Geometry) (voir FIG IV.14)
3. maillage déstructuré
 - Voronoï, PEBI, Donald/CVFE
 - Tétraèdres



alignement des sommets sur
lignes de coordonnées



approximation maillage
curviligne

FIG IV.14: Maillage CPG (Corner Point Geometry)^[33]

- Après l'implantation des puits producteurs et injecteur dans le réservoir (five spot) puis on va mailler le domaine d'étude avec type de maillage cartésienne et la géométrie des mailles (corner point) voir la figure ci-dessous.

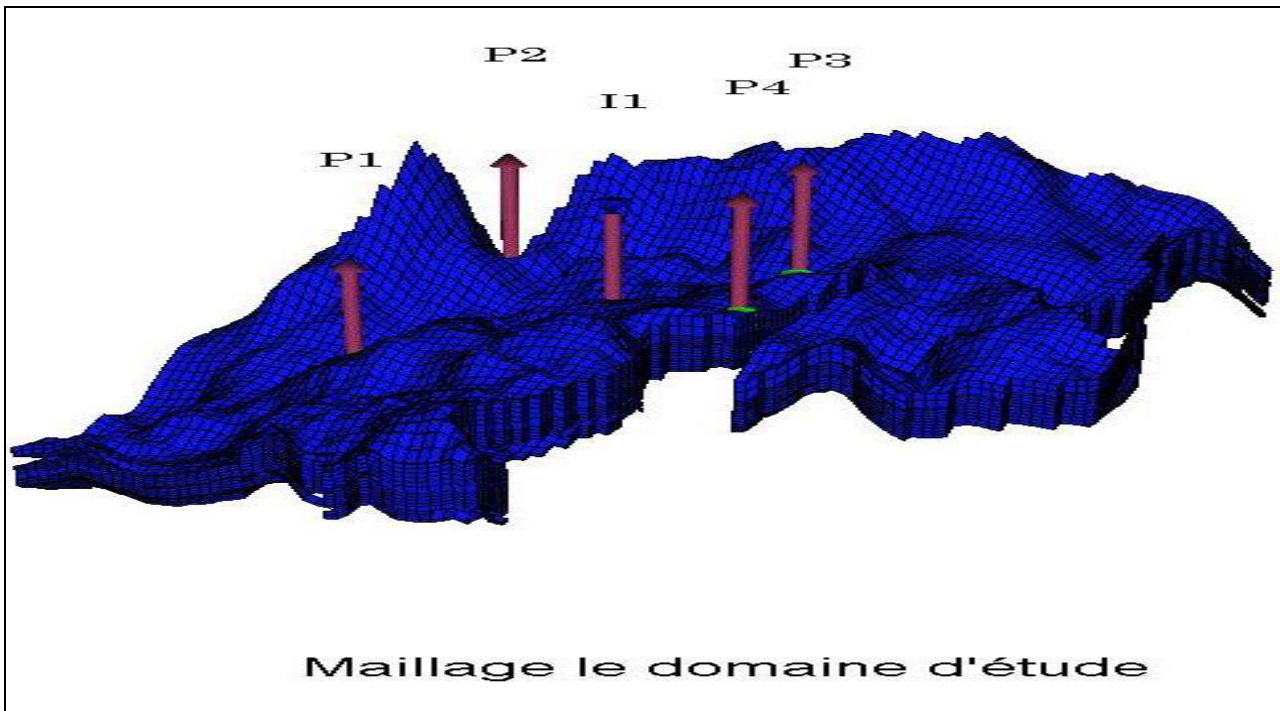


FIG IV.15 : Maillage le domaine d'étude.

- Distribution de la porosité sur les couches du réservoir voir la figure ci-dessous

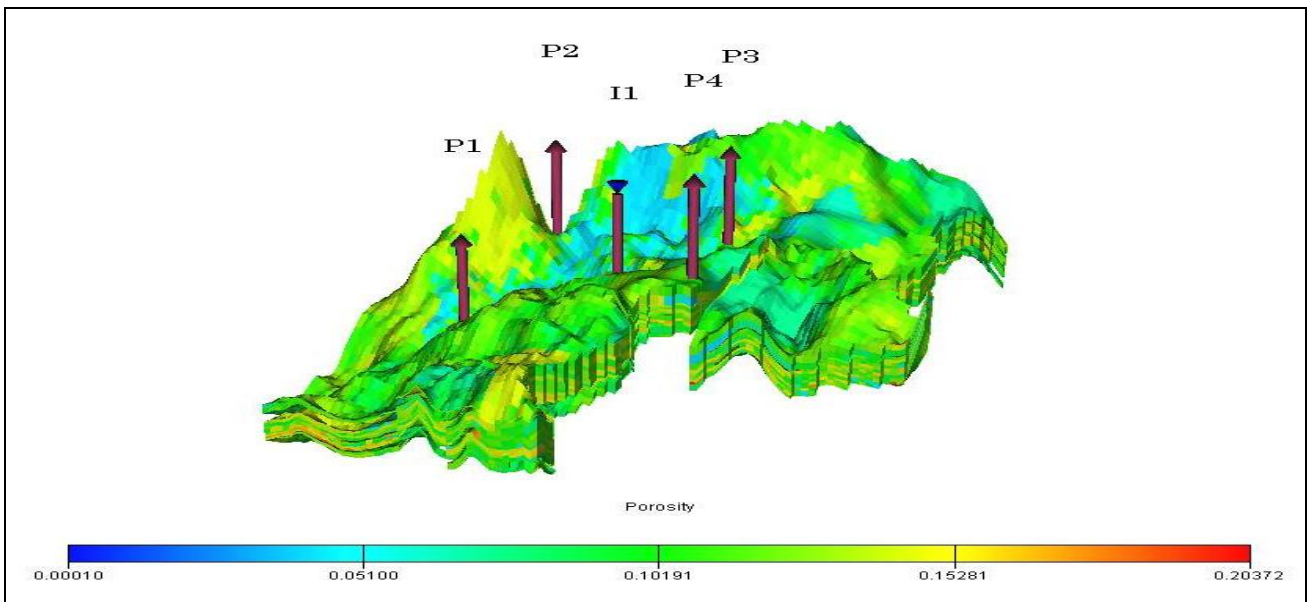


FIG IV.16 : Porosité du réservoir.

- Distribution de la perméabilité suivant l'axe x, y, z sur les couches du réservoir
Voir FIG IV.17 et FIG IV.18

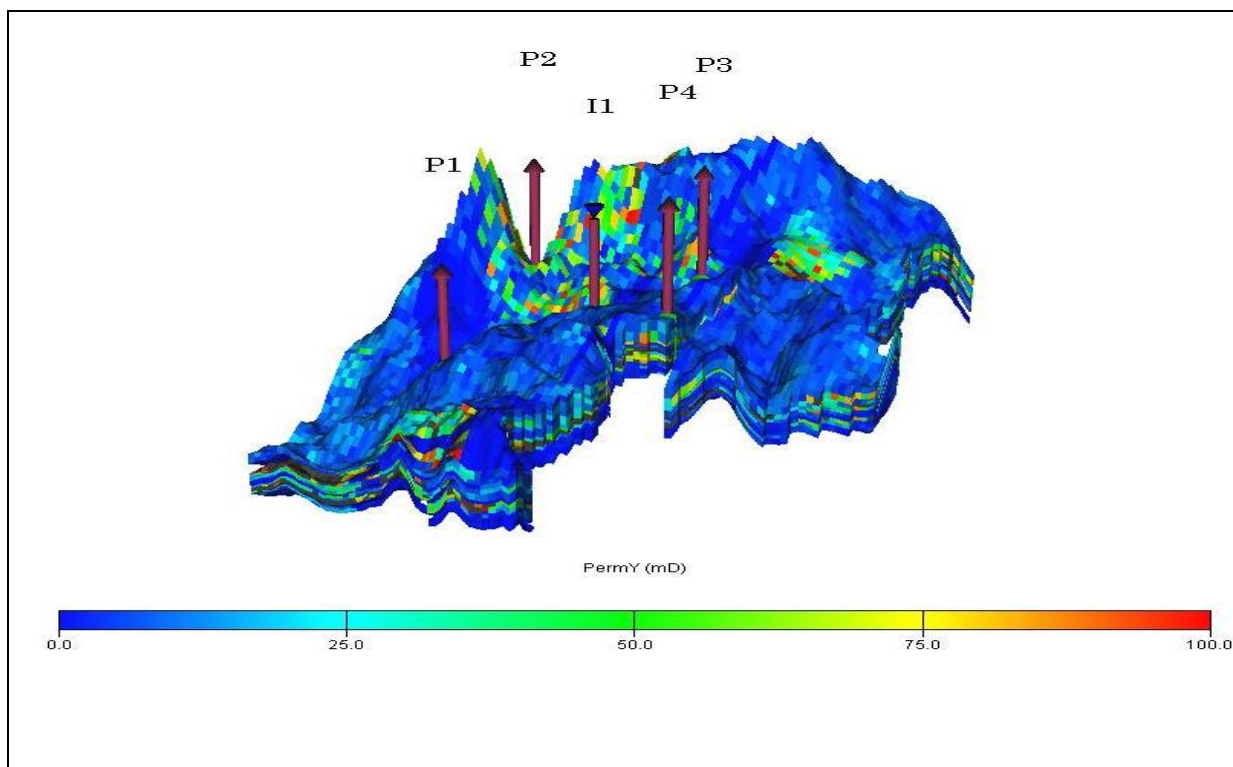


FIG IV.17 : Perméabilité suivant x et y du réservoir.

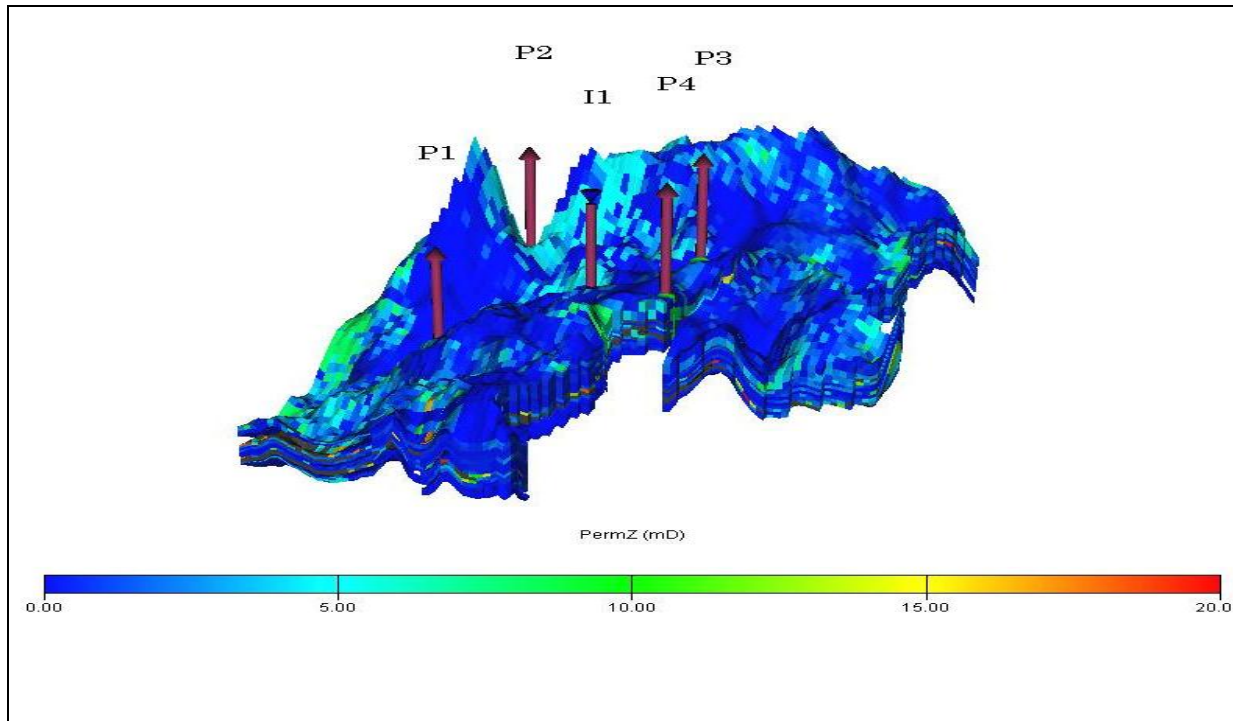


FIG IV.18 : Perméabilité suivant Z du réservoir.

- La figure ci-dessous représente la profondeur du réservoir par rapport à la surface

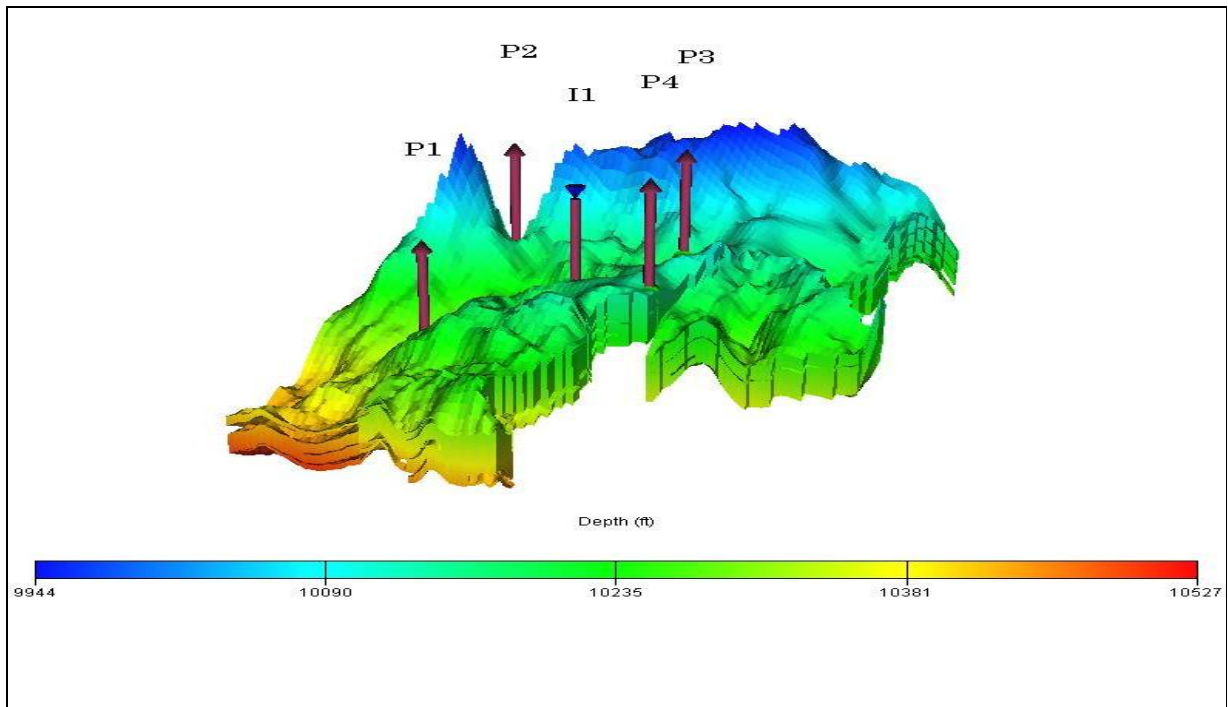


FIG IV.19 : Profondeur du réservoir.

Description du réservoir		Propriétés du réservoir		Propriétés des puits		
Dimensions (km)	12×12×3.2 (km x km x km)	Compressibilité de la roche (1/kPa)	0.30E-05 (Roche indéformable)	Puits injecteur	Rayon (m)	0.057

Maillage	79×88×17			Porosité de la roche	Voir la figure 10 Varier de 0 jusqu'à 20%		Débit d'eau injecté (m3/jours)	600		
	X	Y	Z		X		Débit de gaz injecté (m3/jours)	285		
Taille de la Maille (m)	Variable Corner point	Variable Corner point	Variable Corner point	Perméabilité de la roche (Millidarcy)	Y	Voir les figures 11et12	Puits producteurs	Rayon (m)	0.057	
					Z			Pression min. au fond du puits (bar)	Puits 1, 2	200 280
									Puits 3,4	200 280
Phases fluides	1- Eau 2- Huile 3- Gaz naturel (sec)			Pression de référence (atm)	1		Temps d'injection	1	36 ans	
								3	20 ans	
							Temps de simulation	1	36 ans	
								3	20 ans	
				Masse volumique	1	64	Pression injection d'eau	80-150 bar		
					2	52				
				ρ (API) (à P=1 atm)	3	0.04				
				Viscosités (mPa.s) (à T=0 °C)	1	0,6	Pression d'injection du gaz	250-300 bar		
					2	2.0				
					3	0.02				
				Compressibilités (1/kPa) (à P=1 atm)	1	0				
					2	0				
					3	0.068				

Tableau IV.1 : Description et propriétés du réservoir et puits

4.6.4 Résultats et discussions

4.6.4 .1 Déplacements diphasiques dans un milieu poreux (Couple Eau/Huile)

Dans cette étude nos permet d'avoir des informations importantes sur la simulation avec des méthodes numériques à l'échelle macroscopique du réservoir.

Examinons dans cette étude l'influence de l'injection de l'eau (fluide mouillant) sur le déplacement de l'huile (fluide non mouillant) à travers le milieu considéré sous les conditions résumées dans le tableau (IV.1) phénomènes de l'imbibition.

a) Perméabilité relative en fonction de la saturation

On remarque dans la figure (IV.20) que la saturation initiale d'eau atteint les 25% (S_{wi}) pour saturer la roche réservoir et avoir une production, l'augmentation de S_{wi} revient au plusieurs paramètres (porosité, perméabilité, pression capillaire, tension interfaciale et la mouillabilité, etc.). Donc l'étude précédente (chapitre III) qui faite à l'échelle des pores offre une explication plus précise sur saturation initiale.

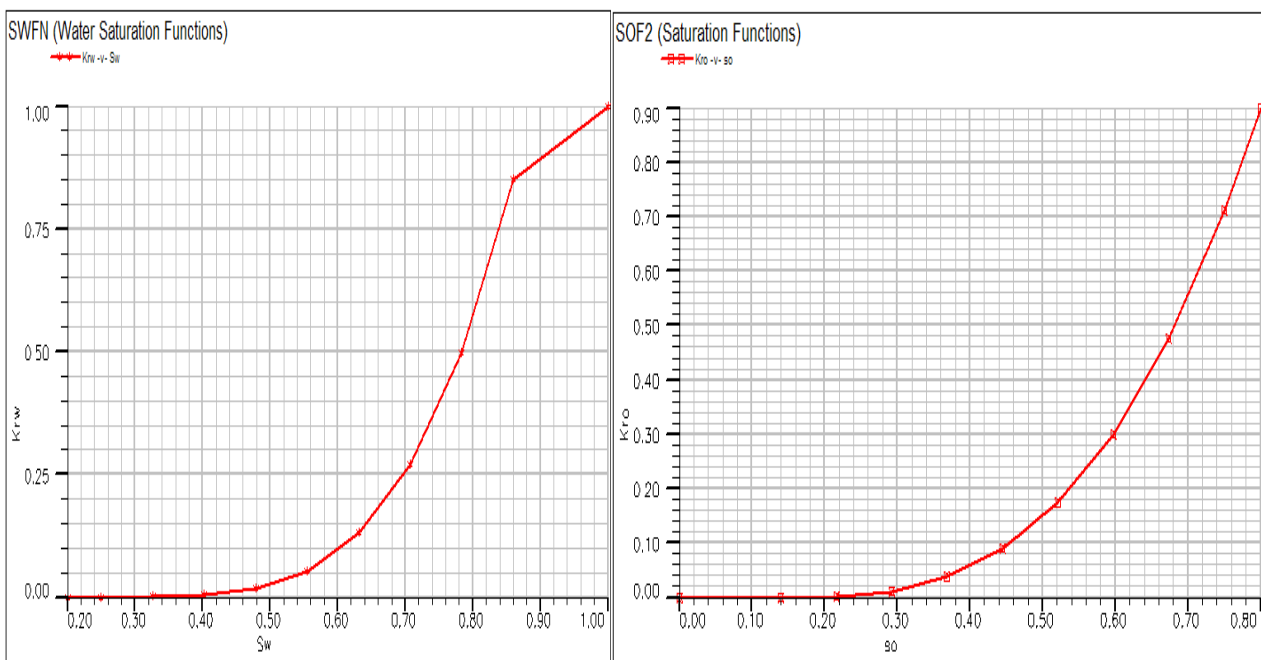


FIG IV.20 : Perméabilité relative en fonction de la saturation (s_w, s_o)

b) Profils de pression

Les figures (IV.21, 22, 23, 24, 25,26) montrent la distribution de profil de pression au tour de puits injecteur d'eau vers les puits producteurs d'huile en fonction de temps.

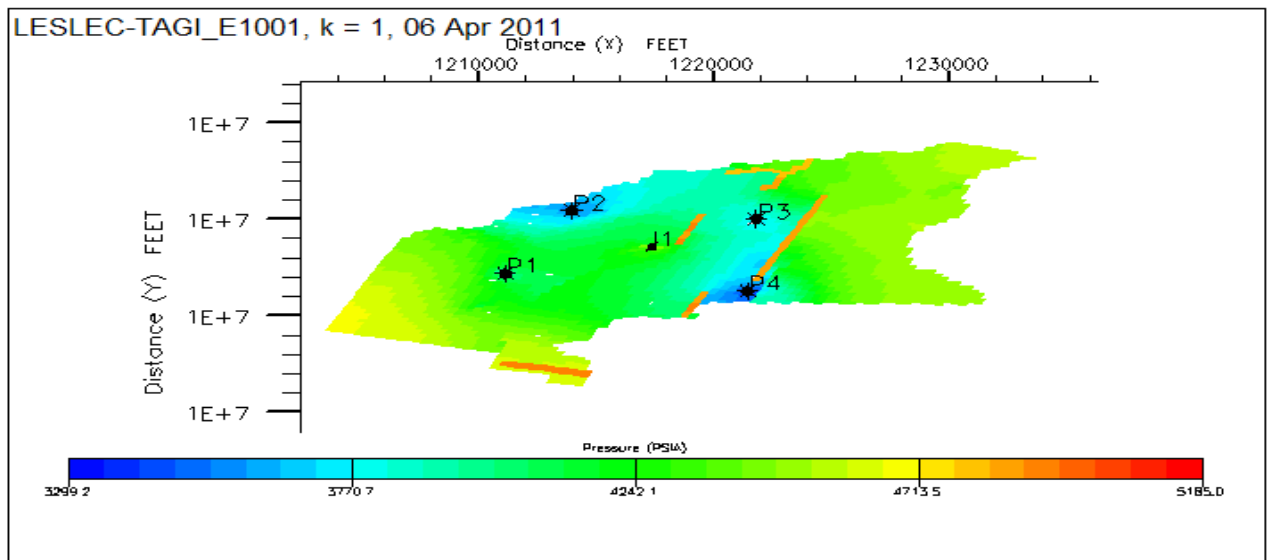


FIG IV.21 : Profils de pression dans le réservoir à t= 6ans

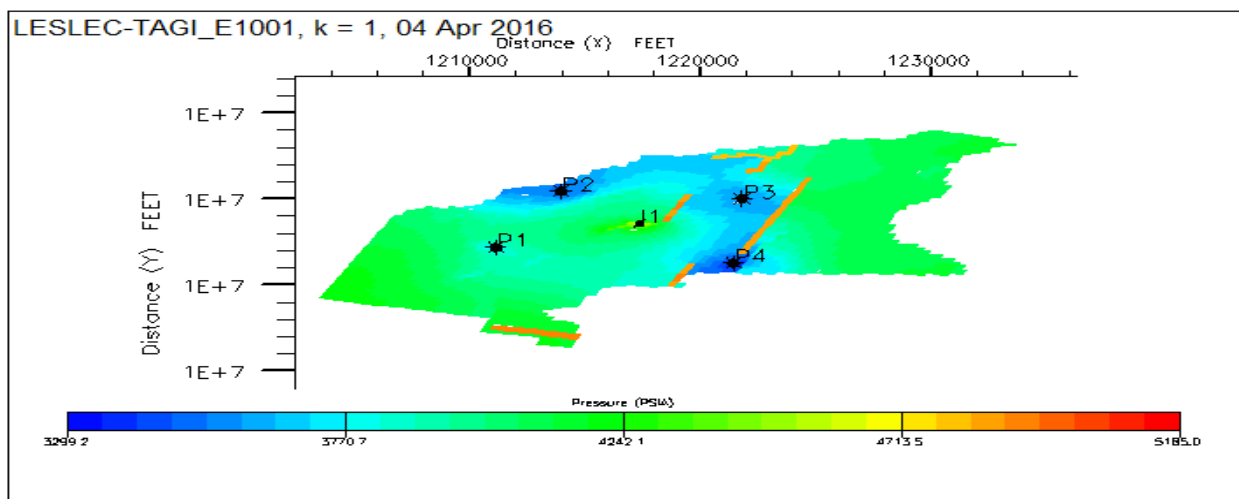


FIG IV.22 : Profils de pression dans le réservoir à t= 1 ans

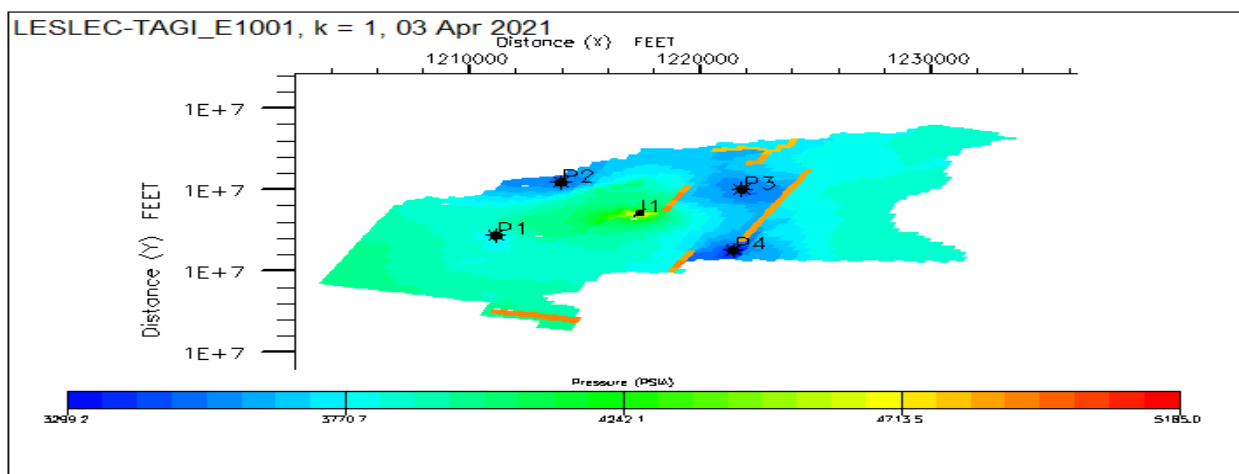


FIG IV.23 : Profils de pression dans le réservoir à t= 16ans

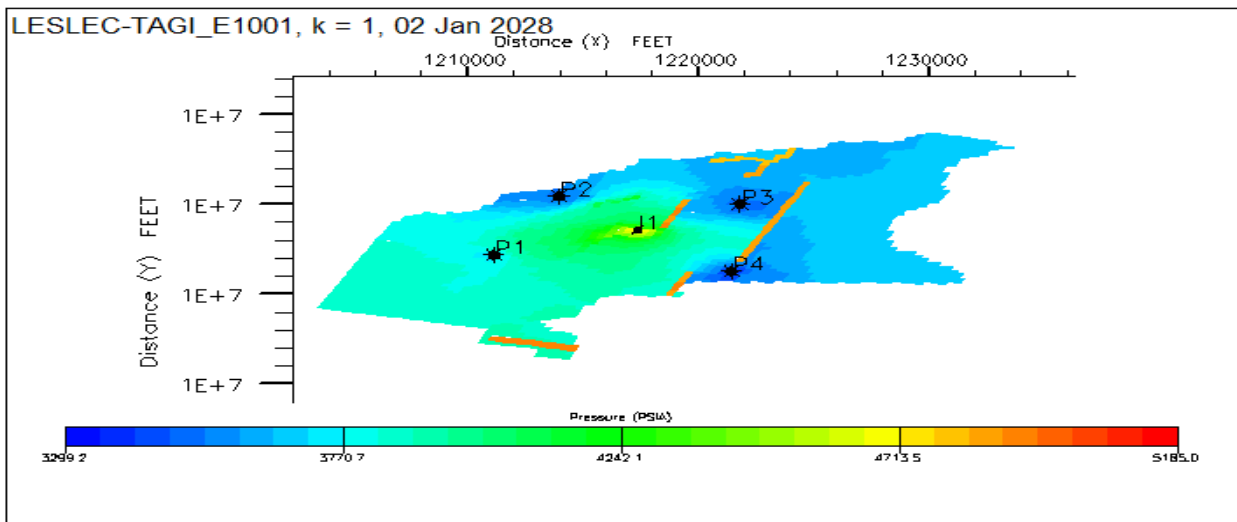


FIG IV.24 : Profils de pression dans le réservoir à t= 23ans

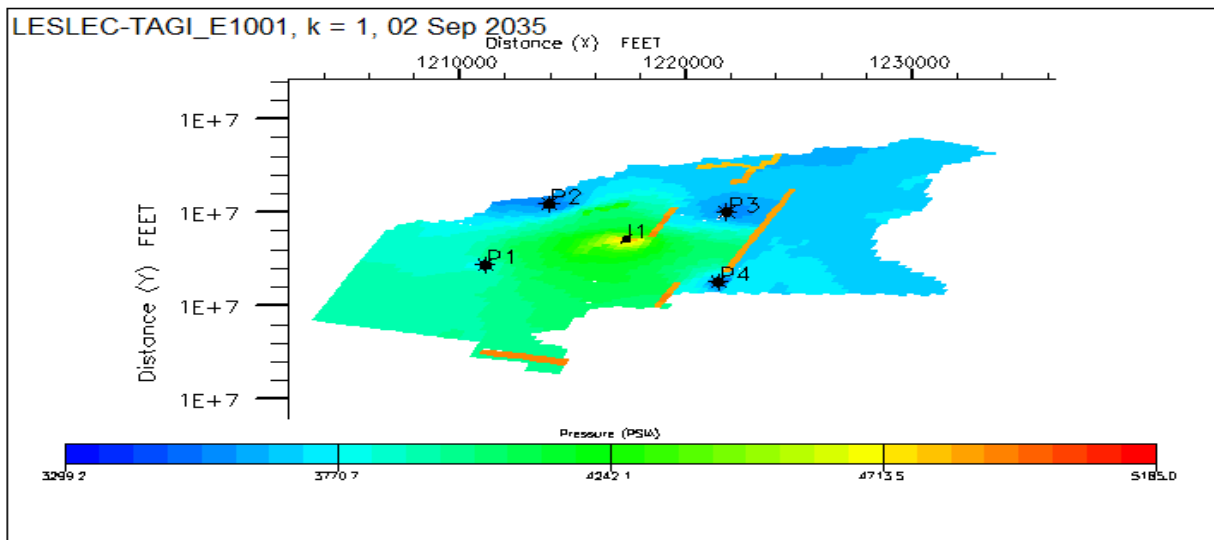


FIG IV.25 : Profils de pression dans le réservoir à t= 30ans

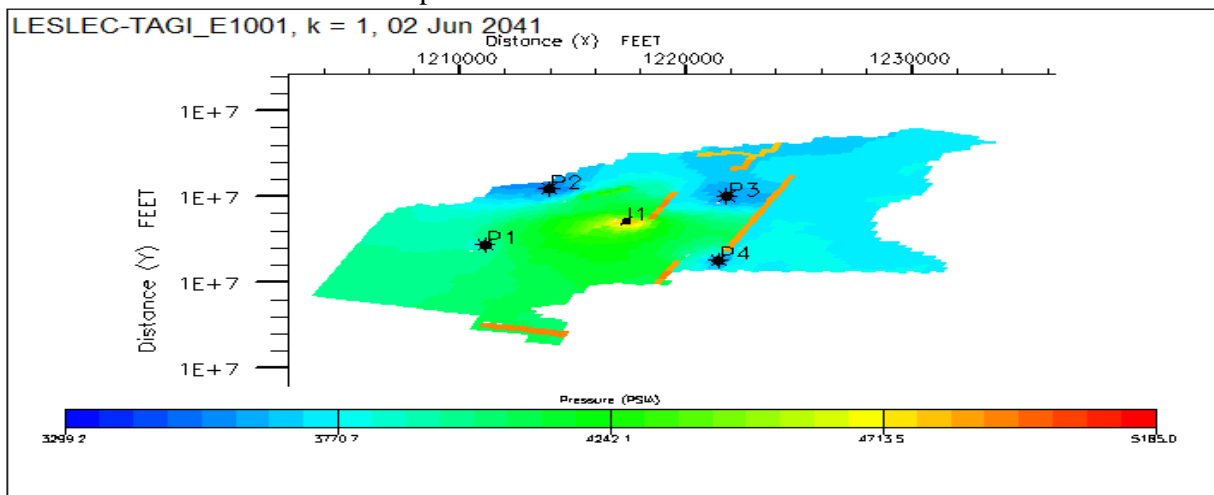


FIG IV.26 : Profils de pression dans le réservoir à t= 36ans

Ces figures de profils de pression montre une faible propagation de pression entre le point d'injection et les puits producteurs 2, 3,4 à cause des fissures qui existent entre ces puits pour cela la pression dévie sur ces chemins par contre à t=6 ans et t=23 ans, on enregistre une remarquable augmentation de la pression dans une grande partie du réservoir. Donc le gradient de pression dans les zones à faible pression ne permet pas de chasser rapidement les phases fluides vers les puits producteurs.

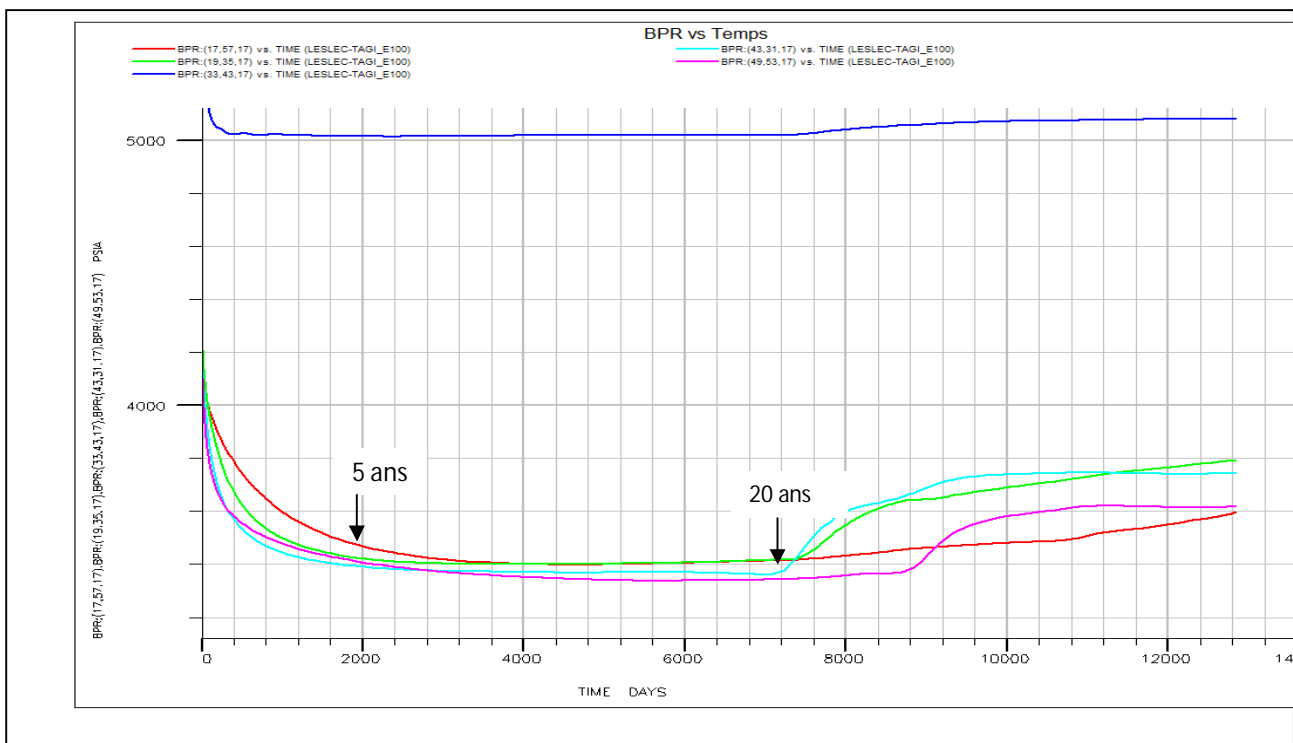


FIG IV.27 : La pression des puits vs temps (BPR)

Le démarrage de l'injection dans les différentes couches du réservoir se traduit vite par une augmentation de la pression en tout point du milieu. On enregistre une stabilité de la pression de fond des puits producteurs à t= 5 ans jusqu'à t=20 ans, C.-à-d. le déplacement de front uniforme dans cette période, après la pression de fond commence à élever et la pression du réservoir chute parce que l'eau injecter débute à se produire. (Voir la figure IV.27).

c) Profils de saturation d'huile

Les figures (IV.28, 29, 30, 31, 32,33) montrent la distribution de profil de saturation d'huile au tour de puits injecteur vers les puits producteurs en fonction de temps.

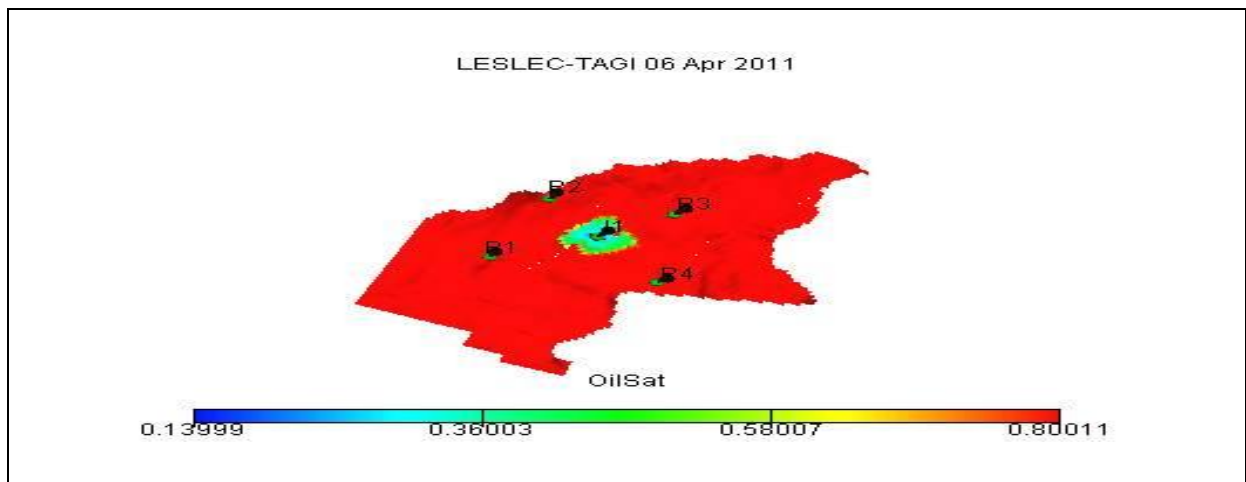


FIG IV.28 : Saturation de l'huile dans le réservoir à t= 6 ans

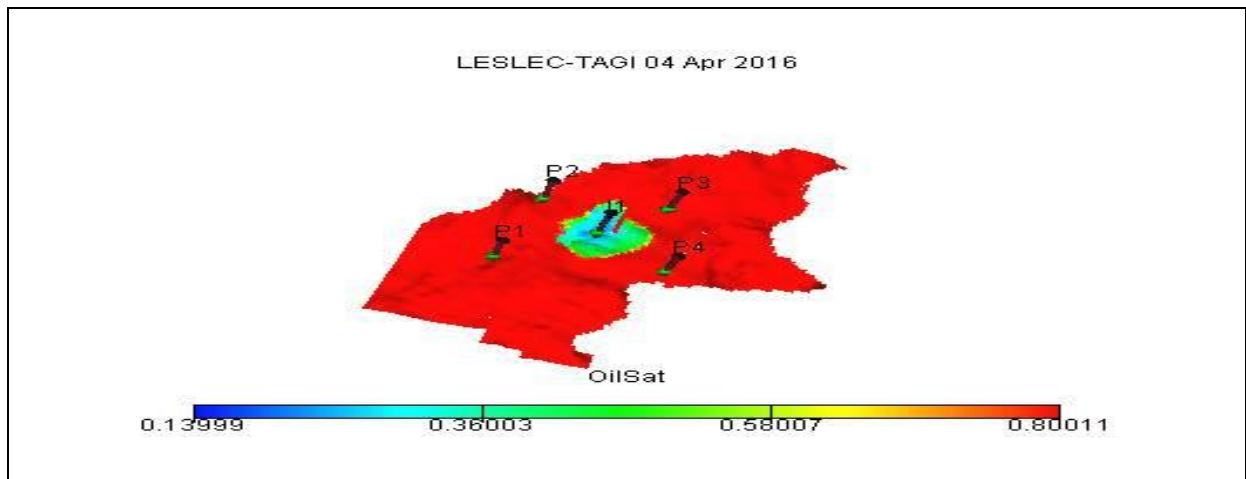


FIG IV.29 : Saturation de l'huile dans le réservoir à t= 11 ans

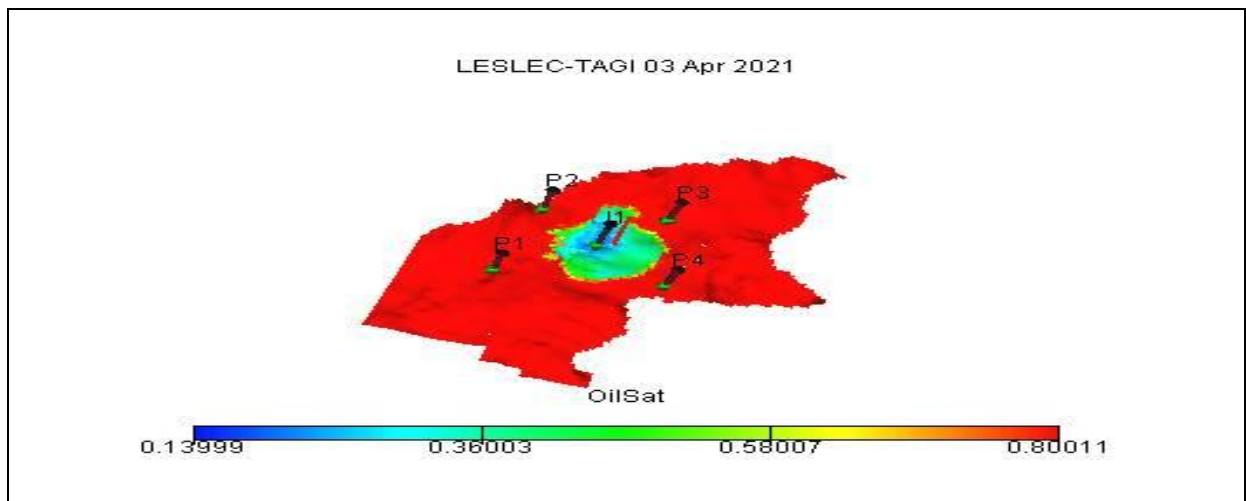


FIG IV.30 : Saturation de l'huile dans le réservoir à t= 16 ans

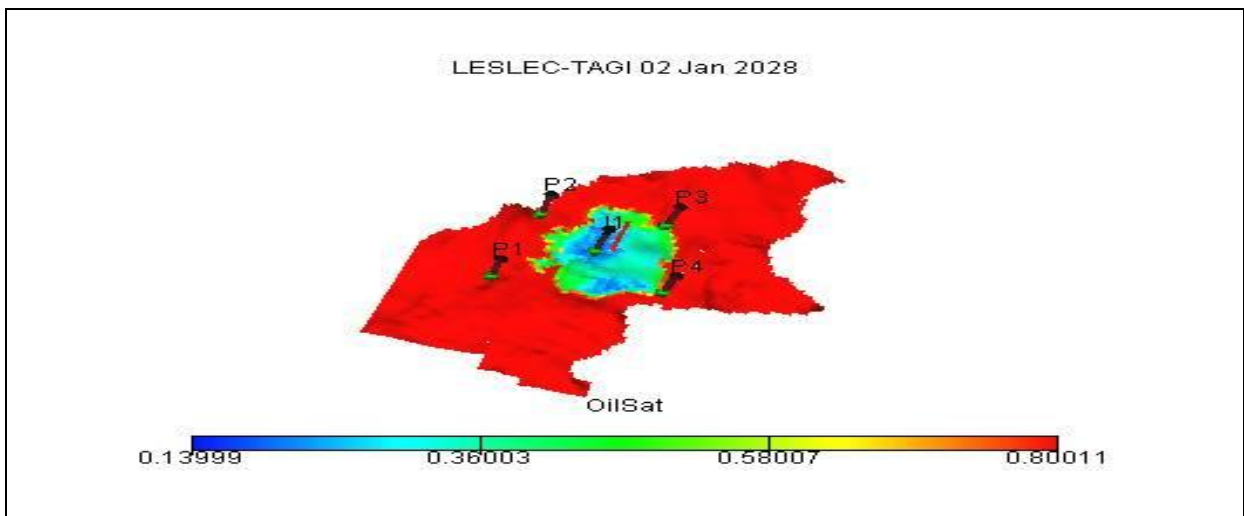


FIG IV.31 : Saturation de l'huile dans le réservoir à t= 23 ans

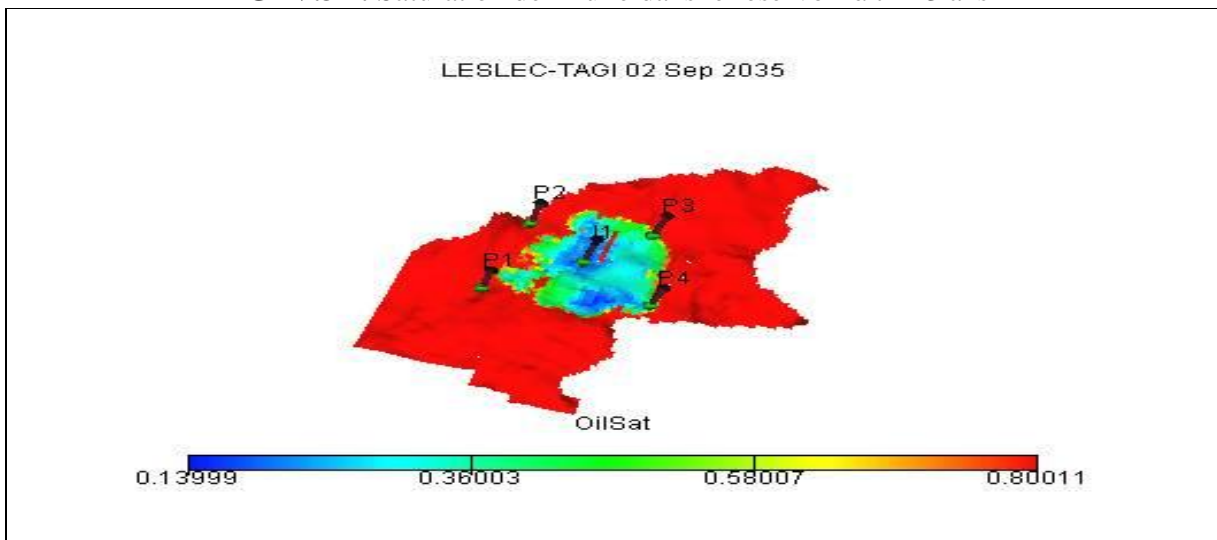


FIG IV.32 : Saturation de l'huile dans le réservoir à t= 30 ans

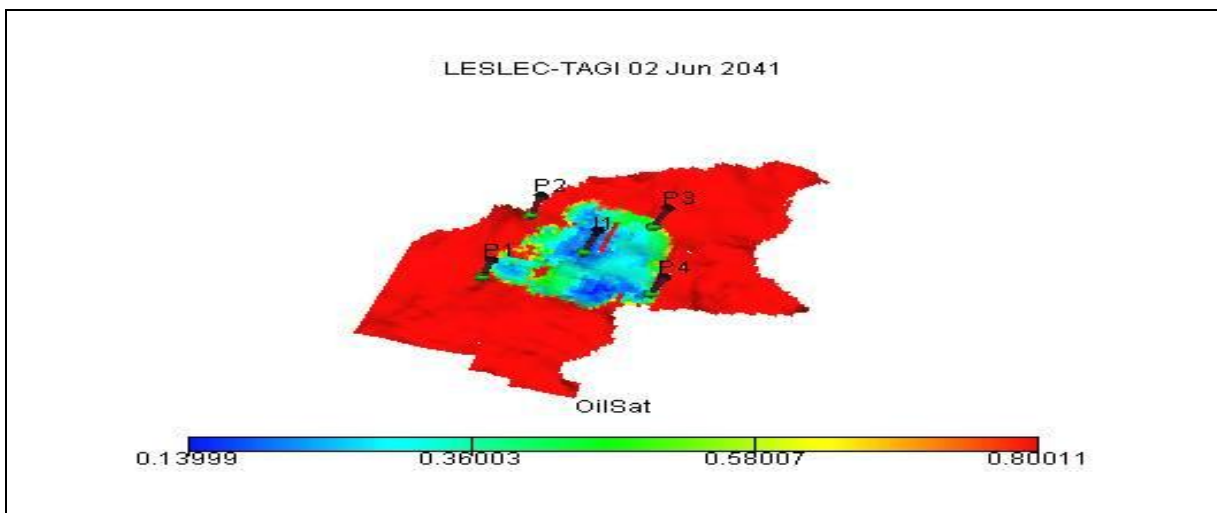


FIG IV.33 : Saturation de l'huile dans le réservoir à t= 36 ans

Le front de déplacement de l'huile atteint les puits 3 et 4 à $t=23$ ans et à $t=36$ ans le puits 1. En se basant sur les résultats obtenus dans l'application, on peut dire que l'effet de la saturation l'emporte sur l'effet de la perméabilité. L'eau injectée influe sur la distribution des phases en place voir les figures IV.31, 33.

- Profils de production de chaque puits producteurs et la production totale (voir FIG IV.34 ,35).

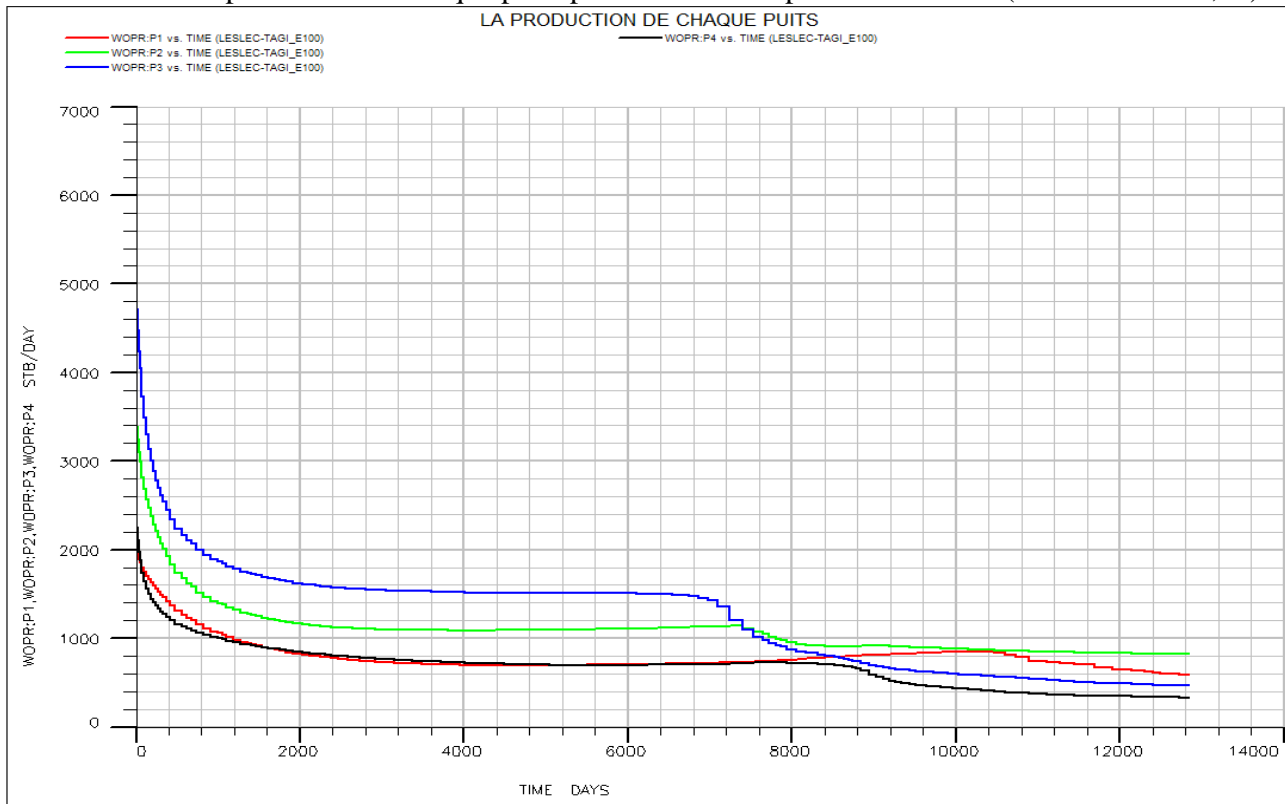


FIG IV.34 : Production des puits Vs temps(WOPR)

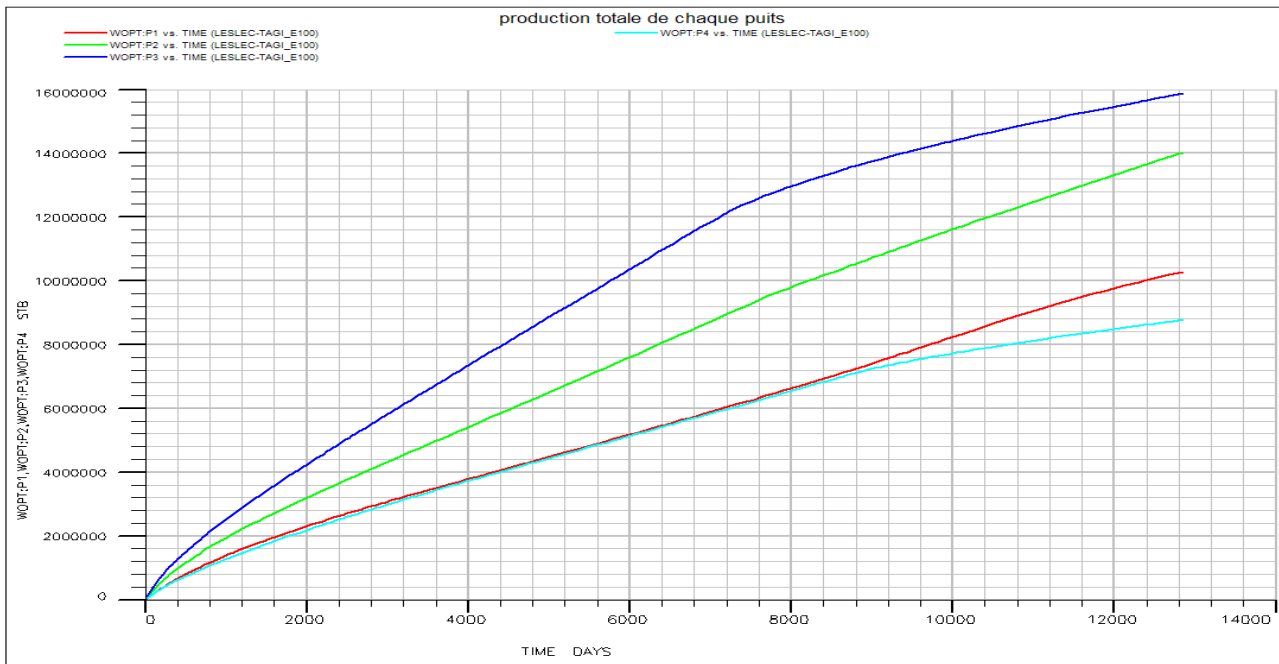


FIG IV.35 : Production totale vs temps(WOPT)

Comme la porosité, la perméabilité et la viscosité sont des paramètres très importants pour le balayage des fluides dans un milieu poreux voir les figures IV.16, 17,18, alors nous remarquons que le front de déplacement de cette phase est faible vers le puits P1. Nous pouvons aussi voir que l’huile est poussée rapidement vers les puits producteurs 2 et 3 qui sont dus respectivement à la distribution de pression et la production de chaque puits.

- L’indice de productivité de chaque puits (voir FIG IV.36).

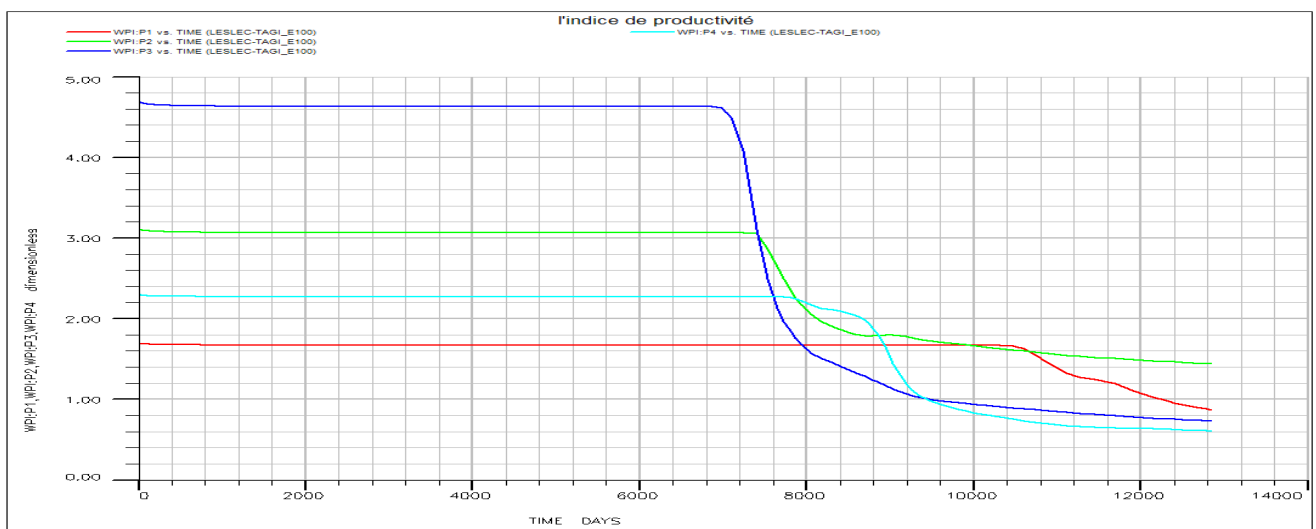


FIG IV.36 : L’indice de productivité vs temps(WPI)

Dans le puits 3 on remarque l'indice de productivité très important ce qui revient au taux de production de ce puits ($Q = IP (Pr - Pf)$) c.-à-d. l'avancement de front plus rapide par rapport à les autres et un bon positionnement de puits dans une place à forte caractéristiques dynamiques et pétrophysiques joue un rôle primordial dans l'exploitation du réservoir. Le tableau ci-dessous illustre la production de chaque puits pendant le premier jour jusqu' 36 ans.

Numéro puits	P1	P2	P3	P4
Temps (jours)	1	1	1	1
Débit (stb/jours)	2606.38	4610.72	6420.28	3326.20
Temps (jours)	12840	12840	12840	12840
Débit (stb/jours)	585.15	817.50	462.17	329.25

Tableau IV.2 : La production des puits (couple eau/huile)

d) Profils de saturation d'eau (Voir IV.37, 38, 39, 40, 41,42).

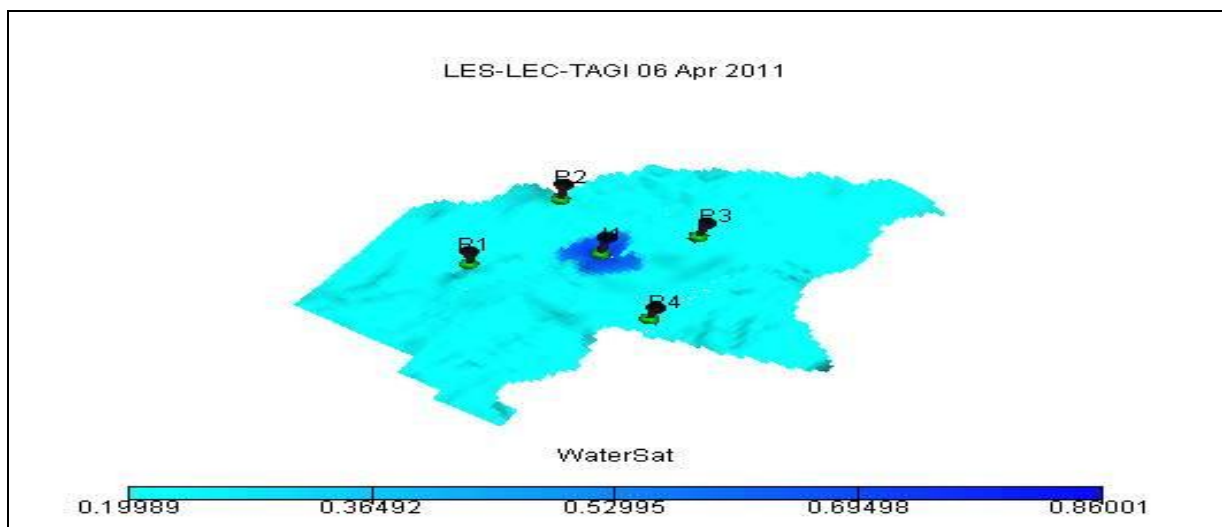


FIG IV.37 : Saturation d'eau dans le réservoir à t= 6 ans

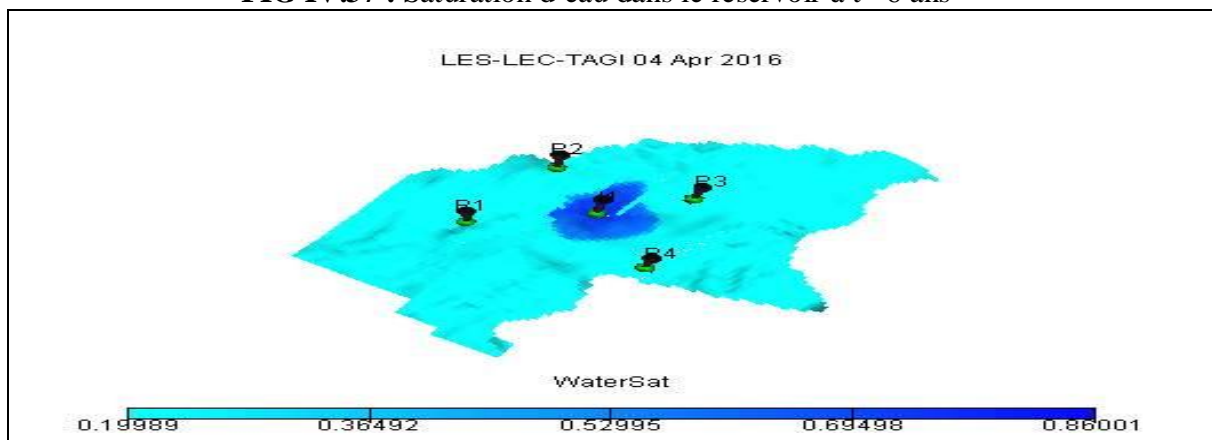


FIG IV.38 : Saturation d'eau dans le réservoir à t= 11 ans

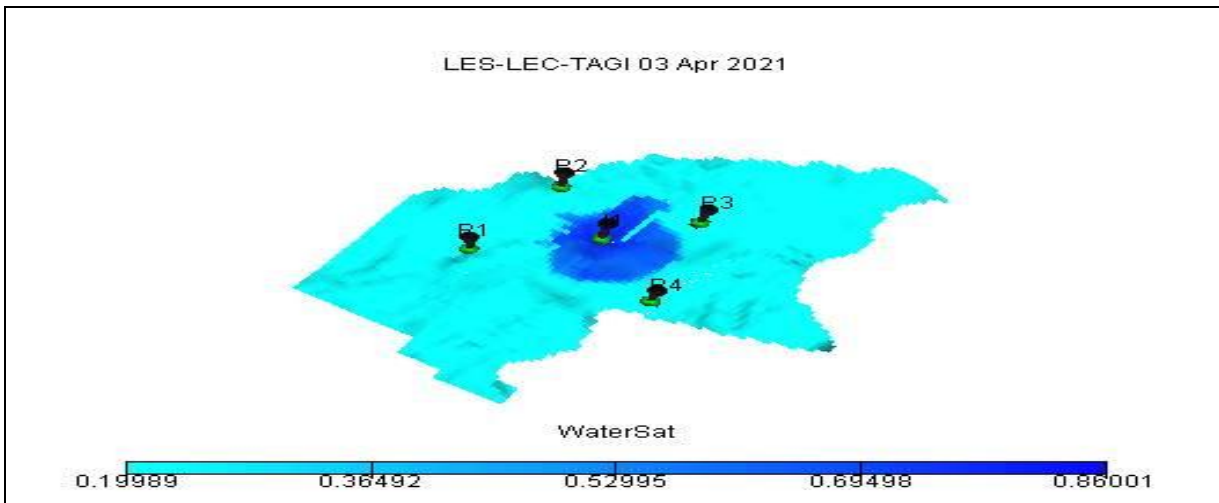


FIG IV.39 : Saturation d'eau dans le réservoir à t= 16ans

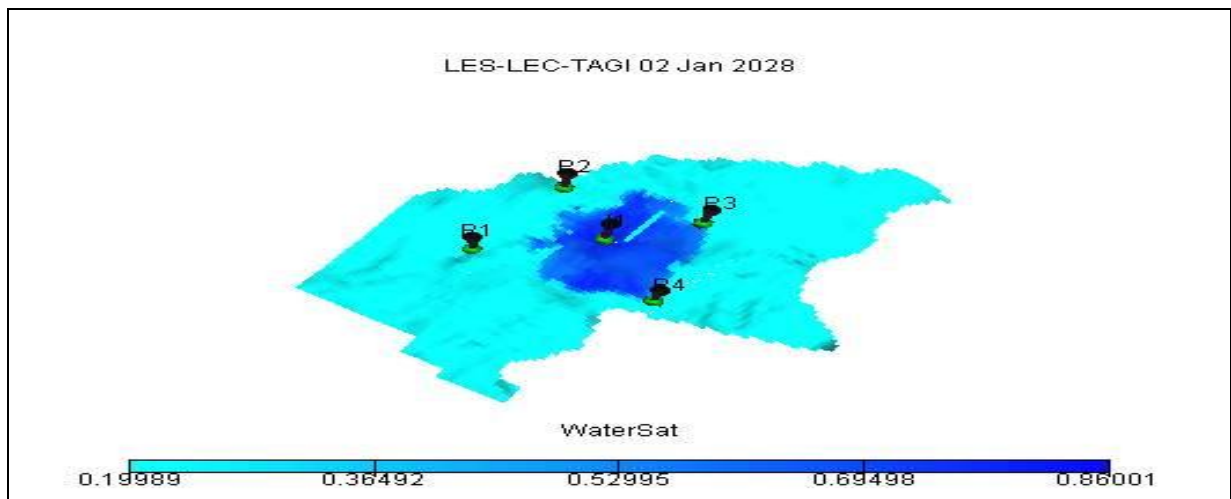


FIG IV.40 : Saturation d'eau dans le réservoir à t= 23 ans

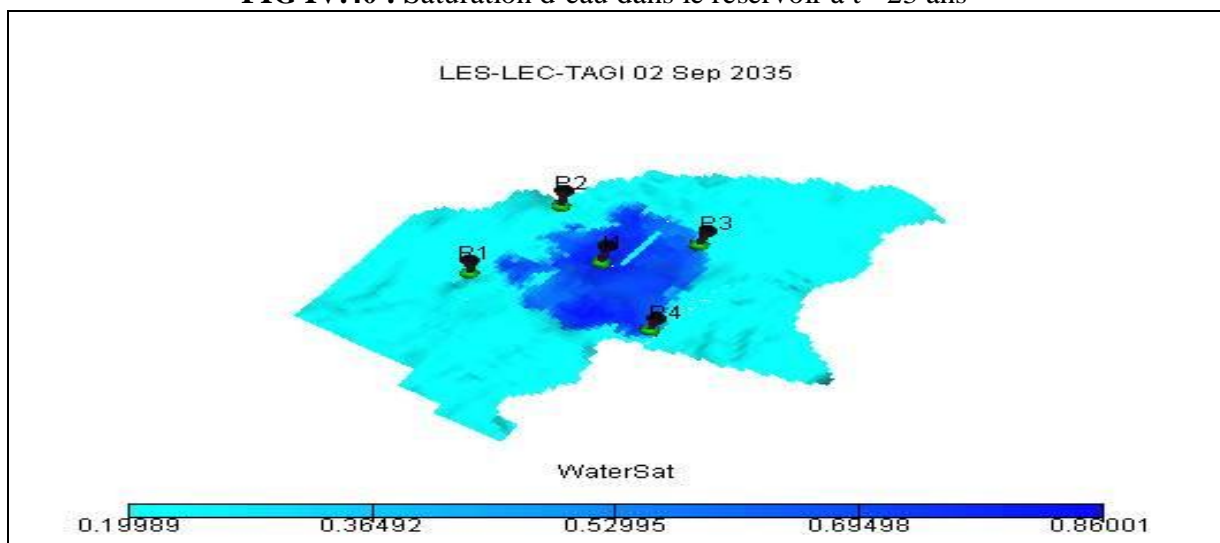


FIG IV.41 : Saturation d'eau dans le réservoir à t= 30 ans

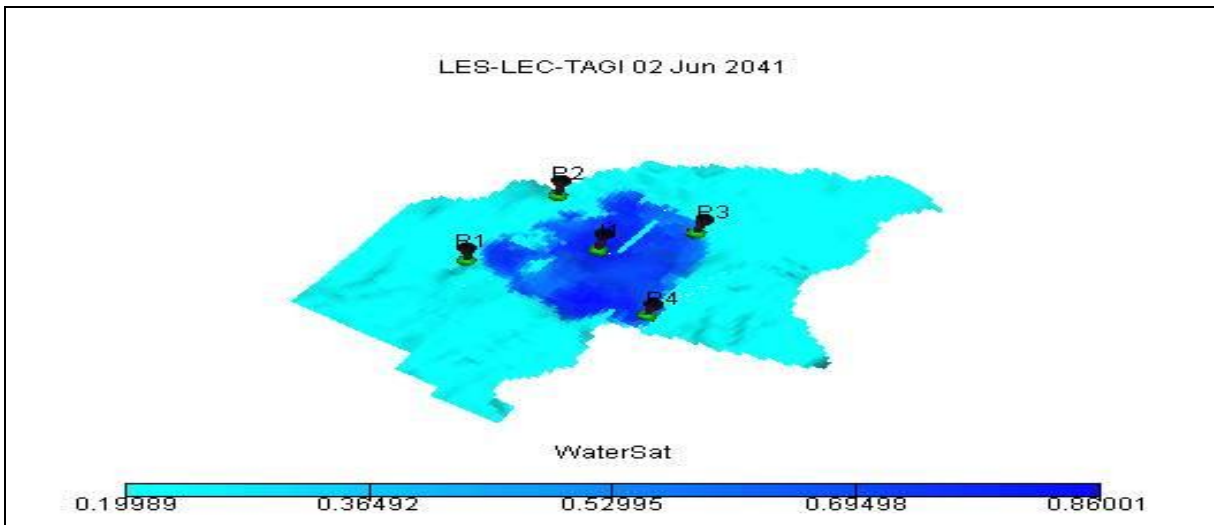


FIG IV.42 : Saturation d’eau dans le réservoir à t= 36 ans

A partir des ces figures (IV.37, 38, 39, 40, 41,42) on remarque que les profils de saturations pendant l’injecté, diffuse rapidement vers le puits producteur 3, on constate que lorsque la température croit, la saturation irréductible en eau S_{wi} augmente alors que la saturation résiduelle en huile S_{or} diminue (voir figure IV.40). La forte saturation de l’eau est enregistrée d’abord au voisinage du point d’injection puis elle se propage au cours du temps vers les zones voisines jusqu’à avoir les percés de l’eau dans les puits producteurs.

- Débit d’injection d’eau et les percés d’eau (water cut) (voir FIG IV.43 ,44).

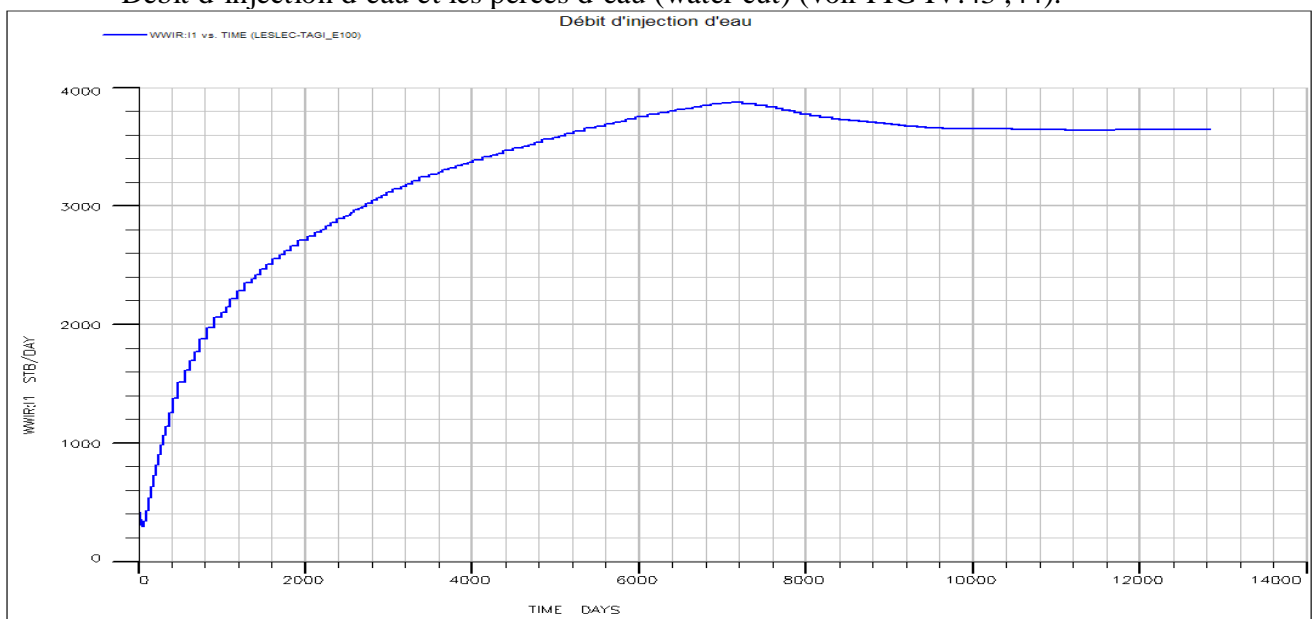


FIG IV.43 : Débit d’injection d’eau vs temps(WWIR)

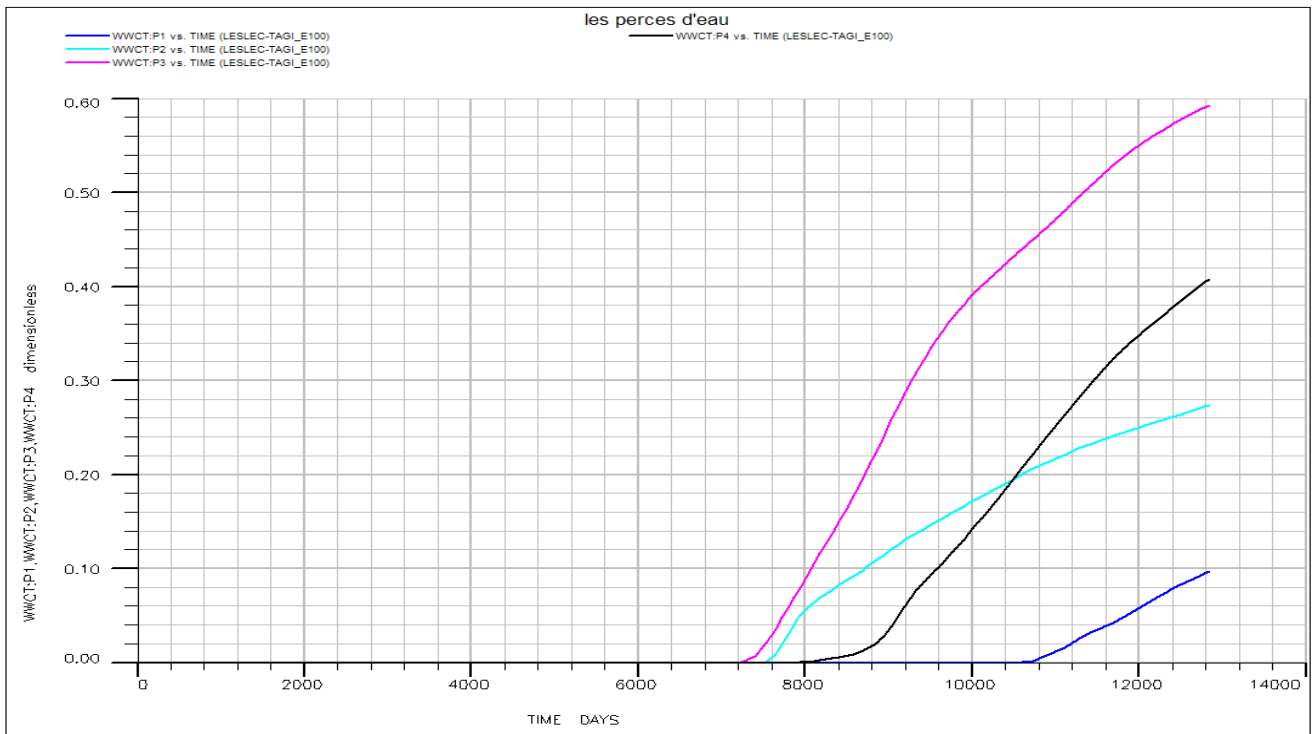


FIG IV.44 : Percés d'eau vs temps(WCT)

- Débit de production d'eau de chaque puits et le total (voir FIG IV.45 ,46).

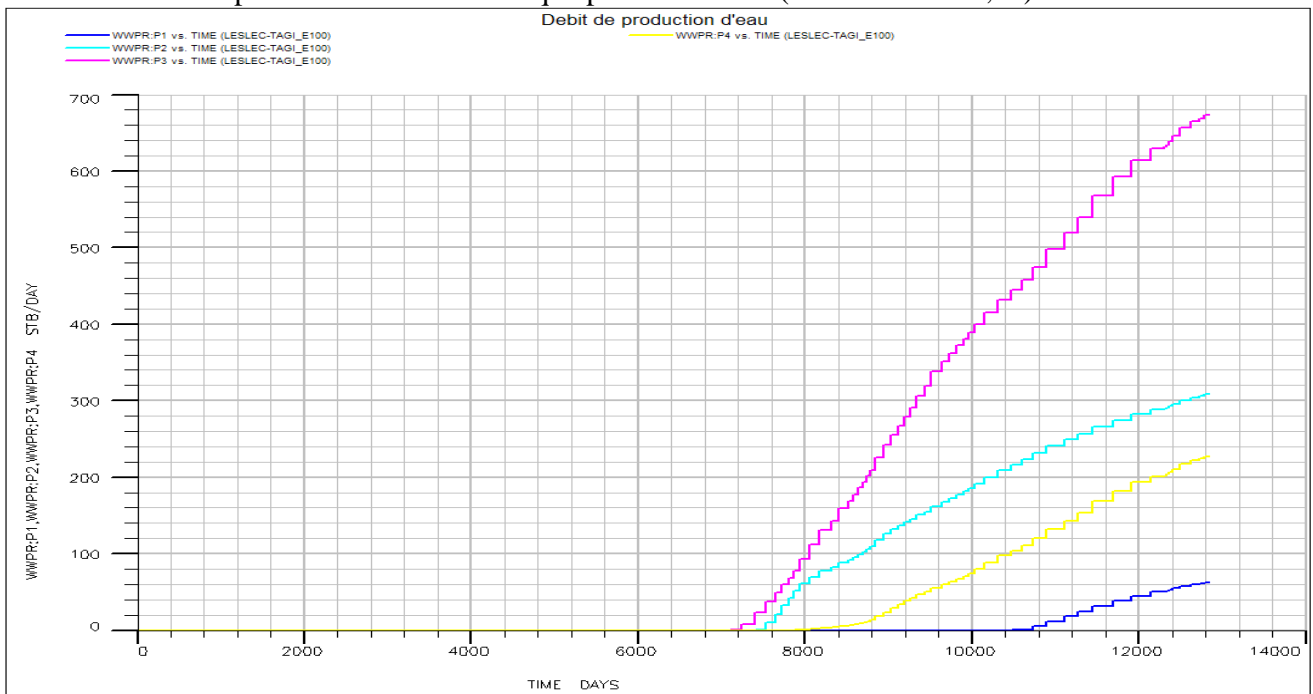


FIG IV.45 : Production d'eau vs temps (WWPR)

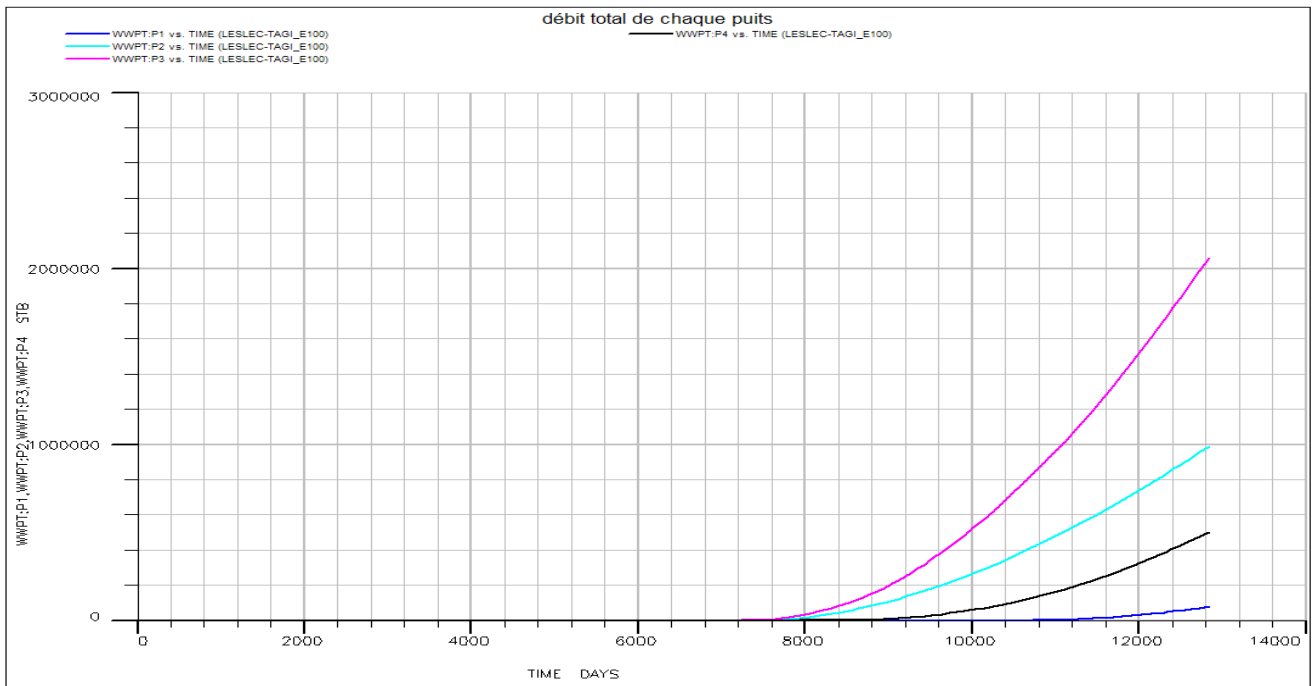


FIG IV.46 : Production totale d'eau vs temps(WWPT)

- Les réserves en place et les percés d'eau (water cut) du champ (voir FIG IV.47 ,48).

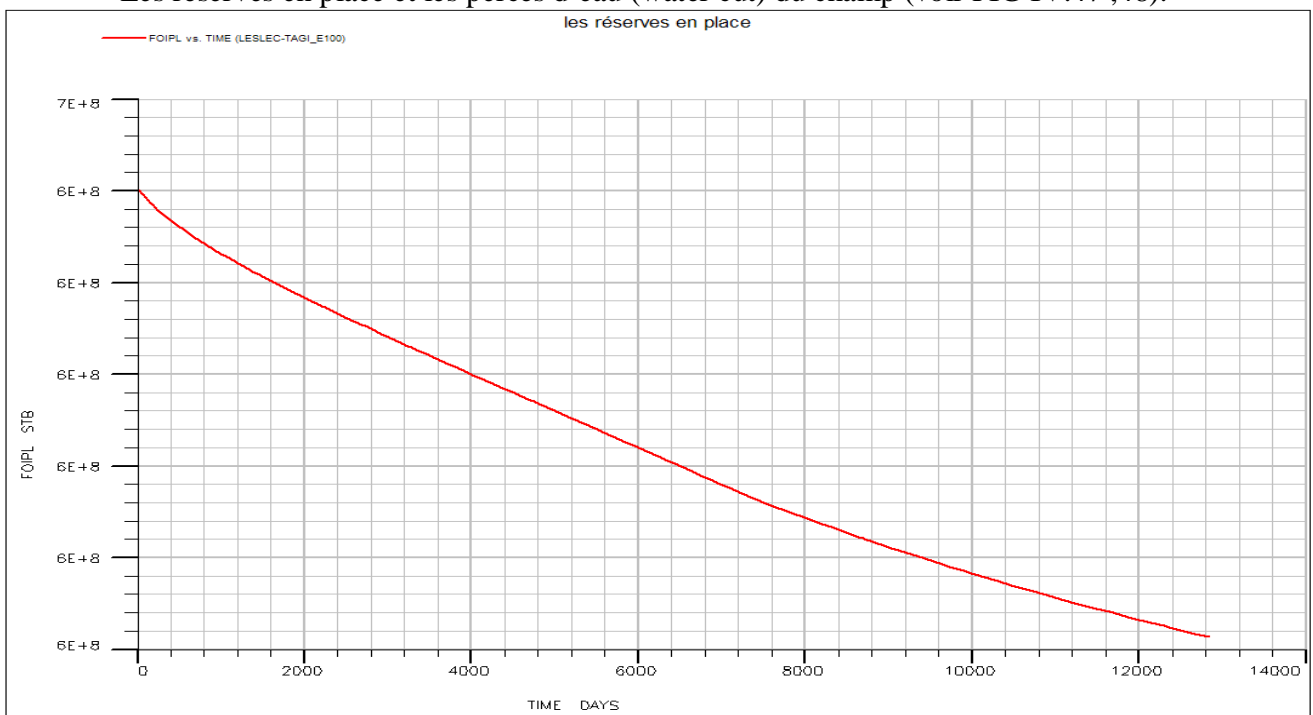


FIG IV.47 : Réserve en place du champ Vs temps (FOIPL)

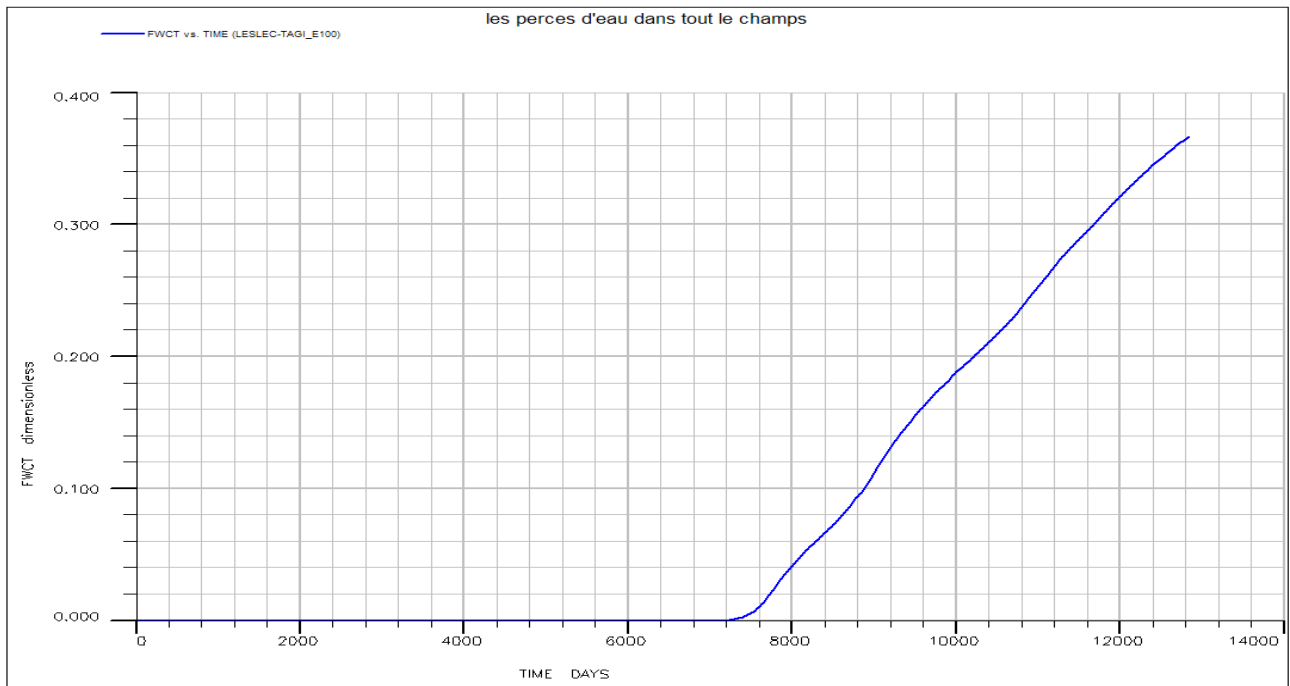


FIG IV.48 : Percés d'eau du champ vs temps(FWCT)

- Le taux de récupération ($FOE = \text{Foip (initial)} - \text{Foip (now)} / \text{Foip (initial)}$) (voir FIG IV.49).

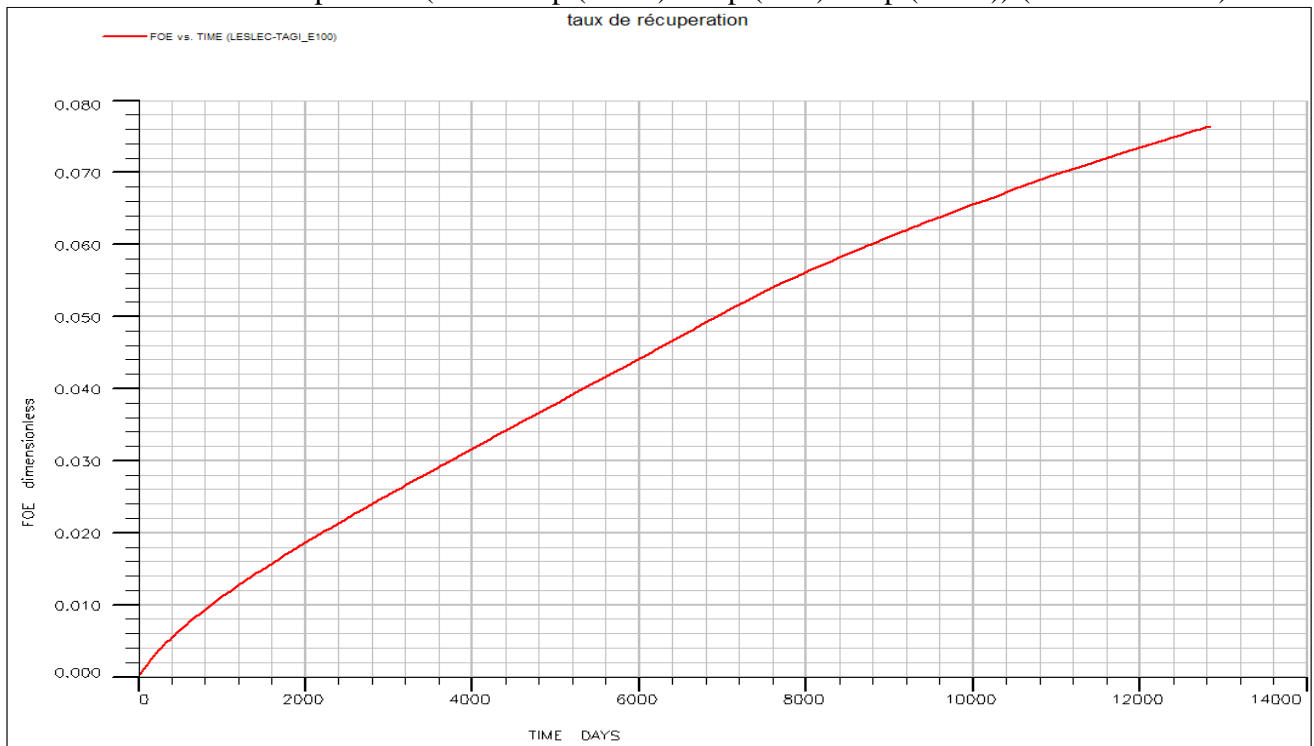


FIG IV.49:Le taux de récupération vs temps

Débit injecté et les percés de l'eau de chaque puits & du champ représenté dans le tableau ci dessous :

Numéro des puits	P1 (début de la percé)	P2 (début de la percé)	P3 (début de la percé)	P4 (début de la percé)	I (l'eau injecté)
Débit(stb/jours)	0.00052	0.13	0.98	0.0058	3644.16
Temps (jours)	10608.9	7536	7240	7940	12840

Tableau IV.3 : Débit injecter et les percés d'eau

D'après l'exploitation de ce réservoir avec l'injection de l'eau pour balayer les réserves en place (OOIP) vers la surface on a obtenu un taux de récupération de 8% **voir la figure IV.49** ($FOE = \frac{Foip (initial) - Foip (now)}{Foip (initial)}$) est faible à cause de la complexité du réservoir et la pression capillaire très élevée ($P_c = P_{eau} - P_{huile}$) pour cela on pense de changer le mode de récupération c'est l'injection de gaz pour augmenter le taux de récupération.

4.6.4 .2 Déplacements diphasiques dans un milieu poreux (Couple gaz/huile)

On considère un puits vertical, situé au centre réservoir, à travers lequel on injecte de gaz pour pousser l'huile vers les puits producteurs situés aux différents coins de ce milieu (voir figure IV.13). Examinons dans cette étude l'influence de l'injection de gaz (fluide non mouillant) sur le déplacement de l'huile (fluide mouillant) à travers le milieu considéré sous les conditions résumées dans le tableau (IV.1) phénomènes de drainage.

- Perméabilité relative en fonction de saturation de gaz (voir FIG IV.50).

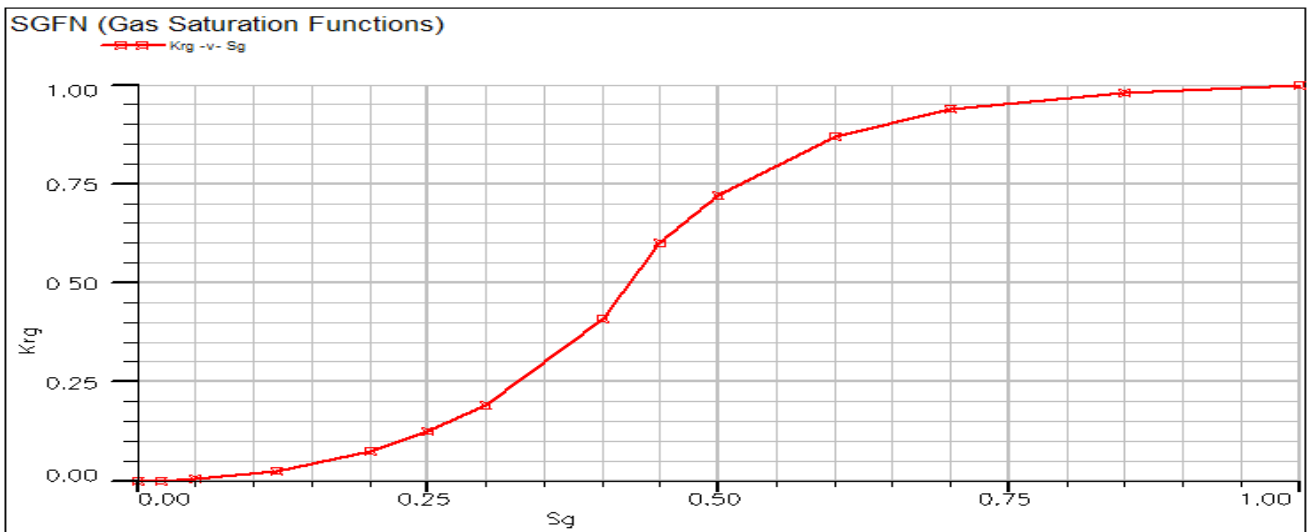


FIG IV.50 : Perméabilité relative Vs saturation de gaz

Cette figure représente la saturation de gaz en fonction de la perméabilité relative on remarque que la saturation initiale de gaz atteint les 2% (S_{gc}) elle est facile d'avoir la production dès le début d'injection, revient à les propriétés de gaz (densité, masse volumique, etc.) qui favorable de balayer huile en place plus rapide.

- Représente les données de PVT de gaz elle est très importantes de les connaître pour manipuler l'injection et d'améliorer le taux de récupération (voir FIG IV.51).

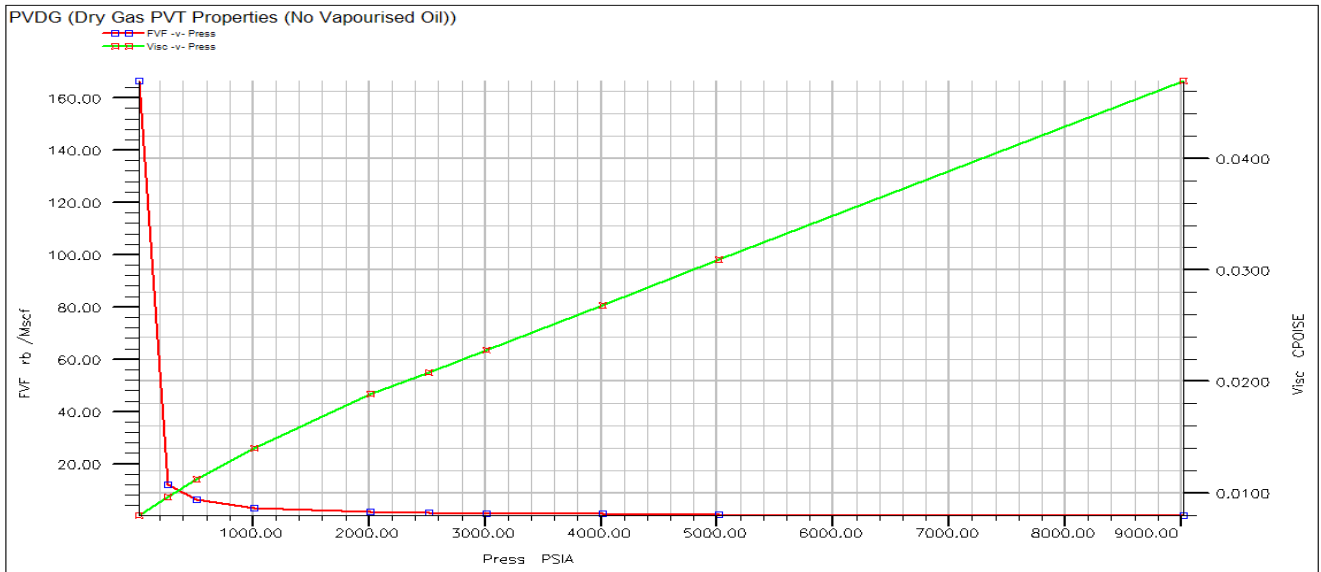


FIG IV.51: Facteur volumétrique vs pression (PVDG, FVF)

a) Profils de pression

Les figures (IV.52, 53, 54, 55, 56,57) montrent la distribution de profil de pression au tour de puits injecteur de gaz vers les puits producteurs d'huile en fonction de temps.

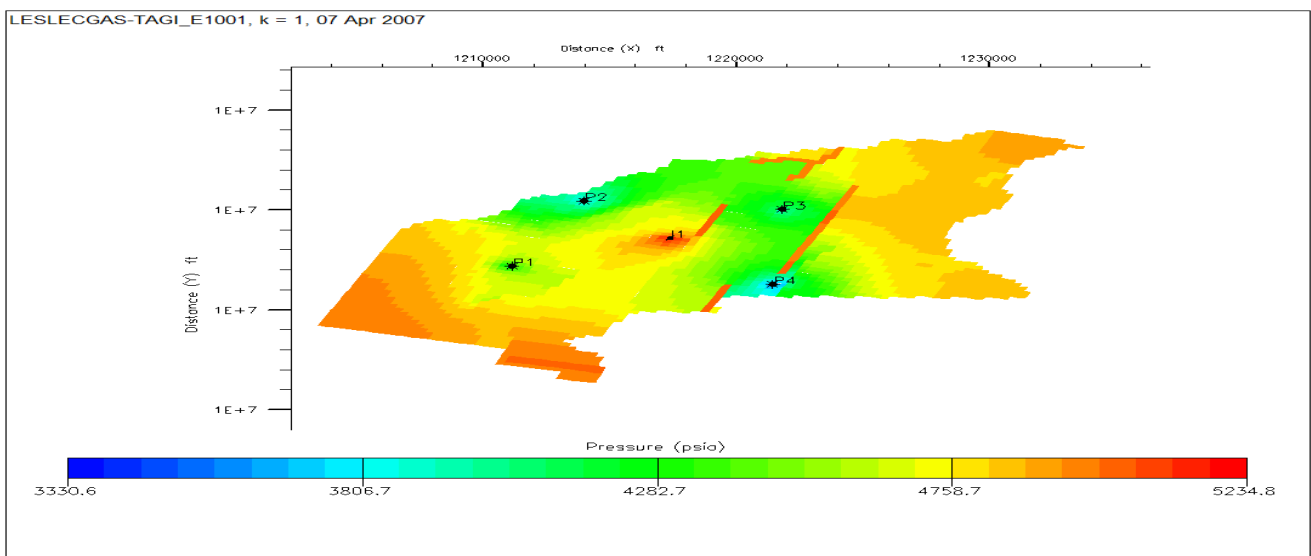


FIG IV.52 : Profils de pression dans le réservoir à t= une année

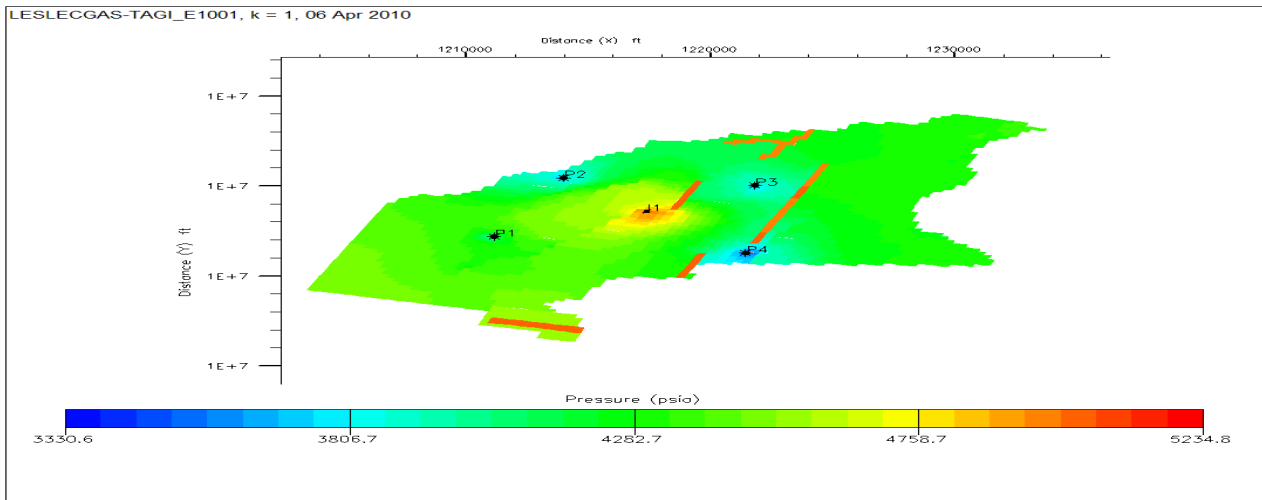


FIG IV.53 : Profils de pression dans le réservoir à t= 3ans

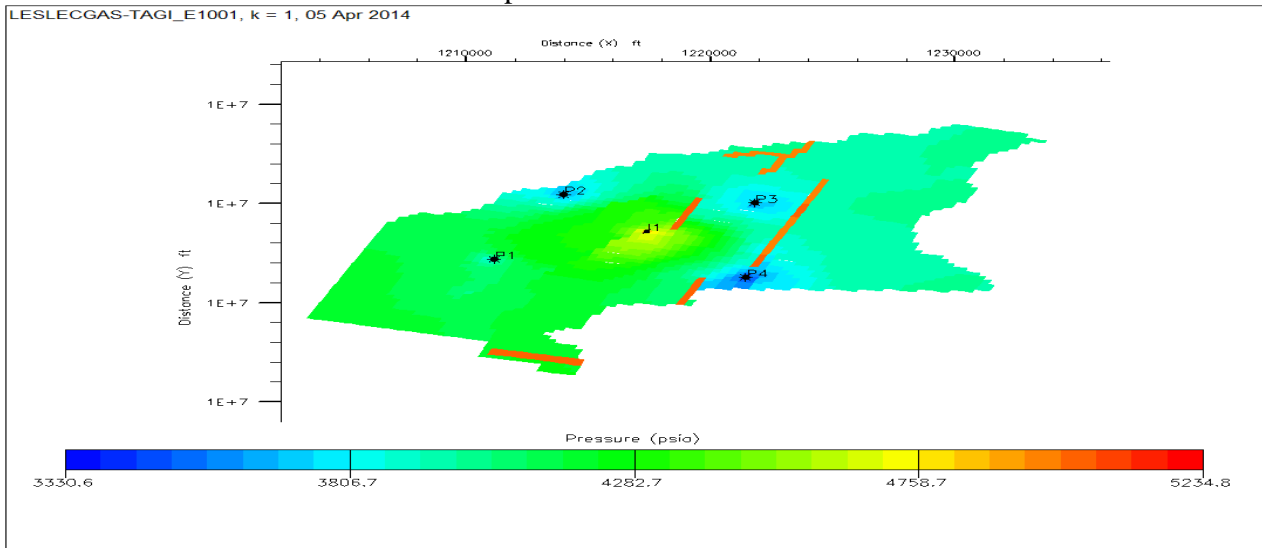


FIG IV.54 : Profils de pression dans le réservoir à t= 7ans

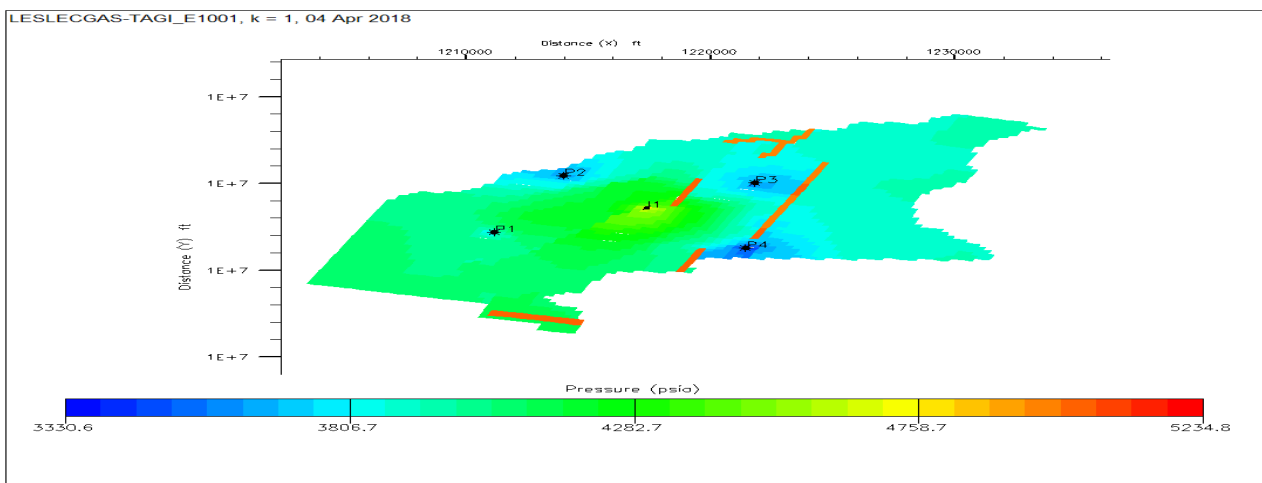


FIG IV.55 : Profils de pression dans le réservoir à t= 11ans

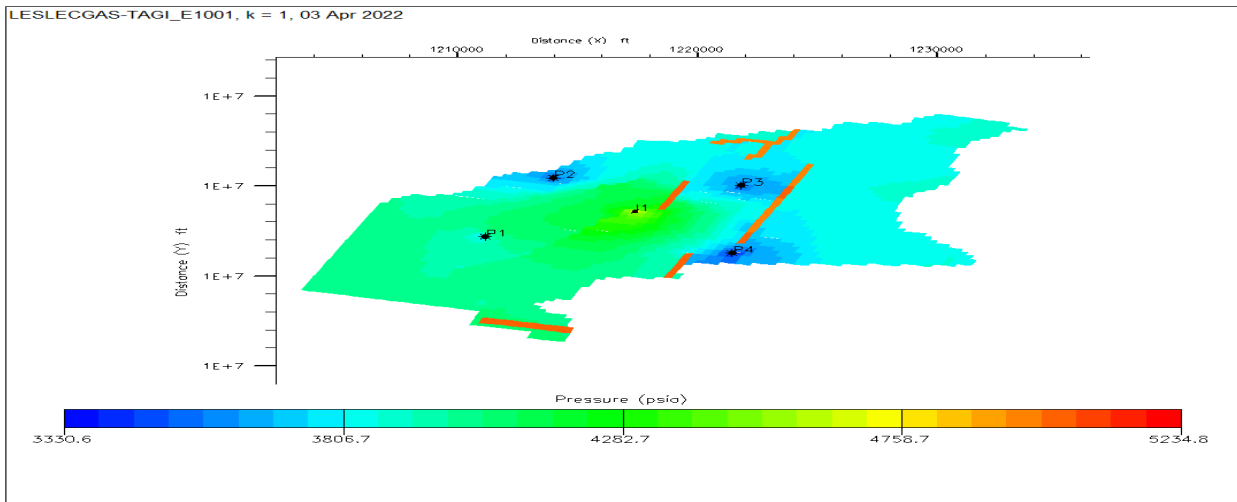


FIG IV.56 : Profils de pression dans le réservoir à t= 15 ans

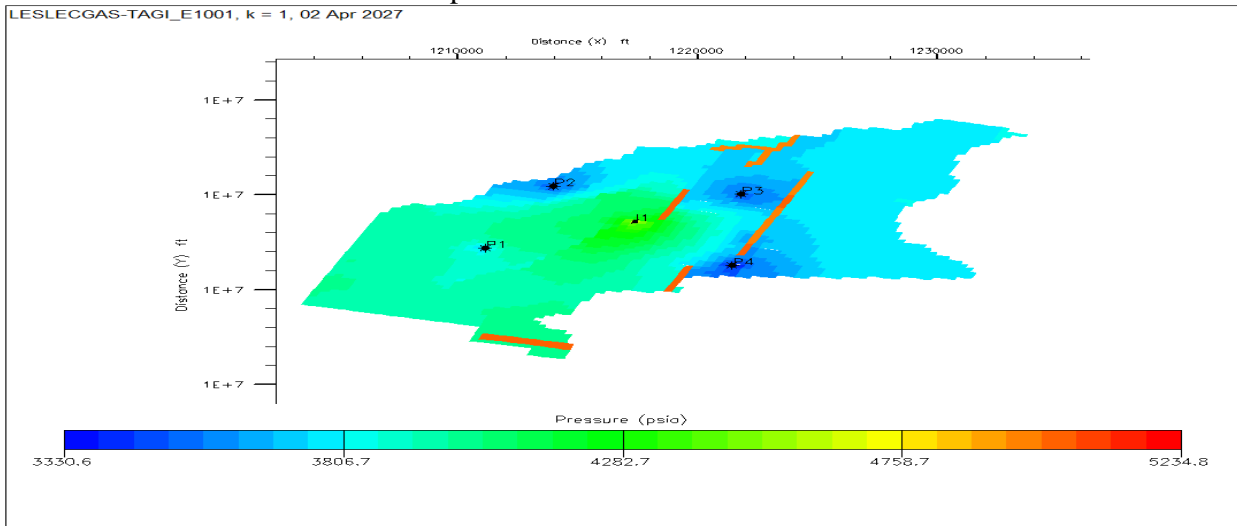


FIG IV.57 : Profils de pression dans le réservoir à t= 20 ans

La figure IV.52 représente une grande propagation de pression sur toute la surface du réservoir revient à la première année d’exploitation et à t=3, 7, 11, 15,20 ans la pression commence à chuter a part au abord de puits injecteur implique un meilleur balayage de l’huile par le gaz. On trouve la relation mathématique de la pression du gaz dans le réservoir est quadratique

$$(Q_g = IP (P_r^2 - P_f^2)).$$

- Variation de la pression des puits producteurs et injecteurs en fonction de temps

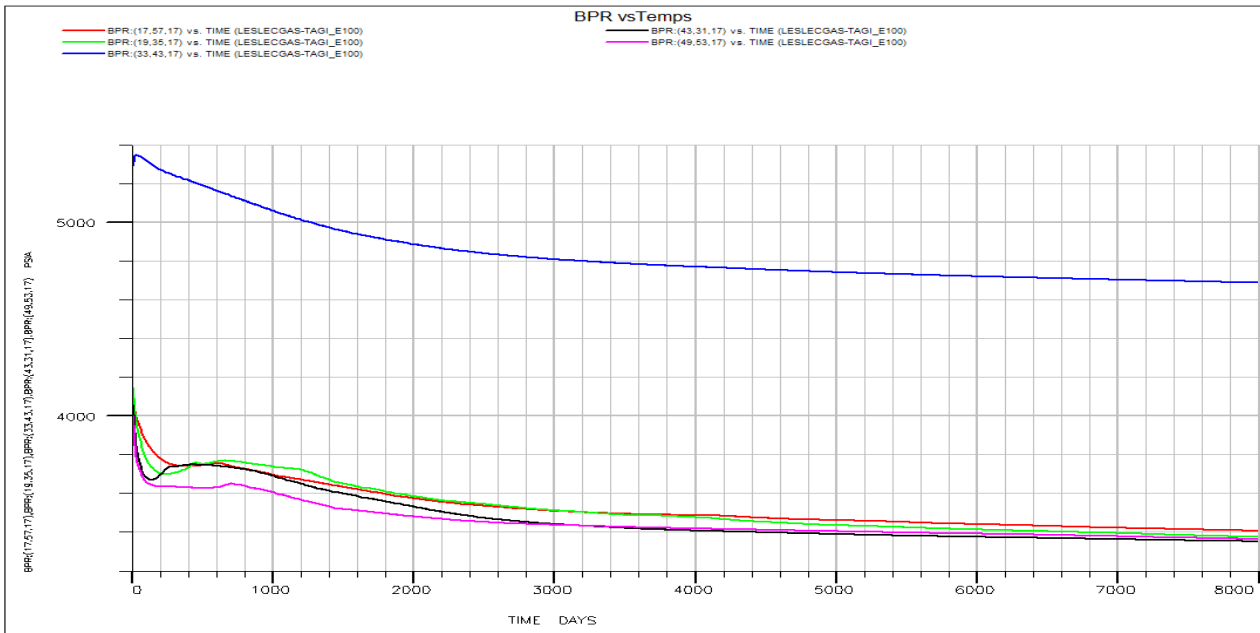


FIG IV.58 : Pression des puits vs temps (BPR)

On enregistre une léger variation de pression à tout les puits à partir de t=2000 jours, parce que il y a une stabilité de débit injecter environ de 150000 Mscf/jour voir la **figureIV.58**.

b) Profils de saturation d’huile

Les figures (IV.59, 60, 61, 62, 63,64) montrent la distribution de profil de saturation d’huile au tour de puits injecteur vers les puits producteurs en fonction de temps.

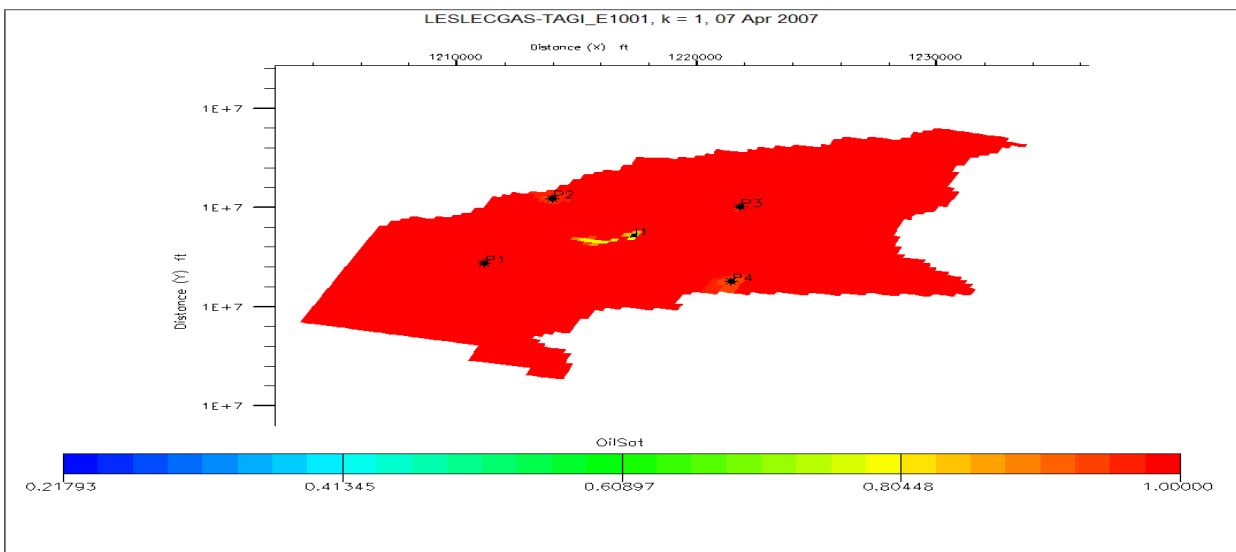


FIG IV.59 : Saturation de l’huile dans le réservoir à t= une année

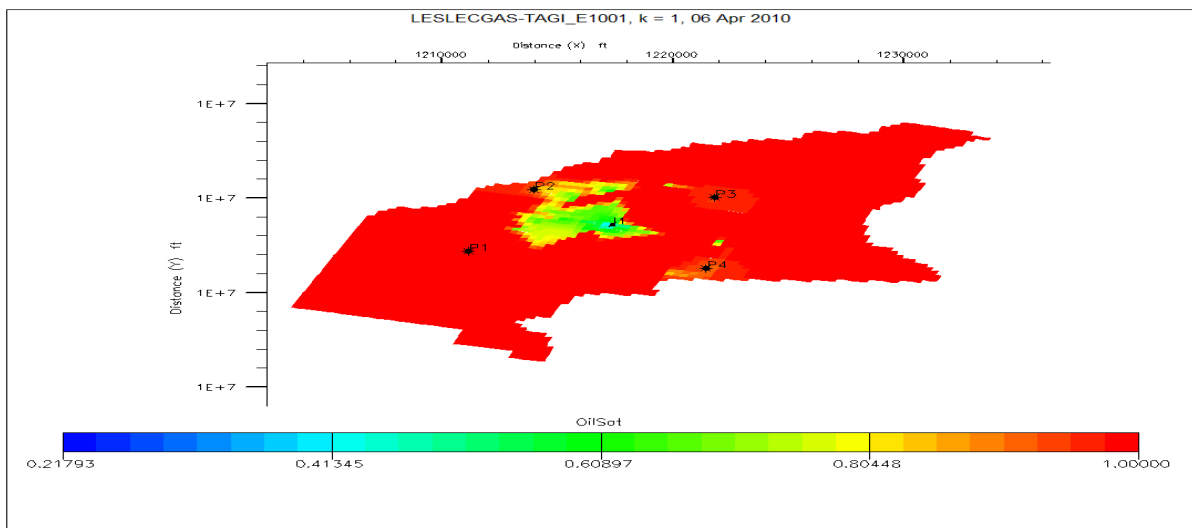


FIG IV.60 : Saturation de l'huile dans le réservoir à t= 3 ans

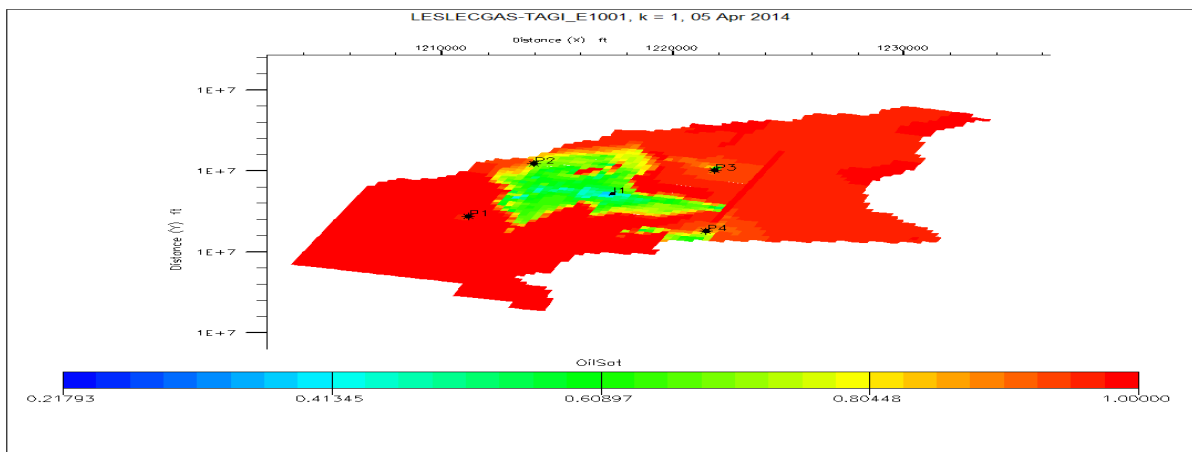


FIG IV.61 : Saturation de l'huile dans le réservoir à t= 7 ans

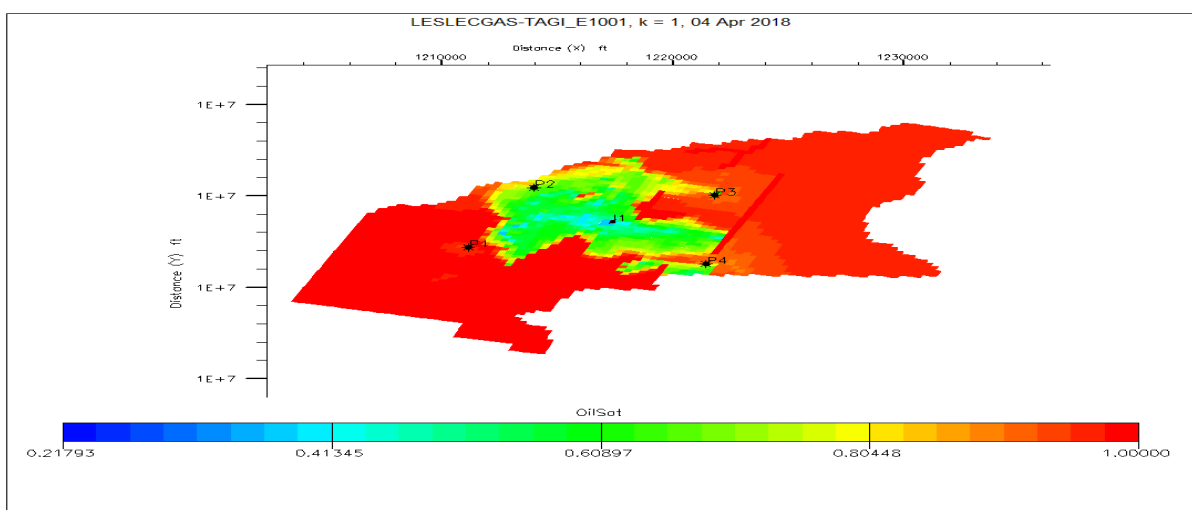
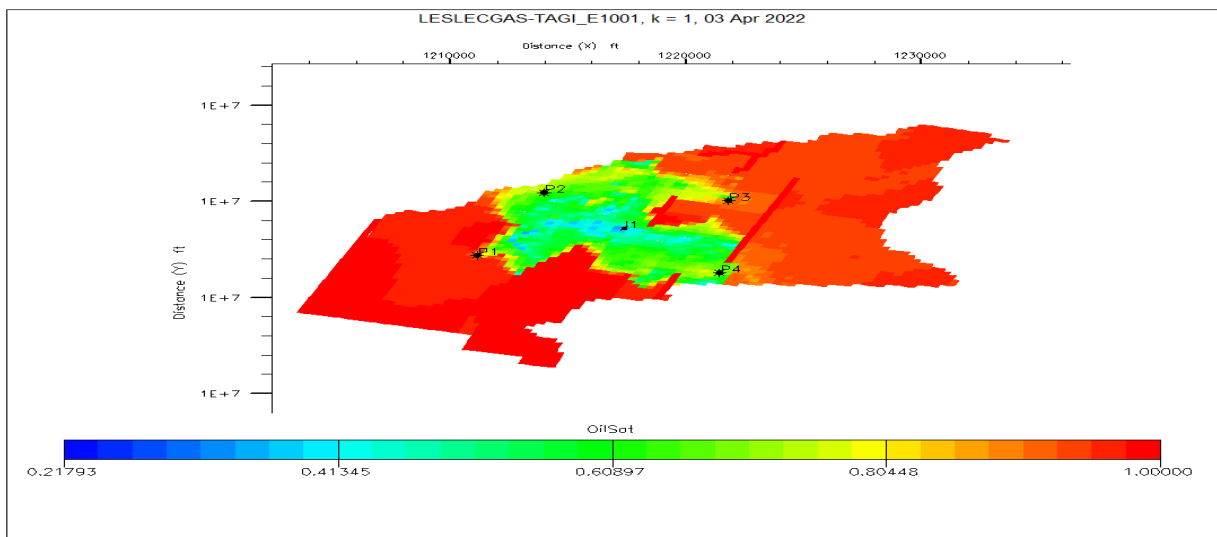
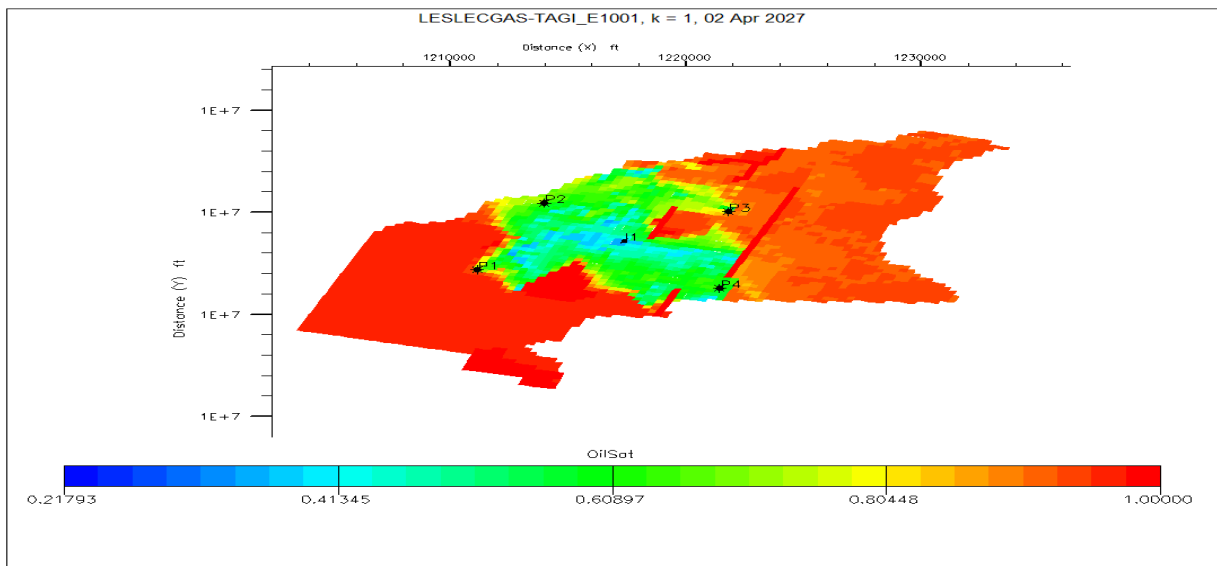


FIG IV.62 : Saturation de l'huile dans le réservoir à t= 11 ans

**FIG IV.63** : Saturation de l'huile dans le réservoir à t= 15 ans**FIG IV.64** : Saturation de l'huile dans le réservoir à t= 20 ans

Le front de déplacement de l'huile atteint les puits 2,3 à t=7 ans et à t=11 ans les puits 1,4 on remarque que l'avancement de front est très rapide par rapport à l'injection de l'eau pour cela l'efficacité d'injection de gaz est plus fiable voir les figures IV.61.62.

- Profils de production de chaque puits producteurs et la production totale(voir FIG IV.65,66).

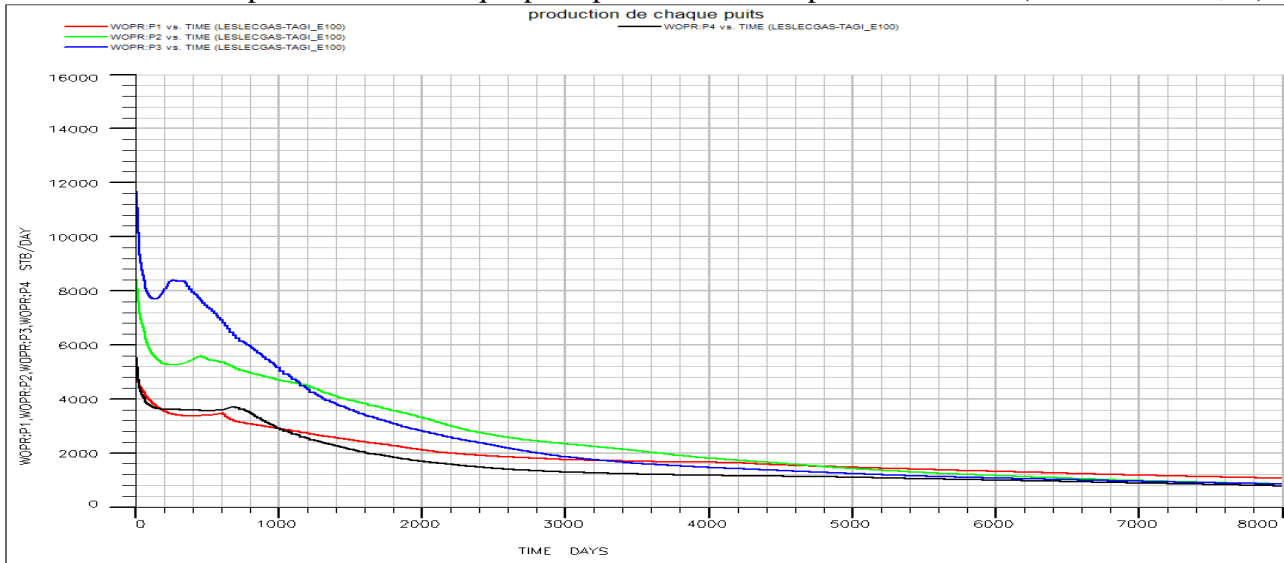


FIG IV.65: Production des puits Vs temps(WOPR)

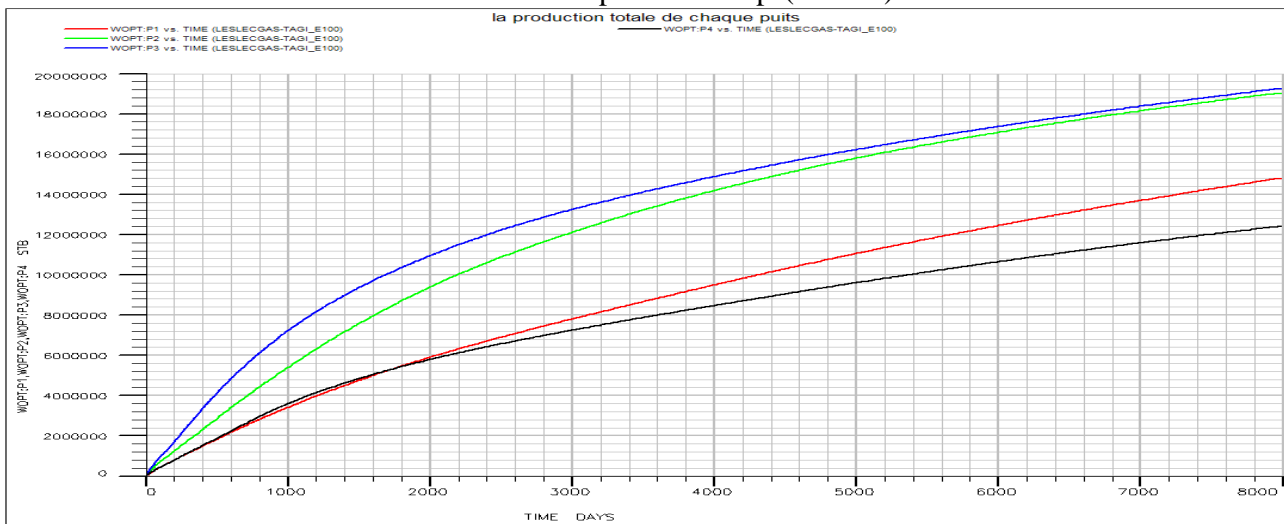


FIG IV.66 : Production totale vs temps(WOPT)

D’après ces résultats, il semble que la distribution du gaz est trop influencée par la saturation et la perméabilité du milieu .Le tableau ci-dessous illustre la production de chaque puits pendant le premier jour jusqu’a 20 ans .

Numéro puits	P1	P2	P3	P4
Temps (jours)	1	1	1	1
Débit (stb/jours)	5959.9	10840.4	15154.1	7772.9
Temps (jours)	7300	7300	7300	7300
Débit (stb/jours)	1142.48	934.828	917.91	856.27

Tableau IV.4 : La production des puits (couple gaz/huile)

- L'indice de productivité et la saturation en huile de chaque puits (voir FIG IV.67, 68).

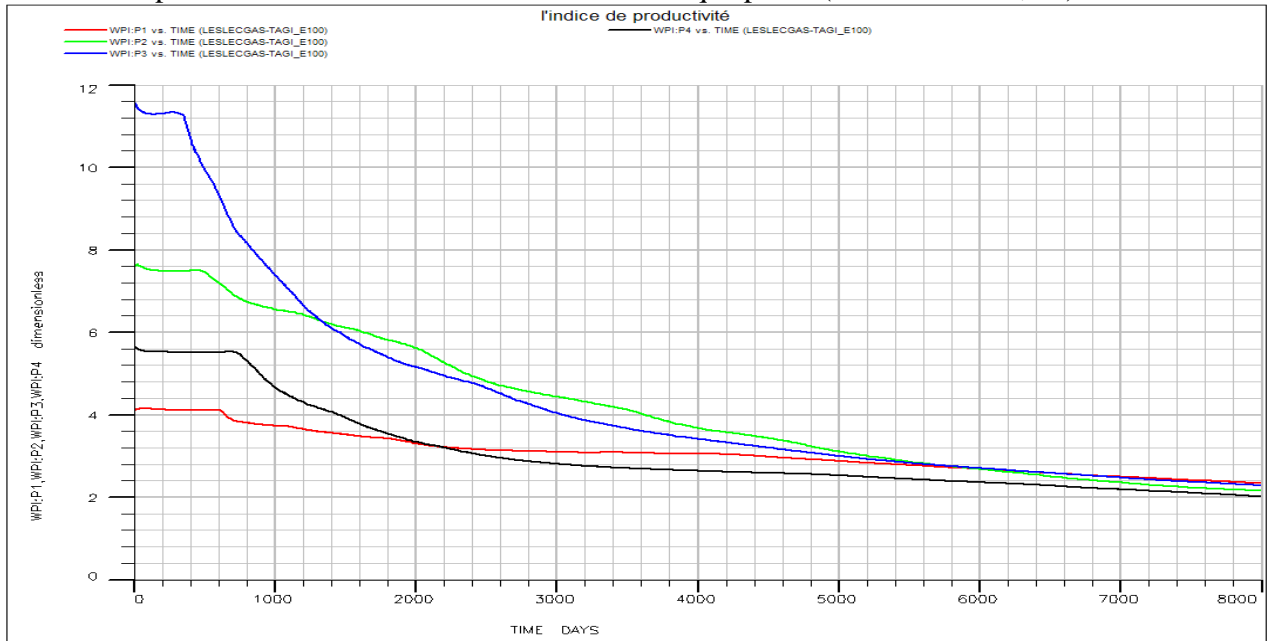


FIG IV.67 : L'indice de productivité vs temps(WPI)

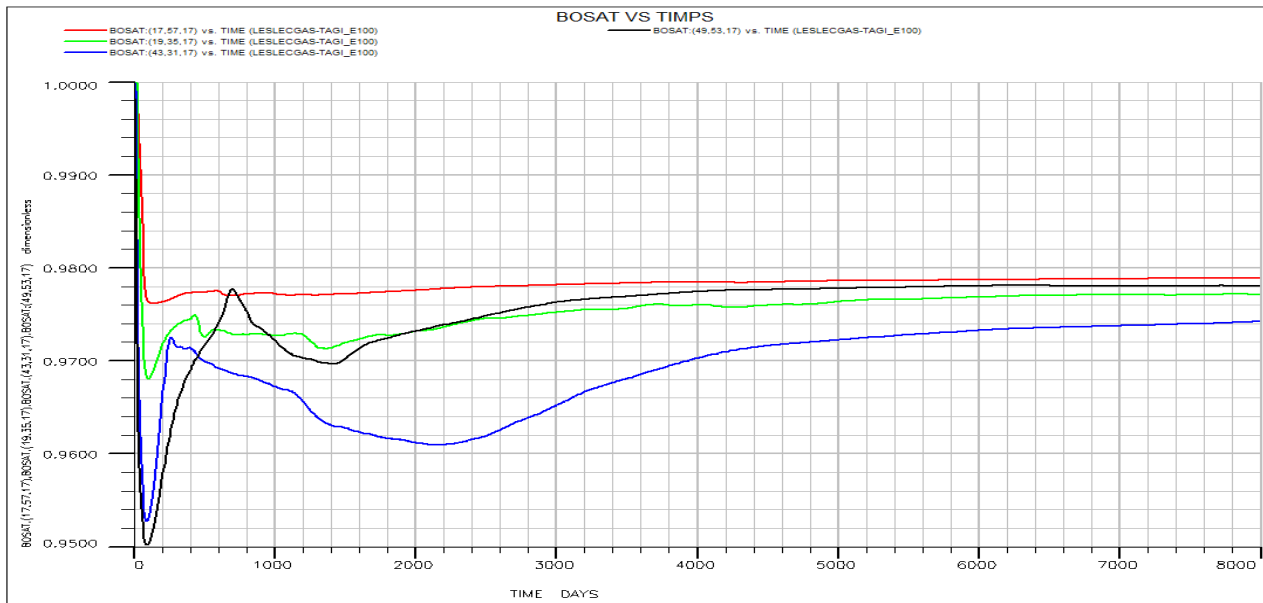


FIG IV.68 : Saturation d'huile vs temps(BOSAT)

On remarque dans le tableau IV.3 la production de puits P3 dès le début commence à produire un débit considérable par rapport à les autres, implique des bonnes caractéristiques dynamiques et pétrophysiques au point de positionnement le puits dans le réservoir et l'indice de productivité, voir les figures IV.65.66.67.

c) Profils de saturation du gaz (voir les figures IV.69, 70, 71, 72, 73,74).

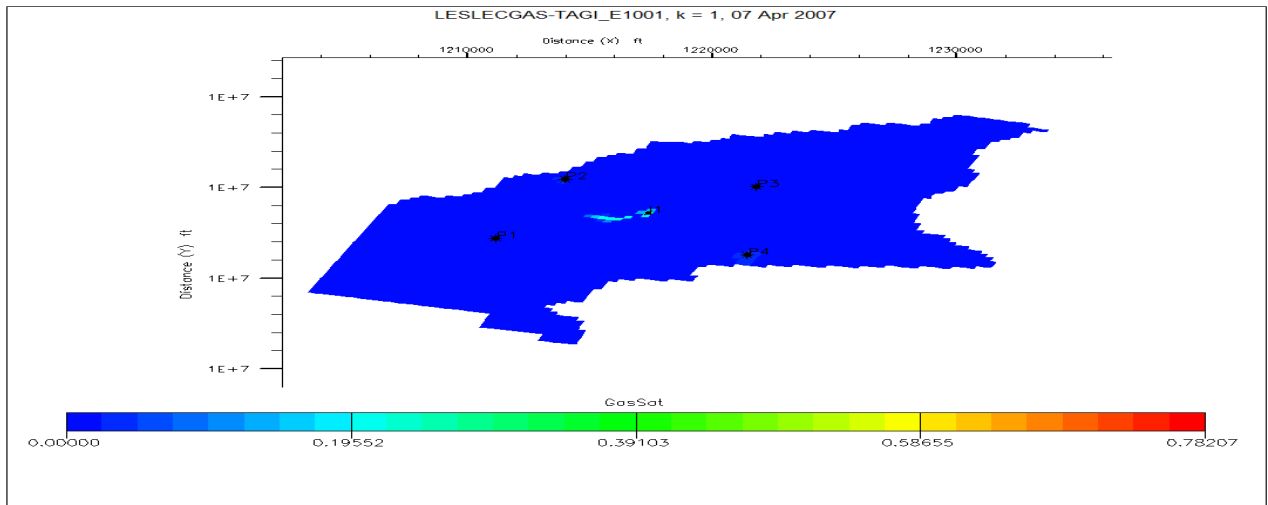


FIG IV.69 : Saturation du gaz dans le réservoir à t= une année

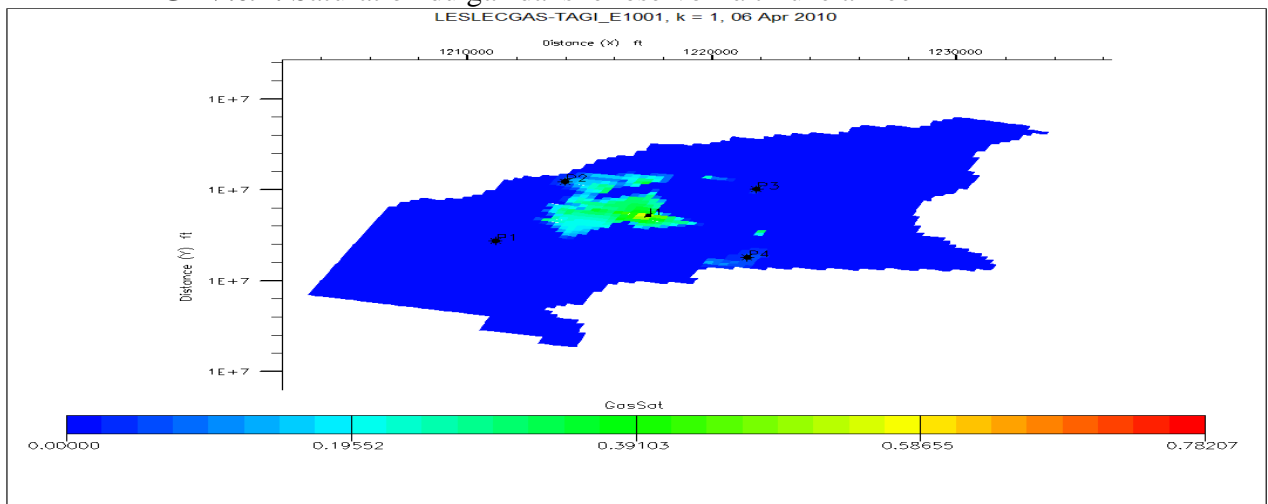


FIG IV.70 : Saturation du gaz dans le réservoir à t= 3 ans

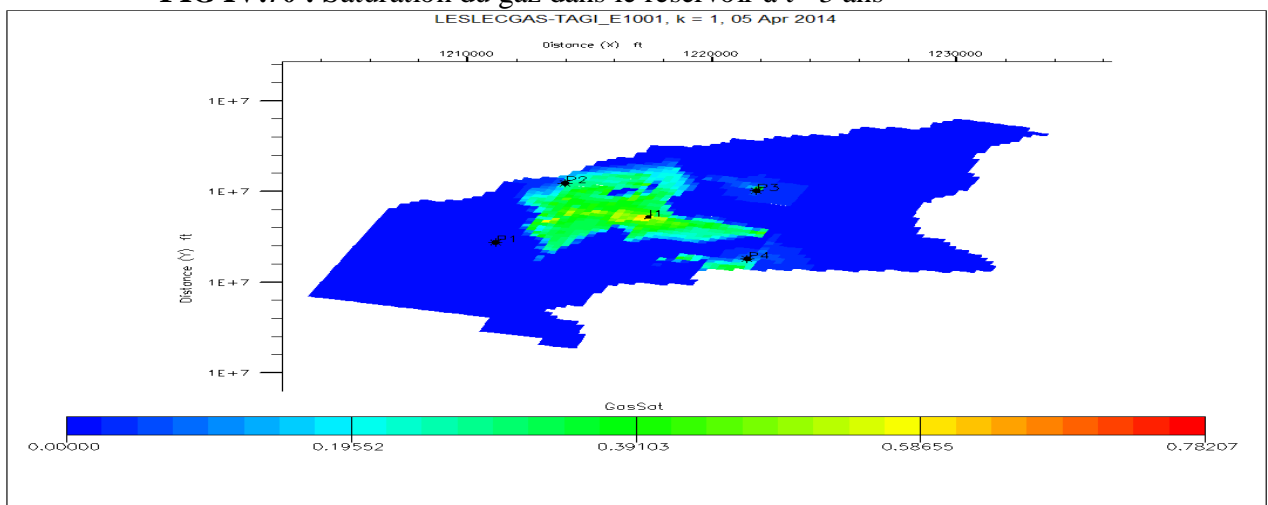


FIG IV.71 : Saturation du gaz dans le réservoir à t= 7 ans

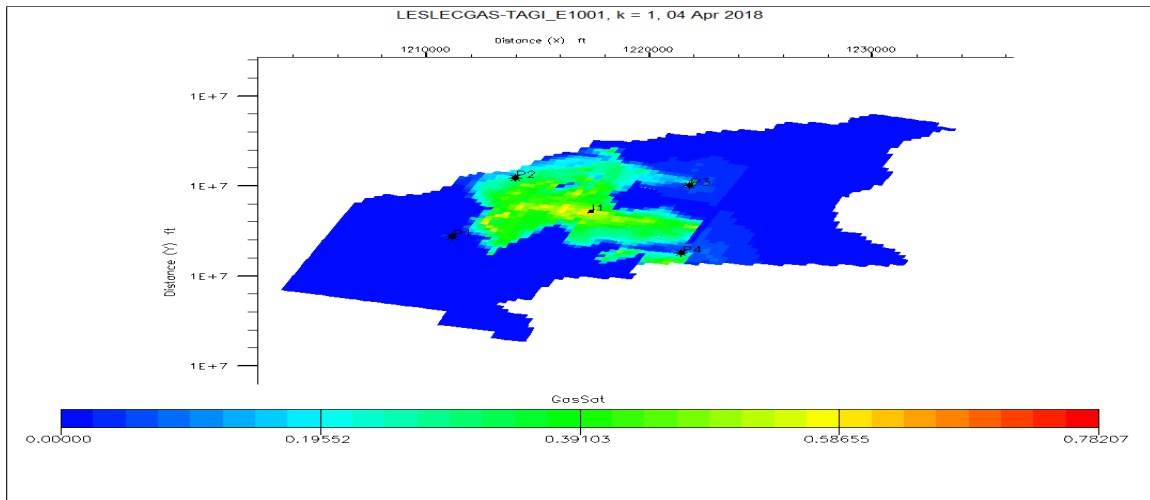


FIG IV.72 : Saturation du gaz dans le réservoir à t= 11 ans

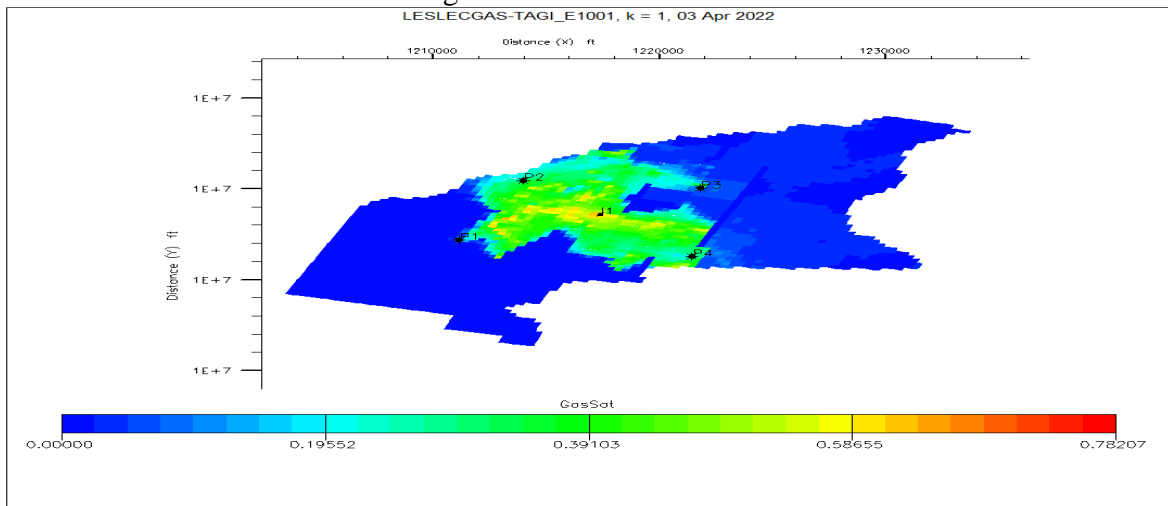


FIG IV.73 : Saturation du gaz dans le réservoir à t= 15 ans

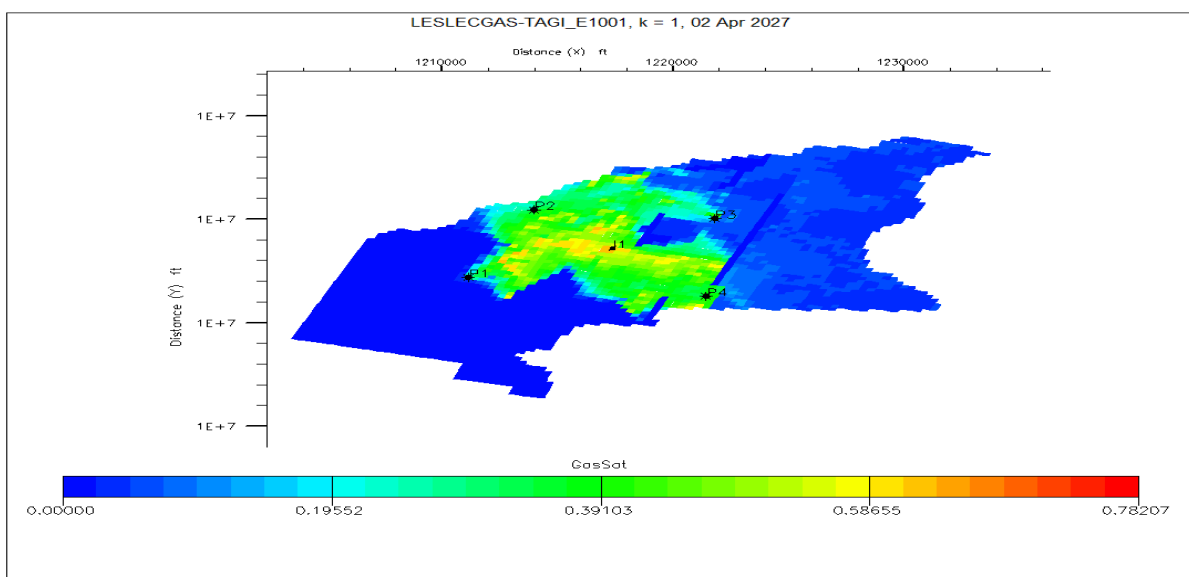


FIG IV.74 : Saturation du gaz dans le réservoir à t= 20 ans

Nous observons qu'à partir de t=7 ans, le gaz commence à diffuser vers les puits producteur 2, 3,4 ce qui explique que l'effet du gradient de pression entre le point d'injection et les puits de production commence à influencer beaucoup sur la direction de l'écoulement. La composition chimique du gaz naturel aidée de balayer l'huile dans un milieu poreux vers les puits producteurs.

- Saturation de gaz dans la maille des puits producteurs (voir FIG IV.75).

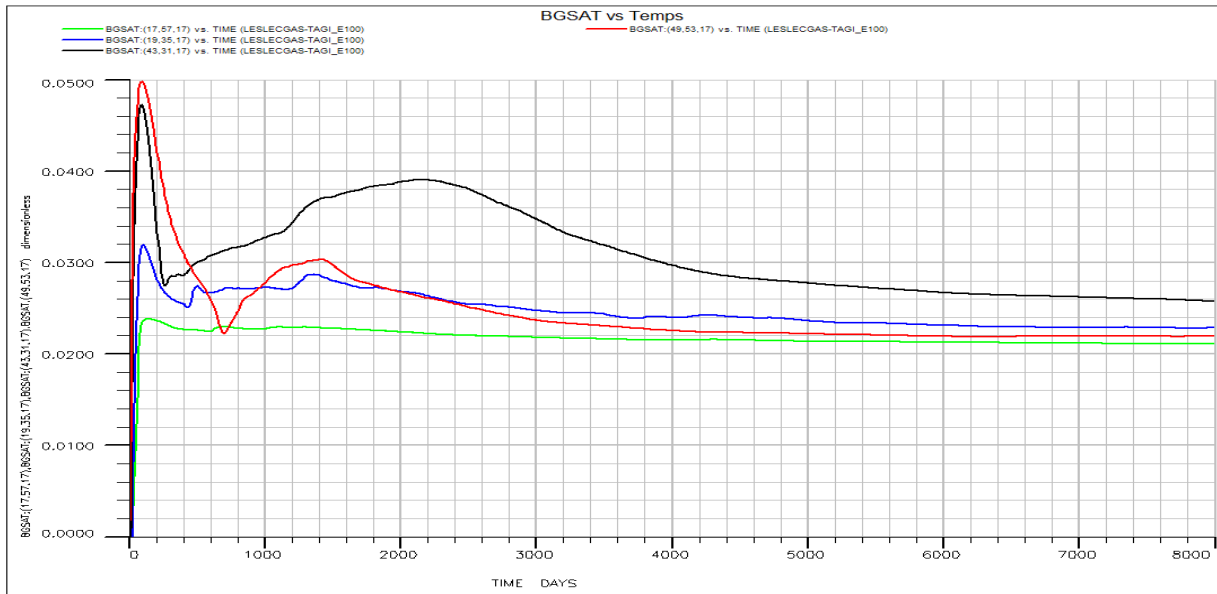


FIG IV.75 : Saturation de gaz vs temps(BGSAT)

- Débit d'injection de gaz et production(voir FIG IV.76,77).

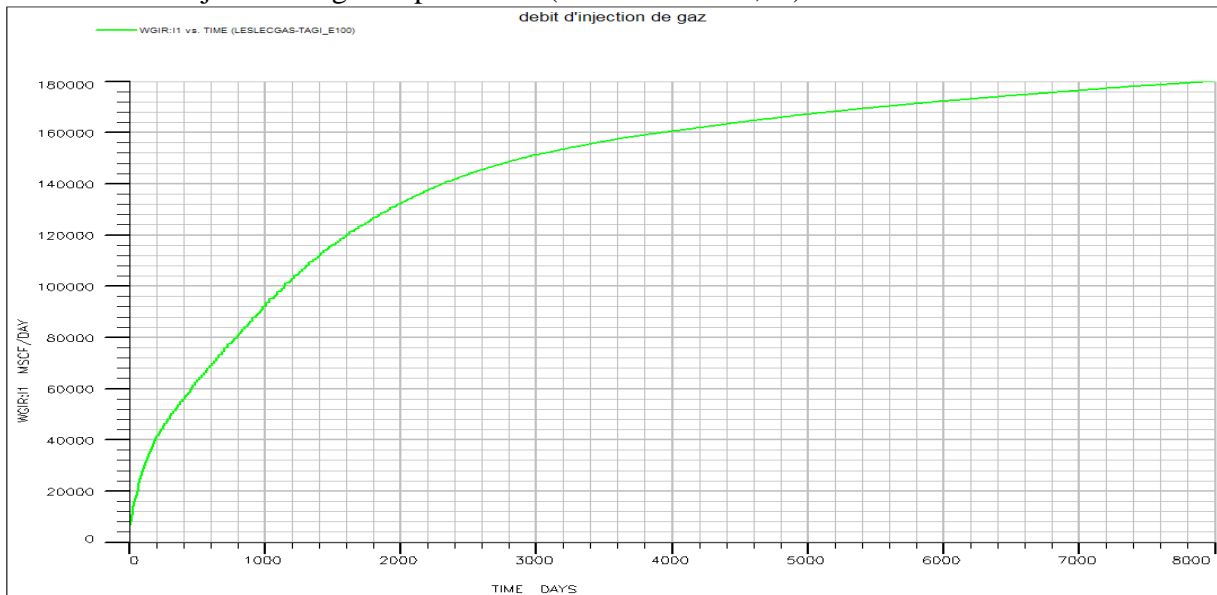


FIG IV.76 : Débit d'injection de gaz vs temps(WGIR)

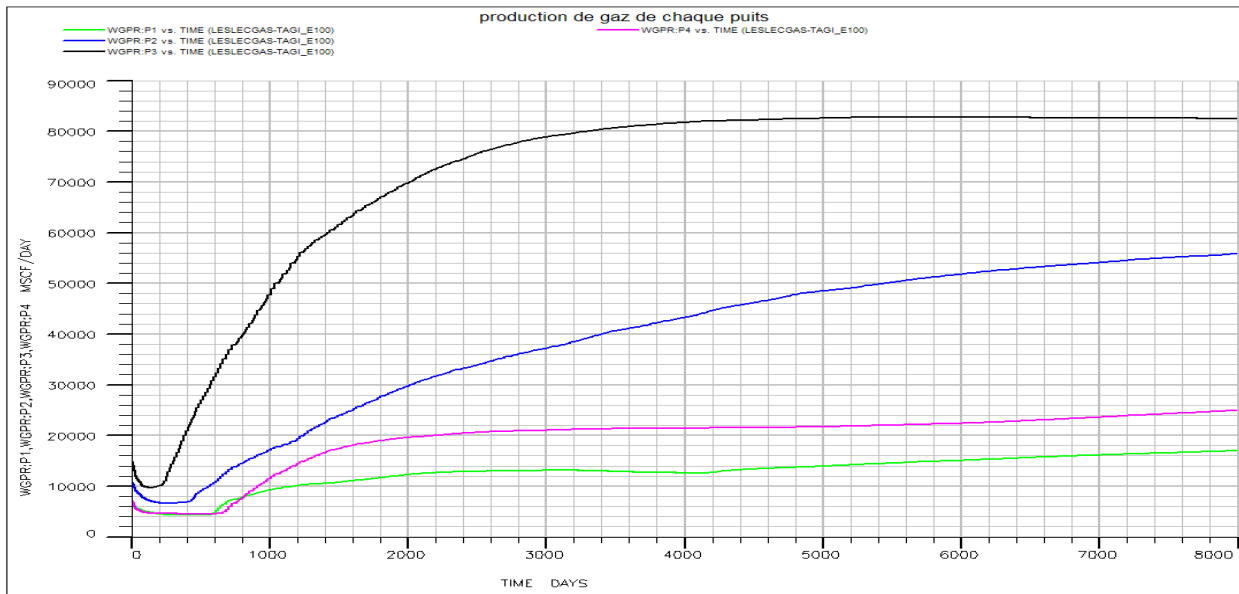


FIG IV.77 : Production de gaz vs temps (WGPR)

A partir de t=15 ans, nous remarquons que la distribution de la phase gazeuse vers les puits producteurs arrive et commence à produire du gaz injecté et l'huile en place voir les figures IV 76, 77. (C.-à-d. à un certain temps le puits producteur d'huile commence à produire l'huile en place et le gaz injecté).

- Rapport de volume gaz/huile GOR de chaque puits et le taux de récupération avec pression du champ (voir FIG IV.78, 79).

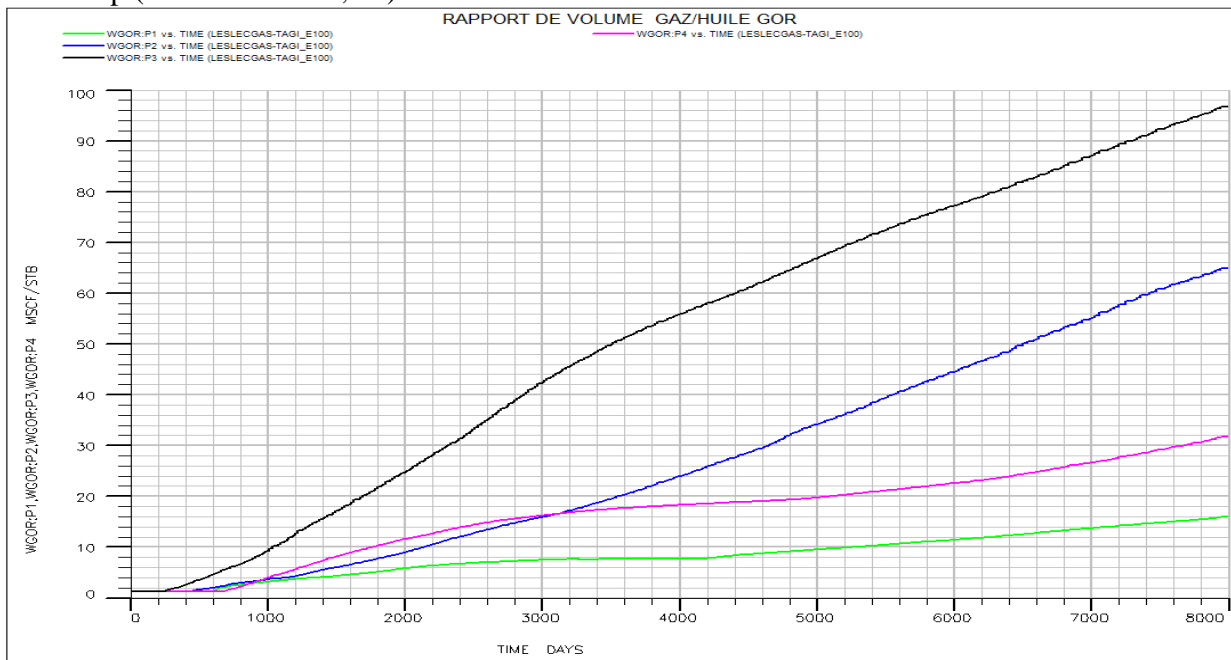


FIG IV.78: Rapport de volume gaz/huile vs temps(WGOR)

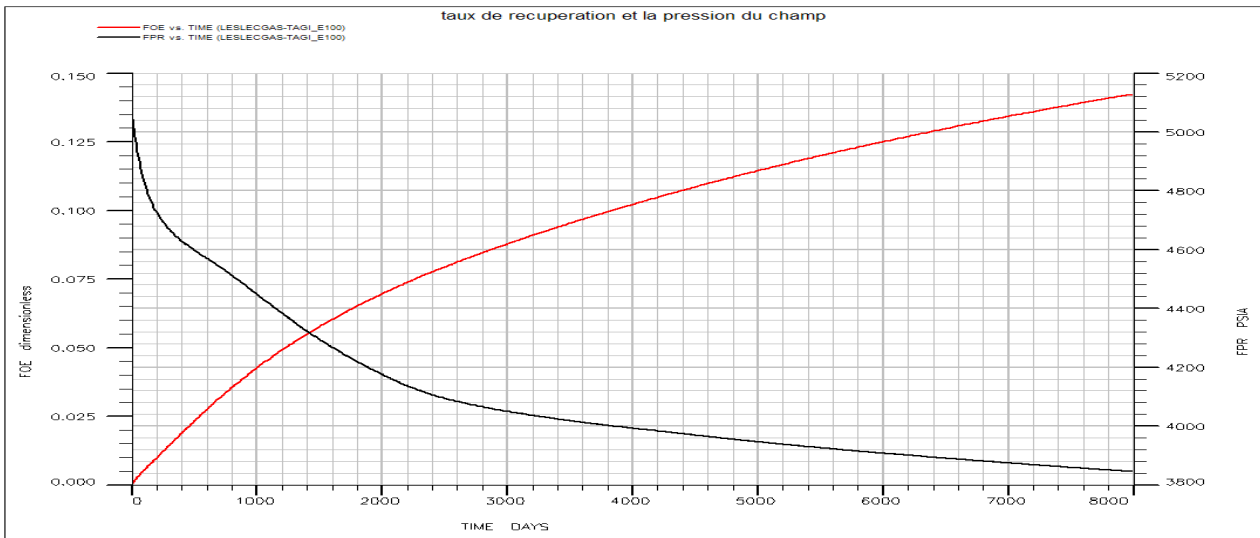


FIG IV.79 : Le taux de récupération et la pression du champ vs temps (FOE et FPR)

On enregistre que le rapport de gaz/huile (GOR) est important pour les réservoirs a forte pression de balayage (voir la figure IV.78).Le tableau ci-dessous illustre GOR de chaque puits pendant 1-4jours jusqu'à 20 ans.

Numéro puits	P1	P2	P3	P4
Temps (jours)	1-4	1-4	1-4	1-4
GOR(Mscf/stb)	1.27	1.27	1.27	1.27
Temps (jour)	7300	7300	7300	7300
GOR(Mscf/stb)	14.35	58.50	89.99	28.02

Tableau IV.5 : Rapport gaz/huile GOR de chaque puits

- Rapport de volume gaz/huile (GOR), GOR de dissolution(Rs) et saturation de gaz du champ (voir FIG IV.80).

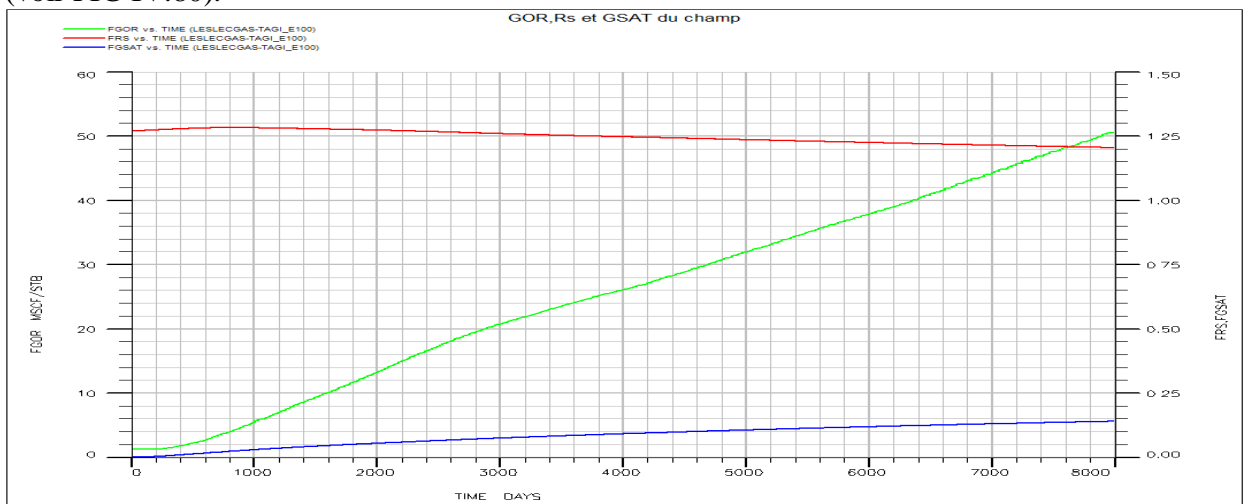


FIG IV.80 : GOR, GOR de dissolution(Rs) et saturation de gaz du champ vs temps

4.6.5 Conclusion

On enregistre une stabilité de la pression de fond des puits producteurs à $t=5$ ans jusqu'à $t=20$ ans, c'est à dire le déplacement de front uniforme dans cette période, après la pression de fond commence à augmenter et la pression du réservoir chute parce que l'eau injecté débute à se produire. (Voir la **figure IV.27**).

On observe que l'arrivée de la production de l'huile aux puits producteurs par injection de gaz plus rapide par rapport à l'eau, rejoint à la saturation initiale et la perméabilité du réservoir (voir les figures IV.20, 50).

On observe dans un premier temps (1 à 4 jours) un ratio gaz/huile GOR stable de 1.27 Mscf/stb de chaque puits. Dans les jours qui suivent, le GOR prend des valeurs différentes au niveau de chaque puits du fait de l'effet de rapport de mobilité des fluides (voir le tableau IV.5)

D'après l'exploitation du réservoir cité dans le tableau IV.1 avec l'injection du gaz pour balayer les réserves en place (OOIP) vers la surface est par comparaison entre les deux taux de récupérations, on a obtenu un taux de récupération de 14.5% voir la figure IV.79 ($FOE = \frac{Foip (initial) - Foip (now)}{Foip (initial)}$) est plus grand au taux de récupération par injection d'eau 8% (voir la figure IV.49).

Mais toujours le taux de récupération est faible parce que le nombre des puits implantés dans le réservoir n'est pas suffisant à exploiter un grand réservoir à une durée déterminée, l'importance de positionnement des puits ainsi d'autres paramètres qui s'influent sur le déplacement (densité, viscosité, mouillabilité, pression capillaire, perméabilité relative, l'hétérogénéité du réservoir, etc).

L'étude approfondie à l'échelle mésoscopique par la méthode alternative LBM offre des résultats plus précis sur le milieu poreux considéré et aide à faire le choix de fluide moteur à partir des phénomènes qu'on a constaté pendant l'étude.

CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES

Conclusions et perspectives

Ce travail est une contribution à la modélisation et à la simulation d'un réservoir pétrolier réel à l'aide des approches mésoscopique et macroscopique dans l'objectif d'améliorer le taux de récupération.

La simulation des déplacements diphasiques en milieu poreux à l'échelle mésoscopique par des méthodes numériques alternatives basées sur la méthode LBM, facilite l'intégration des géométries complexes qu'il aurait été difficile de modéliser avec les méthodes classiques (CFD). Dans le cas des milieux poreux, les paramètres qui influent sur la récupération assistée (EOR) sont : la mouillabilité de la roche, la pression capillaire, la viscosité dynamique et la perméabilité relative. Le code Eclipse qui permet de faciliter le développement des plans d'exploitation des réservoirs pétroliers a été utilisé pour simuler le comportement du réservoir à l'échelle macroscopique. La comparaison des résultats obtenus par les deux approches, permettra de choisir le fluide de travail assurant des conditions de récupération optimales.

Nous retrouvons les résultats de **Morgan et al**^[3] qui ont montré que la saturation irréductible de l'eau dépend inversement de la taille des pores de la roche réservoir. L'évolution de la tension interfaciale et de la mouillabilité lorsque la température augmente peut également contribuer à favoriser une diminution de la saturation en eau S_{wi} et augmenter l'huile résiduelle S_{or} .

Le déplacement eau-huile est effectué à un débit élevé, permettant de minimiser l'effet de la zone stabilisée et de provoquer une percée rapide de l'eau, ce qui permet d'obtenir des courbes de perméabilité relative couvrant une large gamme de saturation. Ce phénomène, dit d'hystérésis, est dû à plusieurs facteurs concurrents, mais les principaux facteurs auxquels est attribué le phénomène sont la présence d'air piégé, l'angle de contact et le non uniformité géométrique des pores.

On observe que l'arrivée de la production d'huile aux puits producteurs par balayage avec le gaz plus rapide par rapport à l'eau, rejoint à la saturation initiale et la perméabilité du réservoir.

On observe dans un premier temps (1 à 4 jours) un ratio gaz/huile GOR stable de 1.27 Mscf/stb de chaque puits. Dans les jours qui suivent, le GOR prend des valeurs différentes au niveau de chaque puits du fait de l'effet de rapport de mobilité des fluides. Les valeurs du GOR varient entre 14 et 90 Mscf/stb .

Le gain de récupération d'huile par l'injection du gaz dans le réservoir est de 14.5% alors qu'il n'est que de 8% dans le cas de l'eau. Par conséquent, le gaz naturel est plus indiqué pour servir comme fluide moteur à injecter.

Le problème majeur rencontré lors de la récupération assistée de pétrole est l'hétérogénéité du réservoir. Une grande hétérogénéité de réservoir, qu'on retrouve dans la plupart des réservoirs épais, vont gêner considérablement la régularité de l'avancée du front et nuire à l'efficacité du

balayage. Ainsi, il sera nécessaire de découper le réservoir verticalement en tranches homogènes en définissant pour chaque tranche des valeurs numériques moyennes pour les caractéristiques suivantes: la hauteur utile à l'écoulement h , la porosité \emptyset , la saturation S_w et la perméabilité k .

Le code de calcul LBM développé sous le langage Fortran offre à l'avenir des possibilités d'élargissement aux écoulements multiphasiques dans les géométries complexes en 3D.

D'après les taux de récupération trouvés entre les deux couples eau/huile et gaz/huile, il serait intéressant de refaire une étude similaire avec une autre technique de récupération assistée, à savoir l'injection alternée d'eau et de gaz naturel (WAG), pour améliorer le taux de récupération tout en assurant un meilleur contact entre le gaz miscible et le volume de réservoir.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] René, C, 1920, Techniques d'Exploitation Pétrolière, Institut Française du Pétrole, pp.243-249.
- [2] Sonatrach, Berkine, 2010, Project de développement, Hassi-Messaoud, Algérie
- [3] Tarek, A, 1998, Reservoir engineering, Oklahoma, pp. 304-309.
- [4] Darcy, 1856, dont la loi (empirique) lie le débit d'un fluide newtonien à la perte de charge, pp.260-269.
- [5] Dyckstra, H. et Parsons, R.L, 1950, The Prediction of oil Recovery by Water ,pp.200-204. flood, secondary Recovery of oil in the United States, second Edition, New York American Petroleum Institute, PP. 160.
- [6] Shreve, D.R, et Welch, L.M.Jr, 1956, Gas Drive and Gravity Drainage for Pressure Maintenance Operation, J.PT, pp.136-143.
- [7] Wyllie et Garner, 1958, Expressions mathématiques pour la perméabilité relative diphasique en fonction de la saturation et de la pression capillaire.
- [8] McCaffery,F.G., February 1979,SPE-AIME, Petroleum Recovery institute, Calgary, Canada , Sigmund, P.M.,SPE 6720.
- [9] Doherty, L,2001,Memorial Fund of AIME society of Petroleum Engineers Inc,Richardson,Texas.
- [10] Slatlery et Withaker, 1970, 1973, Analysent l'écoulement diphasique dans les milieux poreux.
- [11] Houpeurt, A, 1974, Mécanique des Fluides dans les Milieux Poreux, Critiques et Recherches, Edition Technip.
- [12] Hidemitsu, H, 2002,Lattice Boltzmann Method and its Application to Flow Analysis in Porous Media, Research Report.
- [13] Carlos,E. P, et al, 2005,lattice-Boltzmann simulation of two-phase fluid flow through porous media, 18th International Congress of Mechanical Engineering.
- [14] Buckley,L, 2004,TPG4150 Reservoir Recovery Techniques Hand-out note 4.
- [15] Lattice,B, 1999,BGK Model for NS equation by Dr Chen Ming, pp.50-56.
- [16] Fourar,M et Bories,S. ,1993,description des écoulements diphasiques dans une fracture à l'aide du concept de la perméabilité relative,ont repris le concept de la perméabilité relative et ont publié une étude qui s'intitule.

- [17] Romeu, A, 2002, Modélisation et Simulation de Milieux Poreux par Réseaux Topologiques, Thèse de doctorat a l'université Joseph Fourier – Grenoble I.
- [18] Peng, Y, 2005, Thermal Lattice Boltzmann Two-Phase Flow Model for Fluid Dynamics, Thèse de doctorat, University of Pittsburgh.
- [19] Nor, A. C. S et Takahiko, T, December 2007, Two-phase flow simulation with lattice Boltzmann method, Jurnal Mekanikal, pp. 68 – 79.
- [20] Kort , M, 1996,Thèse de doctorat Dissolution en milieux Poreux ou Fracturés Couplage entre les échelles microscopiques et macroscopiques ,université de Nancy.
- [21] Benzi,R.S, et Vergassola,M, 1992,Lattice-Gas Cellular Automata and Lattice Boltzmann Models, pp.145, Rep. 222
- [22] Peng ,Y, 2005,Thermal Lattice Boltzmann Two-Phase Flow Model for Fluid Dynamics Thèse de doctorat, University of Pittsburgh.
- [23] François, K et Benoît, L, 1997,France Effets de la géométrie des pores et de la mouillabilité sur le déplacement diphasique à contre-courant en capillaire et en milieu poreux Institut Français du Pétrole,311 B.P, 92506 Rueil-Malmaison Cedex.
- [24] Li ,S, Hao W, Liu W.K, 2000,Mesh-free simulations of shear banding in large deformation. International Journal of solids and structures, 37:7183-7206.
- [25] van Genabeek, O, et Rothman, 1996,D. H. Macroscopic manifestations of microscopic flows through porous media Phenomenology from simulation, Ann. Rev. of Earth and Planetary Sciences, 24,pp. 63-87.
- [26] He, X et Luo, L.S, 1997, Theory of the lattice Boltzmann equation: from the Boltzmann equation to the lattice Boltzmann equation, Phys. Rev. E, 56, pp. 6811-6817.
- [27] Ziegler, P, 1993, Boundary conditions for lattice Boltzmann simulations, J. Stat. Phys, 71, pp. 1171-1177.
- [28] Chen, S et Martínez, D, et Mei, R, 1996,On boundary conditions in lattice Boltzmann method, Phys.Fluids 8, pp. 2527-2536.
- [29] He, X,et Chen, S, et Zhang, R, 1999,A lattice Boltzmann scheme for incompressible multiphase flow and its application in simulation of Rayleigh-Taylor instability, J. Comput. Phys, 152, pp. 642-663.
- [30] Dykstra,P,2004,TPG4150 Reservoir Recovery Techniques Handout note 6.
- [31] Guy,B,2004,Docteur des Sciences Mathématiques Ingénieur Retraité.Elf-Aquitaine Production Professeur à l'association, Total Professeurs Associés.

- [32] Nabil, D,et Djebbar,T ,2004,SPE88482, the performance of WAG in a stratified Reservoir,Hassi-Messaoud field,Algeria, University of Oklahoma.
- [33] Marle, C, et Whitaker, S, 1984, en France, aux USA. pp.60-66.
- [34] Sylvie, W, 2007, Méthodes sans maillage. pp. 19-39.
- [35] Nourgaliev, R.R et Dinh,N.T et Theofanous,T.D et Joseph,T.G,2003, The lattice Boltzmann equation method theoretical interpretation, numeric and implications, International journal of multiphase flow. pp. 117-169.
- [36] Lance,O et Chevron U.K, 2007,A Decline-Analysis Technique Incorporating Corrections for Total Fluid-Rate Changes. pp.100-106.