

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Faculté des Hydrocarbures, des Energies Renouvelables et des Science de la Terre et de l'Univers

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE De Fin D'étude

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production

Présenté Par : Nihed Derghal

- THEME -

Simulation des écoulements multiphasiques dans un milieu Poreux lors de l'injection d'eau

Soutenue le : 16/06/2025 devant la commission d'examen

Jury:

President	:	Mr. Mehssouel Ammar	Univ.OUARGLA
Examineur	:	Mr. Hadjaj Sadouk	Univ.OUARGLA
Encadrant	:	Mr. Miloudi Mustafa	Univ.OUARGLA
Co-Encadrant	:	Mr. Zakaria Adjou	Univ.OUARGLA

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Remerciement

Avant d'écrire le moindre mot de reconnaissance, je m'incline humblement devant la grandeur de Celui par qui tout commence et tout s'accomplit.

Je rends grâce à Allah, Le Très Haut, Le Miséricordieux, Le Sage. C'est par Sa lumière que j'ai trouvé le chemin, par Sa force que j'ai surmonté les épreuves, et par Sa miséricorde que j'ai achevé ce travail. Puisse-t-Il accepter mes efforts et guider mes pas vers ce qui est juste et utile.

Je tiens à adresser mes remerciements les plus sincères à l'ensemble de mes professeurs, pour leur dévouement, leur rigueur et leur passion. Chacun, par son savoir et son engagement, a contribué à bâtir les fondations de mon parcours. Leur présence bienveillante et leur exigence intellectuelle ont été une source constante d'inspiration.

Je souhaite exprimer une reconnaissance particulière à mes deux encadrants, M.Miloudi Mustafa et M.Zakaria Adjou pour leur accompagnement tout au long de ce travail. Leur patience, leurs remarques constructives, leur souci du détail et leur ouverture ont profondément enrichi ma réflexion. Leur encadrement ne s'est pas limité à la correction d'un mémoire ; il a été un véritable compagnonnage intellectuel et humain.

Merci pour leur présence constante, leur écoute attentive et leur confiance, qui ont fait de ce projet une expérience formatrice et marquante.

Ce mémoire est aussi le fruit de nombreux échanges, de conseils partagés, de temps consacrés souvent en silence par ceux et celles qui ont cru en moi. À toutes ces personnes, visibles ou discrètes, je dis : merci, du fond du cœur.

Dédicace

اهدي تخرجي إلى

من كانتِ الدعاء الذي لا ينقطع، والنور الذي لا ينطفئ، والسند الذي لا يميل.
الى من عرفتِ التعب عني، وتحملتِ العناء بدلاً مني، وصنعتِ من ضعف البدايات عظمة النهايات.
ها أنا اليوم أقف على عتبة التخرج، أحمل شهادتي، لكنني أحمل بين طياتها قصة كتبها يداكِ

أمي

الى من علمني أن النجاح لا يولد إلا من رحم المعاناة
وأن الإرادة تُصنع من صلابة القلب، وصبر الليالي، من كان لي بوصلة الأمل، وقارب النجاة في بحر العثرات،
بفضلك اليوم أقف على عتبة التخرج، أرفع اثنان شهادتي واسمك

أبي

الى من شاركني الرحلة من البداية، اخي بل صديق أيامي من شجعني وكان جزءاً من نجاحي
أدامك الله سنداً لا يميل

اخي

الى شبيهة الروح، صديقتي أكرام
من علمتني ان الحب افعال وأن الصداقة الحقيقة يفوز بها كل ذي قلب نقي.
نجاحنا اليوم هو بداية الغد

وأخيراً الى

شريك الانتصار قبل ان أصل (س.ب)

جعلتك ختام مسكٍ لنهايتي، لم تكن مجرد شخص يعبر حياتي بل كنت الأهل فيها.
بوجودك تغيرت القواعد و نحن على الوعد، رغم البعدِ وغيابِ السُّبل ثابتون.

Nihed Derghal

Dédicace

À ma très chère mère

***Quoi que je fasse ou que je dise, je ne saurai point te remercier
comme il se doit. Ton affection me couvre, ta bienveillance me
guide, et ta présence à mes côtés a toujours été ma source de
force pour affronter les différents obstacles.***

À mon très cher père

***Tu as toujours été à mes côtés pour me soutenir et
m'encourager. Que ce travail traduise ma gratitude et mon
affection.***

***À mon très cher frère Amin , et ma belle sœur Nihed
Derghal, puisse Dieu vous donner santé, bonheur, courage et
surtout réussite.***

Jkram Dalile

Résumé :

الملخص

يُعد الحقن بالماء إحدى الطرق المستخدمة لاستخراج الهيدروكربونات في مرحلة الاستخلاص الثانوي. وتدرس هذه الأطروحة محاكاة للتدفق متعدد الأطوار في وسط مسامي أثناء حقن الماء بهدف فهم وتوقع سلوك التدفق وإنتاج سيناريوهات محاكاة واقعية لتقييم فعالية عملية المسح المائي، مما يجعل من الممكن تحديد المناطق سيئة التصريف مع تقييم الاستخلاص المحتمل للهيدروكربونات في حقل أورهود. استُخدم برنامج تفسير الإنتاج الافتراضي للنمذجة على أساس البيانات الحقيقية، الأمر الذي يتطلب دعم برنامج كخطوة أولى للنمذجة الثابتة (السيزمية والجيولوجية والبتروفيزيائية) لتقدير الاحتياطيات في المكان، وبرنامج لتصوير نتائج. بين عامي 2002 و2008، ارتفع التشبع المائي من صفر إلى 45 %، مع خفض المياه إلى 25 % وإنتاج 230,000 برميل في اليوم. في عام 2025، سيصل التشبع المائي إلى 84 %، مما سيؤدي إلى إغلاق العديد من الآبار وانخفاض في الإنتاج بمقدار 60,000 برميل في اليوم. تساهم هذه الدراسة في تحقيق أقصى قدر من الاستخراج الأمثل للمواد الهيدروكربونية، مع مراعاة البيانات المذكورة أعلاه.

Summary:

Water injection is one of the methods used to extract hydrocarbons in the secondary recovery phase. This thesis studies the simulation of multiphase flow in a porous medium during water injection, with the aim of understanding and predicting flow behaviour and producing realistic simulation scenarios to assess the efficiency of water sweeping, to identify poorly drained zones and to evaluate potential hydrocarbon recovery in the Ourhoud field. VIP Virtual Interpretation Production software was used to model real data, with support from Pétrel software as a first step for static modeling (seismic, geology, petrophysics) to estimate in-place reserves, and MapLot software to visualize vip results. Between 2002 and 2008, water saturation rose from 0% to 45%, with a water cut of 25 % and production of 230,000 bbl/d. In 2025, water saturation will reach 84%, causing the closure of several wells and a drop in production of 60,000 bbl/d. this study contributes to the maximum optimization of hydrocarbon extraction, taking into account the above data.

Résumé

L'injection d'eau est l'un des méthodes de l'extraction des hydrocarbures dans la phase de la récupération secondaire. Ce mémoire étudie la simulation de l'écoulement multiphasique dans un milieu poreux lors de l'injection d'eau dans le but de comprendre et prévoir le comportement de l'écoulement et réaliser des scénarios de simulation réalistes permettant d'apprécier l'efficacité du balayage de l'eau permettant de savoir où se trouvent les zones mal drainées tout en évaluant la récupération potentielle des hydrocarbures au niveau du champ Ourhoud . Le logiciel VIP Virtual interprétation production a été utilisé pour la modélisation à partir des données réels qui nécessite l'appui du soutien du logiciel Pétrel comme première étape pour la modélisation statique (sismique, géologie, pétrophysique) pour l'estimation des réserves en places et logiciel MapLot pour la visualisation des résultats du vip. De 2002 à 2008 la saturation d'eau a passée de 0 % à 45% avec un water cut atteignant 25 % et une production de 230000 bbl/j. En 2025 la

saturation d'eau atteint 84 % causant la fermeture de plusieurs puits et une baisse de la production de 60000 bbl/j. cette étude contribue à l'optimisation maximale d'extraction des hydrocarbures en tenant compte les données précédents.

Mots clés : Récupération secondaire, simulation, Saturation, Écoulement multiphasique, Milieu poreux, Balayage de l'eau, Champ Ourhoud, Water cut.

Table de matiere

Remerciement

Dedicace

Resume

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste d'abreviation

Introduction generale 2

Chapitre i : Ecoulement diphasique immiscible en milieu poreux

I.1. Introduction 5

I.2. Types des milieux poreux..... 5

I.2.1 la matrice solide 5

I.2.1.1 La matrice consolidée..... 5

I.2.1.2 La matrice granulaire non consolidée..... 5

I.2.2 la porosité selon les pores 6

I.2.2.1 Porosité d'interstice 6

I. 2.2.2 Porosité à fissure..... 6

I.3 Caracteristiques des milieux poreux 7

I.3.1 porosité..... 7

I.3.1.1 Porosité totale 8

I.3.1.2La porosité utile 8

I.3.1.3La porosité résiduelle..... 8

I. 3.2Saturation 9

I.3.3 Perméabilité..... 10

I.3.3.1 La perméabilité intrinsèque 10

I.3.4 Variation de la perméabilité relative en fonction de la saturation 11

I.3.5 Mouillabilité..... 12

I.3.6. Tension superficielle et interfaciale 14

I.3.7 Pression capillaire 15

I.3.8Variation de pression capillaire en fonction de saturation 16

I.3.9 Compressibilité d'un fluide 17

I.3.10. Hétérogénéité.....	18
I.3. Equations fondamentales d'écoulement diphasique en milieu poreux	19
I.3.1 Loi de Darcy (cas d'écoulement diphasique).....	19
I.3.2. Equation de conservation de masse.....	20
I.3.3 Equation de conservation de mouvement	21
I.3.4 Régime d'écoulement.....	22
Conclusion	23
Chapitre ii : les methodes des recuperations des hydrocarbures	
II.1 Introduction :	25
II.2 les methodes de recuperation du petrole :.....	26
II.2.1 La recuperation primaire:	26
II.2.1.1 Expansion du gaz dissous.....	26
II.2.1.2 Expansion du Gas cap	27
II.2.1.3 Expansion d'aquifère.....	28
II.1.4 Régime de drainage gravitaire	28
II.1.5 Régime de drainage combiné	29
2.2La recuperation secondaire:	29
II.2.2.1 Les méthodes de la récupération secondaire	30
2.2.1.1 L'injection d'eau :	30
1/Cas d'application :	31
2/Mise en œuvre	31
3/ Efficacité du balayage du waterflooding	32
4/ Influence de la mouillabilité sur l'efficacité du water flooding	33
2.2.1.2 L'injection de gaz	34
II.2.2.3 La récupération tertiaire	35
II.2.2.3.1 Méthodes chimiques.....	35
II.2.2.3.2 Méthodes miscibles	35
II.2.2.3.3 Méthodes thermiques.....	35
II.4 Conclusion	35
Chapitre III : Etude de cas sur la Simulation au champ ourhoud	
III. 1 Introduction	37
Iii. 2/Historique de decouverte.....	37

Iii.3 Situation géographique	38
III. 4 Formation tagi	38
III.4.1 Le TAGI inférieur:.....	38
III.4.2 Le TAGI moyen.....	39
III.4.3. Le TAGI supérieur.....	39
Iii. 5 Caracteristiques du reservoir.....	40
III. 6 Caracteristiques petro physique des fluides	40
III.6 Plan de developpement.....	41
III.7 Historique de production.....	44
Iii.8 La recuperation secondaire au champ ourhoud	45
Iii.9 L'etat actuel de gisement.....	46
III.10 La simulation avec logiciel vip:.....	48
III.10.1. Définition du logiciel utilisée (VIP)	48
III.10.2 Étapes de la simulation avec VIP a Ourhoud.....	48
a. Pré-simulation.....	48
b. Simulation dynamique.....	49
c. Post-simulation	50
III.10.3 Modèle Statique:	50
III.10.3.1 Interprétation Structurale (sismique)	50
III.10.3.2 Pétrophysique.....	51
a/Diagraphies de Surface	51
b/Diagraphies intermédiaires :.....	52
c/Diagraphies finales (section réservoir)	52
III.10.3.3 Géologie de Développement.....	54
III.10.4 Modèle dynamique.....	55
III.10.4.1 Conception des mailles de Simulation :	55
III.10.4.2 Equation d'état (EOS) utilisé pour la simulation de champ ourhoud:.....	57
III.10.4.3.Indices de qualité des Roches (Rock Quality Indices) :	57
III.10.4.4 Courbes de Perméabilité Relative :	58
III.10.5. Evolution de la saturation d'eau en fonction du temps (layer13) au niveau de Field	60
III.10. Conclusion	72

Conclusion generale.....	74
Recommandation	76
References bibliographies	78

Liste des figures

Figure i.1: Structure consolidee	5
Figure i.2: Structure non consolidee	6
Figure i.3: Porosite d'interstice.....	6
Figure i.4: Porosite a fissure.....	6
Figure i.5: Representation schematique d'un ver	7
Figure i.6: Un milieu poreux.....	8
Figure i.7: Carotte pour la mesure de la permeabilite intrinseque.....	10
Figure i.8: Courbe de permeabilite relative couple eau/huile	12
Figure i.9: Mouillage d'un solide par deux liquides non miscibles.....	13
Figure i.10: Etat d'equilibre d'une goutte de liquide poses sur un solide	13
Figure i.11: Representation de la tension superficielle	15
Figure i.12: Schema capillaire.....	15
Figure i.13: Courbe de drainage –imbibition	17
Figure ii.1: Presentation generale sur les types de la recuperation	25
Figure ii-2: Solution gas drive	27
Figure ii-3: Gas cap drive.....	27
Figure ii-4: Water drive.....	28
Figure ii-5: Drinage par gravite.....	28
Figure ii-6: Drainage combine	29
Figure ii-7: Schema simplifie de l'injection d'eau et de gaz.....	30
Figure ii-8: l'etat des fluides dans le reservoir pour les trois etapes de l'injection d'eau	32
Figure ii-9 : Front d'eau	33
Figure iii-1: Situation geographique du champ ourhoud	38
Figure iii-2: Structure du champ	39
Figure iii-3: Schema de mecanisme de maintien de pression au champ d'orhoud par injection d'eau (albien,barremien) et reinjection de gaz	45
Figure iii-4: Production d'huile (m3/j), production d'eau (tagi) (m3/j), et production de gaz associe (e3m3/j) depuis l'origine.....	47
Figure iii-5: Injection d'eau (m3/j), reinjection du gaz associe (e3m3/j) depuis l'origine.....	48
Figure iii-6: Montre la carte au toit du tagi-u4 et l'implantation des puits tagi	51
Figure III-7 : Carte montrant les regions des differents contacts huile-eau.....	54
Figure III-8: Subdivision du reservoir tagi	55
Figure III-9: Maillage du modele reservoir	56

Figure III-10: Systeme de maillage et regions de pression.....	56
Figure III-11: Montre la permeabilite relative au champ orhoud tagi u&m.....	59
Figure III-12: Montre la permeabilite relative au champ orhoud tagi l.....	60
Figure III-13: Carte de distribution de la saturation d'eau au niveau du field.....	61
Figure III-14: Carte de distribution de la saturation d'eau au niveau du field apres injection	62
Figure III-15: Debit de production dans differentes couches apres l'injection d'eau	63
Figure III-16: Évolution des fronts d'eau et distribution de la saturation en eau suite a l'augmentation du volume inject.	64
Figure III-17: Montre l'arrivee de la perce d'eau au niveau de field wcut qui a augmente du 13% a24% entre 1/1/2005 et1/1/2008.....	64
Figure III-18: La production cumule dans l'un des puits	65
Figure III-19: Montre la production par intervalle dans l'un des puits	65
Figure III-20: Montre la saturation en eau de 84 %.	66
Figure III-21: Montre snapshot de la distribution de la saturation d'eau a 30/12/2002 entre le puits (o- 02) (w-06).....	67
Figure III-22: Snapshot de la saturation d'eau layer 13 a 01/01/2005 entre o-02 et w-06	67
Figure III-23: Snapshot de la saturation d'eau layer 19 le 01/01/2005	68
Figure III-24: Montre l'evolution du debit d'huile et du water cut du puits o-02 du 01/02/2002 au 01/01/2005.....	68
Figure III-25: Snapshot de la saturation d'eau layer 13 le 01/01/2008	69
Figure III-26: Montre le debit d'huile produisee et le debit d'eau injectee enregistree par plt	70
Figure III-27: Montre diagramme des variations de debit d'huile ,wct et l'eau injectee	70
Figure III-28: Profile de production du puits producteur	71
Figure III-29: Contribution des couches du puits producteur.....	71
Figure III-30: Carte de saturation d'eau entre les deux puits producteur et injecteur date 01/01/2025	72

Liste des tableaux

Tableau III 1: Nombre actuel de puits	46
Tableau III 2: Volumes cumules depuis l'origine	46
Tableau III 3: Caracteristiques petrophysiques des principaux types de roches	53
Tableau III 4: Les contacts huile-eau (owc) de chaque region.....	54
Tableau III 5: Caracterisation des 8 composants de l'equation d'etat (eos).....	57
Tableau III 6: Montre les tranches de rqi pour les 9 classes considerees.	58
Tableau III 7: Valeurs limites de permeabilites relatives du systeme huile-eau	58
Tableau III 8: Valeurs limites de permeabilites relatives du systeme gaz-liquide	59

Liste d'abréviation

Abréviation	Terme Complete
VIP	Virtual Interprétateon Production
PLT	Production Logging Tool
MDT	Modilar Formation Dynamic Tester
VER	Volume Elémentaire Représentatif

GOR	Groupeement Ourhoud
GR	Gamma Ray
SW	Saturation d'Eeau
S_0	Saturation d'Huile
SWr	Saturation d'eau Résiduel
SWi	Saturation d'eau Irréductible
WC	Water oil Contact
WAG	Water Alterating Gas
Sg	Saturation de Gaz
PIB	Produit Intérieur Brut
OWC	oil water contact
RQI	rock quality Indice
AIT	array induction tool
Vbl	variabl borehole lithology
EOR	Enahced Oil Recovery
Sor	Saturation d'huile résiduelle
PC	Pression Capillaire
BBL	Baril de Pétrole
K	Perméabilité
Kr	Perméabilité relative
Ka	Perméabilité Absolut
GNL	Gaz Naturel Liquifié
GPL	Gaz de Pétrole Liquifié

Liste des Symboles :

Symbole	Description	Unité
$\emptyset$	Porosité	
T	Temps	Second
Q	Débit	m^3/s
P	Densité	Kg/m^3
S	Saturation	
μ	Viscosité	Pa.S
K	Perméabilité	md
γ	Tension superficielle	N/m
θ	Ongle de contact	Degré ou radius
$\Delta\rho$	Différence de pression	pas
V_p	Volume de pose	m^3
V_T	Volume Total	m^3
H	Epaisseur de la couche réservoir	m
A	Aire de Section Transversale	m^2
C_f	Compressibilité	$1/pas$
G	Vecteur Gravité	$1/s^2$
R	Rayon de pore Capillaire	m
F	force	N
σ	Tension interfaciale	N/m

Introduction Générale

Introduction Générale :

Les hydrocarbures jouent un rôle crucial dans l'économie mondiale, demeurant la source d'énergie prédominante pour les secteurs industriels, le transport et la production d'électricité. En dépit de l'expansion des énergies durables, le pétrole et le gaz naturel demeurent indispensables à l'équilibre global de l'énergie. Dans les nations exportatrices telles que l'Algérie, leur rôle prend une importance accrue, les hydrocarbures constituant une portion notable du produit intérieur brut (PIB), des revenus d'exportation et du financement public. [1]

L'industrie des hydrocarbures en Algérie contribue à hauteur de 41% au PIB. Elle procure 97% des recettes en devises du pays et 77% des entrées fiscales. Les réserves d'hydrocarbures de l'Algérie sont les plus importantes d'Afrique : 140 milliards de barils en place dont 40 milliards récupérables. Le gaz naturel représente 56% de ces recettes, le brut 28%, le condensat 10% et le GPL 6%, Sonatrach, la compagnie nationale, détenue à 100% par l'Etat, est classée 12ème groupe pétrolier et gazier mondial. Grâce à Sonatrach, l'Algérie est le troisième exportateur mondial de gaz, second de GNL et de GPL, premier pour les condensas. Elle dispose de 14 529 kilomètres de pipelines. Algérie 2004. Le premier guide pour hommes d'affaires globe-trotter.

L'extraction de pétrole se base sur une connaissance détaillée des processus d'écoulement des fluides dans les environnements poreux, qui composent la structure des réservoirs souterrains. Ces environnements renferment des roches sédimentaires perméables, dotées de pores interconnectés qui permettent la circulation des fluides tels que le pétrole, le gaz et l'eau.

Cependant, les écoulements qui s'y déroulent sont complexes, généralement de nature multiphasique, et sont affectés par la géométrie du milieu, la capillarité, la mouillabilité ainsi que les caractéristiques pétrophysiques des roches (porosité, perméabilité, saturation, etc.). Pour évaluer la performance d'un réservoir, des instruments d'analyse sophistiqués sont indispensables pour modéliser ces interactions et anticiper le comportement du système en fonction des conditions d'exploitation [2]

Dans un premier temps, L'exploitation d'un gisement d'hydrocarbure se présente dans sa phase primaire par une déplétion naturelle quand l'huile remonte spontanément à la surface due à l'énergie propre du réservoir qu'est provoqué par plusieurs mécanismes de drainage. Cette période de récupération primaire permet d'obtenir selon les cas 5 à 30% du pétrole en place. Avec le vieillissement des gisements d'huile, les forces de compression et celle des couches géologiques, deviennent insuffisantes pour faire jaillir le pétrole en surface, et suite à l'augmentation continue de la demande mondiale en hydrocarbures, on est dans la nécessité d'augmenter la production d'huile et de gaz d'une manière plus efficace et à un rythme d'exploitation économiquement acceptable. Le nombre de nouvelles découvertes par année diminue, C'est pourquoi l'utilisation de la récupération assistée devient de plus en plus impérieuse. Elle comprend deux modes de récupération (secondaire et tertiaire) que nécessite l'installation d'équipements complémentaires dans le puits. [3]

Dans ce cadre, la simulation numérique se présente comme un instrument crucial pour analyser et améliorer les processus d'écoulement multiphasique dans les réservoirs. Elle offre la possibilité de modéliser le comportement des fluides dans des conditions authentiques ou altérées, de prévoir les rendements des techniques d'injection et d'orienter les choix opérationnels. En

Introduction Générale

utilisant des modèles mathématiques et des simulations numériques, on peut imiter le comportement d'un réservoir face à diverses tactiques d'exploitation, tout en prenant en compte ses propriétés géologiques, géométriques et pétrophysiques. [4]

Dans ce cadre, la modélisation numérique se présente comme un instrument vital pour analyser et améliorer les processus d'écoulement multiphasique dans les réservoirs. Elle donne la possibilité de modéliser le comportement des fluides dans des conditions authentiques ou altérées, de prévoir les rendements des techniques d'injection et d'orienter les choix opérationnels. Pour cette tâche, le simulateur de réservoir VIP (Virtual Interpretation Production), conçu par Landmark, a été employé. Cet instrument offre la possibilité de représenter fidèlement les flux multiphasiques et d'évaluer l'efficacité des méthodes de récupération secondaire, comme l'injection d'eau, tout en considérant les spécificités géologiques et pétrophysiques du réservoir analysé.

Ce mémoire s'inscrit dans cette approche et s'intéresse plus particulièrement à la **modélisation numérique de l'écoulement multiphasique dans un milieu poreux lors de l'injection d'eau**, qui représente une méthode couramment utilisée dans les programmes de récupération secondaire. L'étude porte sur le **champ d'Orhoud**, l'un des plus grands gisements pétroliers d'Algérie, situé dans le bassin de Berkine. Ce champ, opéré par le Groupement Orhoud (GRO), présente une configuration géologique favorable à l'analyse des mécanismes d'injection d'eau, avec des données opérationnelles et pétrophysiques bien documentées.

L'objectif principal de ce travail est d'étudier, à l'aide de la modélisation numérique, le comportement de l'écoulement de fluides dans le champ d'Orhoud sous l'effet de l'injection d'eau, d'évaluer son impact sur le taux de récupération, et d'identifier les paramètres clés qui influencent son efficacité. Ce travail vise ainsi à contribuer à une meilleure compréhension des mécanismes de récupération assistée et à proposer des pistes d'optimisation adaptées au contexte algérien.

Chapitre I :
Ecoulement diphasique
immiscible en milieu
poreux

I.1. Introduction

Les milieux poreux sont en réalité constitués de domaines connexes présentant eux-mêmes des caractéristiques parfois très différentes : ainsi la taille des pores, leur forme ou le degré de compacité du milieu peuvent varier de manière importante sur une distance très faible. La perméabilité du milieu, c'est-à-dire l'aptitude du milieu à laisser passer un fluide dont il est saturé, peut donc être extrêmement hétérogène. En conséquence, l'avancée du front de déplacement des fluides sera plus rapide dans les couches les plus perméables que dans les autres couches, ce qui rend les déplacements de fluides très complexes. En effet, les hétérogénéités de perméabilité sont susceptibles de créer par exemple des canaux d'écoulement préférentiel. Ceux-ci augmentent significativement la rapidité de transformation d'un puits producteur d'huile en un puits à eau. Au contraire, des zones de faible perméabilité peuvent laisser inexploitées de grandes quantités d'huile. Une bonne connaissance des écoulements des fluides dans le gisement présente un intérêt économique évident, il est alors possible d'optimiser le taux de récupération en modifiant les paramètres des puits d'injection et en agissant sur les paramètres de déstabilisation du front de déplacement afin de permettre un meilleur balayage et l'étude des paramètres pétrophysiques des roches constitue une importante étape dans l'exploration et la production pétrolière du réservoir. En effet, pour comprendre et prévoir les qualités de la production d'un réservoir, il est nécessaire de connaître les propriétés pétrophysiques (porosité, perméabilité, saturation,...) des roches réservoirs.

Dans ce chapitre nous abordons les caractéristiques des milieux poreux et les équations fondamentales des écoulements diphasiques.

I.2. Types de milieux poreux

Les milieux poreux occupent une place et un rôle importants dans de nombreux domaines industriels aussi bien naturels et leur classification se fait selon :

I.2.1 la matrice solide : Selon la matrice solide, on distingue : [5]

I.2.1.1 La matrice consolidée : Les particules de la phase solide sont très compactes, difficiles à diviser.



Figure I.1: structure consolidée [5]

Chapitre I : Ecoulement Diphasique immiscible en milieux

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



Figure I.2: structure non consolidée [5]

I.2.2 la porosité selon les pores : on distingue : [6]

I.2.2.1 Porosité d'interstice : La porosité d'interstice représente les vides autour des particules solides plus ou moins liés les uns aux autres

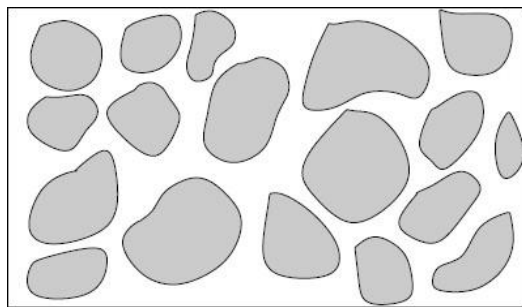


Figure I.3: porosité d'interstice [6]

I. 2.2.2 Porosité à fissure : La porosité à fissure correspond à des fractures (fissures) dans la matrice.

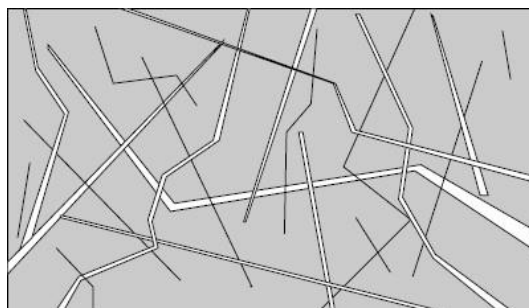


Figure I.4: porosité à fissure

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

Chapitre I : Ecoulement Diphasique immiscible en milieux

I.3 caractéristiques des milieux poreux

Dans les milieux poreux, les propriétés physiques (porosité, perméabilité, etc.) sont discontinues au niveau microscopique. La dérivation de solutions de problèmes d'écoulement doit donc toujours faire appel, implicitement ou explicitement, à la définition d'un volume élémentaire représentatif VER (figure) à l'intérieur duquel les propriétés moyennes des fluides et des matériaux sont supposées uniformes et continues[7].

Volume Élémentaire Représentatif (VER).

Les équations qui gouvernent l'évolution des grandeurs macroscopiques ne sont pas nécessairement de la même forme que celles s'appliquant au niveau microscopique. Afin de pouvoir établir de telles équations, nous introduisons la notion du volume élémentaire représentatif (VER) à partir duquel le milieu poreux peut être considéré comme un milieu continu (Bear, 1979). Dans cette théorie, le système physique réel discret est remplacé par un système continu dans lequel les propriétés physiques le décrivant varient continûment dans l'espace.

L'intérêt est donc de pouvoir formuler les changements dans le système en terme d'équations différentielles décrivant les processus qui ont lieu.

Les dimensions du VER sont généralement suffisamment grandes par rapport à la taille du grain, pour contenir un grand nombre de pores et pouvoir ainsi définir une propriété moyenne globale avec l'assurance d'une fluctuation négligeable d'un pore à l'autre, mais suffisamment petites pour que les variations du paramètre d'un domaine au domaine voisin puissent être approchées par des fonctions continues. [8]

La figure (I.5) illustre la taille intermédiaire du volume élémentaire représentatif (V.E.R) entre la taille du milieu poreux à l'échelle macroscopique L et à l'échelle des pores. [9]

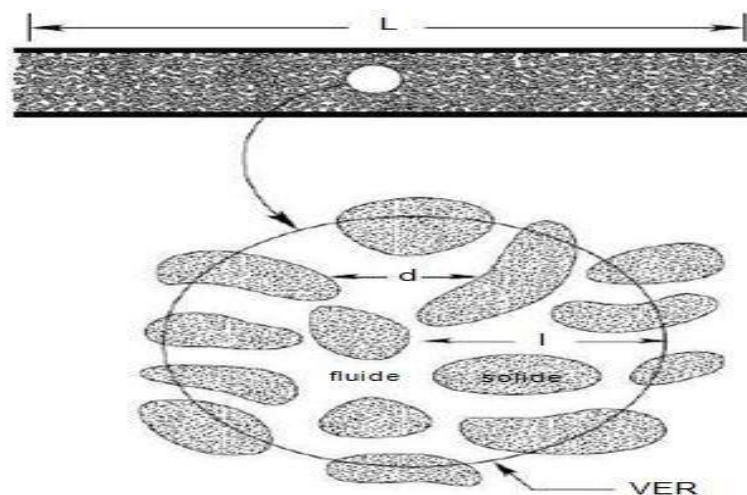


Figure I.5: Représentation schématique d'un VER

I.3.1 porosité

Le volume total V_T d'un matériau poreux est constitué de la somme du volume des solides V_S et du volume des pores (ou vides) V_V présents dans le volume total du matériau : [7]

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

I.3.1.1 Porosité totale Lorsque le volume total considéré est unitaire, la somme ci-dessus est égale à l'unité. La Porosité ϕ est définie comme étant le rapport du volume des pores V_V d'un milieu poreux sur son volume total V_T : [7]

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

ϕ Varie donc entre 0 (solide plein) et 1 (volume complètement vide)

I.3.1.2 La porosité utile La porosité qui intéresse le spécialiste des gisements est celle qui permet la circulation des fluides à travers les pores ; elle définit par : [10]

$$\phi_u = \frac{V_{p \text{ accessible}}}{V_t} \quad (I.3)$$

I.3.1.3 La porosité résiduelle C'est la porosité qui ne compte que des pores isolés, elle est définie par : [10]

$$\phi_r = \frac{V_{p \text{ inaccessible}}}{V_t} \quad (I.4)$$

On aura :

$$\phi_t = \phi_u + \phi_r \quad (I.5)$$

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

Un autre paramètre caractérisant la proportion des pores dans un matériau poreux est l'indice du vide e . Il est défini par le rapport du volume des vides V_V sur celui des solides V_S : [7]

$$e = \frac{V_V}{V_S} \quad (I.6)$$

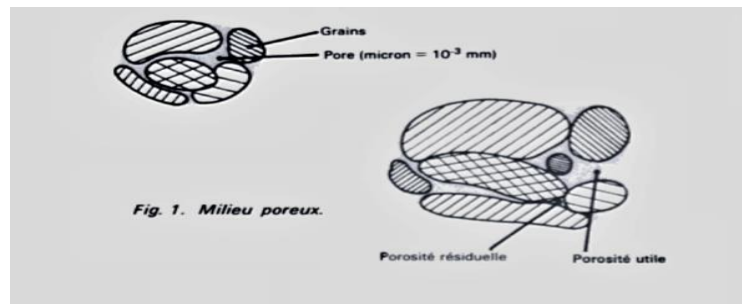


Figure I.6: un milieu poreux [7]

Remarque

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

Les matériaux sont dits :

- ✓ à porosité faible, si $0 < 5\%$;
- ✓ à porosité médiocre, si $5\% < 0 < 10\%$;
- ✓ à porosité moyenne, si $10\% < 0 < 20\%$;
- ✓ à porosité bonne, si $20\% < 0 < 30\%$;
- ✓ à porosité excellente, si $0 > 30\%$.

I. 3.2saturation

La saturation S_i d'une phase i est définie par la proportion du volume de pores occupé par cette phase, Elle s'exprime comme suit : [11]

$$S_i = \frac{V_i}{V_{pores}} \quad (I.7)$$

Où V_i et V_p sont respectivement le volume de la phase

fluide i et le volume de pores. Pour un milieu saturé (en écoulement diphasique) la somme des saturations est égale à 1. Lors du drainage d'un milieu poreux, la saturation en eau, obtenue en fin de déplacement, est dite irréductible et est notée S_{wi} . Lors d'une imbibition sur un milieu mouillable à l'eau, la saturation finale en huile est dite résiduelle et est notée, . [12]

$$0 \leq S_i \leq 1$$

$$\sum_1^{np} S_i = 1$$

- S_o =le volume de huile/le volume de pores
- S_g =le volume de gaz/le volume de pores
- S_w =le volume d'eau/ le volume de pores
- S_o = Saturation en huile
- S_g = Saturation en gaz
- S_w = Saturation en eau

Donc, la saturation est une mesure directe de la teneur en fluide de la roche poreuse. Elle Influence donc directement sur la capacité de stockage d'hydrocarbures du réservoir.

I.3.3 perméabilité

I.3.3.1 La perméabilité intrinsèque ou absolue d'une roche est l'aptitude de cette roche à laisser circuler à travers ses pores un fluide dont elle est saturée. Elle peut être chiffrée grâce à la loi expérimentale de darcy.

Considérons un échantillon de longueur dx et de section A , saturé d'un fluide de viscosité dynamique ν et traversé horizontalement par un débit Q (mesuré dans les conditions de la tranche dx). En régime permanent, la pression amont est P et la pression aval est $P - dP$. (Figure I.7) [13]

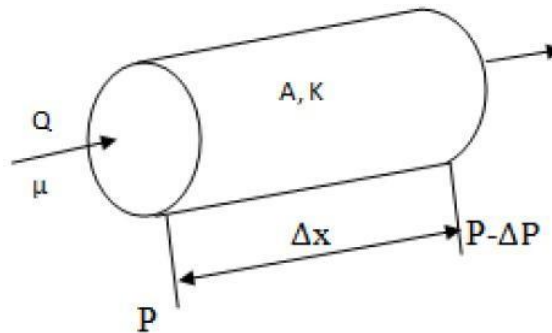


Figure I.7: Carotte pour la mesure de la perméabilité intrinsèque

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

$$Q = k \cdot \frac{A}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L} \quad (\text{I.8})$$

k , coefficient de perméabilité qui est indépendant du fluide considéré en première approximation. Il est relié à la dimension et à la connectivité des pores entre eux.

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

Q : est le débit d'écoulement en $[\text{m}^3/\text{s}]$,

A est la section de l'échantillon $[\text{m}^2]$,

ΔP : est la pression de déplacement du fluide (pascal)

L : est la longueur de l'échantillon(m)

μ : est la viscosité du fluide .

Dans le cas des écoulements polyphasiques, la perméabilité intrinsèque définie précédemment, n'est plus suffisante pour décrire la perméabilité effective du milieu traversé par l'une des phases considérées. En effet, une perméabilité dite "relative" est introduite. Cette perméabilité tient compte de la présence des autres phases. [14]

Chapitre I : Ecoulement Diphasique immiscible en milieux

Perméabilité effective En pratique dans les gisements d'hydrocarbures, il ya toujours aux moins deux fluides présents (eau-hydrocarbure). La loi de darcy permet alors de définir, pour chacun des fluides une perméabilité effective. Pour deux fluides 1 et 2 : [15]

$$Q_1 = k_1 \cdot \frac{A}{\mu_1} \cdot \frac{dp_1}{dx} \quad (\text{I.9})$$

$$Q_2 = k_2 \cdot \frac{A}{\mu_2} \cdot \frac{dP_2}{dx} \quad (\text{I.10})$$

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

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

Permeabilité relative A cause de la présence de ces différentes phases, chaque phase n'occupe qu'une partie des pores. Le débit de chaque fluide ne peut donc plus être calculé simplement à partir de la perméabilité de la roche définie par l'équation (I.10). On introduit donc le concept de la perméabilité relative. Elle décrit le point auquel un fluide est gêné. Elle s'exprime comme suit : [13]

$$k_r = \frac{k_e}{k_a} \quad (\text{I.11})$$

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

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k_r} \quad (\text{I.12})$$

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k_r} \quad (\text{I.13})$$

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

<1mD à 10 mD : très faible

10 à 50mD : faible

50 à 200mD : médiocre

200 à 500 mD : moyenne

>500 mD : excellente

I.3.4 variation de la perméabilité relative en fonction de la saturation

(Cas du couple eau/huile)

On considère un échantillon saturé en huile, avec de l'eau interstitielle dont la saturation est S_{wi} appelé l'eau irréductible. Cette dernière traduit la saturation minimale nécessaire pour que l'eau puisse circuler dans l'échantillon. L'expérience a montré que la perméabilité relative varie avec la saturation comme indiqué dans la figure ci-dessous [15]

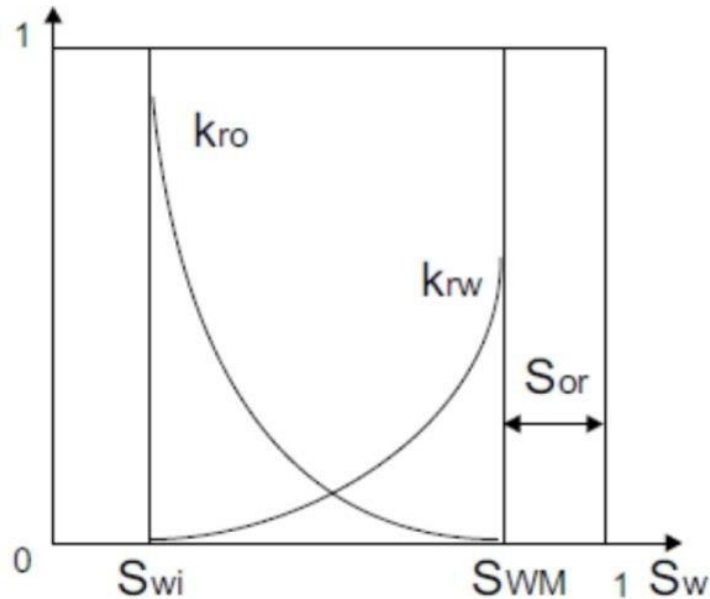


Figure I.8: Courbe de perméabilité relative couple eau/huile

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

$$S_{wm} = 1 - S_{or} \quad (\text{I.14})$$

On constate que la somme des perméabilités relatives est toujours inférieure à 1, ce qui montre que les deux fluides se gênent mutuellement pendant leur déplacement simultané, par conséquent, la capacité d'écoulement est réduite. [15]

I.3.5 mouillabilité

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

$$\beta = \gamma_{\theta_1} - (\gamma_{\theta_2} + \gamma_{\theta_1\theta_2}) \quad (\text{I.15})$$

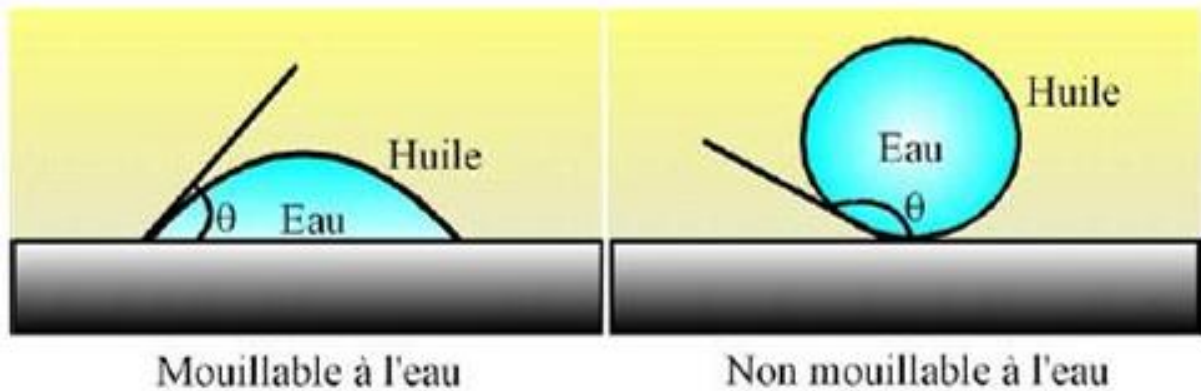


Figure I.9: mouillage d'un solide par deux liquides non miscibles

Les roches réservoirs sont constituées de minéraux ayant des mouillabilités très différentes. Il est possible qu'une roche mouillable initialement à l'eau ne le soit plus après le passage d'un liquide complexe comme une huile de gisement. La mouillabilité ayant une influence importante sur les écoulements polyphasiques, sa connaissance exacte dans les milieux poreux utilisés est essentielle pour avoir une idée de la répartition des fluides à l'échelle microscopique. A partir de la mouillabilité, les notions d'imbibition et de drainage peuvent être définies. L'imbibition est le déplacement d'un fluide non-mouillant par un fluide mouillant (pour un milieu mouillable à l'eau, le déplacement de l'huile par l'eau). Inversement, le drainage est le déplacement d'un fluide mouillant par un fluide non-mouillant (pour un milieu mouillable à l'eau, le déplacement de l'eau par l'huile). [11]

Lorsqu'un réservoir présente des propriétés homogènes de mouillabilité :

- Elle est mouillable à l'eau si l'angle de contact est inférieur à 90°
- Elle est mouillable à l'huile si l'angle de contact est supérieur à 90°
- Elle est de mouillabilité intermédiaire si l'angle de contact avoisine 90°

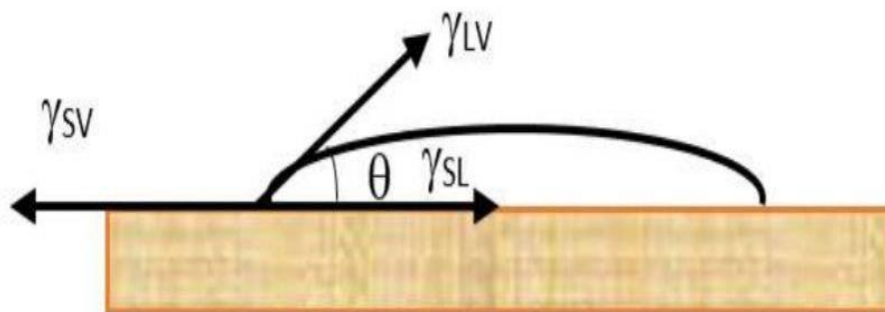


Figure I.10: état d'équilibre d'une goutte de liquide posée sur un solide

- 1) γ_{sv} La tension à l'interface solide-vapeur
- 2) γ_{sl} La tension à l'interface solide-liquide

3) γ_{LV} La tension à l'interface liquide-vapeur

I.3.6. Tension superficielle et interfaciale

a/interfaciale :

Considérons deux liquides 1 et 2, de tensions superficielles γ_1, γ_2 , le liquide 1 étant moins dense que le liquide 2.

De la même manière que pour une interface entre un liquide et un gaz, le travail à fournir pour accroître l'aire de l'interface dans des conditions réversibles correspond à la tension interfaciale, qui peut également être définie à T et P constantes comme la variation d'énergie libre de Gibbs :

$$\gamma = \frac{\partial \sigma}{\partial A} \quad (\text{I.16})$$

- $\gamma_{12} < 0$: les deux liquides sont miscibles, l'interface a tendance à s'étendre, l'énergie libre de surface est négative.
- $\gamma_{12} > 0$: les liquides sont immiscibles, l'interface prend une forme qui tend à minimiser l'aire de surface. [16]

Lorsque l'on met en contact une unité d'aire de surface 1 (préalablement créée en fournissant un travail γ_1) avec une unité d'aire de surface 2 (travail fourni γ_2), on récupère un travail W_{12} . Le bilan est donné par l'équation de Dupré : [16]

$$\gamma_{12} = \gamma_1 + \gamma_2 - W_{12} \quad (\text{I.17})$$

W_{12} représente le travail d'adhésion des deux liquides qui permet de quantifier l'affinité des liquides l'un pour l'autre.

γ_{12} : La tension interfaciale entre le liquide 1 et le liquide 2.

b/superficielle :

ADAMSON (1960) définit la tension superficielle de façon imaginée à partir de l'exemple suivant.

Considérons une lame de savon sous-tendue par un cadre de fil fin métallique ABCD dont le côté CD est mobile (figure I.7). La lame a une surface totale $2x.l$.

La lame a tendance à se rétracter, pour maintenir sa surface constante il faut exercer sur CD une force F , à partir de laquelle on peut définir la tension superficielle γ . [7]

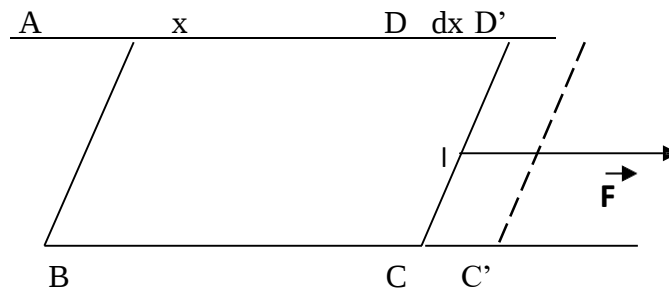


Figure I.11: Représentation de la tension superficielle

On définit la tension superficielle comme :

$$\gamma = \frac{F}{L} \quad (\text{I.18})$$

Elle s'agit d'une force par unité de longueur qu'il faut exercer sur un élément de volume de la limite de la surface d'un liquide en équilibre, à pression et à température constantes, dans une direction parallèle à la surface et perpendiculaire à cet élément, pour la maintenir constante lorsqu'elle a tendance à se rétracter. [8]

I.3.7 pression capillaire

La pression capillaire est une force due à des différences entre les densités de fluide dans une roche qui peut forcer l'hydrocarbure de traction à travers les pores d'une roche de sorte qu'une zone de transition entre les fluides se produit.

Faisons simple. Si l'on met un petit tube dans l'eau par superposition d'huile, l'eau se lèvera dans le tube en raison de la pression capillaire (P_c). Pour cette situation, la pression capillaire (P_c) est la différence de pression à travers l'interface courbée entre les fluides (huile et eau) représentés sur la figure 1.

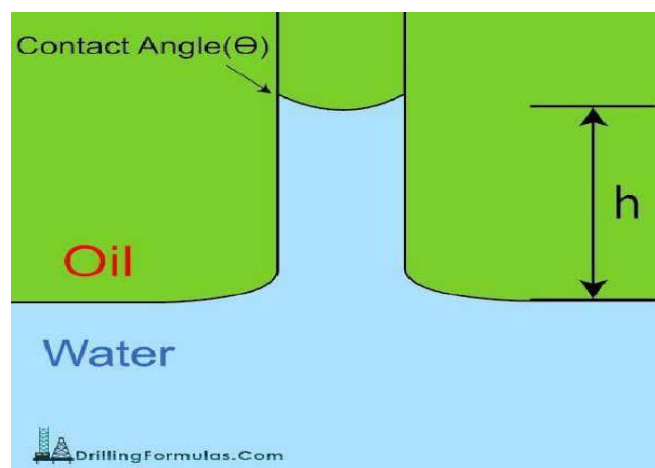


Figure I.12: schéma capillaire

P_c à la figure 1 peut être exprimé en

$$P_c = 2 \times \sigma_{wo} \times \cos(\theta) \div r \quad (\text{I.19})$$

Où;

σ_{wo} est la tension interfaciale entre les fluides.

θ est un angle de contact.

r est un rayon de tube.

Lorsque le fluide est dans un état statique, la force gravitationnelle équivaut à la force capillaire. Ensuite, la pression capillaire peut être définie comme la différence entre les densités de fluide.

$$P_c = (\rho_w - \rho_o) \times g \times h \quad (\text{I.20})$$

Où;

ρ_w = densité de l'eau

ρ_o = la densité de l'huile

g = accélération de la pesanteur

h = hauteur de la colonne d'eau

I.3.8 variation de pression capillaire en fonction de saturation (Drainage et imbibition)

La capillarité contrôle la distribution des fluides dans le milieu poreux. La figure illustre une courbe typique de pression capillaire-saturation d'un échantillon poreux mesurée au laboratoire

La saturation de la phase mouillante est réduite jusqu'à sa valeur irréductible par un incrément du p_c alors ce processus appelé le drainage (la courbe 01)

La pression capillaire est diminuée progressivement et le fluide mouillant déplace le fluide non-mouillant jusqu'à ce que sa saturation se trouve sous sa forme résiduelle alors c'est ça l'imbibition (courbe 02) [17]

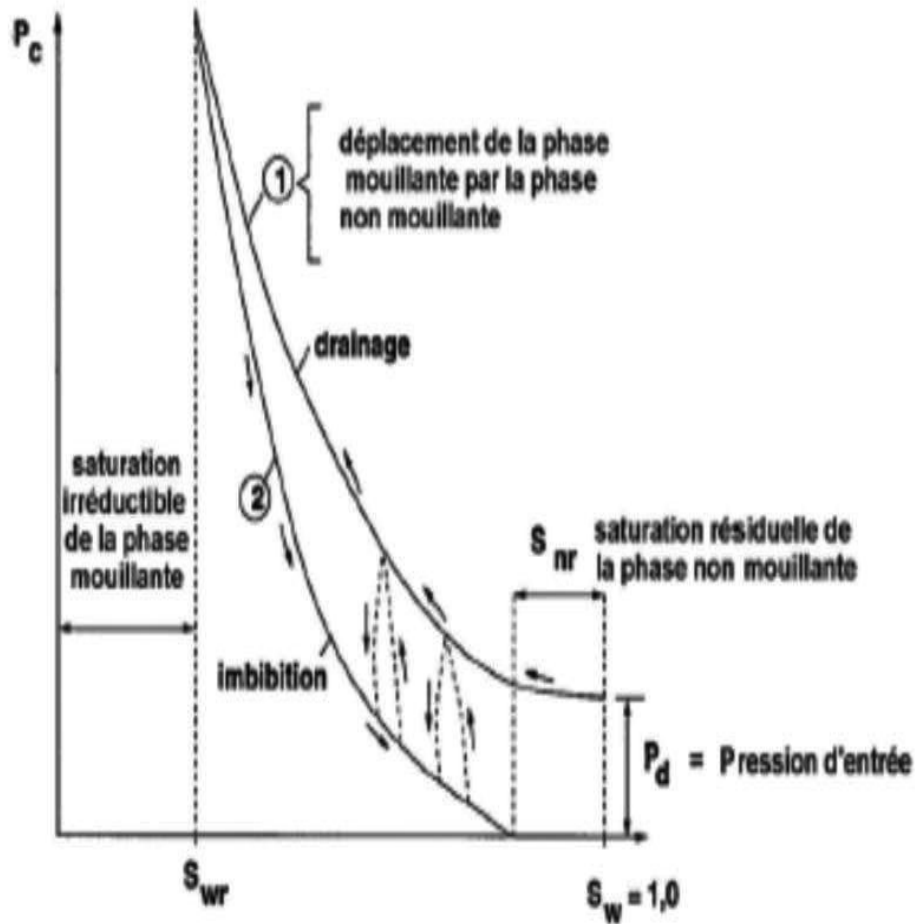


Figure I.13: Courbe de drainage –imbibition

I.3.9 compressibilité d'un fluide

La compressibilité c_f est la propriété d'un matériel qui décrit le changement relatif de volume dV/V (ou déformation) par rapport au volume initial V lorsqu'il est soumis à un changement de contrainte dans des conditions isothermes. [18]

Le coefficient de compressibilité est défini par :

$$c_f = - \left(\frac{1}{v} \frac{\partial v}{\partial p} \right)_T = [Pa^{-1}]_T \quad (\text{I.21})$$

Il a la dimension de l'inverse d'une pression, à une température fixe T

Après intégrer l'équation, on obtient :

$$\rho = \rho_0 e^{c_f(\rho - \rho_0)} \quad (\text{I.22})$$

Chapitre I : Ecoulement Diphasique immiscible en milieux

En utilisant la série de Taylor, on obtient :

$$\rho = \rho_0 \left(1 + c_f(\rho - \rho_0) + \frac{1}{2!} c_f^2(\rho - \rho_0)^2 + \dots \right) \quad (\text{I.23})$$

Alors, une approximation est obtenue comme suit :

$$\rho \approx \rho_0 \left(1 + c_f(\rho - \rho_0) \right) \quad (\text{I.24})$$

Cette équation a une formule différente qui peut être dérivée en utilisant la loi du gaz réelle (la relation de pression-volume température +(PVT))

$$\rho = \frac{P_w}{zRT} \quad (\text{I.25})$$

W :est la masse moléculaire

Z : est le facteur de compressibilité du gaz

R est la constante universelle du gaz.

I.3.10. Hétérogénéité

L'hétérogénéité du réservoir peut également résulter de différents processus géologiques survenus lors de la formation, du dépôt, de la diagenèse et de la déformation des roches réservoirs. Ces processus peuvent créer des variations dans la texture, la composition, la structure et la distribution des couches rocheuses ainsi que de leurs espaces poreux. L'hétérogénéité du réservoir peut aussi découler de l'interaction entre les fluides et les roches, comme l'injection d'eau, l'expansion du gaz cap ou la compaction. Elle peut se produire à différentes échelles, allant du microscopique au régional, et présenter divers degrés de complexité et d'anisotropie. [19]

L'hétérogénéité du réservoir influence l'estimation de la porosité et de la perméabilité de plusieurs façons. Tout d'abord, elle peut entraîner des variations locales des valeurs de porosité et de perméabilité au sein d'une même couche rocheuse et entre différentes couches, ce qui affecte la distribution des fluides et leur connectivité. Ensuite, elle peut introduire des incertitudes et des erreurs dans la mesure et l'interprétation des données de porosité et de perméabilité issues de diverses sources, telles que l'analyse des carottes, les diagraphies, les tests de puits et les levés sismiques. Enfin, elle peut influencer le choix et la précision des modèles et des équations utilisés pour estimer ces paramètres à partir des données disponibles [19]

Il y a deux types de l'hétérogénéité

- Hétérogénéité verticale
- Hétérogénéité locales

I.3. Equations fondamentales d'écoulement diphasique en milieu poreux

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

I.3.1 Loi de Darcy (cas d'écoulement diphasique)

En 1856, Henry Darcy a étudié l'écoulement de l'eau dans des filtres verticaux et homogènes de sable en connexion avec les fontaines du city de Dijon (France). Grace à ses expériences, Darcy a conclu que le débit de l'écoulement (i.e., volume de l'eau écoule par unité du temps), Q , est - proportionnelle à l'aire de la section traversée par l'eau A , - proportionnelle à la différence de niveau d'eau ($h_1 - h_2$) et - proportionnelle inversement à la longueur du filtre L . [20]

En combinant ces conclusions, on obtient la célèbre formule de Darcy (la loi de Darcy) :

$$Q = k \cdot A \cdot \frac{h_1 - h_2}{L} \quad (\text{I.26})$$

La loi de Darcy en milieu poreux exprime la vitesse de filtration en régime permanent ou transitoire en fonction du gradient de pression et de la gravité. Pour un fluide incompressible, la loi de Darcy s'écrit sous la forme générale [21] [2]

$$\vec{u} = -\frac{k}{\mu} (\text{grad } P - \rho \vec{g}) \quad (\text{I.27})$$

Où :

- $\vec{u}$: Le vecteur vitesse de Darcy,
- K : La perméabilité intrinsèque du milieu,
- μ : La viscosité du fluide,
- p : La pression,
- ρ : La masse volumique du fluide,
- $\vec{g}$: Le vecteur de gravité.

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

$$\vec{u}_w = -k_{rw}(S) \frac{k}{\mu_w} (\text{grad } P_w - \rho_w \vec{g}) \quad (\text{I.28})$$

$$\vec{u}_o = -k_{ro}(S) \frac{k}{\mu_o} (\text{grad } P_o - \rho_o \vec{g}) \quad (\text{I.29})$$

Avec :

- $\vec{u}_w$ et $\vec{u}_o$: les vitesses de l'eau et d'huile,
- K_{rw} et K_{ro} : les perméabilités des deux fluides,
- K : la perméabilité du domaine en (x, y),
- μ_w et μ_o : les viscosités dynamiques d'eau et d'huile,

Chapitre I : Ecoulement Diphasique immiscible en milieux

P_w et P_o : les pressions des deux phases,

ρ_w et ρ_o : les masses volumiques des deux fluides.

Dans notre étude, nous considérons, malgré la présence de deux phases fluides, que la perméabilité du milieu reste inchangée. Nous supposons également que le milieu étudié est horizontal d'épaisseur négligeable.

Le système d'équations (I.30 I.31) devient alors :

$$\vec{u}_w = -\frac{k}{\mu_w} (\vec{\text{grad}} P_w) \quad (\text{I.30})$$

$$\vec{u}_o = -\frac{k}{\mu_o} (\vec{\text{grad}} P_o) \quad (\text{I.31})$$

où :

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

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

En pratique, les composantes de K sont : les perméabilités horizontales $K_{yy} = K_{xx}$ et la perméabilité verticale K [22] [23]

I.3.2. Equation de conservation de masse (équation de continuité) :

En supposons que :

Dm est la variation de masse de fluide contenue dans le parallélépipède (utilisé comme un volume différentiel très petit pour étudier l'écoulement du fluide à travers ses frontières) pendant l'intervalle de temps dt . Nous exprimons dm comme la somme algébrique des entrées et des sorties de fluide à travers les différentes faces.

Le principe :

Se base sur le fait que la masse totale à l'intérieur d'un volume donné reste constante à moins qu'il n'y ait un flux de masse entrant ou sortant à travers les frontières de ce volume.

La masse à l'intérieur du volume est donnée par :

$$\rho * dx * dy * dz \quad (\text{I.32})$$

Chapitre I : Ecoulement Diphasique immiscible en milieux

ρ : Est la densité de fluide

Le taux de variation de masse au cours du temps est :

$$\partial/\partial t(\rho * dx * dy * dz) \quad (\text{I.33})$$

Alors l'équation de continuité est :

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho * dx * dy * dz) = [\rho(u)_x - \rho(u)_{x+\partial x}] \partial y \partial z + [\rho(v)_y - \rho(v)_{y+\partial y}] \partial x \partial z + [\rho(w)_z - \rho(w)_{z+\partial z}] \partial x \partial y \quad (\text{I.34})$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho * dx * dy * dz) = \frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho(u))}{\partial x} + \frac{\partial(\rho(v))}{\partial y} + \frac{\partial(\rho(w))}{\partial z} = \frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho v) = 0 \quad (\text{I.35})$$

I.3.3 Equation de conservation de mouvement

Dans l'étude de la dynamique des fluides la deuxième loi de Newton est appliquée à un élément

Différentiel de fluide afin d'analyser l'équilibre entre les forces qui agissent sur lui

En supposant que le fluide est newtonien les forces agissant sur l'élément différentiel sont :

- Force d'inertie
- Force de pression
- Force de viscosité
- Force de gravité

Loi deuxième de Newton

$$\sum \vec{F} = m \vec{a} \quad (\text{I.36})$$

$$\sum F = \rho \partial v \frac{\partial \vec{v}}{\partial t} \quad (\text{I.37})$$

$$\rho \frac{\partial \vec{v}}{\partial t} = -\text{grad } P + \mu \Delta \vec{v} + \rho \vec{g} \quad (\text{I.38})$$

Pour résoudre l'équation de Navier-Stokes il faut comprendre le comportement du fluide par ces éléments

Les conditions initiales :

$$\text{A } t=0 : \vec{v}_0 = 0, P, \rho$$

Les conditions aux limites

- Condition de non glissement
 $\vec{v}_f = \vec{v}_s = 0$
- Condition d'interface entre deux fluides :
 $\vec{v}_{f1} = \vec{v}_{f2}$

$$U_1 \frac{\partial u_1}{\partial y} = U_2 \frac{\partial u_2}{\partial y}$$

Chapitre I : Ecoulement Diphasique immiscible en milieux

Conditions à l'entrée et à la sortie

A l'entrée :

$$\vec{v} = \vec{v}_0$$

A la sortie :

$$p = p_{ATM}$$

I.3.4 Régime d'écoulement

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

$$R_e = \frac{q_m \cdot p_m \cdot d}{\mu} \quad (\text{I.39})$$

Q_m : La vitesse moyenne de Darcy

P_m : La densité du fluide

d : Le diamètre des grains

μ : La viscosité dynamique du fluide

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

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

Conclusion

L'étude des milieux poreux et de leurs propriétés pétrophysiques s'impose comme une étape fondamentale dans la compréhension des mécanismes d'écoulement des fluides dans les réservoirs pétroliers. Comme nous l'avons observé, la grande variabilité des attributs structuraux de milieu telles que la dimension, la configuration de la répartition des pores – produit une inhomogénéité notable en matière de perméabilité, ayant un impact crucial sur la dynamique du mouvement des fluides. Ces disparités pourraient faciliter l'apparition de flux préférentiels, causant un déplacement non uniforme du front, et par suite, un balayage incomplet du réservoir, diminuant de ce fait le taux de récupération. Cette complexité requiert une connaissance approfondie non seulement des caractéristiques statiques des roches (comme la porosité, la perméabilité et la saturation), mais aussi de leur réaction dynamique lorsqu'elles sont exposées à l'écoulement de multiples phases. Effectivement, une estimation inappropriée de ces facteurs pourrait entraîner une exploitation du gisement moins efficace, ce qui occasionnerait des pertes financières conséquentes. Ainsi, une caractérisation précise du milieu poreux, couplée à une modélisation rigoureuse des écoulements diphasiques, permet d'anticiper les performances du réservoir, d'ajuster les stratégies d'injection et d'améliorer l'efficacité des procédés de récupération assistée.

Ce chapitre a permis de poser les bases nécessaires à la compréhension de ces enjeux en décrivant les principales caractéristiques des milieux poreux et en introduisant les grandeurs pétrophysiques essentielles à leur modélisation en nous appuyant sur les équations de conservation et les relations constitutives spécifiques aux milieux poreux. Cette étape est cruciale pour le développement d'outils numériques capables de simuler le comportement réel des fluides en milieu hétérogène, et pour formuler des recommandations pratiques en matière de gestion de réservoirs

Chapitre II :

***Les méthodes des
récupérations des
Hydrocarbures***

II.1 Introduction

Dans la plupart des gisements d'huile, l'expansion des fluides en place ne permet pas la récupération que d'une faible partie de l'huile en place. Cela a conduit à rechercher des méthodes assurant un balayage optimal du gisement. Ces méthodes ont été qualifiées de récupération secondaire, car elles n'étaient initialement utilisées qu'après la récupération primaire (par drainage naturel). Actuellement, elles sont mises en œuvre bien avant que ne soit terminée la production par déplétion naturelle, et parfois même dès le début de la vie d'un gisement. Les plus anciennes consistent en l'injection d'un fluide naturel (eau ou gaz). Mais, après arrêt de l'exploitation dicté par des considérations économiques, il peut y avoir encore en place des quantités importantes d'hydrocarbures. Des techniques ont été développées en vue d'accroître l'efficacité du drainage et qualifiées de récupérations améliorées (déplacement miscible, par voie chimique et méthodes thermiques). Nous traiterons successivement les méthodes de récupération assistée classiques par injection d'eau et de gaz dans les réservoirs des gisements d'huile et de gaz à condensat (récupération secondaire), puis les méthodes dites "améliorées" (ou tertiaires). Des processus miscibles, chimiques et thermiques sont efficaces pour réduire la saturation de l'huile résiduelle et sont donc les méthodes de la récupération assistée du pétrole

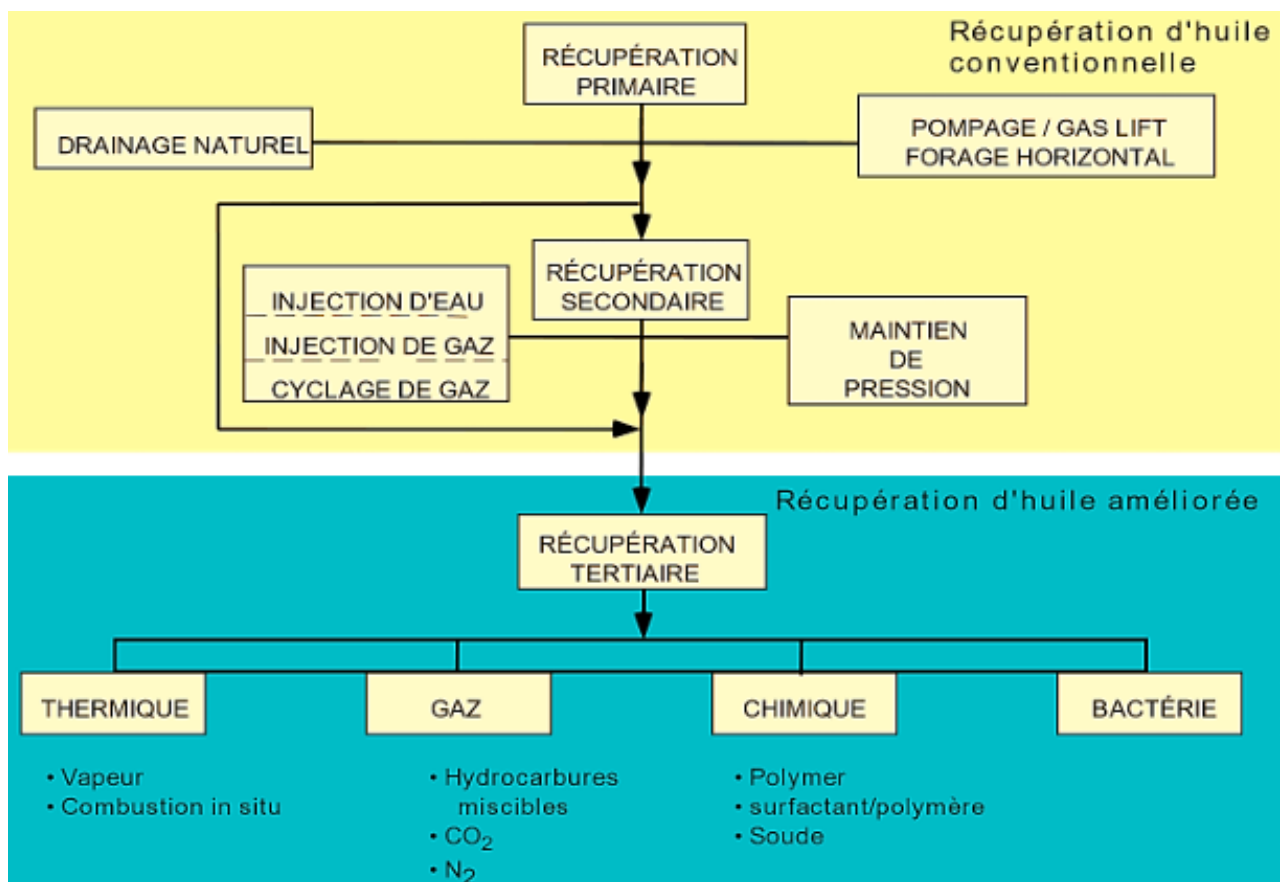


Figure II.1: Présentation générale sur les types de la récupération

Figure II-1 [24]

II.2 Les méthodes de récupération du pétrole

II.2.1 La récupération primaire

La production primaire, comme le terme suggère, est la première méthode de récupération. A la découverte, un réservoir de pétrole brut contient un mélange d'eau, huile et le gaz dans les petits espaces de pores de la roche réservoir. Initialement, le réservoir retient ces liquides sous une pression considérable due à l'effet de la pression hydrostatique d'eau souterraine. À cette pression une grande partie du gaz est dissoute dans l'huile. Ces deux fluides (l'eau initiale et le gaz dans a solution) en association fournissent l'élément moteur pour déplacer l'huile dans le puits. Si la pression sur le liquide dans le réservoir (l'énergie de réservoir) est assez grande, l'huile coulera dans le puits et jusqu'à la surface. Dans ce cas aucun équipement de pompage n'est exigé. Si l'énergie de réservoir n'est pas suffisante pour forcer l'huile jusqu'en surface alors le puits doit être pompé. [25]

Dans les deux cas, rien n'est jouté au réservoir pour augmenter ou maintenir son énergie. Le taux de production d'un puits éruptif a tendance de baisser comme l'énergie du réservoir naturel. Quand un puits éruptif ne produit plus à un taux efficace, une pompe est installée. Comme la production du pétrole est continue, la pression de réservoir ne cesse de baisser, à moins qu'un liquide comme l'eau par exemple ne fait irruption dans le réservoir pour remplacer cette huile produite. Et il se trouve rarement que des aquifères soient présents dans les gisements pétroliers, puissent fournir l'eau suffisante pour remédier au problème de déplétion

La baisse de pression de réservoir affecte défavorablement la production de pétrole de deux façons. D'abord, elle diminue la force qui conduit l'huile dans le wellbore. La seconde et plus importante, une baisse dans la pression de réservoir causant ainsi, l'échappement de faible quantité de gaz retenue dans la solution empêchant alors le flux d'huile. La quantité d'huile qui peut être déplacée par l'énergie de réservoir naturelle associée à un réservoir varie avec le type de réservoir [26]

II.2.1.1 Expansion du gaz dissous

Au cours de la production, la pression du réservoir chute et lorsqu'on atteint le point de bulle, le gaz dissous dans l'huile commence à se libérer en résultant une augmentation de volume qui favorise l'expulsion des fluides, c'est-à-dire les bulles de gaz de densité légère ont tendance à se déplacer plus rapidement tout en entrainant entre elles de l'huile. Cette récupération dépend de la quantité de gaz dissous, et par conséquent du GOR et peut atteindre des taux de 20 à 30 % des réserves en place [27]

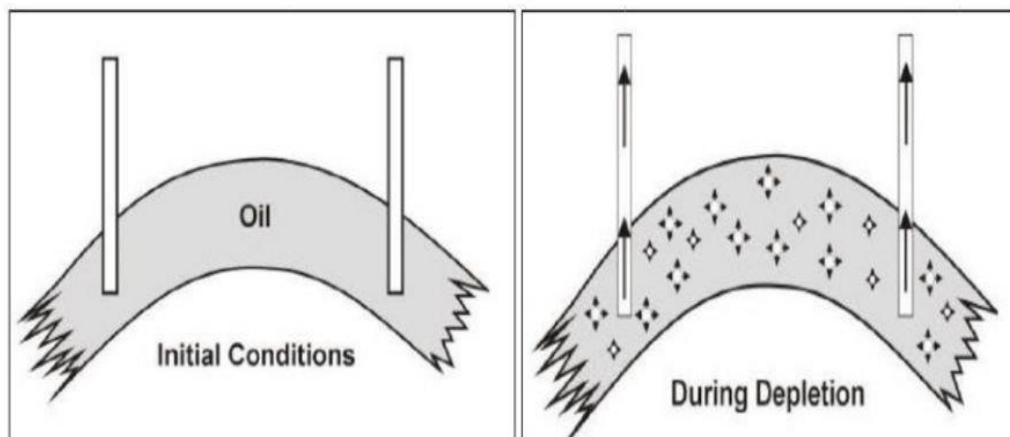


Figure II-2: Solution gas drive [27]

II.2.1.2 Expansion du Gas cap

L'expansion du chapeau de gaz limite la chute de la pression subie au cours de la production. Le taux de déclin de pression est lié à la taille du chapeau de gaz. Le GOR augmente lentement dans les premiers stades de la production d'un tel réservoir en raison de la pression du chapeau de gaz qui empêche le gaz de s'échapper dans l'huile

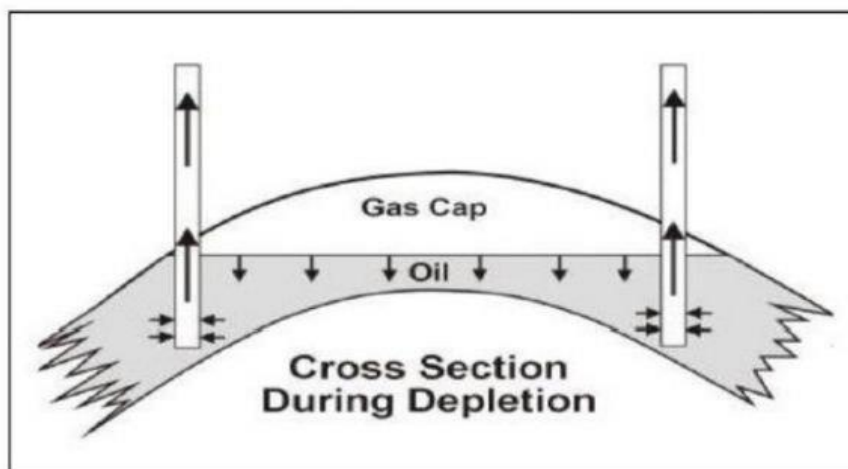


Figure II-3: gas cap drive [27]

II.2.1.3 Expansion d'aquifère

L'énergie de drainage est fournie par l'aquifère qui s'interface avec l'huile dans le réservoir au niveau du contact huile-eau (WOC). Au fur et à mesure la production et le soutirage de l'huile du réservoir, l'aquifère se dilate en déplaçant l'huile. On distingue deux types de water drive [9] :

- Bottom water drive : par toute la surface du contact huile – eau (WOC),
- Edge water drive : par les bords du gisement.

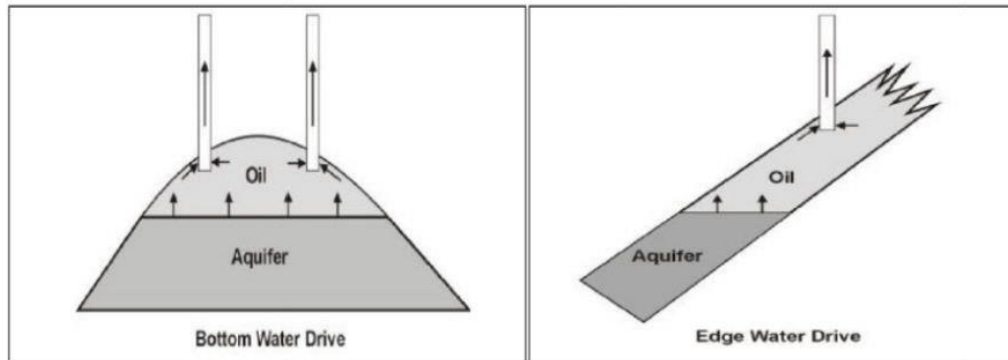


Figure II-4: water drive[27]

II.1.4 Régime de drainage gravitaire

La différence entre les densités de l'huile, l'eau et le gaz mène vers la ségrégation naturelle des fluides dans le réservoir. Ce procédé peut être utilisé comme étant un mécanisme de drainage, mais il est relativement faible et pratiquement il est combiné avec autres mécanismes de drainage. La figure représente l'effet de gravité dans le réservoir

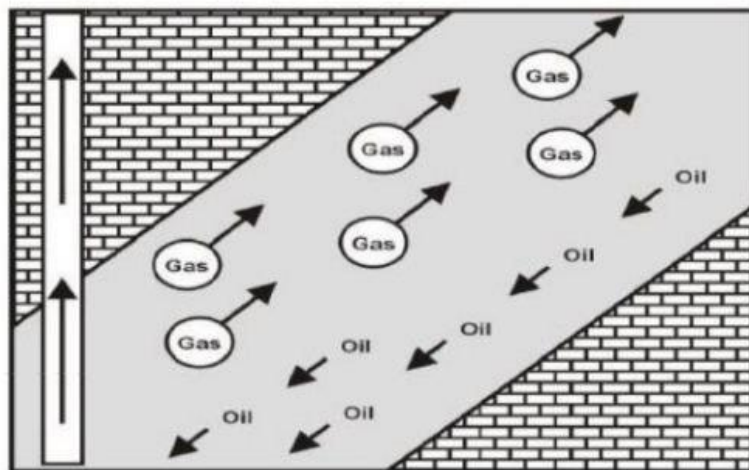


Figure II-5: drinage par gravité [27]

II.1.5 Régime de drainage combiné

En pratique, un réservoir comprend généralement au moins deux mécanismes de drainage principaux. Il est à rappeler que le management du réservoir avec les différents mécanismes de drainage peut être diamétralement opposé. Si deux mécanismes existent, un compromis doit être trouvé qui tient en compte les caractéristiques de chaque mécanisme à savoir la taille du chapeau de gaz, et la taille et la perméabilité de l'aquifère

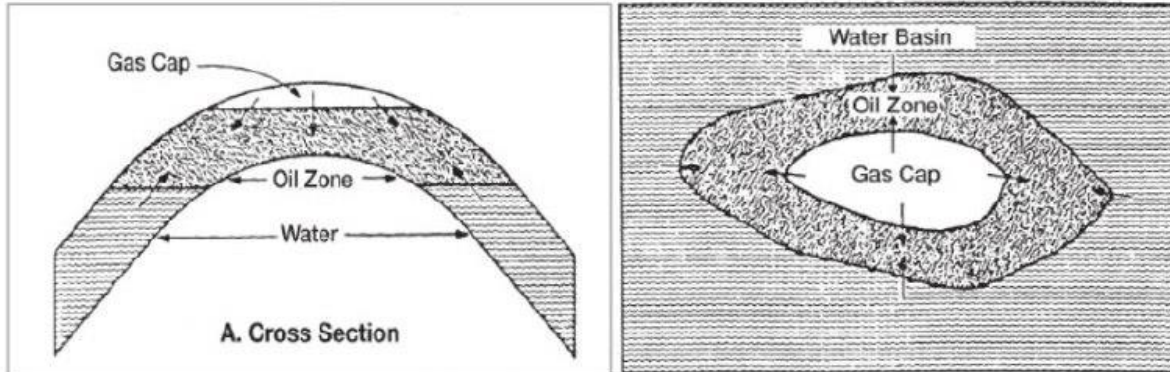


Figure II-6: drainage combiné [28]

2.2La récupération secondaire:

La récupération secondaire est le résultat de l'intervention humaine dans le réservoir pour améliorer la récupération, lorsque les énergies naturelles ont diminué jusqu'à une déraisonnabilité Bas efficacité. A mesure que le pétrole et le gaz sont produits, la pression baisse à l'intérieur du réservoir. Afin de stabiliser cette pression au-dessus du "point de bulle" et d'augmenter la quantité d'huile récupérée, on va injecter des fluides dans le gisement, en premier lieu de l'eau ou du gaz. Ce sont ces opérations que les techniciens appellent la récupération secondaire. L'eau sera injectée à la base du gisement, ou bien en périphérie afin d'opérer une sorte de balayage qui poussera l'huile vers les puits de production tout en maintenant la pression dans le réservoir. Simple en apparence, cette opération requiert cependant toute une série de précautions. On injecte en général de l'eau traitée, car il faut éviter que cette eau apporte des ions entrant en réaction avec ceux contenus dans l'eau du gisement. Ils pourraient donner des sels insolubles qui boucheraient les pores de la roche.

L'injection d'eau a eu parfois des conséquences inattendues. En mer du Nord, par exemple, elle a eu un effet de compaction dans les craies ayant entraîné un phénomène de subsidence au fond de la mer. Ce qui a nécessité de remonter les plate-formes de production autrement, elles seraient immergées. Les injections de gaz répondent au même objectif. Elles sont réalisées soit au sommet du gisement quand il s'agit simplement de faire remonter la pression, soit à sa base pour qu'il déplace vers les puits de production le pétrole tout en minimisant la ségrégation gravitaire. Le gaz entraîne vers les puits, par évaporation, les composants du brut les plus légers. En outre, il réduit le piégeage capillaire et contribue à vider les pores de la roche du pétrole qui s'y était logé. Différents procédés impliquant l'injection de gaz ont été mis en œuvre au début des

années 90 et se sont développés à la faveur des réglementations environnementales interdisant de brûler à la torche le "gaz associé" que la localisation du gisement ne permettrait pas d'acheminer vers une zone de consommation. [29]

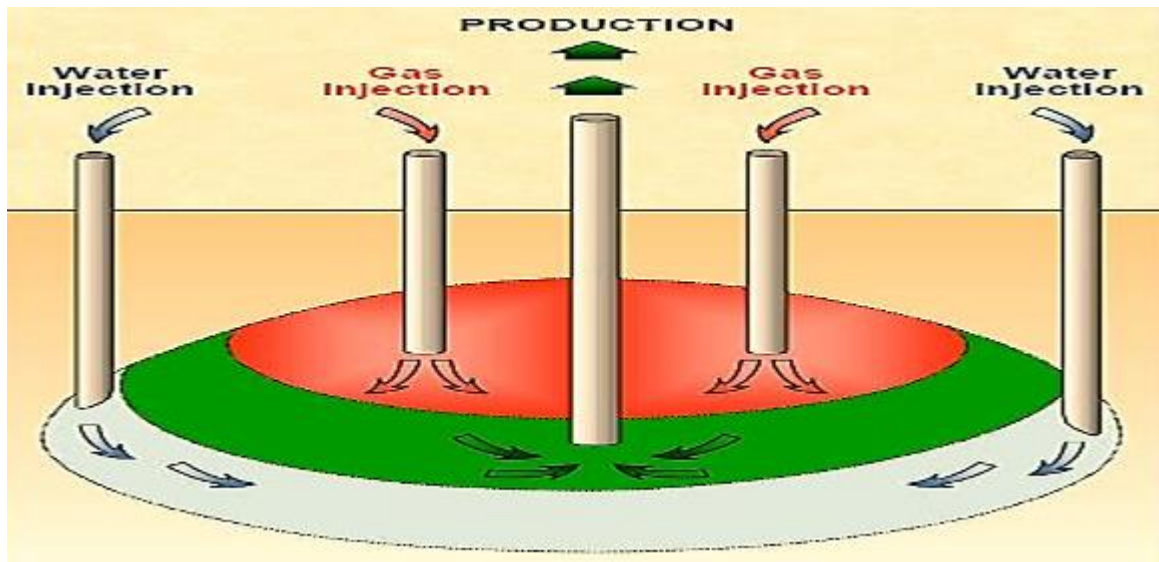


Figure II-7: Schéma simplifié de l'injection d'eau et de gaz. [30]

II.2.2.1 Les méthodes de la récupération secondaire :

2.2.1.1 L'injection d'eau :

Si l'on peut aider les fluides à s'élever dans les tubings (activation par pompage ou gas lift) alors, laisser un gisement se dépléter présente des inconvénients majeurs en termes de récupération. L'injection d'eau dans le gisement permet de « maintenir la pression ». Il s'agit de la récupération assistée parfois appelée récupération secondaire. L'injection d'eau (prélevée dans une autre source que le gisement lui-même), ou la réinjection de l'eau associée au brut après séparation, constitue le procédé de récupération assistée le plus utilisé (80 % à 85 % de l'huile supplémentaire produite). L'injection d'eau sera le plus souvent décidée dans les cas suivants: gisement d'huile à faible énergie : huile sous-saturée, aquifère peu actif ou de volume négligeable, gisement d'huile peu perméable ou de grandes dimensions (écarts de pression trop importants), gisement d'huile de configuration géométrique telle que les entrées naturelles d'eau, laissent des zones importantes non balayées. [32]

Le but de l'injection d'eau : est l'optimisation de la production et l'augmentation de la récupération par : [32]

- Le maintien de pression.
- Le balayage de l'huile en place.

1/Cas d'application :

La mise en œuvre d'une injection d'eau sera le plus souvent décidée dans les cas suivants :

- Gisement d'huile à faible énergie naturelle
- Huile sous saturée.
- Aquifère peu actif ou de volume négligeable.
- Gisement d'huile peu perméable ou de grande dimension. Dans ce cas, les écarts de pression entre les puits producteurs et l'aquifère ou le gaz peuvent être trop important.
- Gisements d'huile dont les configurations spatiales sont telles que les entrées naturelles d'eau ou de gaz laissent des zones importantes non balayées.

2/Mise en œuvre :

Pour réaliser une injection d'eau dans un gisement il faut :

- Une bonne connaissance du réservoir.
- S'assurer un approvisionnement en eau suffisant, en quantité, qualité et régularité.
- Avoir un équipement convenable des puits d'injection et une amélioration éventuelle de l'indice d'injectivité
- Il faut parfois fermer les zones les plus perméables afin d'éviter l'arrivée précoce de l'eau aux puits producteurs.
- Avoir des installations de pompage si nécessaire

Principe :

Soit un réservoir homogène constitué d'une seule couche, dans lequel les fluides s'écoulent horizontalement avec une saturation constante le long du réservoir.

On suppose que l'injection d'eau a commencé après une période de déplétion naturelle du réservoir, comme c'est souvent le cas la pression du réservoir est inférieure à la pression de saturation, par conséquent le gaz se libère, en formant une couche uniforme.

Le commencement de l'injection est accompagné par une augmentation de pression dans le réservoir, cette augmentation est importante autour des puits injecteurs et diminue dans la direction des puits producteurs.

Sous l'influence de l'augmentation de pression le gaz se dissout dans l'huile, par conséquent la production d'huile n'augmente pas avec le début de l'injection, en premier temps il y a une période de remplissage "fill up" durant laquelle un volume d'eau égal au volume de gaz libre, initialement présent dans le réservoir, est injecté.

Durant cette période la majorité de gaz est dissoute dans l'huile, le reste est produit par les puits producteurs, le remplissage peut être représenté par un avancement du front d'huile plus rapide que le front d'eau, derrière le front d'huile la saturation de gaz est à sa valeur résiduelle, l'arrivée du front d'huile aux puits producteurs marque la fin de la période de remplissage.

Durant la phase initiale de l'injection, un front d'eau cylindrique se forme autour de chaque puits injecteur, son rayon augmente avec l'injection.

Derrière le front d'eau la saturation d'huile diminue progressivement jusqu'à atteindre la valeur de la saturation résiduelle, A la fin de la période de remplissage l'avancement du front continu mais le débit de production augmente et devient pratiquement égal au débit d'injection (à l'échelle du réservoir). si la saturation initiale d'eau de la formation est inférieure à celle requise pour l'écoulement, la production d'huile durant cette seconde phase se fera avec un WOR nul.

L'apparition d'une production d'eau importante signifie la percée du front d'eau dans le puits considéré, donc la production d'eau augmente rapidement, la récupération de l'huile se trouvant derrière le front est effectuée par l'injection d'un volume d'eau considérable, Durant cette phase d'injection après percée, la surface balayée augmente et cela peut fournir une production d'huile pour justifier la continuation de l'injection, généralement les puits producteurs sont abandonnés à un Water Cut. [30]

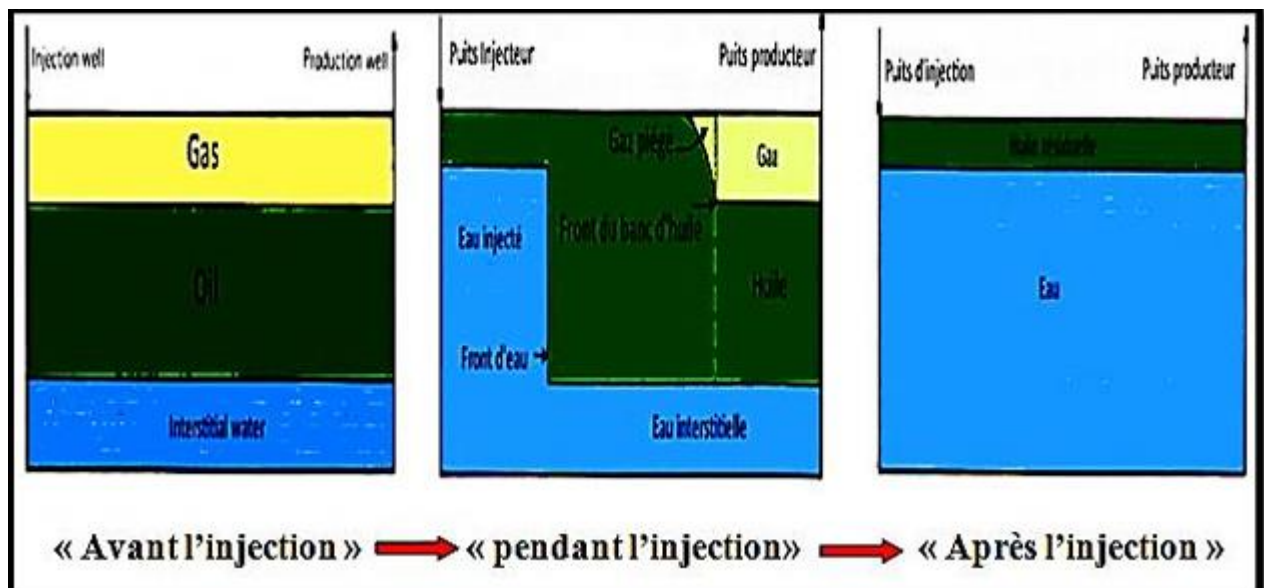


Figure II-8: L'état des fluides dans le réservoir pour les trois étapes de l'injection d'eau[30]

3/ Efficacité du balayage du waterflooding :

Le waterflooding est une méthode de récupération secondaire dans laquelle l'eau est injectée dans le réservoir en augmentant la pression pour y déplacer l'huile qui reste piégée. Seule l'huile est produite durant l'injection de l'eau dans le réservoir à la saturation irréductible en eau jusqu'au moment de la percée. Après la percée la production d'eau augmente et la production d'huile diminue. Le processus d'injection est continué jusqu'à ce que le rapport de production eau/huile (le water cut) soit très élevé et l'extraction devient économiquement non rentable.

$$E_D = \frac{\text{Volume d'huile déplacée}}{\text{Volume d'huile en contact avec le fluide déplaçant}}$$

L'efficacité du balayage du waterflooding dépend de plusieurs facteurs comme le rapport de viscosités, la porosité, la pression capillaire dont nous avons déjà parlé, L'injection de l'eau en présence d'huile lourde provoque des effets de digitation et une grande partie de l'huile présente dans le réservoir reste en place. Les instabilités sont plus visibles lorsque l'huile est beaucoup plus visqueuse que l'eau, en d'autres mots lorsque le rapport de mobilité (M) entre les deux fluides est plus défavorable, les effets de digitations sont plus marqués, ce qui entraîne une percée plus rapide. Le choix de l'injection d'eau se fait en fonction de deux critères : les aspects techniques et les aspects économiques. L'injection de l'eau est préférable dans les gisements où est nécessaire le maintien de pression, cela veut dire, les gisements où la perméabilité de la roche est suffisante pour y éviter la fracturation de la roche. Usuellement les pressions d'injection sont maintenues au-dessous des pressions de fracturations des terrains [33]

4/ Influence de la mouillabilité sur l'efficacité du water flooding

L'eau occupe les pores de petite taille et recouvre la surface des pores plus grands, tandis que l'huile occupe les pores les plus grands. Cette répartition est la plus énergétiquement favorable. Lors de l'injection, l'eau imbibe les pores de taille petite à moyenne et déplace l'huile présente dans les pores de grande taille. Au début de l'injection, l'eau et l'huile avancent sur un front plus ou moins rectiligne, mais il y a toujours une partie de l'huile qui reste piégée et quasi-immobile, car dans les milieux poreux mouillables à l'eau, la production est très faible après la percée. [34]

Considérons le déplacement d'un fluide 2 (de l'huile par exemple) par un fluide 1 (de l'eau par exemple). Le profil des saturations en fluide 1 à un moment donné aura l'allure représentée sur la figure ci-dessous en fonction de la direction du déplacement x

On peut distinguer quatre zones :

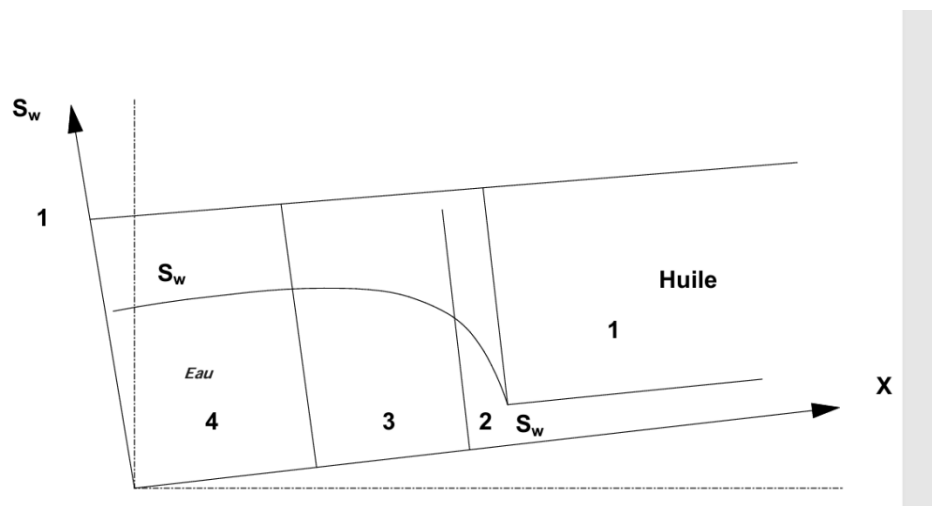


Figure II-2 : Front d'eau

- La zone1 : qui n'a pas été atteinte par le fluide déplaçant. Seule l'huile se déplace
- La zone2 : dans laquelle S_w croît brusquement c'est le front
- La zone3 : où S_w varie progressivement derrière le front
- La zone4 : ennoyée par l'eau et où il reste une saturation en huile résiduelle S_{or} . Seule l'eau se déplace. Ce profile se déplace fonction du temps (x croissant) en se déformant vers le puits de production [35]

2.2.1.2 L'injection de gaz :

Cette méthode est similaire à l'injection d'eau en principal .Elle est utilisée pour maintenir la pression du gaz cap même si le déplacement d'huile n'est pas nécessaire.

Lorsque le gaz est utilisé comme l'agent de maintien de pression, il est habituellement injecté dans une zone de gaz libre (c.-à-d., le gas-cap) pour maximiser la récupération par le drainage de la gravité. Le gaz injecté est habituellement gaz naturel produit dans le réservoir. On peut vendre le gaz lorsque l'opération secondaire est terminée et le gaz peut être récupéré par la déplétion. D'autres gaz, comme le N_2 , peut être injecté pour maintenir la pression dans le réservoir. Cela permet de vendre le gaz naturel parallèlement avec sa production. Le premier problème rencontré avec la méthode de récupération d'injection gaz est que le gaz est très léger. Par conséquent, lorsqu'il circule à travers la formation, il migre vers les zones supérieures du réservoir, se déplace sur les liquides plus lourds (le pétrole brut) et laisse des grandes quantités d'huile derrière. Le deuxième problème rencontré est qu'en étant plus léger que le pétrole, le gaz aura tendance à doigt —c'est-à-dire, percer de petits cours d'eau dans le puits de récupération, sans passer par une grande partie de l'huile et réduit ainsi l'efficacité du balayage. Le troisième problème, il est difficile pour le gaz injecté de recombinaison avec l'huile restante dans la formation. Le reste de l'huile devient plus lourd et plus difficile à déplacer[05].La récupération restera toujours faible, ainsi d'autres méthodes appartenant à la récupération tertiaire sont préconisées pour augmenter la récupération assistée. Il s'agit de techniques faisant varier les propriétés de mobilité d'huile dans le réservoir par l'introduction d'agents chimiques ou des procédés thermiques. [32]

➤ Aspect technique

Le gaz injecté est presque toujours constitué d'hydrocarbures : gaz de production du gisement dans le cas très fréquent où il n'y a pas de source de gaz extérieure. L'injection d'air a parfois été essayée, mais elle présente des nombreux inconvénients (corrosion des puits, oxydation de l'huile, risques d'explosion).L'injection de gaz est cependant intéressante par rapport à l'eau :

- Quand il y a un dôme de gaz.
- Quand l'huile est légère (le GOR de dissolution est grand et la viscosité de l'huile est faible).
- Quand la perméabilité est élevée .Dans ces conditions, il y aura un bon balayage vertical de l'huile par le gas-cap, et la récupération sera bonne. En outre, le gaz injecté dans un gisement d'huile peut être récupéré par la suite (GOR de production) après percée.

➤ Aspect Economique

L'accroissement de récupération faible ne permettant généralement pas de forer de nombreux nouveaux puits, on reconvertit souvent des puits de production (sous réserve de modification des perforations pour l'injection dans un dôme de gaz). [36]

II.2.2.3 La récupération tertiaire :

Les termes EOR et IOR sont parfois utilisés indifféremment. IOR, ou la récupération améliorée de pétrole, est un terme plus général qui signifie amélioré la récupération du pétrole par tout moyen, par exemple, des stratégies opérationnelles telles que le forage intercalaire de puits (infill drilling) et les puits horizontaux qui améliorent le balayage vertical et superficiel, conduisant à une augmentation de la récupération du pétrole. La Récupération assistée du pétrole, ou l'EOR, est plus spécifique au concept, elle peut être considérée comme un sous-ensemble de l'IOR. L'EOR implique une réduction de la saturation de l'huile sous la saturation de l'huile résiduelle (Sor). La récupération de l'huile conservée en raison des forces capillaires (après l'injection d'eau dans les réservoirs d'huile légère) et/ou les huiles qui sont immobiles ou presque immobiles en raison de la forte viscosité (Pétroles lourds et les sables bitumineux) peuvent être réalisées seulement en abaissant la saturation de l'huile sous (Sor) . Des processus miscibles, chimiques et thermiques sont efficaces pour réduire la saturation de l'huile résiduelle et sont donc les méthodes de la récupération assistée du pétrole[37]

II.2.2.3.1 Méthodes chimiques

- Utilisation de solutions de polymères dans l'eau
- Utilisation de tensio-actifs et de micro-émulsion

II.2.2.3.2 Méthodes miscibles

- Utilisation du gaz carbonique
- N₂ - Injection de gaz de combustion

II.2.2.3.3 Méthodes thermiques

- Injection de vapeur

II.4 Conclusion

La récupération primaire ne permet généralement d'extraire qu'une faible partie des hydrocarbures en place, ce qui a conduit au développement de méthodes secondaires comme l'injection d'eau ou de gaz pour améliorer le balayage et maintenir la pression du réservoir. Malgré leur efficacité, une quantité significative de pétrole reste piégée, justifiant le recours aux techniques de récupération assistée (EOR). Dans le cadre de ce travail, nous nous focaliserons sur l'injection d'eau, une méthode largement utilisée et particulièrement adaptée au contexte du champ étudié, afin d'analyser son impact sur le comportement des écoulements diphasiques et l'optimisation de la récupération.

Chapitre III :

Etude De Cas Sur La Simulation Au Champ Ourhoud

III.1 Introduction

L'application des principes théoriques à un cas réel constitue une étape essentielle dans toute démarche d'ingénierie, en particulier lorsqu'il s'agit de modéliser le comportement d'un réservoir pétrolier complexe. L'approche adoptée dans ce chapitre est consacrée au niveau du **champ Ourhoud** et L'étude de ce champ constitue une opportunité pertinente pour illustrer de manière concrète les concepts liés à l'écoulement multiphasique dans un milieu poreux. Elle permet également d'analyser les choix technologiques et les méthodes de gestion du réservoir mises en œuvre dans un environnement réel de production, en utilisant le logiciel VIP qui nécessite l'intégration d'autres logiciels (Modèle statique construit sous Petrel (géométrie, facies, propriétés pétrophysiques), puis l'exporter vers VIP pour la simulation dynamique (calage historique, prévisions) et enfin analyser les résultats et visualisation via Maplot.)

Le chapitre vise à mettre en évidence les points suivants :

- ✚ Modélisation numérique de l'écoulement multiphasique dans un réservoir
- ✚ Pétrolier lors de l'injection d'eau à l'aide du logiciel VIP.
- ✚ Analyser le comportement du réservoir face à l'injection d'eau
- ✚ Evaluer l'efficacité des scénarios d'injection et optimiser la récupération des hydrocarbures.
- ✚ Proposer des recommandations d'optimisation basées sur les résultats obtenus.

III.2/Historique de découverte

Les premières explorations en matière d'hydrocarbures en Algérie remontent à la fin de l'année 1890 dans le bassin de Chélif. Cependant c'est en 1948 que la découverte à caractère commerciale, et la première fois à Oued Guétrini, à 150Km au Sud d'Alger.

Les explorations au champ Ourhoud ont commencé en Mai 1992 suite à la signature de l'accord entre Sonatrach et Cepsa qui permet l'exploration de bloc 406 dans le bassin de Berkine.

En Juillet 1994 le gisement d'Ourhoud fut découvert, il s'étend sur deux autres blocs : le 405 et le 404.

Le puits nommé **BKE 1** était le premier foré dans les grés de **TAGI** (Triassic Argileux Gréseux Inférieur) et après sa mise en production il a donné un débit de 15275bbl/J.

III.3 Situation Géographique

Le champ de pétrole **Ourhoud** , est situé au sud du champ d'**Anadarko** à Hassi Berkine, à 420km au Sud-est de la ville pétrolière de Hassi Messaoud et 1300km au Sud-est d'Alger.

Le champ Ourhoud fut découvert en juillet de l'an 1994, est considéré comme le deuxième plus grand gisement en Algérie avec une surface d'exploitation de 263,4Km².

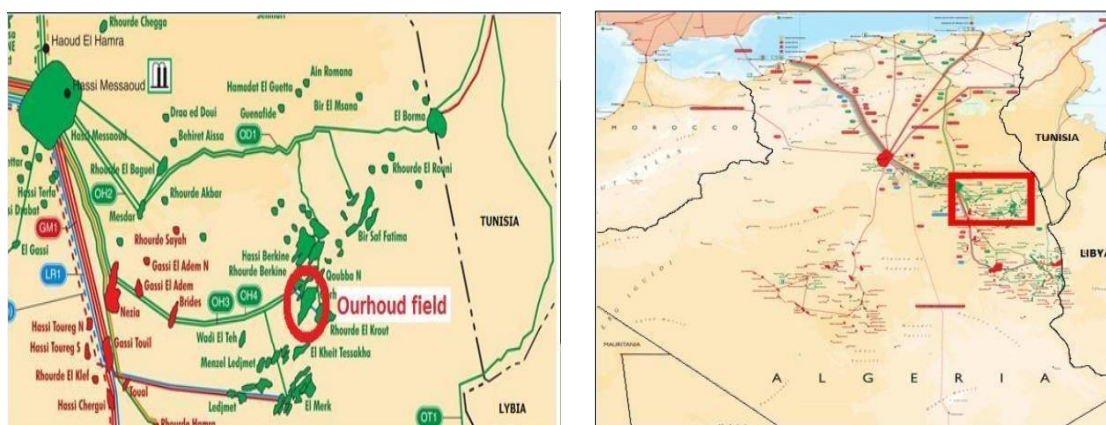


Figure III-14: Situation géographique du champ Ourhoud [38]

III.4 Formation TAGI

Cette formation a résulté d'une déposition des matériaux silicate composés essentiellement des dépôts fluviaux, l'épaisseur total du TAGI augmente selon la direction N-O vers S-E allant de 80 jusqu'à 115 mètres. Le TAGI d'Ourhoud est divisé en trois unités principales (couches),

III.4.1 Le TAGI inférieur:

Le TAGI inférieur à environ 32-58mètres d'épaisseur et est classé du bas vers le haut à travers un complexe de faciès associés et déposés dans un environnement aride, incluant : tubes provisoire en tresses, dépôts lenticulaires à faible énergie, dépôts éoliens, dépôts marginaux et sur pilotis, plaines d'inondation et dépôts distaux de méandres en forme de cloche.

L'orientation des dépôts de l'intervalle complet du TAGI inférieur donne un trend SO- NE et s'épaissit vers le SE. Ce niveau est formé par les sédiments qui se sont formés sur la discordance Hercynienne. Au-dessus du contact huile/eau, les grés de la base et du sommet du TAGI inférieur sont caractérisés par des propriétés réservoir de bonne qualité. Cependant leur étendue latérale dépend des faciès rencontrés c.-à-d. de l'environnement de dépôt.

III. 5 Caractéristiques du Réservoir

La variation latérale de faciès de réservoir d'Ourhoud n'est pas très importante, avec une épaisseur moyenne de 80 à 100 mètres.

Le maximum d'épaisseur s'enregistre dans la terrasse qui dépasse les 100m, alors que le maximum est à l'Ouest de la partie du champ, 89m dans la partie Sud-ouest du champ, cette diminution est due à l'érosion lors la genèse des couches.

La superficie de réservoir est de 140Km², avec une profondeur moyenne de 3180m. Données caractéristiques du Réservoir :

- Température de réservoir : 102°C.
- Pression de réservoir : 348 bars.
- Porosité moyenne : 16 %.
- Perméabilité moyenne : 200 md.
- Degré API : 42,5.
- GOR : 64 m³/m³.
- Gradient de pression : 1,02 psi/m.

III. 6 Caractéristiques petro physique des Fluides

◆ Huile :

- Pression initiale de gisement : 5000 Psi.
- Pression de bulle : 1247 Psi.
- Température de gisement : 102 °C.
- Facteur volumétrique de fond (FVF) : 1,233.
- GOR dissolution initial : 64 m³/m³.
- Densité d'huile de stockage : 0,813 g/cm³.
- Viscosité d'huile : 0.68 Cp.
- Compressibilité : 7,14x10⁻⁶ Psi⁻¹.

◆ Eau :

- Compressibilité : 4,3x10⁻⁸ Psi⁻¹.
- Viscosité : 2,75 Cp à 25°C.
- Salinité moyenne : 352,925 g/l.
- Densité : 1,224 Kg/l à 20°C.
- Résistivité : 5,94 Ohm/Cm²/m à 20°C.
- PH : 4,5.

◆ Gaz :

- Compressibilité : 1,16 x 10⁻⁴ Psi⁻¹.

III.6 Plan de développement :

Le Plan de Développement révisé du gisement Ourhoud, appelé RDP Septembre 2021. Il s'inscrit dans la dynamique de mises à jour périodiques du modèle réservoir et des améliorations apportées au schéma de développement et des opportunités pour une optimisation de la récupération d'huile et des coûts et ce au fur et à mesure de la disponibilité de nouvelles données et performances des puits et du réservoir.

Le plan de développement initial était basé sur une injection d'eau périphérique couplée à une injection sommitale de gaz pendant les cinq premières années puis la généralisation de l'injection de gaz miscible pour le reste de la période d'exploitation du gisement. Le nombre de puits était de :

- 43 puits producteurs d'huile,
- 12 puits injecteurs d'eau
- et 2 puits injecteurs de gaz.

La première révision du Plan de Développement élaborée en 2001 et approuvée en Mars 2003 justifiait l'injection d'eau dispersée couplée à l'injection de gaz dans les zones favorables. Avec ce nouveau schéma ; le nombre de puits producteurs d'huile a légèrement augmenté mais celui des puits injecteurs d'eau s'est vu triplé.

Le permis d'exploitation autorise la mise en place d'un pilote WAG en vue de tester l'efficacité de ce procédé avec les deux objectifs principaux suivants :

- Déterminer les saturations résiduelles d'huile à l'injection d'eau (Sorw) et l'injection de gaz miscible (Sorm) en conditions réelles de réservoir.
- Assurer que l'injectivité des puits ne serait pas endommagée par le processus WAG.

Le pilote WAG qui consistait en un puits injecteur et un puits d'observation distant de 160 m environ a démarré en Octobre 2003 et a pris fin en Décembre 2006 une fois les objectifs atteints. La saturation résiduelle après balayage à l'eau (Sorw) a été estimée à $19\% \pm 2\%$ et la saturation résiduelle d'huile après balayage au gaz (Sorm) a été estimée à $2\% \pm 2\%$.

Après recours de Sonatrach avec plus d'explications et clarifications ; Alnaft a fait part de l'approbation du plan de développement le 28 février 2011 selon le procédé WAG avec injection de $6.4 \text{ MMm}^3/\text{j}$ de gaz et avec l'obligation pour Sonatrach :

- De s'engager à mettre en place l'appoint de gaz de $3.5 \text{ MMm}^3/\text{j}$ dans une période maximale de 4 ans,
- D'appliquer strictement les règles de conservation des hydrocarbures et d'exploiter le gisement dès la mise en œuvre du nouveau plan de Développement selon le profil de production approuvé par ALNAFT en Octobre 2008.

Comme demandé par ALNAFT le 14 février 2012, le profil de production à respecter appeler 'profil de production approuvé par ALNAFT en octobre 2008' où le cumul de production d'huile allant jusqu'en 2033 est de 165.12 millions de tonnes (203.78 millions m³) ou l'équivalent de 1280 millions de barils. Ledit profil permettant d'atteindre cet objectif incluait l'augmentation de la capacité de traitement d'eau à $41600 \text{ m}^3/\text{j}$.

Une troisième révision du Plan de Développement a été soumise à Alnaft en 2013 suite à laquelle Alnaft a émis un avis défavorable pour entre autres les raisons suivantes :

- Sonatrach n'a présenté aucun élément nouveau qui démontre que l'Organisation Ourhoud est en train de mettre en œuvre le projet de gaz d'appoint conformément au POD approuvé par ALNAFT en date du 28/02/2011.
- Sonatrach n'a pas informé Alnaft des résultats d'éventuelles discussions menées avec les partenaires pour établir les conditions de mise en œuvre et financières de cession du gaz d'appoint à Ourhoud.

En 2014 Sonatrach et ses partenaires ont entrepris une nouvelle démarche pour répondre au mieux aux observations et remarques d'Alnaft pour l'identification de sources potentielles de gaz d'appoint. L'étude technique de faisabilité a montré que le puits **BKE-3** est identifié comme première source avec laquelle la mise en œuvre du gaz d'appoint pourrait rapidement commencé (tout en poursuivant le travail pour l'évaluation d'une seconde source s'il s'avère nécessaire) en association de la conversion d'un nombre additionnel de puits injecteurs d'eau en injecteurs WAG.

En 2016 et à la demande d'Alnaft; Sonatrach Organisation Ourhoud a procédé à l'évaluation des plusieurs variantes, et la variante choisi consistant à l'utilisation de la capacité d'injection de gaz actuelle de 6.4 MMm³/j, de 32 puits WAG et l'injection d'un volume cumulé de gaz d'appoint de 6.4 E9 sm³.

Les travaux de simulation ont montré que la mise en œuvre de cette variante permettra l'atteinte d'un taux de récupération ultime d'huile du même ordre de grandeur que celui obtenu avec les autres variantes.

Les travaux de simulation de 2016 et 2017 ont été présentés et les performances du réservoir sont résumés comme suit :

- La mise à disposition des deux sources de gaz d'appoint et malgré les différentes combinaisons de capacité d'injection de gaz allant de 6.4 à 12 millions de m³/j ; le volume d'huile récupérable à l'horizon 2047 ne s'éloigne pas des performances de la variante V5 qui est de 225 millions de m³. De ce fait et du point de vue technique et après discussion ; Alnaft a émis un avis favorable pour travailler sur cette variante.
- Le démarrage des installations du projet IWH (Increased water handling) à la mi 2016 où il a été possible de lever les goulots d'étranglement s'est soldé par une augmentation substantielle de la production d'huile de plus de 28000 bbl/j et ce pendant six (mois).
- Afin de palier au problème de déclin ; L'Organisation Ourhoud a lancé en 2017 une évaluation d'une seconde phase de forage de développement (Infill Drilling) où il est démontré qu'un volume additionnel d'huile pourrait être récupéré ce qui permettra une augmentation du débit journalier dès la mise en service des nouveaux puits et une amélioration du taux de récupération à l'horizon 2047.
- Plusieurs scenarios et combinaisons entre mise en œuvre du gaz d'appoint, conversions additionnelles de puits injecteurs d'eau en injecteurs WAG et campagne de forages additionnels sont évalués pour identifier le scenario optimum de développement futur du gisement sans aucun besoin d'augmenter les capacités de traitement des installations de surface existantes

La variante choisie est détaillée comme suite

1. Cas BKE-3 MUG + une seconde source de gaz d'appoint + Infill Drilling :

- Capacités de traitement d'huile, d'eau et de gaz existantes au niveau du CPF,
- Conversions additionnelles de puits injecteurs d'eau en injecteurs WAG avec un maximum de 28 puits
- Mise en œuvre du gaz d'appoint à partir du puits BKE-3 avec un volume de 1.4 E9 sm^3 de gaz et d'une deuxième source non définie jusqu'à présent avec un volume additionnel de 4.7 E9 sm^3 , soit un total de 6.1 E9sm^3
- Forage de 13 puits additionnels (Infill Drilling)
- L'apport en huile par la combinaison de la mise à disposition des deux sources de gaz d'appoint et le forage de 13 puits Infill Drilling est de 14.09 MMm^3 à l'horizon 01/01/2047 par rapport au cas de référence.

Au vu des résultats des travaux et en terme de récupération ultime (01/01/2047) ; Sonatrach-Organisation Ourhoud recommande l'approbation de cette variante se résumant comme suit :

- Capacités de traitement d'huile, d'eau et de gaz existantes du CPF,
- Mobilisation d'un volume de gaz d'appoint de l'ordre de 6.1 milliards de sm^3 ,
- Conversions additionnelles de puits injecteurs d'eau en injecteurs WAG dont le nombre optimal est de 28 puits injecteurs WAG.
- **Le** forage additionnel de 13 puits avec l'éventualité de forer plus s'il s'avère opportun et ce à la lumière des résultats de premiers puits forés ou données sismiques récentes découlant d'une nouvelle acquisition ou reprocessing de données existantes.

Les opportunités les plus remarquables identifiées à ce jour sont :

- Adaptation du schéma de maintien de pression en passant de l'injection d'eau périphérique au schéma d'injection d'eau dispersée,
- Extension de l'injection de gaz initialement limitée à la partie sommitale de la structure aux zones favorables,
- L'adéquation des patterns d'injection aux compartiments identifiés tenant compte de la présence de failles et barrières,
- L'adoption du procédé WAG au lieu d'une injection de gaz miscible généralisée,
- Le forage de deux (02) puits horizontaux ; l'un est un injecteur d'eau actuellement converti en injecteur WAG et le second est un producteur d'huile,
- Upgrade des pompes d'injection d'eau dans le but d'augmenter leur capacité d'injection,
- Levée des goulots d'étranglement et l'extension des capacités de traitement d'eau et de gaz au niveau du CPF (projet IWH),
- Lancement du processus d'identification des sources de gaz d'appoint en vue de sa mise en œuvre.
- Une seconde campagne de forage de développement (Infill Drilling).

Le bilan des réalisations au 31/12/2021 est comme suit :

- a. Forage :
 - ✓ 66 Puits producteurs d'huile
 - ✓ 22 puits injecteurs d'eau

- ✓ 21 puits injecteurs WAG
- ✓ 09 puits producteurs d'eau Albien/Barrémien pour maintien de pression.
- b. Production :
 - ✓ Production d'huile cumulée : 137.20 millions de tonnes (169.29 millions de m³ soit 1064.70 millions de barils),
 - ✓ Injection d'eau cumulée : 287.43 millions de m³,
 - ✓ Injection de gaz cumulée : 18.62 milliards de sm³

III.7 Historique de production

La production du champ Ourhoud a commencé le **8 novembre 2002** à un rythme faible, afin de tester les équipements de l'ensemble des installations de surface, y compris le **CPF (Central Processing Facility)**, avec un nombre de puits limité.

La production de pétrole a atteint **230 000 barils par jour** en **janvier 2003**. Ce plateau de production a pu être maintenu pendant environ **10 ans**. Combinée à la production des gisements de **Berkine** et d'autres gisements satellites, elle a contribué à porter la production nationale à **1,5 million de barils par jour**.

Étant donné que l'**aquifère du réservoir est inactif**, le maintien de la pression se fait par **injection d'eau** (démarrée le **25 janvier 2003**) et **injection de gaz** (démarrée le **20 février 2003**).

L'avancement du **front d'eau** a entraîné l'apparition d'eau dans plusieurs puits producteurs, notamment au niveau "**Lower**", dès **mars 2004**, avec une augmentation progressive de la teneur en eau. Certains puits, comme **QB36** et **BKE2**, ont atteint des taux d'eau allant jusqu'à **80 %**.

La **production d'huile** dépend directement de la **quantité d'eau et de gaz injectés**, ainsi que du **nombre de puits producteurs** en activité.

À **juin 2009**, la production cumulée représente **16 % du volume récupérable**, assurée par **113 puits**, répartis comme suit :

- **56 puits producteurs d'huile**,
- **10 puits producteurs d'eau** (Albien / Barrémien),
- **8 puits producteurs d'eau** (Miopliocène),
- **29 puits injecteurs d'eau**,
- **4 puits injecteurs de gaz**,
- **4 puits observateurs**,
- **2 puits en mode WAG (Water Alternating Gas)**.

III.8 La récupération secondaire au champ Ourhoud :

Le scénario de maintien de pression consiste à produire l'eau de l'Albien/Barrémien puis à l'injecter dans les puits injecteurs repartis de manière dispersée et périphérique. Il existe aussi une réinjection de gaz dans le sommet du réservoir.

Les résultats des tests d'interférence indiquent que l'aquifère est faiblement connecté à la zone d'huile dans la direction Est-Ouest car l'existence des failles orientés du Nord-est / Sud-ouest.

Ainsi, l'injection périphérique dans l'aquifère ne peut pas assurer un soutien efficace à la production du centre de champ.

En conséquence l'injection d'eau dans l'aquifère périphérique ne permet pas un maintien de pression optimal .Une injection d'eau plus uniformément répartie sur la structure du réservoir est donc nécessaire pour un soutien efficace de drainage

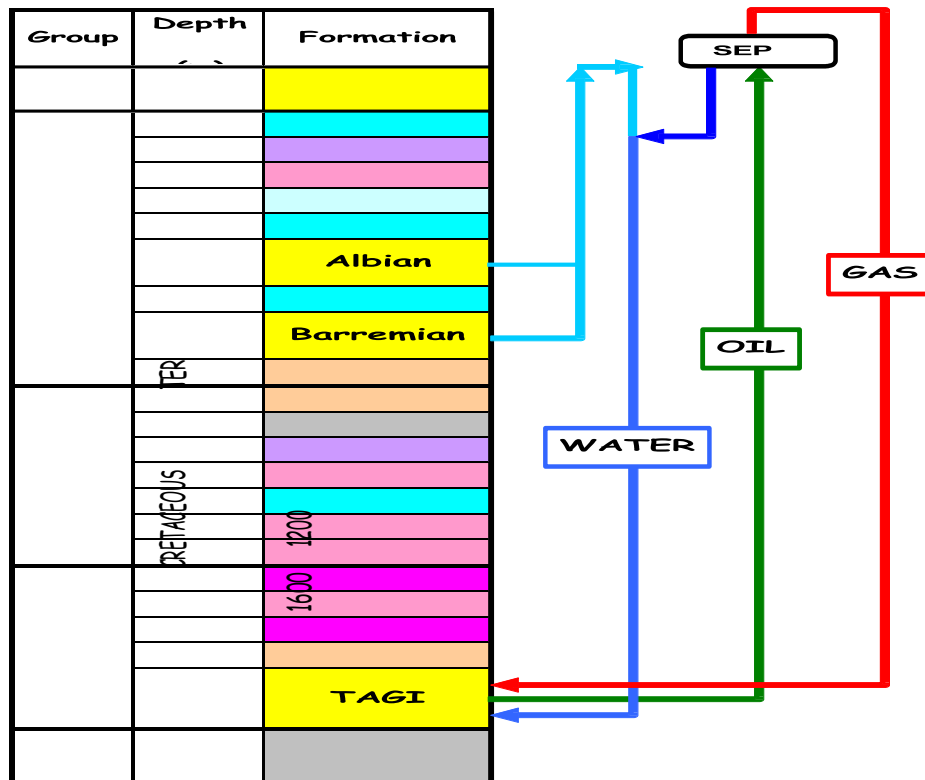


Figure III-3: schéma de mécanisme de maintien de pression au champ d'Orhoud par injection d'eau (Albien,Barremien) et réinjection de gaz[38]

III.9 L'état actuel de gisement :

Tableau 1: Nombre actuel de puits

Puits Producteurs d'huile (PPH)	66
Puits injecteurs d'eau (PIE)	25
Puits injecteurs WAG	18
Puits d'observation du pilote WAG	1
Autres	3
Puits producteurs d'eau (Albien/Barrémien)	9
Sur les 25 puits injecteurs d'eau, 03 puits seront convertis en injecteurs WAG et mis en service en 2022, ce qui portera à 21 puits disposant de capacité d'injection WAG soit 49% de la totalité des puits injecteurs.	

Depuis le démarrage de la production en novembre 2002, le programme soutenu de forage, la stratégie de développement adoptée et le monitoring minutieux du réservoir ont permis le maintien d'un plateau de production avoisinant les dix ans. Le bilan de production depuis l'origine au 30/09/2021 est résumé dans le tableau 2 ci-dessous

Tableau 2: Volumes cumulés depuis l'origine

Production d'huile (E6 m3)	175.59
Production d'eau (TAGI) (E6 m3)	143.90
Production de gaz (E9 sm3)	23.08
Injection de gaz (E9 sm3)	19.81
Injection d'eau (E6 m3)	321.10
Production d'eau Albien/Barrémien (E6 m3)	170.58

Depuis le démarrage de la production, l'évolution de l'extraction du pétrole, de l'eau (provenant de la formation TAGI) et du gaz associé a été rigoureusement surveillée, ainsi que les opérations de réinjection. À l'origine, une stratégie d'injection périphérique avait été adoptée pour assurer une montée progressive de la production d'eau. Cependant, en raison de la forte compartimentation du réservoir, cette approche a été remplacée par une injection répartie, ce qui a entraîné une arrivée précoce et importante d'eau dans plusieurs puits producteurs.

Le gaz associé, quant à lui, était réinjecté via trois puits positionnés de manière stratégique pour maintenir la pression du réservoir. Dès 2004, les premières percées d'eau et de gaz ont été observées, provoquant une augmentation continue du **GOR** (Gas-Oil Ratio) et du taux d'eau produit. Ces percées ont successivement saturé les capacités de traitement du gaz en 2005, puis celles du traitement des effluents huileux (TAGI) en 2010.

Sur les 43 puits d'injection existants, 18 sont actuellement exploités en mode **WAG** (Water Alternating Gas). Trois autres puits seront convertis à cette méthode en 2022, portant ainsi la part des puits WAG à **49 %** de l'ensemble des injecteurs.



Figure III-4: Production d'huile (m3/j), Production d'eau (TAGI) (m3/j), et Production de gaz associé (E3m3/j) depuis l'origine



Figure III-5: Injection d'eau (m³/j), Réinjection du gaz associé (E3m³/j) depuis l'origine

III.10 La Simulation Avec Logiciel VIP:

III.10.1. Définition du logiciel utilisée (VIP)

VIP (Virtual Interpretation Production) est un simulateur numérique développé par **Halliburton**, utilisé pour la modélisation dynamique des écoulements multiphasiques (huile, eau, gaz) dans les milieux poreux. Il permet d'intégrer les données géologiques, pétrophysiques et PVT du réservoir afin de simuler les mécanismes de récupération, optimiser la performance des puits, et évaluer les stratégies de développement grâce à une analyse transitoire précise.

III.10.2 Étapes de la simulation avec VIP a Ourhoud

Le processus de simulation dans VIP s'articule en trois grandes phases complémentaires :

a. Pré-simulation

La construction du **modèle statique géologique** du réservoir du champ **Ourhoud** a été réalisée en utilisant le logiciel **Petrel**. Ce choix s'explique par les capacités avancées de Petrel à intégrer, interpréter et modéliser des données géoscientifiques et pétrophysiques dans un environnement 3D cohérent, facilitant ainsi la collaboration multidisciplinaire et la préparation à la simulation dynamique.

L'élaboration du modèle statique dans Petrel a suivi les étapes techniques suivantes :

1. Interprétation sismique

Intégration des volumes sismiques 3D et identification des structures majeures (failles et horizons principaux), permettant de définir le cadre structural du réservoir.

2. Caractérisation géologique et pétrophysique

- Corrélation des logs de puits pour établir les limites stratigraphiques (tops et bases).
- Définition des zones et sous-zones géologiques cohérentes.
- Attribution des propriétés pétrophysiques (porosité, perméabilité, saturation en eau, épaisseur nette) à partir des données de diagraphies, carottes et interprétations.

3. Construction du maillage géocellulaire

- Création d'une grille 3D corner-point conforme à la structure et à la stratigraphie du réservoir.
- Paramétrage du maillage : dimensions des cellules, nombre de couches, orientation, avec un raffinement adapté aux hétérogénéités du réservoir.

4. Intégration des puits

- Importation des trajectoires de puits (verticaux, déviés, horizontaux).
- Positionnement des compléments et classification des puits selon leur fonction (producteurs, injecteurs, observations).

5. Définition des conditions aux limites et intégration des historiques

- Détermination des contacts fluides (OWC, GOC), et configuration des limites du modèle (zones fermées, aquifères actifs).
- Intégration des données historiques de production et d'injection, destinées à la calibration du modèle dynamique (history matching).

b. Simulation dynamique

La **simulation dynamique** constitue la deuxième phase du processus de modélisation réservoir. Elle a été réalisée à l'aide du simulateur **VIP** (Vendômois Integrated Package), un outil numérique développé par **Halliburton**, permettant de modéliser le comportement temporel des fluides dans le réservoir.

VIP résout les équations d'écoulement **multiphasiques** (huile, eau, gaz) dans un milieu poreux en tenant compte de plusieurs paramètres clés :

- Les propriétés statiques du réservoir issues du modèle géologique (perméabilité, porosité, épaisseurs nettes).
- Le comportement des fluides (PVT), les relations capillaires et la loi relative de perméabilité.
- Les conditions aux limites (aquifères, contacts fluides) et les contraintes opératoires des puits (débits, pressions, régimes d'injection/production).
- Les interactions entre les puits, notamment en contexte de drainage multicouches et injection alternée (WAG).

Cette étape permet de simuler le comportement du réservoir dans le temps, de **reproduire l'historique de production** (history matching) et de **prévoir son évolution future** selon différents scénarios de développement. Les résultats fournis par VIP incluent :

- Pressions réservoir,

- Saturations en fluides,
- Débits par puits et par couche,
- Performances cumulées (production/injection),
- Efficacité des mécanismes de récupération.

c. Post-simulation

Après l'exécution des simulations dynamiques dans **VIP**, les résultats sont analysés et visualisés à l'aide du logiciel **MapLot**. Ce dernier est un outil de post-traitement puissant qui permet de visualiser, analyser et interpréter les sorties numériques de manière intuitive et détaillée. Pour le champ **Ourhoud**, MapLot a été sélectionné en raison de ses capacités à intégrer de manière fluide les résultats de **VIP** et à fournir des représentations claires du comportement du réservoir.

Les principales fonctionnalités et objectifs de MapLot dans cette étape incluent :

- **Évaluation de la performance des scénarios** : analyse des résultats pour évaluer les débits, pressions et saturations par puits et par couche, afin de déterminer l'efficacité des stratégies de gestion actuelles et futures.
- **Visualisation des fronts de déplacement** des différentes phases (huile, eau, gaz) au fil du temps, permettant d'identifier les zones de forte hétérogénéité et les zones à faible récupération. Cela est crucial pour anticiper les problèmes de drainage et pour optimiser la distribution des fluides injectés.
- **Comparaison des différentes stratégies de développement** : en simulant des alternatives (ajout de nouveaux puits, injection d'eau, injection de gaz), MapLot permet de comparer l'impact de chaque stratégie sur les performances du réservoir, telles que la récupération des hydrocarbures et la gestion des pressions.
- **Proposition de recommandations d'optimisation** : basé sur les résultats de la simulation, MapLot aide à identifier les zones à améliorer (zones mal drainées, profils de production non optimaux) et à proposer des ajustements dans la politique de production, comme l'optimisation des taux d'injection ou la reconversion de puits.

Cette analyse détaillée permet de **proposer des solutions optimisées pour le champ Ourhoud**, en garantissant une gestion efficace et une meilleure récupération des ressources.

III.10.3 Modèle Statique:

III.10.3.1 Interprétation Structurale (sismique) :

La carte structurale intégrée dans le modèle géologique provient de l'interprétation sismique 3D acquise en 1998, complétée par les données VSP et les diagraphies soniques issues des puits ayant traversé la formation TAGI au champ Ourhoud. À partir du cube sismique initial, plusieurs sous-volumes ont été générés : un volume filtré, utilisé pour atténuer les multiples et améliorer l'imagerie du réflecteur du Trias Carbonaté, et un volume de « semblance », obtenu via le logiciel GeoProbe, destiné à affiner la détection du réseau de failles. En l'absence de réflecteur clair correspondant au sommet du TAGI, l'interprétation a été réalisée à partir du Trias Carbonaté, considéré comme le marqueur le plus proche du réservoir. La carte structurale

du Top TAGI (U4) a ensuite été dérivée en y ajoutant l'épaisseur de la formation, déterminée à partir des données de puits et de certaines failles témoignant d'une activité syn-sédimentaire, selon un maillage régional des iso-pach réalisé par algorithme.

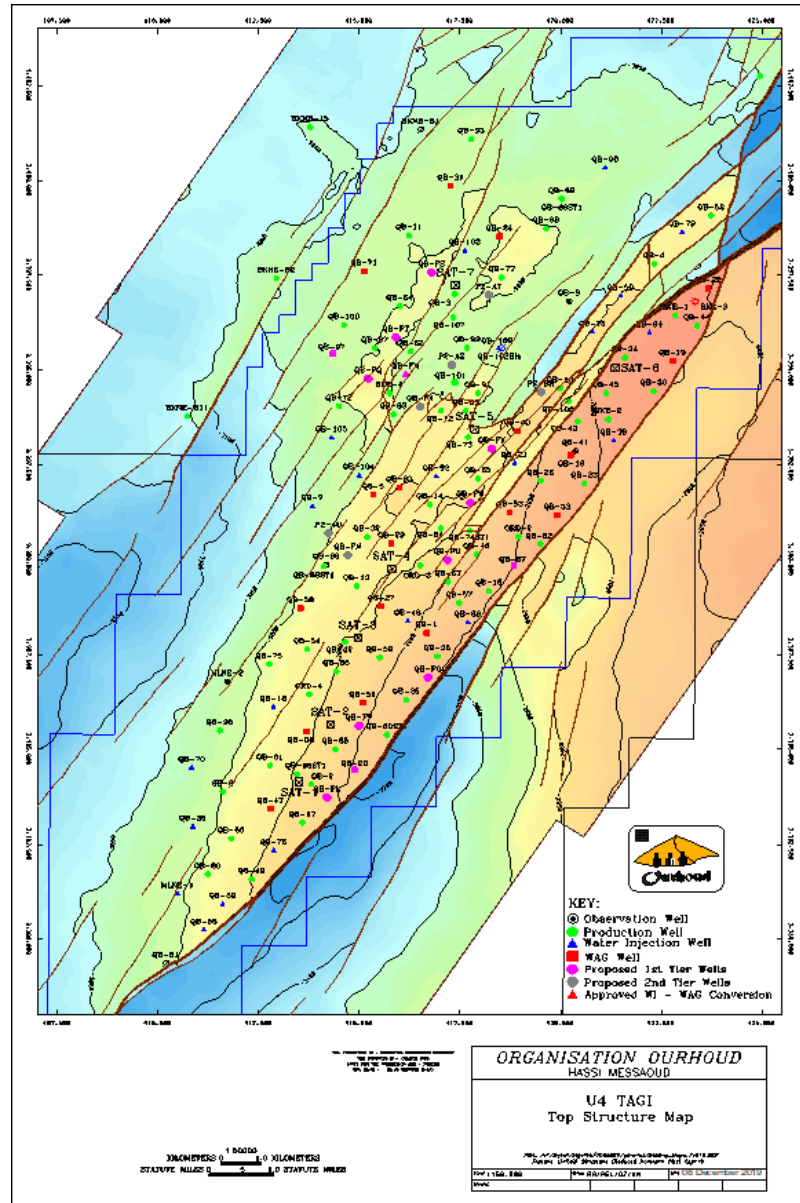


Figure III-6: montre la carte au toit du TAGI-U4 et l'implantation des puits TAGI[38]

III.10.3.2 Péetrophysique

La base de données de l'interprétation pétrophysique utilisée dans ce travail de modélisation comprend les six puits qui ont été inclus dans l'étude ELA plus les puits additionnels forés par la suite jusqu'à QB-107. La base de données des carottes comprend l'ensemble des puits carottés qui sont au nombre de 24 puits. Les résultats des analyses conventionnelles de ces carottes sont incorporés dans l'interprétation pétrophysique actuelle. Le programme standard des diagraphies est le suivant :

a/Diagraphies de Surface :

Sonique (porosité, lithologie et détection des fractures)

Gamma ray (volume d'argile)

Note: dans cette étape on utilise aussi le VSP (profile sismique vertical) ce n'est pas un log il est utilisé pour calibrer les sismiques (les ondes réfléchies) de surface avec les données du puits et affiner l'interprétation structurale

b/Diagraphies intermédiaires :

Log densité

Vbl (variabl borhole lithology)

Sonique et gamma ray

c/Diagraphies finales (section réservoir) :

1- AIT (Array Induction Tool") pour mesurer la résistivité électrique des formations

2- MDT (Modular Formation Dynamics Tester) mesurer la pression de formation prélever des fluides de formation déterminer la mobilité et la perméabilité locale, d'estimer la pression capillaire

3- Gamma ray

resultats necessaires du programme

➤ **Porosité :**

Elle est calculée à partir des enregistrements de densité (Diagraphie de densité), puis comparée aux résultats de la porosité des carottes pour vérifier leur précision. La courbe de la perméabilité est déterminée à partir de la relation Porosité Perméabilité des données de carottes. La courbe aide également à **concevoir des modèles de simulation** pour simuler l'écoulement des fluides dans les roches.

➤ **Volume d'argile :**

Il est pris comme la valeur la plus basse parmi les indicateurs d'argile présents dans les enregistrements.

➤ **Saturation en eau :**

Elle est calculée de deux manières :

- Par l'analyse des enregistrements des puits.
- Par l'analyse de la pression capillaire des carottes (étude de la relation entre la pression et la teneur en eau à l'intérieur des roches).

Les deux méthodes sont ensuite comparées pour vérifier la justesse des résultats.

note importante : Dans les unités TAGI supérieure et moyenne : Les résultats de saturation en eau sont pratiquement identiques entre toutes les méthodes d'analyse (enregistrements, carottes, pression capillaire).

Cependant, dans certaines couches de TAGI inférieure : Des différences ont été observées, et la cause est :

- La lecture de la résistance électrique (R_t) était faible. Cela conduit à un calcul d'une saturation en eau plus élevée que la réalité.

Tableau 3: Caractéristiques pétrophysiques des principaux types de roches

<i>Formation</i>	<i>RT</i>	<i>RQI gamme</i>	<i>RQI</i>	<i>Swi</i>	<i>Hauteur de la zone transition(m)</i>
<i>Upper + Middle</i>	1	0-10	5	0.383	164
	2	10-20	15	0.226	54.7
	3	20-40	30	0.157	27.4
	4	40-60	50	0.121	16.4
	5	60-80	70	0.1021	11.7
	6	>80	100	0.0862	8.2
<i>Lower</i>	7	0-30	15	0.23	54.7
	8	30-60	50	0.12	16.4
	9	60-80	70	0.10	11.72

Contacts Huile/eau (OWC) :

Les Contacts huile-eau sont définis sur la base des diagraphies en trou ouvert et des tests de pression de formation MDT des puits forés avant le démarrage de la production du champ.

Les Contacts huile-eau (OWC) de chaque région pour l'Upper, le Middle et le Lower TAGI sont illustrés graphiquement dans la **Figure**

Tableau4 : les contacts huile-eau (OWC) de chaque région

Région	OWC(mTVDSS)
Northern B Terraceand QB-9 Area	3039
North West Area	3060
A-Terrace and Main Field – U&M	3054
A-Terrace and Main Field – Lower	3049

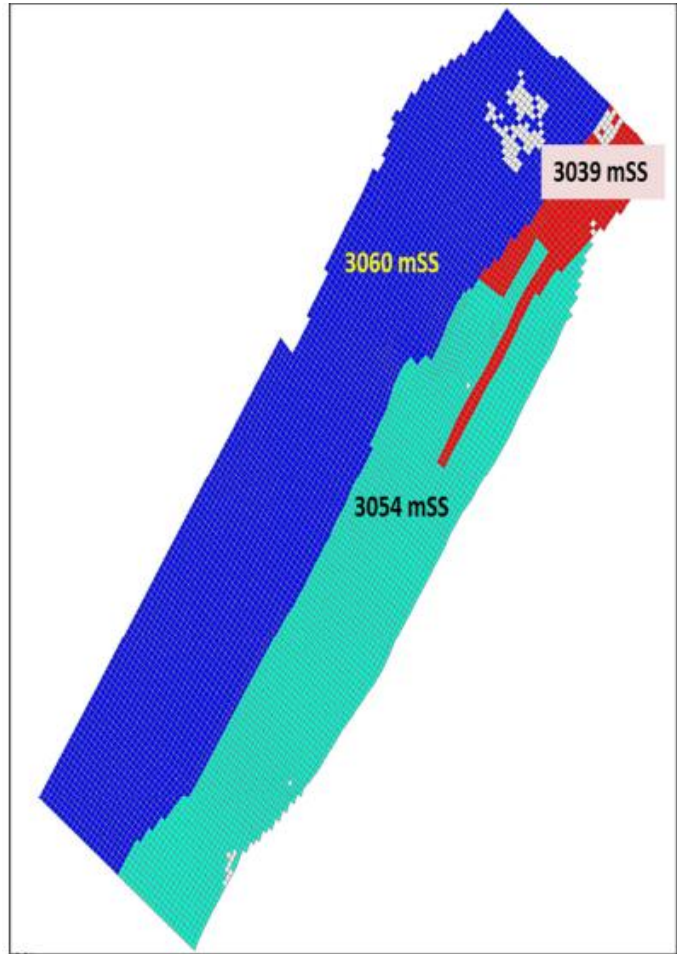


Figure III-7 : Carte montrant les régions des différents contacts huile-eau[38]

III.10.3.3 Géologie de Développement

Cette section décrit le dernier modèle géologique incluant les données de tous les puits forés dans le TAGI et méthodologie utilisée pour sa construction. Le modèle est construit en première étape avec des cellules de 100m x100m sur 173 couches aboutissant à plus de 7 millions de cellules et ce pour intégrer et considérer l'hétérogénéité du réservoir. En deuxième étape, le modèle est condensé (upscaled) pour être avec des cellules de 200m x 200m sur 19 couches pour les besoins de simulation dynamique du réservoir. Comme mentionné plus tôt, la cartographie du TAGI est obtenue à partir de celle du Trias carbonaté à laquelle est ajouté l'équivalent de son épaisseur en se référant aux données des puits. Une fois la carte structurale au Toit de U4 est établie, elle sera injectée dans la grille en 3D. Sur le plan stratigraphique, le TAGI est subdivisé en 10 zones (U4, U3, U2, U1, M2, M1, L3, L2, L1CD et L1AB)

EM (Fine Scaled)							EM (Upscaled)						
10 Zones 173 Layers							10 Zones 19 Layers						
Zone	Zone Number	Top Layer	Base Layer	No. of Proportion al Divisions	Sub Total	Average Cell Thickness (m)	Upscaled Layer Number	Sub Total	Top Fine Layer	Base Fine Layer	No. of Fine Layers	Average Cell Thickness (m)	
U4	1	1	12	12	57	0.93	1	7	1	12	12	11.2	
U3	2	13	27	15		0.60	2		13	19	7	4.2	
							3		20	27	8	4.8	
U2	3	28	32	5		0.72	4		28	32	5	3.6	
U1	4	33	57	25		0.58	5		33	36	4	2.3	
							6		37	46	10	5.8	
					7		47	57	11	6.4			
M2	5	58	58	1	36	3.10	8	6	58	58	1	3.1	
M1	6	59	93	35		0.46	9		59	66	8	3.7	
							10		67	73	7	3.3	
							11		74	80	7	3.3	
							12		81	84	4	1.9	
							13		85	93	9	4.2	
L3	7	94	113	20	80	0.54	14	6	94	113	20	10.8	
L2	8	114	133	20		0.58	15		114	133	20	11.7	
L1CD	9	134	153	20		0.43	16		134	143	10	4.3	
							17		144	153	10	4.3	
L1AB	10	154	173	20		0.59	18		154	163	10	5.9	
							19		164	173	10	5.9	

Figure III-8: Subdivision du réservoir TAGI[38]

III.10.4 Modèle dynamique:

III.10.4.1 Conception des mailles de Simulation :

Comme le montre la **Figure 10** un système de grille latérale a été défini pour être utilisé dans le simulateur du réservoir. L'extension des grilles de simulation était délimitée par les failles principales de direction SO-NE et l'étendue des sables pétrolifères du réservoir, tel que défini par le plus bas contact huile/eau (OWC) retenu à -3060 mTVDSS. La taille des cellules et le nombre des couches ont été déterminés par plusieurs études de maillage concernant la perméabilité latérale et verticale, et l'addition des mailles entre elles de manière à garder la même allure du contraste de la perméabilité dans les trois dimensions.

Le modèle de simulation est conçu avec 19 couches dont sept couches dans le TAGI supérieur (Upper), six couches dans le TAGI intermédiaire (Middle) et six couches dans le TAGI inférieur (Lower). **Figure 11** définit les régions de pression utilisées dans le modèle durant la période de prévision afin de gérer l'injection et assurer le maintien de pression de réservoir dans des limites bien déterminées.

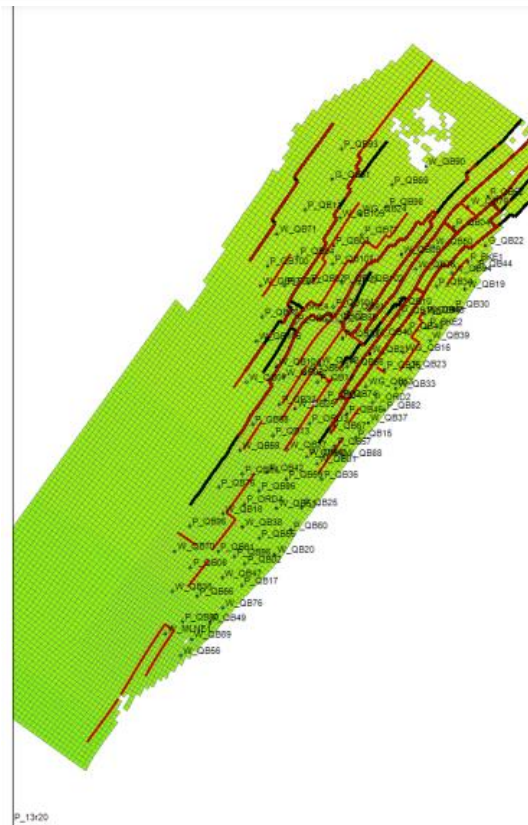


Figure III-9: Maillage du modèle réservoir

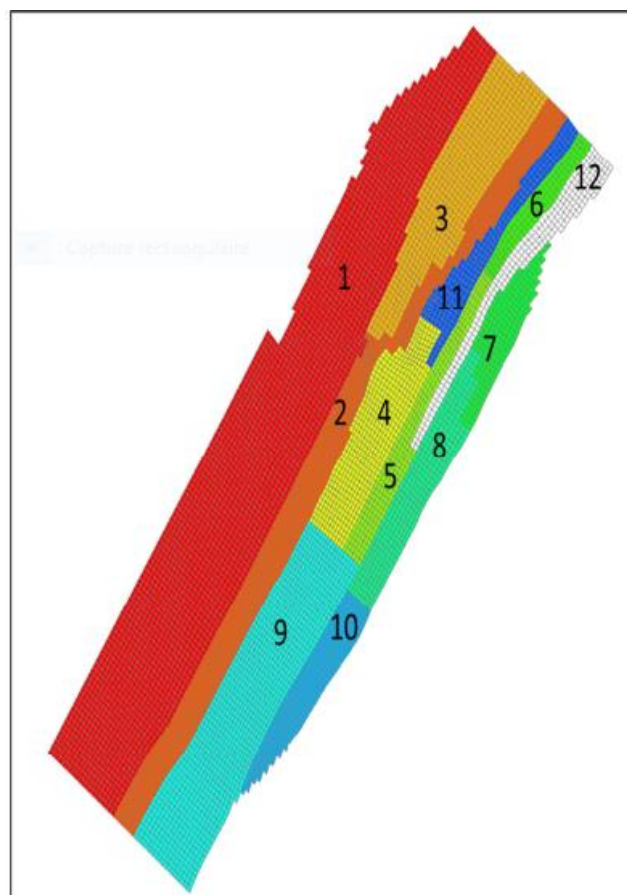


Figure III-10: Système de maillage et régions de pression

III.10.4.2 Equation d'état (EOS) utilisé pour la simulation de champ ourhoud:

Le modèle actuel de simulation de réservoir fonctionne en mode compositionnel. Initialement, une **équation d'état (EOS) à cinq composants** a été appliquée dans le RDP de juillet 2001. En 2004, une nouvelle EOS a été élaborée à partir de données expérimentales PVT de laboratoire, intégrant des tests tels que DLE, CCE, swelling, multi-contact, séparation et slimtube, puis validée par comparaison avec les résultats antérieurs. En 2007, le Groupement Ourhoud a affiné cette caractérisation en développant une troisième EOS issue de nouvelles analyses PVT, SCAL et asphaltènes, réalisées par trois laboratoires spécialisés (ResLab, CoreLab et CRD). Pour les besoins de la modélisation, l'utilisation d'une **EOS Peng-Robinson à huit composants** s'est avérée la plus performante, offrant une description plus représentative du comportement des fluides du réservoir.

. Les huit composants de cette EOS sont définis dans le tableau 13 de la manière suivante:

Tableau 5: Caractérisation des 8 composants de l'équation d'état (EOS).

COMP	MW <i>Wt</i>	Tc <i>°R</i>	Pc <i>psia</i>	ACENTRIC <i>Factor</i>	Vshift	ZC	PCHOR <i>(Parachor)</i>
N2C1	16.03	339.74	661.85	0.01807	-0.1438	0.28239	70.01
CO2 - C2	30.07	549.76	722.31	0.13468	-0.1033	0.21389	98.19
C3	44.1	665.68	616.3	0.12192	-0.0775	0.15289	136.65
C4 - C5	64.04	793.5	522.13	0.19575	-0.0463	0.15	165.02
C6 - C8	98.23	942.51	326.264	0.44603	0.23765	0.29292	246.39
C9 - C13	147.25	1292.3	255.861	0.7207	0.33729	0.15	345.49
C14 - C24	232.04	1300.21	235.45	0.81849	0.06975	0.17743	587.89
C25+	560	1491.83	215.269	1.29852	-0.70283	0.63	1882.76

Cette équation permet de définir les différents paramètres dans différents conditions (température et pression).

III.10.4.3.Indices de qualité des Roches (Rock Quality Indices) :

Le modèle comprend 9 types de roches qui représentent la variation de la saturation en eau. Six types de roches ont été utilisés pour reproduire les TAGI supérieur et intermédiaire (Upper & Middle), et trois autres types pour le TAGI inférieur (Lower).

Chacun de ces types de roches caractérise le comportement de la roche pour un intervalle bien

défini d'indice de qualité de roche : $RQI = \sqrt{\frac{k}{\phi}}$

Tableau 6: montre les tranches de RQI pour les 9 classes considérées.

Rock Property Class	Applicable TAGI Interval	RQI Range
1	Upper & Middle	0-10
2	Upper & Middle	10-20
3	Upper & Middle	20-40
4	Upper & Middle	40-60
5	Upper & Middle	60-80
6	Upper & Middle	>80
7	Lower	0-30
8	Lower	30-60
9	Lower	60-80

III.10.4.4 Courbes de Perméabilité Relative :

Le modèle de simulation de réservoir intègre les différentes courbes de perméabilités relatives obtenues des analyses récentes de laboratoire par la méthode « study-state »

En se basant sur des essais de laboratoire et des expériences de simulation numérique, une courbe moyenne a été construite à l'aide de logiciel « eyeball » tout en incluant les valeurs limites des perméabilités relatives indiquées dans le **tableau 05**.

Tableau 7: Valeurs limites de perméabilités relatives du système Huile-Eau

<i>TAGI Zone</i>	<i>TAGI supérieur et moyen</i>						<i>TAGI inférieur</i>		
<i>Rock Class</i>	1	2	3	4	5	6	7	8	9
<i>RQL</i>	0-10	10-20	20-30	40-60	60-80	>80	0-30	30-60	60-80
<i>SWL</i>	0.33	0.227	0.171	0.132	0.106	0.084	0.319	0.266	0.244
<i>SGR</i>	0.81								
<i>SGRO</i>	0.84								
<i>KRGRO</i>	0.353								

Les valeurs limites utilisées pour établir les courbes de perméabilité relative au gaz-huile pour les 09 classes de roche sont illustrées dans le tableau ci-dessous

Tableau 8: Valeurs limites de perméabilités relatives du système Gaz-Liquide

TAGI Zone	TAGI supérieur et moyen						TAGI inférieur		
Rock Class	1	2	3	4	5	6	7	8	9
RQL	0-10	10-20	20-30	40-60	60-80	>80	0-30	30-60	60-80
SWL	0.33	0.227	0.171	0.132	0.106	0.084	0.319	0.266	0.244
SGR	0.15								
SGRO	0.593								
KRGRO	0.359								

La courbe de perméabilité relative est dénormalisée pour chaque type de roche qui a une valeur différente de Sw_i mais en gardant les mêmes valeurs de Sw_{ro} , k_{ro} Sw_i et k_{rw} Sw_{ro}

Les **figures 11** et **12** montrent les courbes de perméabilités relatives des unités U&M et L

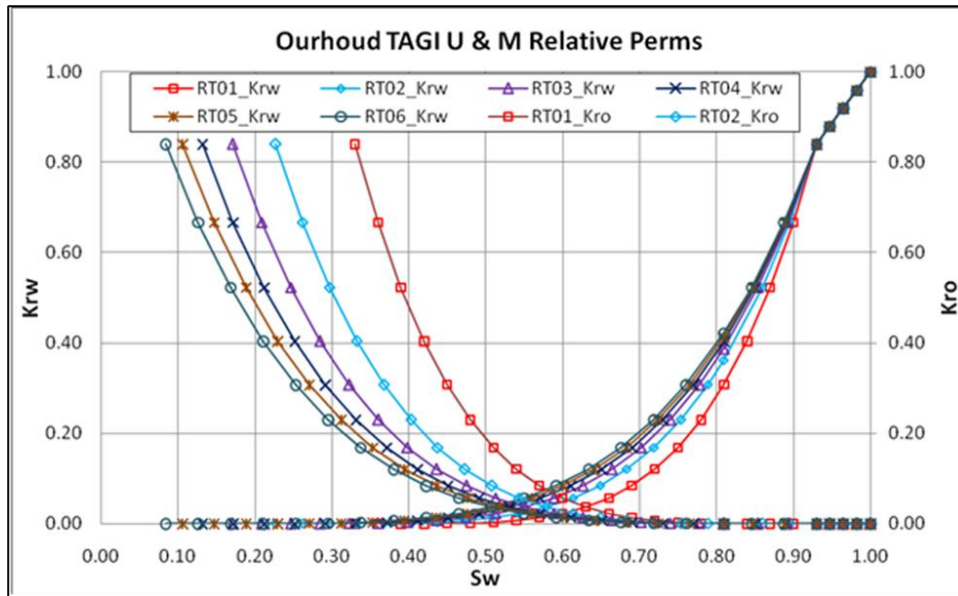


Figure III-11: montre la permeabilite relative au champ ORHOUD TAGI U&M

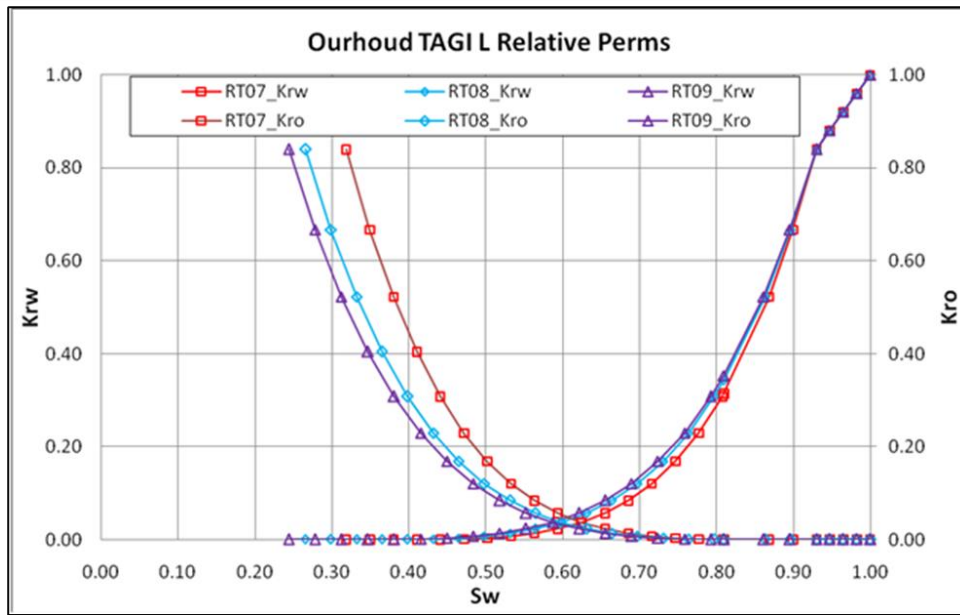


Figure III-12: montre la permeabilite relative au champ ORHOUD TAGI L

III.10.5. Evolution de la saturation d'eau en fonction du temps (layer13) au niveau de Field :

Afin de visualiser l'évolution de la saturation en eau au cours du temps dans le réservoir, plusieurs images de saturation d'eau ont été extraits à différents moments cité ci-dessous. Ces images permettent d'observer la progression du front d'eau émanant des puits injecteurs et leurs impacts sur la distribution des fluides au niveau des puits producteurs avoisinants. Voici une description de chaque étape :

Début de la production d'huile 07 novembre 2002 (first oil)

Avant la production de la première goutte d'huile, la carte de distribution de la saturation en eau illustre l'état initial du réservoir. Elle montre une saturation élevée en huile au niveau de la couche L13. Sur cette carte, la couleur rouge représente la saturation en huile, tandis que la couleur bleue indique une saturation en eau de 100 %.

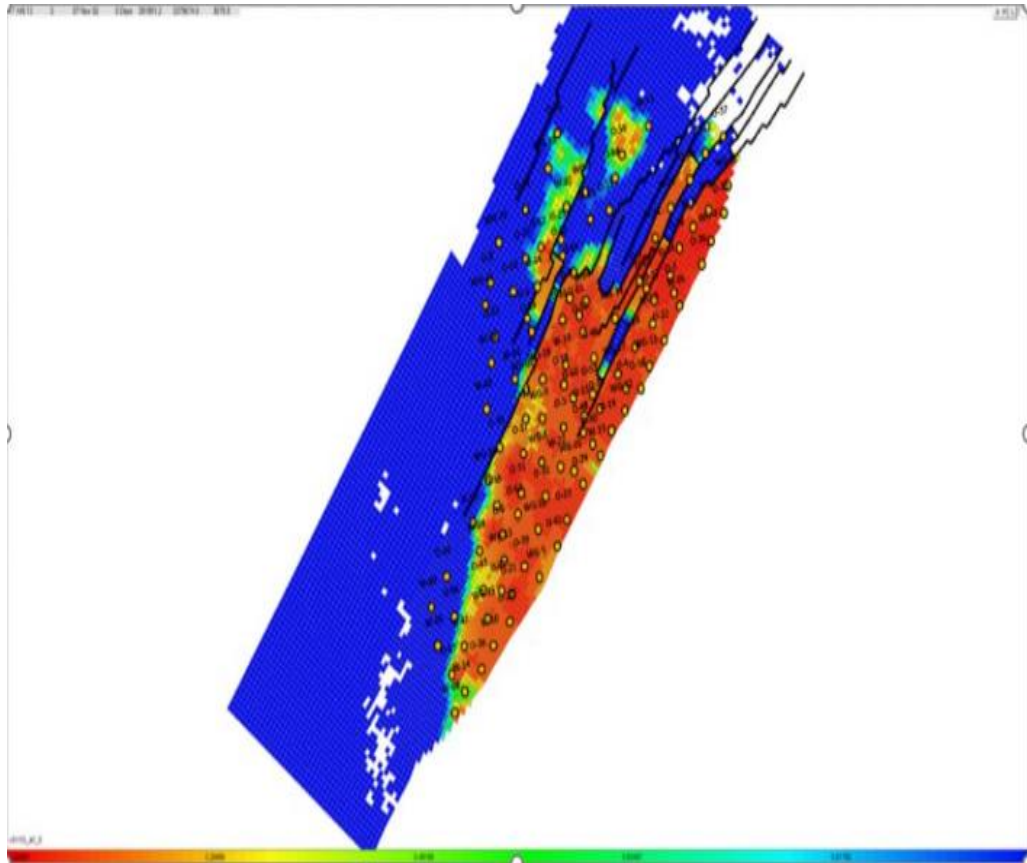


Figure III-13: Carte de distribution de la saturation d'eau au niveau du field

01 janvier 2005

Après l'injection de volumes d'eau dans différents puits injecteurs, des fronts d'eau accompagnés d'une augmentation progressive de la saturation en eau (représentée par un changement progressif de couleur) se sont formés autour de ces puits, comme le montre la figure ci-dessous. En conséquence, les performances des puits producteurs voisins se sont améliorées. On observe que certains puits producteurs ont commencé à montrer des percées d'eau à différents moments, ce qui reflète le degré d'efficacité du balayage. La connectivité entre les puits injecteurs et producteurs assure le maintien de la pression dans chaque région.

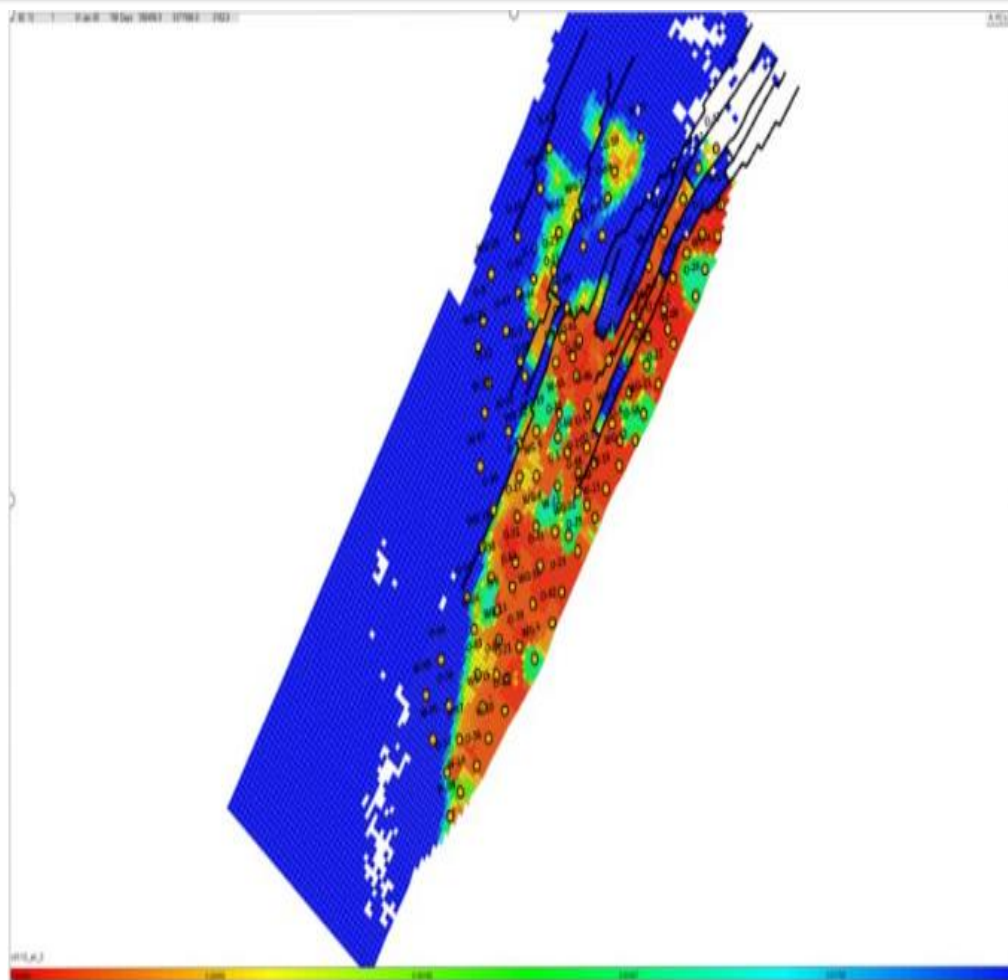


Figure III-14: Carte de distribution de la saturation d'eau au niveau du field apres injection

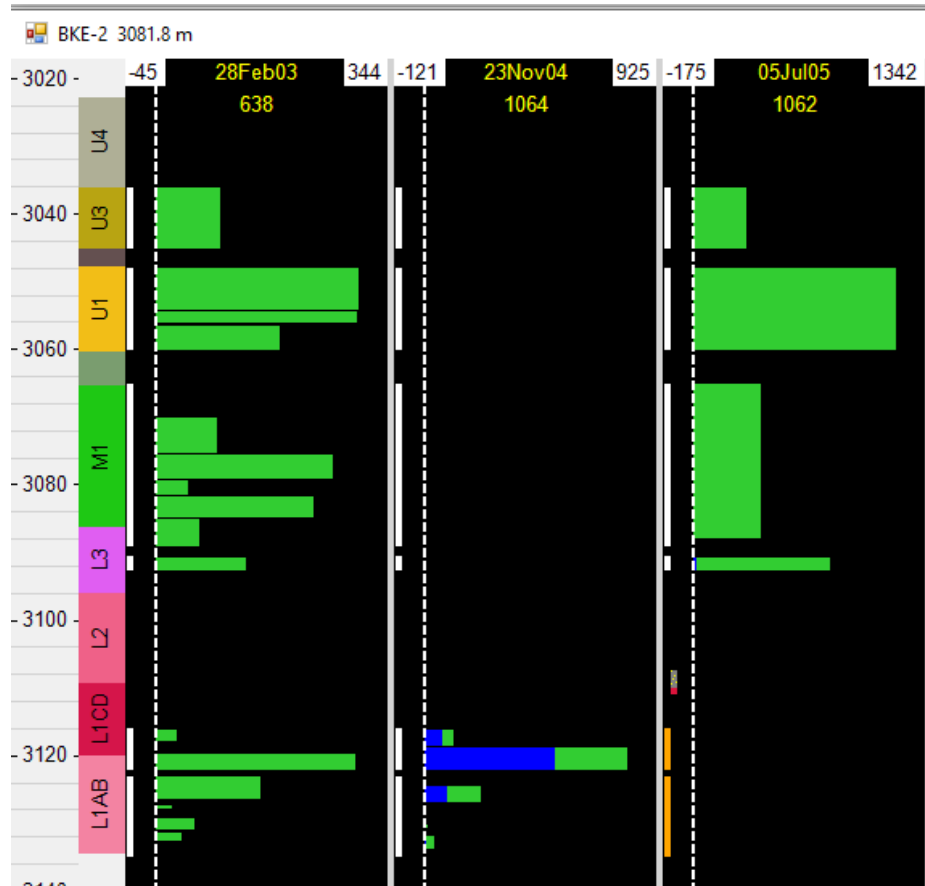


Figure III-15: Débit de production dans différentes couches après l'injection d'eau

1janvier2008

Les fronts d'eau ont nettement progressé, entraînant une saturation en eau élevée dans les zones proches des puits injecteurs (voir figure X). Le volume total d'eau injecté a été augmenté afin d'assurer un bon maintien de la pression et de stabiliser le plateau de production à 230 000 barils d'huile par jour (BOPD).

Durant cette période, les performances des puits producteurs ont montré une dégradation, principalement due à l'augmentation rapide de la fraction d'eau, conséquence directe de l'intensification de l'injection d'eau et de sa répartition entre les différents puits.

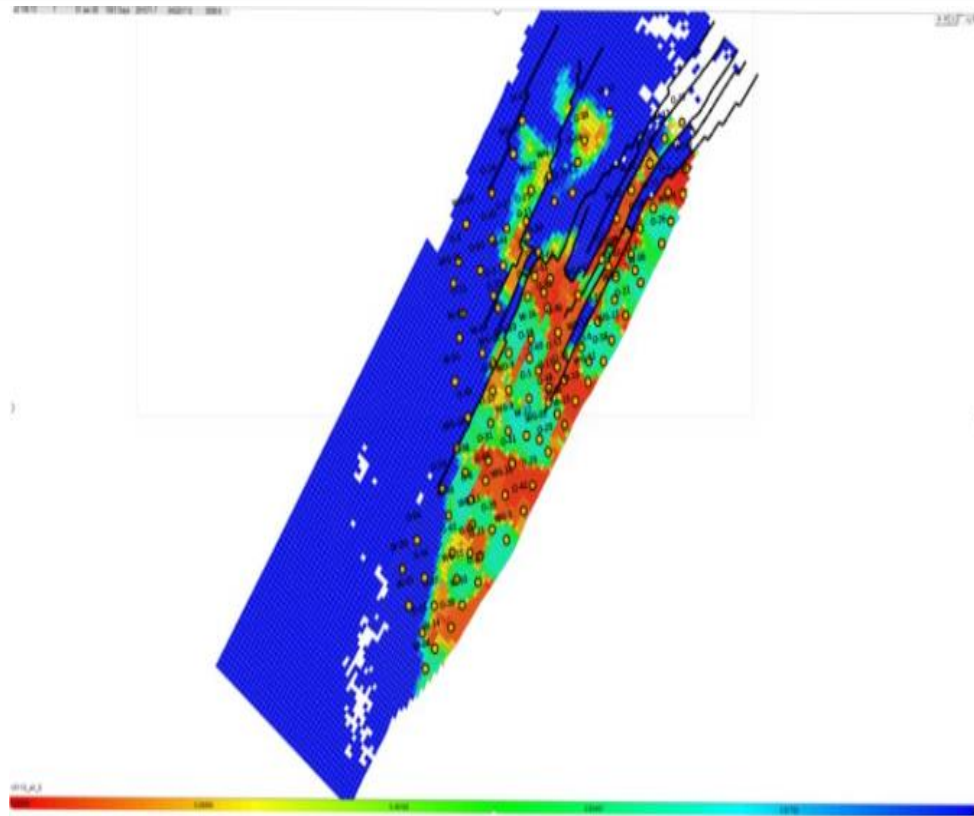


Figure III-16: Évolution des fronts d'eau et distribution de la saturation en eau suite à l'augmentation du volume injecté

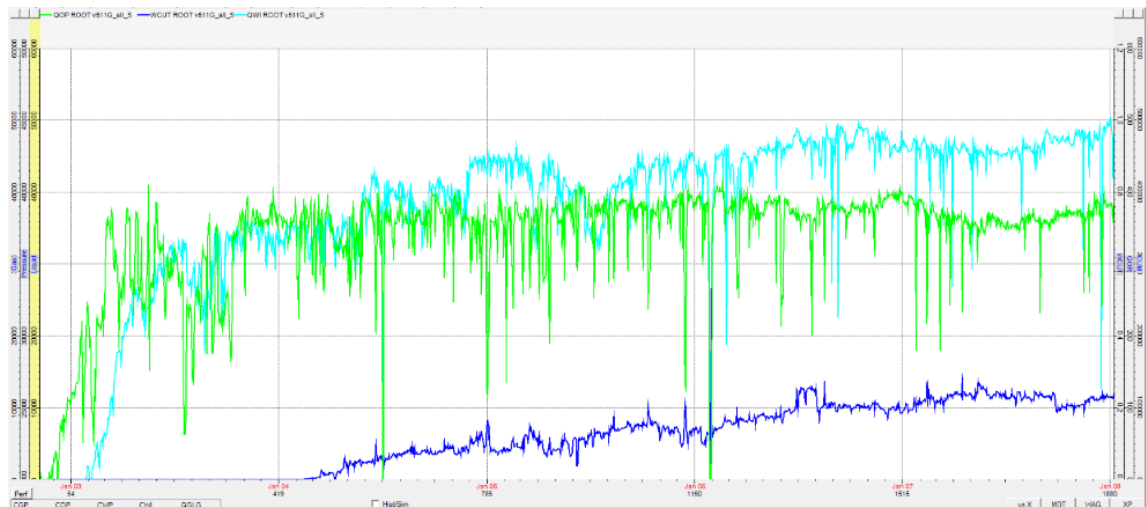


Figure III-17: montre l'arrivée de la percée d'eau au niveau de Field wcut qui a augmenté de 13% à 24% entre 1/1/2005 et 1/1/2008

1 janvier 2025

À cette date, un déclin de la production d'huile a commencé en janvier 2012, coïncidant avec l'atteinte de la limite de capacité de traitement d'eau de la CPF, qui est passée de 21 000 à 44 000 m³/j en 2016. Cette situation a entraîné la fermeture de plusieurs puits présentant un fort pourcentage d'eau (WCT).

Le déclin de production s'est poursuivi, aggravé par la déplétion de la pression du réservoir et l'arrivée du front d'eau dans l'ensemble des zones productrices.

L'analyse des enregistrements PLT réalisés sur les puits producteurs confirme la présence d'eau produite dans différentes couches, comme le montre les *Figures III-18 et III-19*.

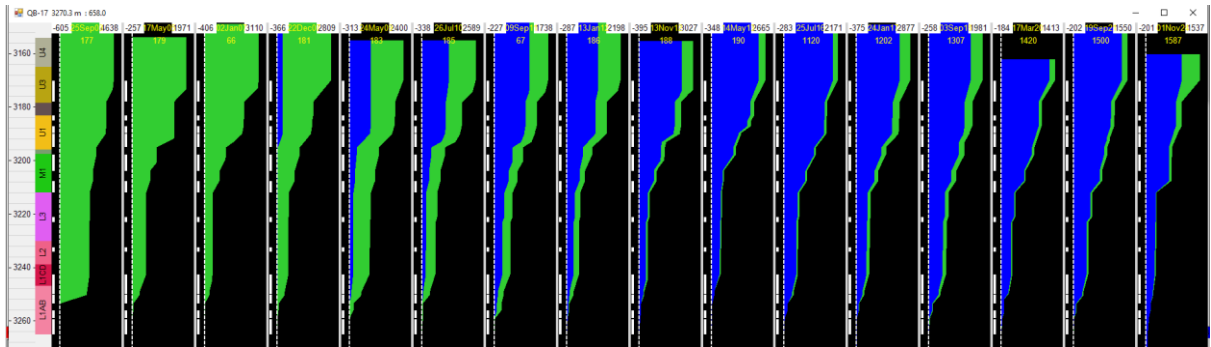


Figure III-18: la Production cumulé dans l'un des puits

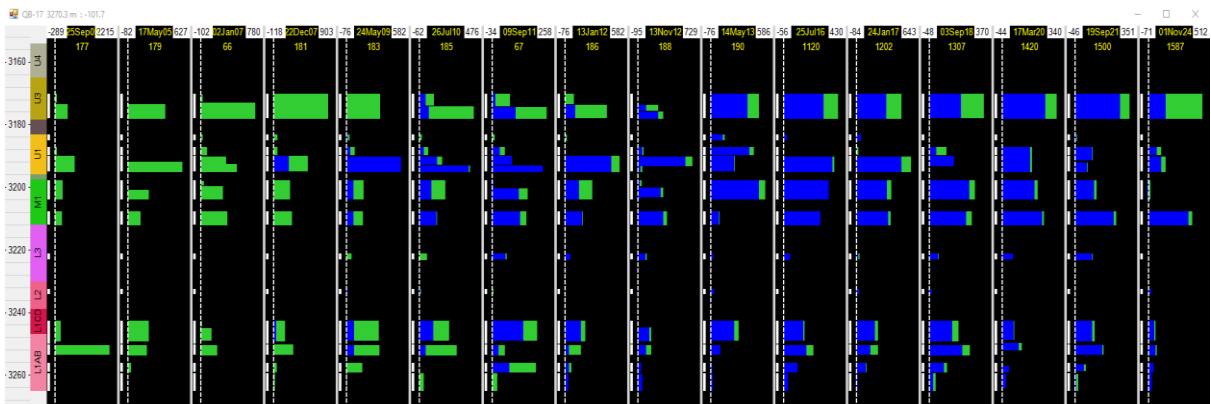


Figure III-19: montre la Production par intervalle dans l'un des puits

Le champ d'Ourhoud a adopté plusieurs solutions pour stopper la production d'eau excessive provenant de certaines zones. Ces mesures incluent l'isolation des zones fortement arrosées dans les unités inférieures à l'aide de bouchons, ainsi que l'installation de straddles dans les unités supérieures complètement envahies par l'eau. Grâce à ces interventions, le déclin de la production d'huile a été atténué. Actuellement, le champ atteint une production de 60 000 barils par jour avec un taux d'eau (WCT) de 84 %.

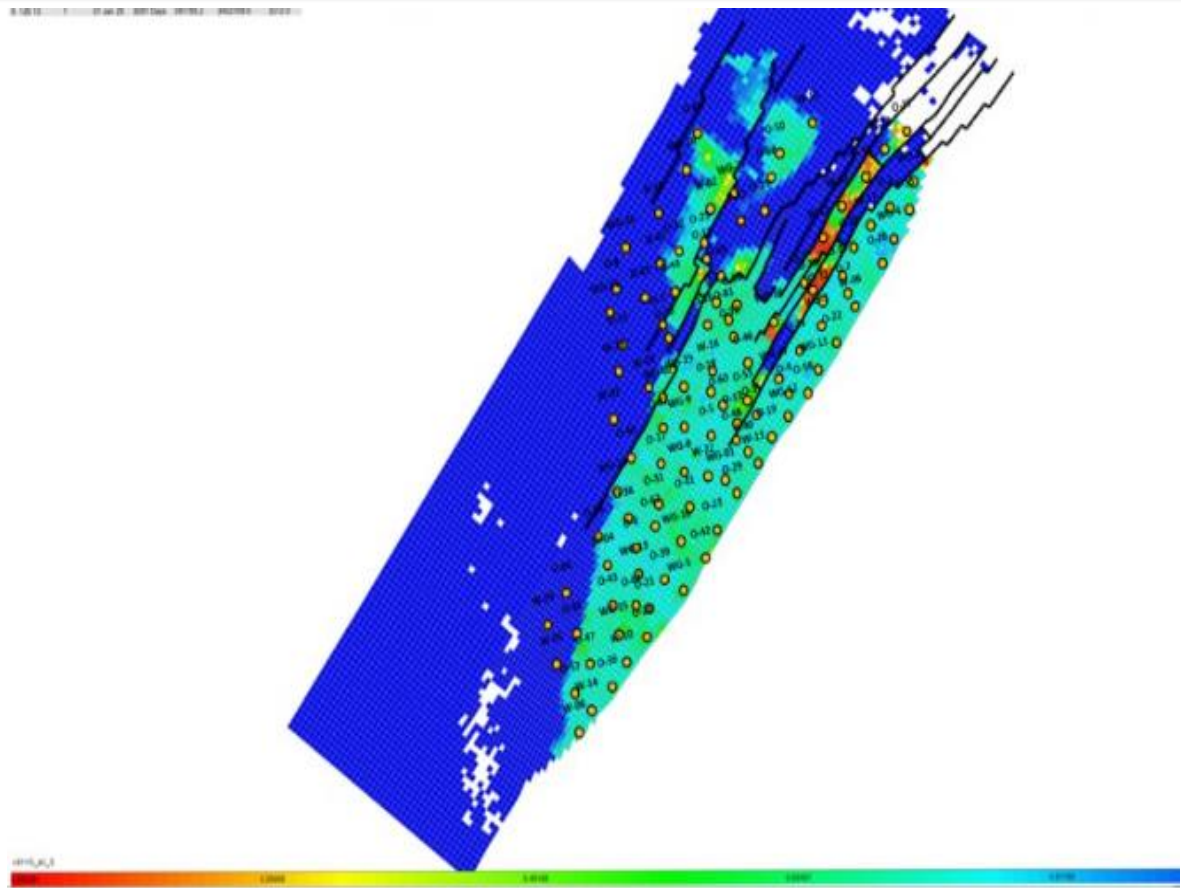


Figure III-20: montre la saturation en eau de 84 %.

III.10.6 L'évolution de la saturation d'eau on fonction du temps entre le puits producteur (O-02 et le puits injecteur d'eau (w-06) :distance 800m

30 décembre 2002 : l'injection d'eau n'est pas encore commence

La figure ci-dessous montre la distribution de la saturation en eau entre le puits producteur (O-02) et le puits injecteur (W-06).

Il est clair que cette distribution correspond à l'état initial du gisement, qui est alors entièrement rempli d'huile.

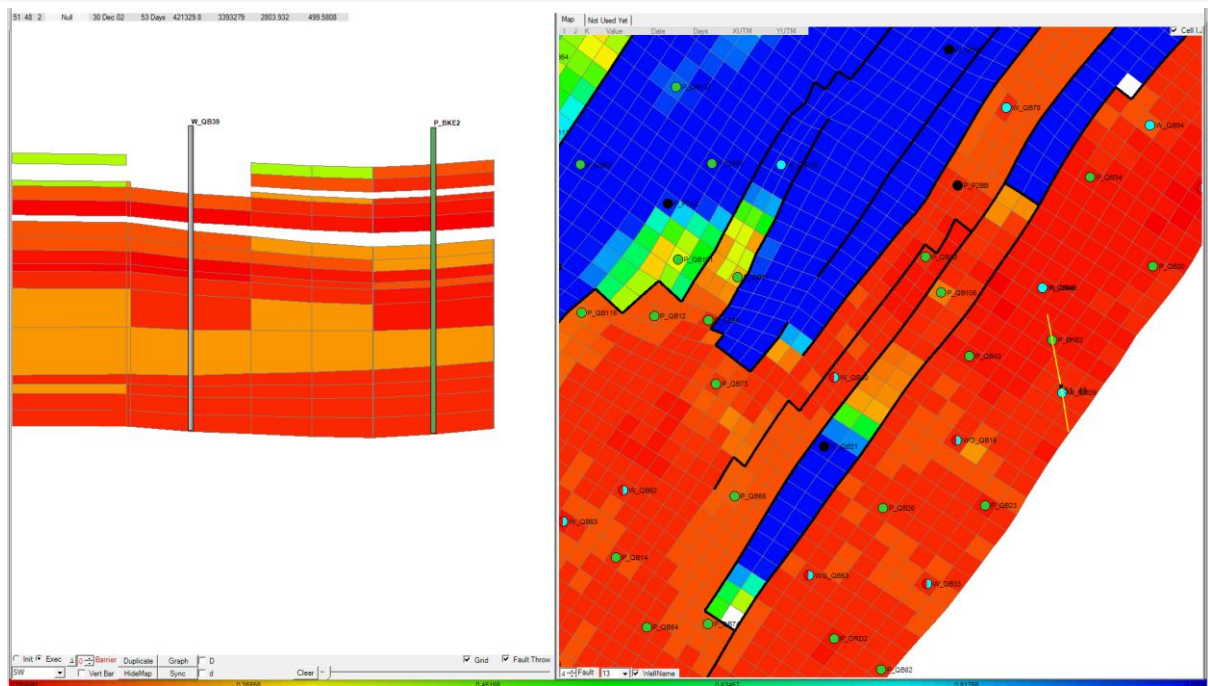


Figure III-21: montre Snapshot de La distribution de la saturation d'eau a 30/12/2002 entre le puits (O-02) (w-06)

1janvier2005

La coupe transversale illustrée dans la figure montre l'injection d'eau dans la partie inférieure du réservoir, où le puits a commencé à injecter en mars 2004. Cette injection a entraîné un changement de saturation en direction du puits producteur, avec une augmentation de la saturation en eau passant de 20 % à 45 %.

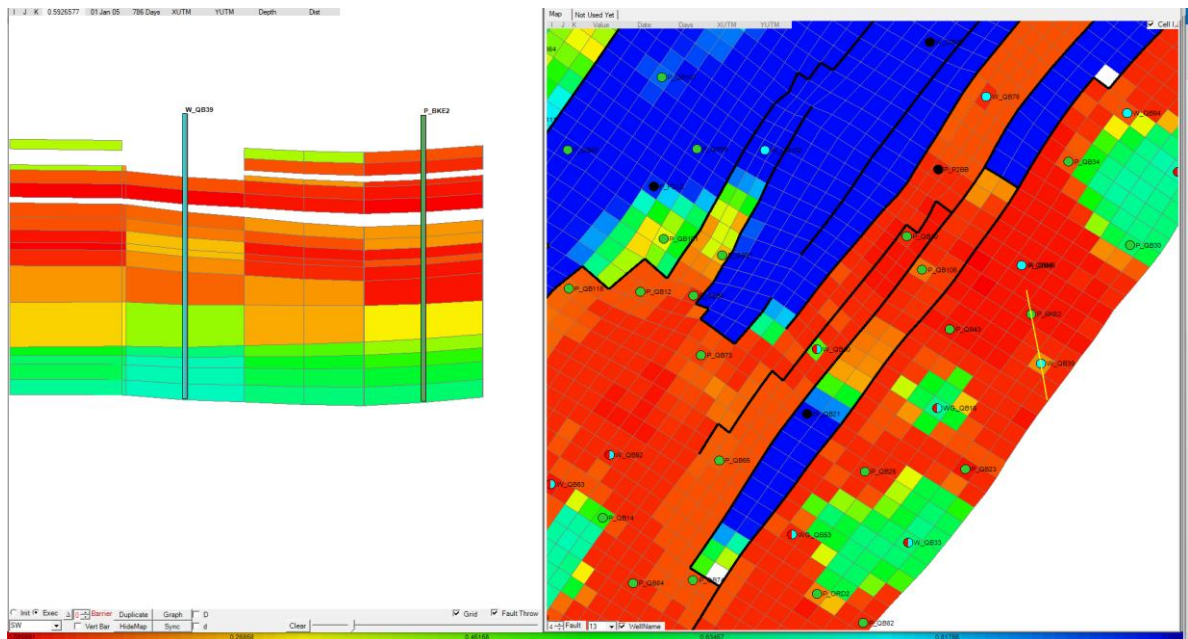


Figure III-22: Snapshot de la saturation d'eau layer 13 à 01/01/2005 entre O-02 et W-06

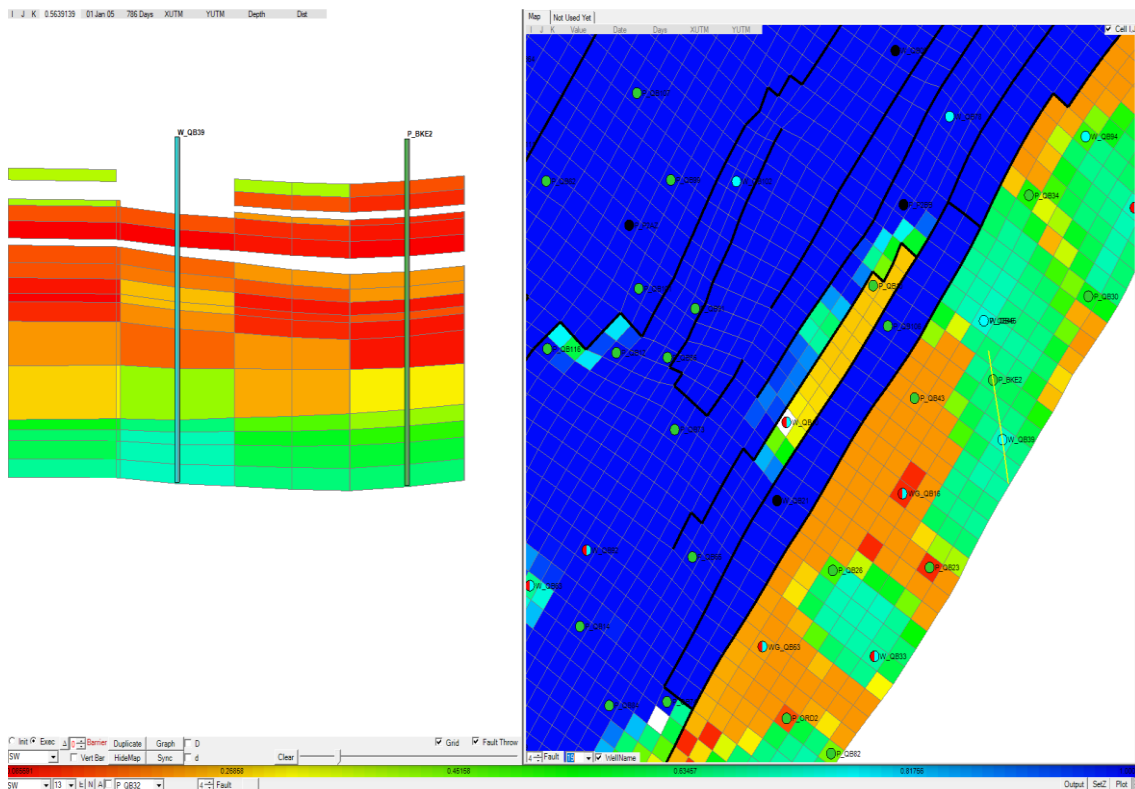


Figure III-23: Snapshot de la saturation d’eau layer 19 le 01/01/2005

La perçee d’eau a été observee rapidement dans la zone inferieure en laps de six mois (aout 2004)confirmant la bonne connectivite avec le puits injecteur qui injectait dans la zone inferieure

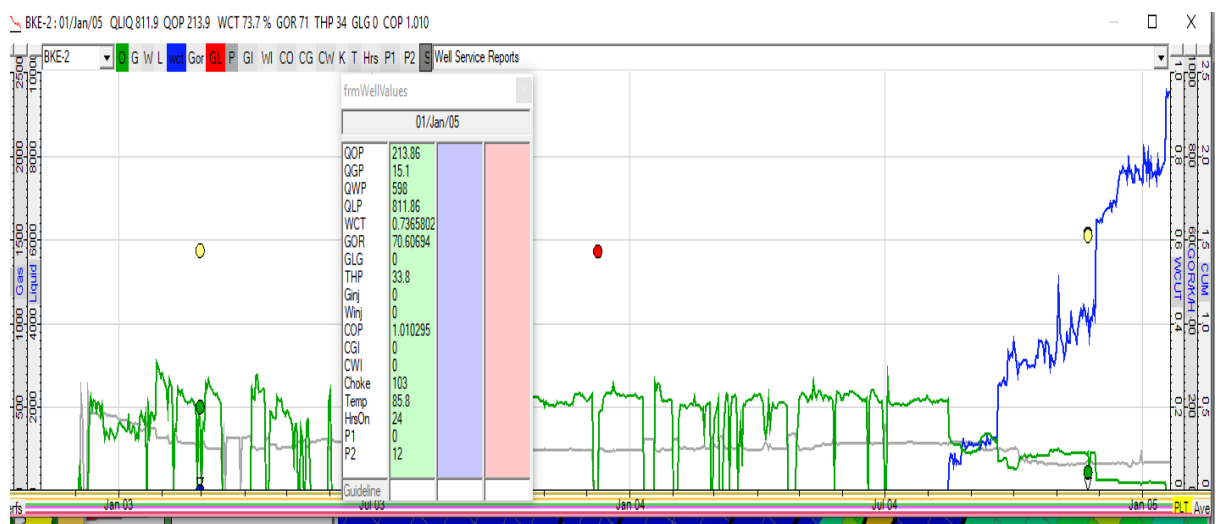


Figure III-24: montre l’évolution du débit d’huile et du water cut du puits O-02 du 01/02/2002 au 01/01/2005.

T2=1janvier2008

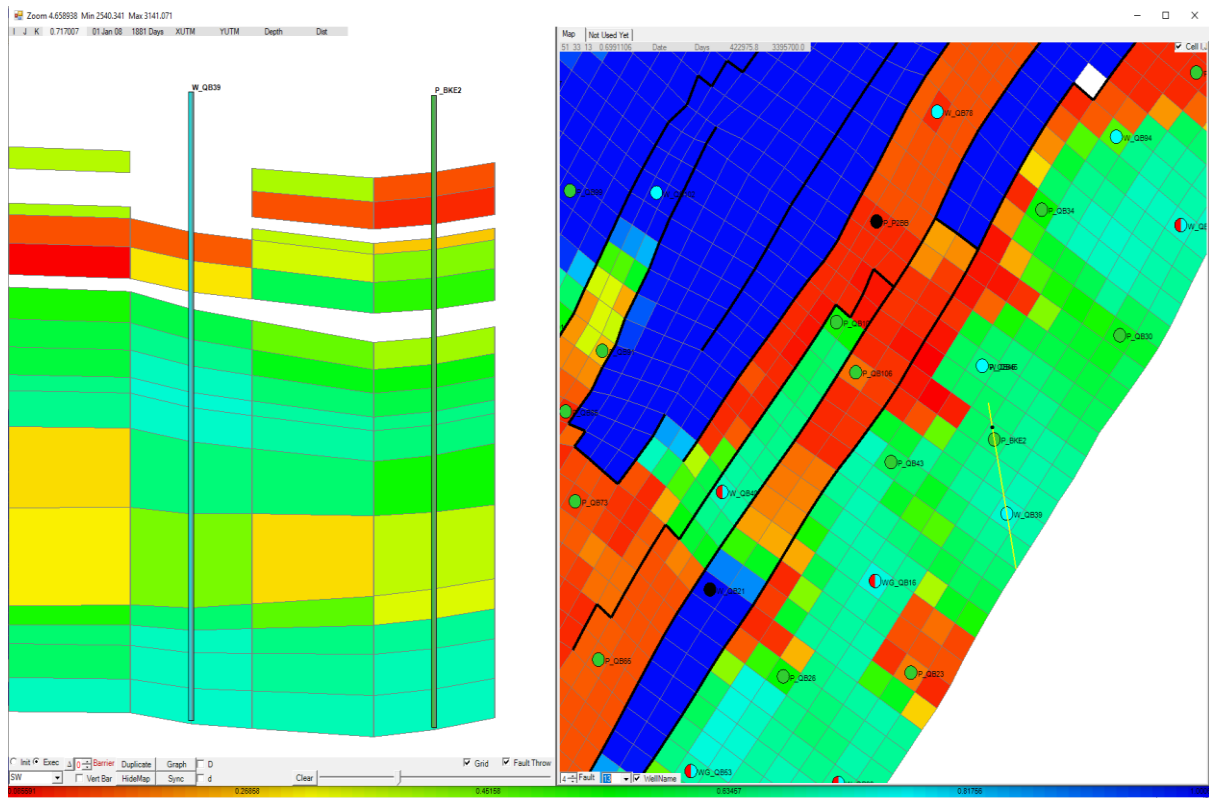


Figure III-25: Snapshot de la saturation d'eau layer 13 le 01/01/2008

Après l'isolation de la partie inférieure, le puits producteur a commencé à produire depuis les unités U et M. Pendant ce temps, le puits injecteur 39 injecte dans les trois couches majeures (U, M, L).

Une augmentation du water cut a été observée, atteignant jusqu'à 25 %, avant que le puits cesse de produire de l'eau en raison du bouchage des perforations au niveau de l'unité M. Ce phénomène a été confirmé par le test de pression (pressure build-up), où le skin était très élevé, indiquant que la percée avait probablement déjà été déclenchée durant l'année 2007. Le water cut a augmenté de manière plus marquée en 2008, provenant de l'unité U1, avec une vitesse d'augmentation intense. Pour rétablir la production de l'unité M1, une perforation de cette zone a été réalisée en août 2009, et le puits a ensuite commencé à produire dans cette unité avec un fort pourcentage d'eau.

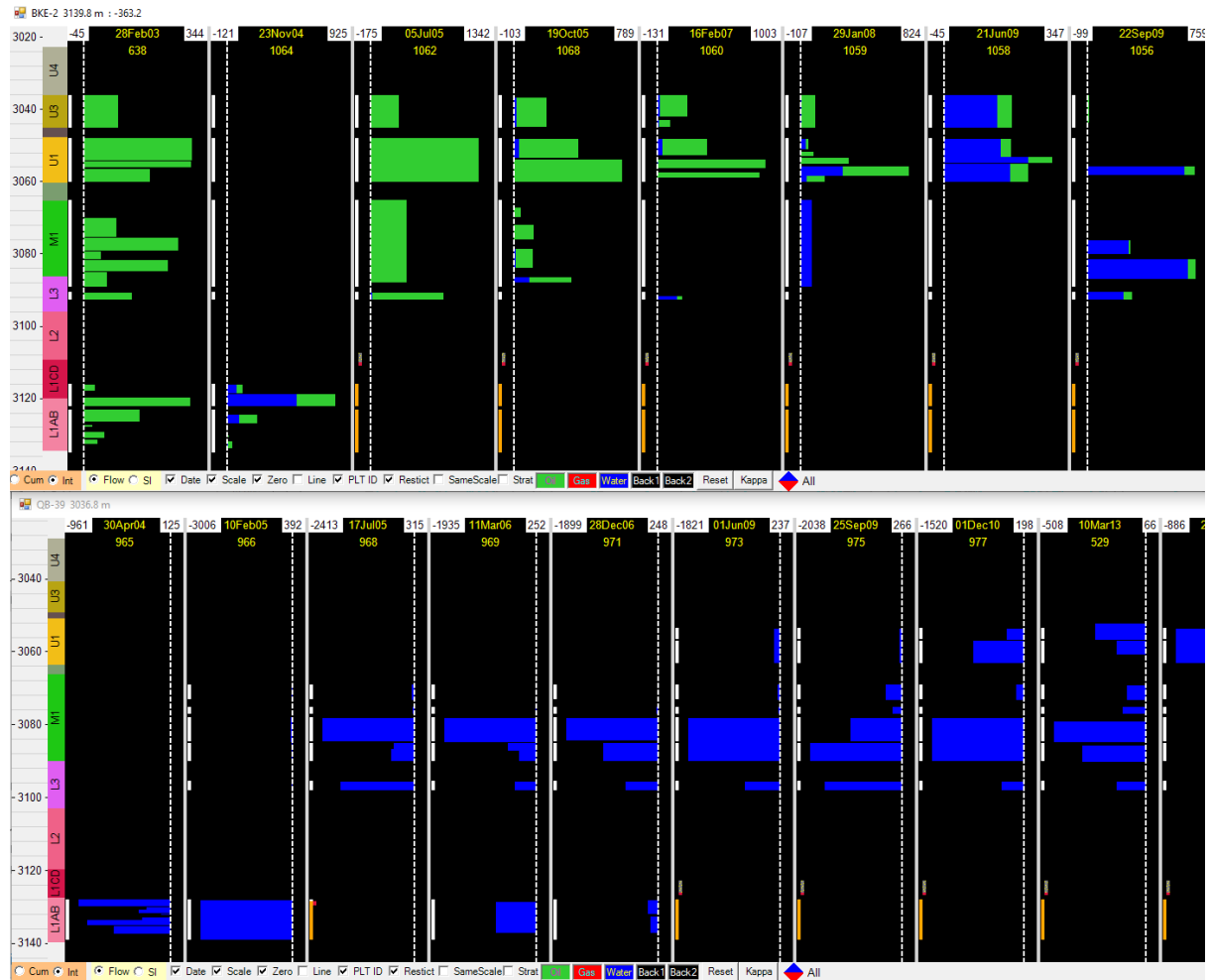


Figure III-26: montre le débit d'huile produisée et le débit d'eau injectée enregistrée par PLT

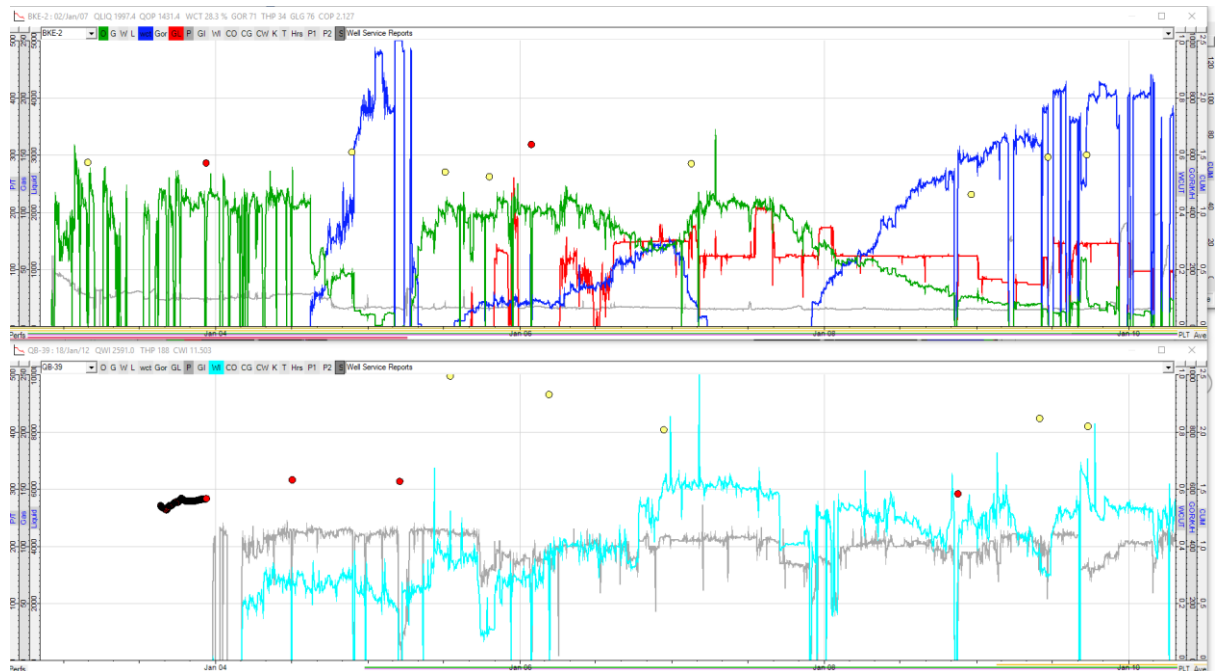


Figure III-27: montre diagramme des variations de débit d'huile ,wct et l'eau injectée

Date 01/01/2025:

La distribution de la saturation d'eau verticale et latérale entre les deux puits est élevée de l'ordre de 70 %, confirmant un balayage efficace dans les différentes couches du TAGI

La figure xx issue des PLT enregistrés confirme l'arrivée de fort pourcentage d'eau de chaque couche avec le temps ce qui a causé sa fermeture en 2017.

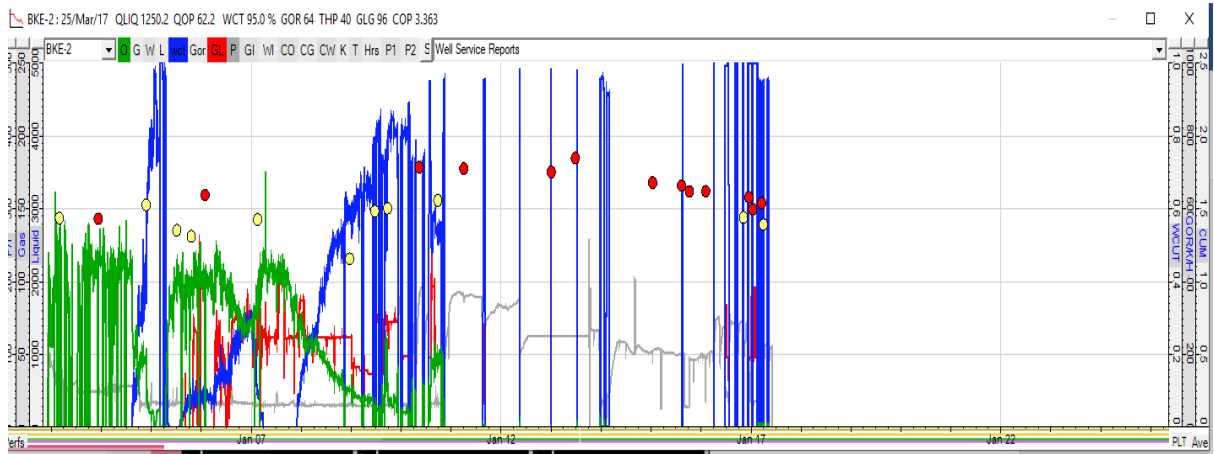


Figure III-28: Profile de production du puits producteur

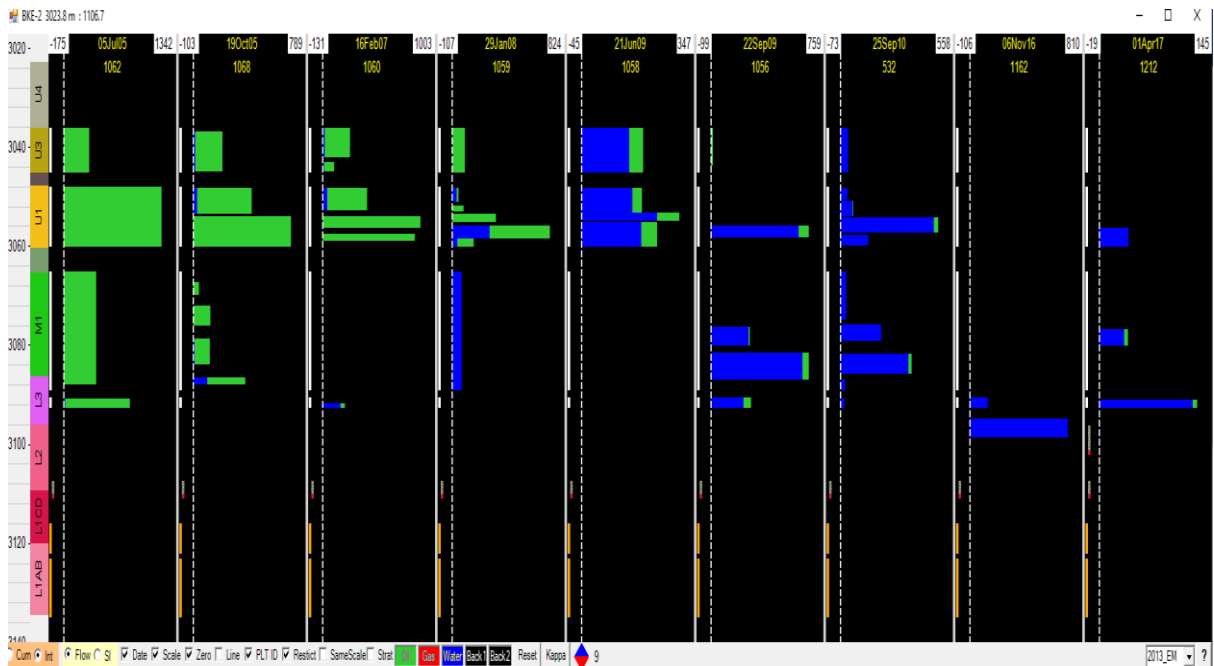


Figure III-29: Contribution des couches du puits producteur

;

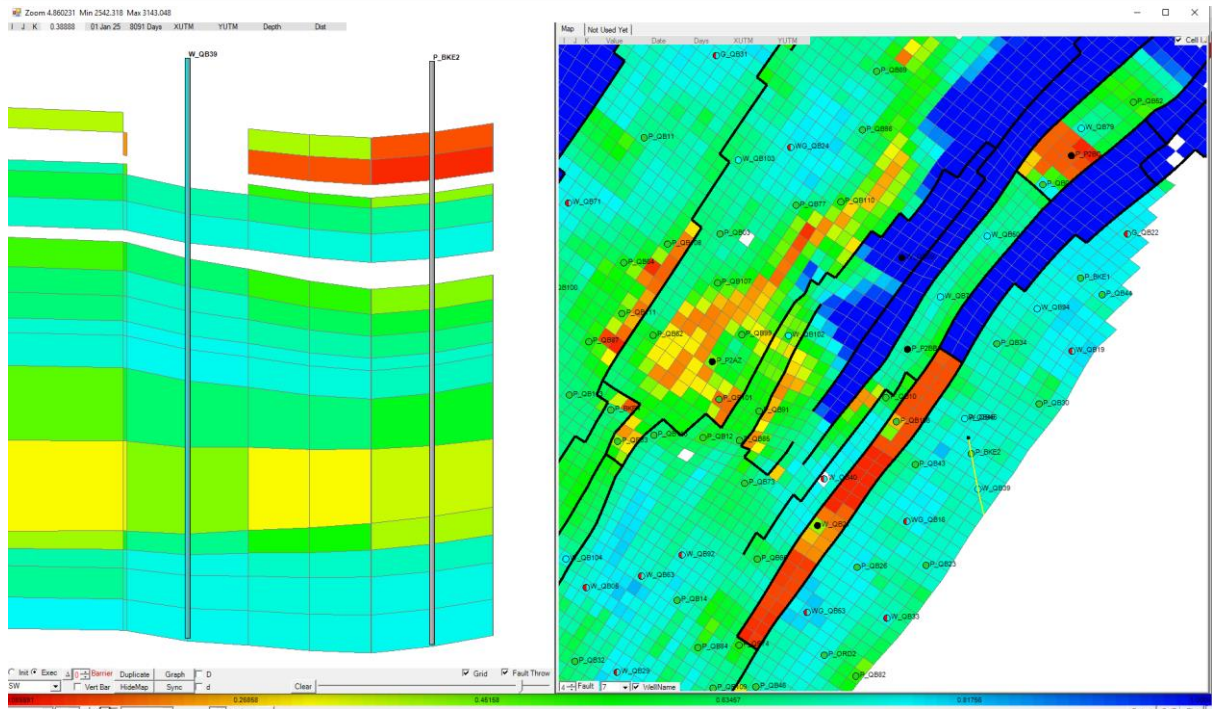


Figure III-30: Carte de saturation d'eau entre les deux puits producteur et injecteur Date 01/01/2025

III.10. Conclusion

L'utilisation du logiciel **VIP** au **Groupeement Ourhoud** a permis une simulation précise des écoulements multiphasiques et une meilleure compréhension des dynamiques du réservoir. Grâce aux modèles **statique** et **dynamique**, nous avons pu optimiser les stratégies d'injection et de production, améliorant ainsi la récupération des hydrocarbures. Cette étude a démontré l'importance de VIP dans l'analyse des performances des réservoirs et dans la prise de décisions stratégiques, offrant des solutions efficaces pour la gestion durable des ressources énergétiques. Concernant les résultats observés entre 2005 et 2025 une baisse de la production a été enregistrée, malgré l'augmentation significative de la quantité d'eau injectée et la disparition des problèmes de l'injection d'eau, ce qui montre que ce type de récupération ne devient plus efficace comme au début. Aussi la saturation d'eau devienne importante de valeur estimée par 84%.

- ✚ Face à cette situation, le champ Ourhoud a proposé plusieurs solutions, notamment :
- ✚ L'extension de capacité des Centres de Production et de Traitement (CPF) pour mieux gérer les volumes d'eau et des hydrocarbures produits
- ✚ Le forage de nouveaux puits d'exploration, afin de découvrir de nouvelles zones des hydrocarbures non encore drainées et de relancer la dynamique de production.

Conclusion Générale

Conclusion générale

Cette étude menée sur le champ pétrolier d'Ourhoud a permis d'apporter une compréhension approfondie des mécanismes d'écoulement multiphasique en milieu poreux, en mettant l'accent sur l'efficacité de l'injection d'eau comme méthode de récupération secondaire. L'utilisation des outils numériques VIP, Petrel et MapLot a permis non seulement de construire des modèles statiques et dynamiques réalistes, mais aussi de simuler différents scénarios de développement et d'optimiser les stratégies d'injection et de production.

L'injection d'eau a assuré un bon maintien de pression et de stabiliser le plateau de production à 230000 bbl/j d'huile. Entre 2005 et 2008 le wcut a augmentée de 13% à 24%et en 2012 un déclin de production a commencé. Actuellement le champ atteint une production de 60000 bbl/j avec un taux d'eau (WCUT) de 84%.

Les résultats ont montré que, malgré les contraintes liées à la compartimentation du réservoir et à l'apparition précoce d'eau dans plusieurs puits, il est possible d'améliorer significativement le taux de récupération en adoptant des approches adaptées : extension du procédé WAG, forage de puits additionnels, meilleure répartition des injections, et mobilisation de gaz d'appoint. Ces recommandations, basées sur des simulations rigoureuses et validées par les données de terrain, permettent d'assurer une gestion durable et performante des ressources, tout en anticipant les déclins de production attendus à moyen et long terme.

En somme, cette étude met en lumière l'importance de l'intégration des données géologiques, pétrophysiques et dynamiques pour élaborer des stratégies d'exploitation optimales. Elle constitue une base solide pour les futures décisions opérationnelles, offrant au Groupement Ourhoud des perspectives claires pour prolonger la durée de vie productive du gisement et maximiser les réserves récupérables.

Recommandation

Pour optimiser les workflows, il est nécessaire d'améliorer la simulation en utilisant un logiciel plus flexible, compatible et performant, ce qui réduira la dépendance à d'autres outils et minimisera les étapes intermédiaires.

Mettre en place un système centralisé et structuré pour assurer un accès rapide et fiable à la documentation et aux données pour le personnel technique des entreprises concernées.

Formuler des projections précises pour le gisement d'Ourhoud sur une durée de 5 à 10 ans, s'appuyant sur cette analyse et les informations antérieures, afin d'ajuster plus efficacement les plans de développement et de gestion.

Incorporer dans les futures recherches l'étude de la variation d'autres facteurs essentiels (comme la perméabilité, la pression exercée, etc.) au fil du temps, pour obtenir des conclusions plus exactes et prévisibles.

Organiser des formations spécifiques pour renforcer les compétences fondamentales sur les logiciels couramment employés en ingénierie, que ce soit dans des instituts spécialisés ou à travers l'université, en modifiant le système d'éducation afin d'intégrer des modules pratiques et à jour.

Références

Bibliographie

Références Bibliographies

- [1] Tissot, B.P., & Welte, D.H. (1984). Petroleum Formation and Occurrence. Springer
- [2] Bear, J. (1972). Dynamics of Fluids in Porous Media. Dover Publications.
- [3] ALLALOU S, MAENE H, "prétraitement des eaux d'injection nécessitant un chauffage dans le but de prévenir les problèmes de dépôt de carbonate de calcium", mémoire de Master, université Boumerdès, 2017.
- [4] Aziz, K., & Settari, A. (1979). Petroleum Reservoir Simulation. Applied Science Publishers.
- [5] **Kaci Fodil** : Simulation d'un déplacement immiscible eau-huile en milieu poreux, 2012, Tizi-Ouzou.
- [6] **Franck Iomine** : écoulements de particules dans un milieu poreux, 2007, Rennes.
- [7] **Fatah Mejni** : structure synchronisées dans les écoulements inhomogènes de convection mixte en milieu poreux, 2008, Lille.
- [8] **S. Bories, M. Prat** : Transferts de chaleur dans les milieux poreux , Techniques de l'ingénieur, Traité Génie Énergétique, B8 250, 2005, pp.1-32.
- [9] **Marsily G.**:quantity hydrogeology–groubdwater hydrology for engineers, academic press, 1986, San Diego.
- [10] **Guy BARRE** : Introduction la simulation numérique des gisements pétroliers, 2007
- [11] **Djivedé Elvire TOGNISSO** : écoulement de fluides complexes dans un milieu poreux, utilisation de micelles géantes pour la récupération amélioré du pétrole, 2011, Bordeaux.
- [12] [L'impact des paramètres pétro physiques de La roche réservoir du gisement de Hassi Messaoud sur la récupération assistée Secondaire du pétrole par l'injection de l'eau
- [13] **René COSSE** : Le gisement, Publication de l'institut français du pétrole, 1988, Paris.
- [14] **Hassane Djebouri** : Simulation numérique de déplacement polyphasique en milieux poreux hétérogènes, Magister, 2006, Tizi-Ouzou
- [15] **Vincent KRETZ** : Intégration de données de déplacements de fluides dans la caractérisation de milieu poreux hétérogènes 2002.
- [16] **Catherine JAFFRENNOU-LAROCHE** : Déplacements triphasiques en milieu poreux de mouillabilité hétérogène, 1998, Paris
- [17] **Nsir khalifa** : Etude expérimentale et numérique de la migration de

polluants non miscibles dans un milieu poreux saturé à l'échelle de Darcy, thèse de doctorat, 2009, université Strasbourg.

[18] **BOUQUET Antoine et PHAN DINH David** : Simulation numérique de la récupération assistée d'hydrocarbures, 2004, université Marseille.

[19] **ROCK PHYSICS AND 3-D SEISMIC CHARACTERIZATION OF RESERVOIR HETEROGENEITIES TO IMPROVE RECOVERY EFFICIENCY** de l'exploitation pétrolière, le gisement » Institut français du pétrole

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

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

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

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

[24] reservoir engineering, drive mechanisms", IFP training (formation professionnalisant PRO/GRE-4), Boumerdes _07-11 juin 2015 –Jean-Pascal DEJEAN

[25] Jorge Antonio Avendaño Benavides, Viscoélasticité et récupération améliorée du pétrole, 2008

[26] S. Thomas, Enhanced Oil Recovery: An Overview. Oil & Gas Science and Technology –Rev. IFP, 63: 2008, 9-19

[27] **T. Ahmed, N. Meehan**. Advanced Reservoir Management and Engineering. s.l. Gulf Professional Publishing, 2011.

[28] Etude et analyse de l'efficacité d'injection des gaz associés dans le réservoir au champ de Hassi Messaoud

[29] Nouredine T, Abderrahim D, Etude de l'efficacité de l'injection d'eau dans la zone 12 du champ de Hassi Messaou, Projet professionnel de fin de formation Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur spécialisé en Réservoir Engineering, IAP. 2013.

[30] **FELIOUNE M, KOUIDRI I**, " étude de la performance de l'injection d'eau dans la zone 12 champs du Hassi Messaoud ", mémoire de Master, Université Ouargla, 2014.

[31] Côte M. Latil. Cours de production, tome VI : Récupération assistée. Edition Technip, Paris, 1975

[32] Nouredine T, Abderrahim D, Etude de l'efficacité de l'injection d'eau dans la zone 12 du champ de Hassi Messaou, Projet professionnel de fin de formation Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur spécialisé en Réservoir Engineering, IAP. 2013.

[33] Récupération assistée du pétrole par injection de polymères hydrosolubles : nouvelle approche Jose Luis Juarez Morejon

Références Bibliographies

- [34] Récupération des hydrocarbures par injection de gas naturel dans le champ de Hassi R'mel (Etude de cas)
- [35] Cour écoulement polyphasique dans un milieux poreux (Dr djebas faycel)
- [36] <https://fr.scribd.com/document/810696347/chapitre-2>
- [37] <https://fr.scribd.com/document/556562892/Recuperation-assistee-du-petrole>
- [38] Documentation obtenus de Groupement Ourhoud 2025 Hassi Messaoud Algerie